

Geologisk Tidsskrift



2009



CO₂ tilbage til undergrunden

- geologisk lagring og genbrug af CO₂ i Danmark

AF HENRIK OLSEN¹ OG UFFE WILKEN²

Undergrunden leverer vores vigtigste energikilder. Men energiproduktionen fra de fossile brændsler har et spildprodukt med effekt på klimaet - CO₂. En af metoderne til at begrænse CO₂-udslippet til atmosfæren kan være at sende CO₂-en tilbage til undergrunden. Denne artikel ser på perspektiverne for geologisk lagring af CO₂ i Danmark og på mulighederne for at genanvende CO₂ til at forlænge levetiden for udtjente oliefelter.

Henrik Olsen¹: henrik@ordbryggeriet.dk; Uffe Wilken²: uwilken@scienceline.info

CO₂-rens og -lagring er en nødvendig teknologi! Sådan er den dominerende holdning i USA og flere andre lande med energiselskaberne i spidsen, hvis vi skal leve op til kravet om klimavenlig energiproduktion.

En alt for dyr teknik, som bare udskyder investeringen i vedvarende energi! Sådan lyder meldingen fra flere sider med græsrodsorganisationer som primære talerør.

Meningerne er delte, og enigheden ligger nok ikke lige om hjørnet. Til gengæld er det sikkert, at geologisk CO₂-lagring vil dukke op i mange lande verden over i de kommende år - enten som demonstrationsanlæg eller som egentlige CO₂-lagre. Spørgsmålet er blot, om Danmark vil være blandt de lande, der indfører denne teknik til at begrænse kraftværkernes CO₂-udslip til atmosfæren. Alternativt kan Danmark komme med i den eksklusive klub af lande, som genanvender CO₂ fra kulfyrede kraftværker til at få mere ud af oliefelterne og dermed tjene penge på at skaffe sig af med CO₂-en.

CO₂-lagring og -genbrug: Kort fortalt

Kulfyrede kraftværker kan gøres CO₂-neutrale ved at fjerne CO₂-en fra kullene eller røggassen og lagre den i egnede geologiske strukturer. Teknikken går ofte under forkortelsen CCS, *Carbon Capture and Storage*.

I praksis arbejder forskere og store energiselskaber med tre forskellige teknologier til at fjerne CO₂ fra kraftværkerne. Alle teknologierne er temmelig energikrævende. Når talen falder på lagringen, er dybtliggende, saltvandsførende grundvandsmagasiner - saline akviferer - i fokus. Da der er tale om saltholdige formationer, er der ingen konflikt med drikkevandsforsyningen. De geologiske lagre skal helst ligge tæt på kraftværkerne for at mindske omkostningerne til transport af CO₂. Men også akviferer og udtjente olie-

og gasfelter i Nordsøen eller andre shelfområder kan komme på tale.

Undergrunden skal opfylde flere krav, før den er interessant set fra en CCS-vinkel. Først og fremmest skal et porøst geologisk lag være til stede, reservoiret. Og det skal have en tilstrækkelig tykkelse og udstrækning til, at der er et attraktivt lagervolumen. Det skal også være så tilpas permeabelt, at der kan pumpes CO₂ ned med en rate, som modsvarer kraftværkets CO₂-produktion. Og så skal reservoiret befinde sig på så stor dybde - mere end 800 meter - at CO₂ på grund af tryk- og temperaturforholdene optræder i en stærkt fortættet form og derfor fylder langt mindre end ved jordoverfladen. På den måde kan CO₂-mængden øges med omkring 300 gange i forhold til deponering ved jordoverfladen. For at undgå, at CO₂-en slipper ud af lageret, skal der være et tæt låg eller segl over reservoiret. Og lagene med reservoir og segl skal helst bule op eller danne en anden lukket geologisk struktur, der hindrer at CO₂-slipper ud til siderne.

En anden måde at slippe af med CO₂ på er ved at pumpe det ned i et næsten udtjent oliefelt. Når olie optager CO₂ bliver den mere letflydende og er nemmere at udvinde fra oliereservoiret. Det giver mulighed for at udvinde noget af den resterende olie, som ellers er umulig at få op med almindelige indvindings-teknikker. Samtidig vil der kunne lagres en del CO₂ i oliefeltet, når olieproduktionen er ophørt, men det er nærmest en sidegevinst ved metoden.

Perspektiverne for Danmark

Danske forskere og energiselskaber har i en årrække arbejdet med både CO₂-rensning, og hvordan man skaffer sig af med CO₂ ved at pumpe den ned i den danske undergrund.

Denne artikel handler primært om det sidste - om geologisk CO₂-lagring og om at genbruge CO₂ til at forlænge levetiden for udtjente oliefelter. Artiklen

bygger på litteraturstudier og på en række interviews med danske forskere og eksperter fra danske energiselskaber /1/, og blikket er først og fremmest rettet mod den danske undergrund.

Vi ser på, hvad der sker, når CO₂ bliver pumpet ned i undergrunden og på de potentielle geologiske lagerpladser i Danmark. Vi ser også på perspektiverne for at øge olieindvindingen i Nordsøen ved at tilsætte CO₂, og hvordan CO₂ opfører sig i oliereservoiret. Selve CO₂-renseriet bliver dog også kort beskrevet, ligesom udenlandske erfaringer bliver omtalt.



CO₂-rens og -lagring. Fossile brændsler fra kulfyrede kraftværker kan gøres CO₂-neutrale ved at rense CO₂ ud af røggassen eller kullet og lagre CO₂-en i geologiske strukturer i stor dybde. Det kan ske i nærheden af kraftværket eller i Nordsøen, hvor der i forvejen findes injektionsplatforme. CO₂ kan også bruges til at øge olieindvindingen i næsten udtjente felter i Nordsøen. CO₂ fra kraftværk (1) renses og komprimeres til superkritisk væske. Saltvandsholdigt grundvandsmagasin (5) - salin akvifer - på mere end 800 meters dybde, hvor tryk og temperatur fastholder CO₂ på superkritisk form. Geologisk struktur med tæt segl danner en fælde (5,6), så CO₂ ikke slipper ud. Rørledning (2) eller tankskib (4) bringer CO₂ ud til olieplatform (3). CO₂ pumpes ned i oliefelt (6) og aktiverer noget af den resterende olie. Når produktionen stopper lagres noget CO₂ i strukturen, ligesom i de saline akviferer.

Hvor kommer CO₂-en fra?

Fossile brændsler afgiver CO₂ ved forbrænding, og kul - som er den primære energikilde til Danmarks elkraftværker - afgiver mere end både olie og naturgas. Det er den CO₂, man vil lagre i geologiske lag i stedet for at sende den ud i atmosfæren. Inden kulkraftværkets CO₂ kan finde vej til undergrunden, er det dog nødvendigt at rense den ud af enten kullet eller røggassen.

Fossile brændsler

Når fossile brændsler verden over får vores biler til at køre, elværkernes turbiner til at snurre og boligerne til at holde en behagelig skjortearmetemperatur, slipper vi samtidig omkring 28 milliarder ton CO₂ ud på årsbasis /2/. Det øger den hårdt belastede atmosfæres CO₂-indhold med mere end 13 milliarder ton årligt /3/, for det er kun omkring halvdelen, som økosystemer og havvand kan optage fra atmosfæren igen.

Olie og kul er de største CO₂-bidragsydere. De står til sammen for mere end to tredjedele af CO₂-bidraget, med nogenlunde lige meget fra hver. Naturgas står for næsten en femtedel. Mens olien primært går til transport i form af brændstof, går langt den største del af kullet til elproduktion og varme. Naturgas går primært til varme, men flere lande - blandt andet Holland, Italien, Irland og Luxemburg - benytter hovedsagelig naturgas til deres elproduktion /4/.

Det er ikke ligegyldigt, hvilken form for fossil

brændsel, man vælger, når CO₂-regnskabet skal gøres op. Olie frigiver mellem 72 og 78 kg CO₂, hver gang man vrider en gigajoule energi ud af brændslet. Kul slipper hele 95 kg CO₂ ud for hver gigajoule energi. Det mest klimavenlige brændsel i denne sammenhæng er naturgassen, som kun udleder 57 kg CO₂, hver gang vi luner os med en gigajoule. Kul afgiver altså 67 procent mere CO₂ end naturgas ved den samme energimængde. Det er derfor naturligt, at fokus ligger på de kulfyrede kraftværker, når snakken falder på CO₂-rens og lagring. For når man går efter den største udleder, er udbyttet størst.

CO₂-renseriet

Energiselskaber i hele verden arbejder på højtryk med at udvikle fremtidens CO₂-renseri, som kan fjerne CO₂ fra de kulfyrede kraftværkers røggas eller direkte fra kullene. I øjeblikket er der tre teknikker, som er i spil: røggasrensning, forgasning og oxyfuel-teknikken.

Tre teknikker til CO₂-rensning

Røggasrensning

Den teknik, som er bedst kendt i Danmark, er røggasrensning. Teknikken går ud på at sende røggassen ind i en tank med en kemisk substans, som binder CO₂-en meget stærkt, mens den rensede røggas, som primært består af vanddamp, bliver ledt ud gennem kraftværkets skorsten. Sidste led i processen er at få CO₂-en frigjort fra CO₂-binderen, og det sker ved at varme den CO₂-holdige substans op i en såkaldt CO₂-stripper. Herefter kan den frigjorte CO₂ pumpes ned i det underjordiske lager.

Røggasrensning er blevet testet i DONG Energy's forsøgsanlæg i Esbjerg, og det er sandsynligvis den teknik, som vil blive anvendt på de eksisterende danske kraftværker, hvis de går over til CCS, da teknikken umiddelbart kan kobles til kraftværkernes eksisterende skorstene. I Vattenfalls planlagte CCS-projekt på Nordjyllandsværket er det ligeledes røggasrensning, der er på tale.

Forgasning

Den metode, som især amerikanske forskere og energisel-

skaber sværger til, er en forgasningsteknik. Teknikken består i at opvarme kullet under meget høje temperaturer, mens man tilsætter ren ilt. Det reagerer med kullet, og resultatet er en syntetisk gas. Efter tilsætning af vanddamp bliver det en gas, som består af brint og CO₂, der relativt let kan adskilles. Herefter kan brinten anvendes til elproduktion i en gasturbine, mens CO₂-en kan lagres i undergrunden.

Oxyfuel

Den tredje kendte rensningsmetode går under navnet oxyfuel. Ved forbrændingen af kullet tilsætter man ren ilt og recirkuleret røggas. Det giver en mere enkelt sammensat røggas, hvor man slipper for kvælstofgas, som ellers indgår, hvis man anvendte atmosfærisk luft ved forbrændingen. Røggassen bliver - som ved de øvrige teknikker - rensed for partikler og svovl, og tilbage har man CO₂ og vand, som fordampes væk. Slutproduktet er ren CO₂, der kan deponeres. Oxyfuelteknikken vil blandt andet blive anvendt på Vattenfalls planlagte tyske CCS-anlæg, som kobles på det eksisterende kulkraftværk, Schwarze Pumpe.

Der er tale om tre velkendte teknikker, og man kunne tro, at de derfor hurtigt ville gå deres sejrsgang på alverdens kulfyrede kraftværker. Men det er langt fra tilfældet, og det skyldes først og fremmest, at alle teknikker har et meget stort energiforbrug.

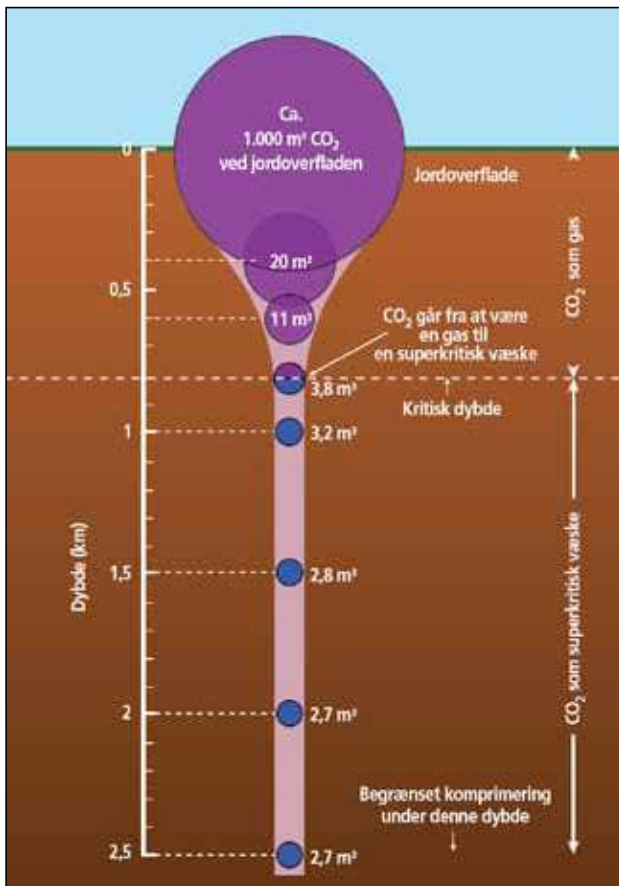
Ved røggasrensningen er det energiforbruget til at frigøre CO₂-en i CO₂-stripperen, der er energislugeren. Forgasningsteknikken kræver meget høje temperaturer for at omdanne kullet til gas - og det kræver naturligvis også store energimængder. Ved oxyfuelteknikken er der et stort energiforbrug til at udskille ren ilt fra atmosfærisk luft, hvor der kun er 21 procent ilt. Ingen af teknikkerne er markant bedre end de andre, og vi taler om et ekstra energiforbrug på omkring 20 procent i forhold til kraftværksdrift uden CO₂-rensning.

Hvad sker der dernede?

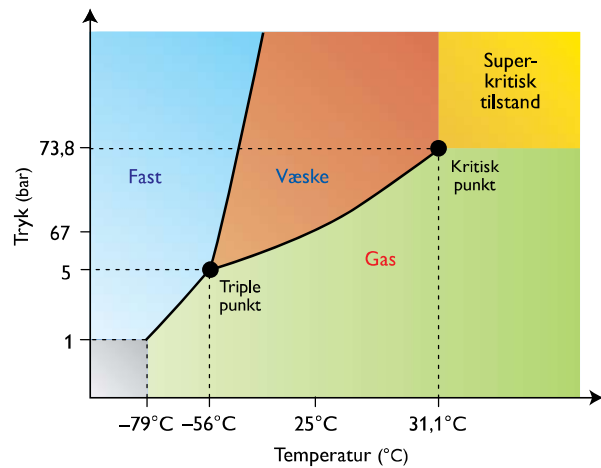
Når CO_2 er renset ud af kullene eller røggassen, bliver det komprimeret og pumpet ned i et egnet reservoir. Her fylder CO_2 -en mindre end 0,4 procent af sit volumen ved jordoverfladen. Eller hvad der svarer til, at en VW Golf bliver presset ned til en klump på størrelse med en badebold. Derfor kan man pumpe millioner af tons CO_2 ned i porøse geologiske lag. Vi ser nærmere på, hvad et perfekt geologisk lager er, hvordan CO_2 -en rent fysisk vil opføre sig i undergrunden, og hvordan den vil reagere med de geologiske omgivelser nede i reservoiret.

Fysikken i dybden

Har man en beholder med CO_2 på nogle få grader over stuetemperatur og med et normalt atmosfærisk tryk på 1 bar, vil beholderen indeholde CO_2 på gasform. Øger man trykket, vil luftarten blive tungere og tungere, indtil den ved 73,8 bar skifter fase. CO_2 i beholderen er blevet til en superkritisk væske og har nu ændret egenskaber – eller rettere sagt: den har fået lidt



CO_2 -ens volumenreduktion med stigende dybde. En ballon med CO_2 , der på jordoverfladen fylder 1000 m^3 , vil på dybder større end ca. 1.500 meter kun fylde 2,7 m^3 . Allerede i ca. 800 meters dybde bliver CO_2 superkritisk med en volumen på 3,8 m^3 . (Fra /3/).



Fasediagram for CO_2 . Over det kritiske punkt, der for CO_2 -ens vedkommende ligger på 31,1 °C og 73,8 bar, er CO_2 en superkritisk væske. Det er en fase, hvor CO_2 hverken er en gas eller en væske – men har begge fasers egenskaber. Den strømmer let igennem porerummene som en gas, men er tung som en væske. (Modificeret efter /6/).



CO_2 - fra gas og væske til superkritisk tilstand. Fasediagrammets kurvestykke, som repræsenterer grænsen mellem luftart og væske, kaldes kogekurven. Når man ligger på kogekurven, optræder CO_2 både som væske og som gas. Bevæger man sig opad langs kogekurven, hvor både tryk og temperatur øges, sker der to ting: Væskens densitet falder på grund af termal udvidelse. Og luftartens densitet stiger, fordi trykket stiger. Ved det kritiske punkt bliver de to densiteter identiske, og forskellen på luftart og væske forsvinder – CO_2 overgår til den superkritiske tilstand. (Fotos fra: /5/).

fra den ene fase og lidt fra den anden fase. Fra luften har den fået viskositeten – den er tyndtflydende og meget mobil. Fra væsken har den fået densiteten – den er tung. Og skulle man stå med 1000 m³ overskuds-CO₂ på jordoverfladen, vil den i 2 kilometers dybde fylde mindre end 3 m³. Det er kombinationen af at være tyndtflydende, og at der er så meget CO₂ på så lidt plads, man udnytter ved CO₂ lagring.

Det perfekte lager

Hele det tekniske koncept omkring geologisk CO₂-lagring bygger på, at man pumper CO₂ flere hundrede meter ned i en egnet reservoirbjergart - mere præcist mellem 800 meter og 2400 meter. Dybder på mere end 800 meter er optimale, for her får tryk- og temperaturforholdene CO₂ til at skifte fase til den kompakte superkritiske væske. Under denne dybde forbliver CO₂ på superkritisk form og bliver stort set ikke kompakteret yderligere. I en dybde på omkring 2400 meter falder porøsiteten og permeabiliteten normalt til et kritisk lavt niveau, så dybere end det er reservoiret ikke interessant.

Peter Frykman fra GEUS har brugt en stor del af sin arbejdstid de senere år på CO₂-lagring. Han forklarer, hvad der rent fysisk sker, når man pumper CO₂ ned i et reservoir:

"I anlægget på jordoverfladen komprimerer man CO₂ til en superkritisk væske. Herfra pumpes det videre ned i undergrunden. Der skal være overtryk i røret – ikke for meget og ikke for lidt, men tilstrækkeligt til at trykket overvinder vandtrykket i reservoirret. Sætter man for meget tryk på, risikerer man at flække formationen omkring borehullet og skabe sprækker. Det optimale er et tryk, der lige præcis er stort nok til at væsken søger ud i porerne mellem alle kornene og breder sig ud homogent og velkontrolleret. CO₂-en vil blive presset ud og fortrænge formationsvandet, der kun kan løbe ud til siderne. Når CO₂ pumpes ud i den formation, den skal ligge i, er den letflydende og vil søge ud i de højpermeable lag – der hvor der er størst porer. Kombinationen af at være

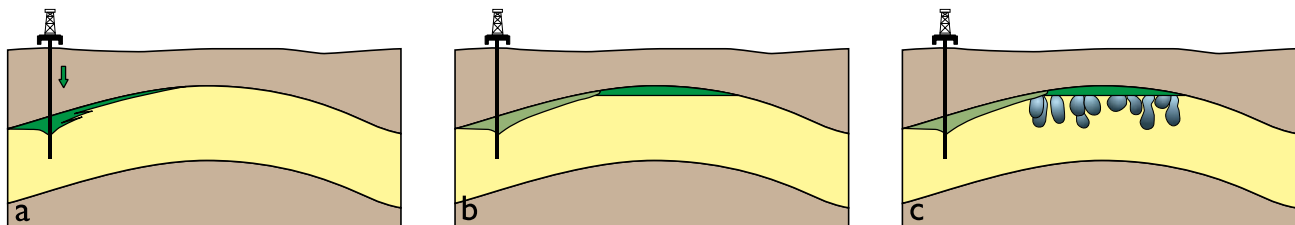
letflydende og lidt lettere end det saltvand, der er i porerne, betyder, at når CO₂-en finder et egnet lag, så vil den brede sig opad og lateralt ud under seglbjergarten som en tynd skive, mens den fortrænger det vand, der ligger i porerne."

Superkritisk CO₂ i 800 meters dybde har en densitet på 0,6 g/cm³ og er altså lettere end formationsvandet, der ofte har en densitet på godt 1,1 g/cm³. Et krav til reservoiret er derfor, at der er en strukturel fælde, som CO₂-en kan bevæge sig op i og et segl, som holder CO₂-en effektivt på plads i lageret - nøjagtig som i et olie- eller gasfelt. I Det Danske Basin er de strukturelle fælder primært opstået over saltpuder, hvor Zechstein salt har skubbet de overliggende sedimentære lag op i buler. Her vil man typisk sætte sit borerør på flanken af bulen og pumpe CO₂-en ind i reservoiret.

Eksplodingsfare?

CO₂-en bliver pumpet ind i reservoirbjergarten ved et let overtryk. Hvad nu, hvis man leger Djævelens advokat og antager, at teknikerne har fejlberegnet pumpestrykket, så bjergarterne sprækker. Ville det medføre en gigantisk eksplosion? Tænk lige tilbage på de 3 m³ komprimeret, superkritisk CO₂ nede i reservoirret. Går turen den anden vej – opad - vil de fylde 1000 m³ på jordoverfladen. Da de fleste reservoirer potentielt kan indeholde millioner af kubikmeter CO₂, så er katastrofetanken jo nærliggende. Peter Frykman ryster på hovedet og afviser:

"Et uheld vil ikke være en selvforstærkende effekt, hvor gassen bare bliver ved og ved med at udvide sig. Der er snarere mulighed for en form for selvbremsende effekt. Overtrykket vil ikke sprænge sig vej op gennem undergrunden. Fordi gassen er så tyndtflydende vil den løbe hurtigt opad og nærmest brede sig ud i en fane, og vil ikke kunne nå at bygge noget stort overtryk op. Det vil højst fise ud som en geysir på overfladen, som man kender fra Crystal Geysir i USA, hvor man ved en fejltagelse kom til at bore ned i et CO₂-reservoir. En anden mulighed er, at fryseffekten vil stoppe lækken," siger Peter Frykman.



CO₂ i reservoirret. A) Når CO₂ injiceres vil den søge opad på grund af sin lavere massefylde. B) Efter at injektionen er stoppet, vil den mobile CO₂ samle sig i toppen af strukturen. Der efterlades en smule residual CO₂, som ikke kan flyttes, da det er fanget i de små porerum af kapillærkræfterne. C) Efter 100-1000 år vil der dannes et overgangslag under den CO₂, der er fanget i strukturen. Dette vil have lidt højere massefylde end det omgivende porevand og vil derfor kunne danne nedsynkende fingre, som giver ophav til konvektion.

Når den superkritiske væske vandrer opad, falder trykket nemlig, og væsken skifter fase til CO₂-gas. Dette faseskift er kraftigt energikrævende. Energien tages fra omgivelserne i form af varme fra bjergarterne, som bliver udsat for så stort et temperaturfald, at CO₂ vil fryse i porerummene. Den CO₂, der stiger op, vil udvide sig, afkøles og blive til tøris. Det vil effektivt sætte en prop i for en katastrofeeksplosion på overfladen.

Modeller af strømningen

Når geologerne har udset sig et potentielt reservoir, kobles de geologiske modeller sammen med strømningssimuleringer. Peter Frykman har deltaget i modelarbejdet med lokaliteter som Ketzin i det tidligere Østtyskland og Vedsted i Nordjylland. Modellerne viser, hvordan CO₂ strømmer i forhold til geologien over tidsperioder på f.eks. 10 eller 100 år.

“Min rolle har været at kombinere de forskellige data - brøndata og de kort, der kom ud af den seismiske kortlægning - og lave en tredimensional model af dels strukturen og dels indholdet, altså hvilke facies, der er, og hvilke egenskaber de har - porøsitet og permeabilitet. Det er det, der bestemmer opførslen af reservoiret, når man begynder at injicere,” fortsætter Peter Frykman.

Data er lagt ind i et geologisk modelleringsprogram som en tredimensional model med porøsitet- og permeabilitetsfordeling, forkastninger og andre geologiske strukturer. Herefter er modellen overført til en avanceret strømningssimulator, der kan simulere op til tre forskellige fluid-faser. I dette tilfælde er der dog kun anvendt to faser, nemlig CO₂-en, der bliver pumpet ned i reservoiret, og saltvandet som allerede befinder sig dernede og bliver fortrængt af CO₂.

Med strukturen og det geologiske indhold på plads i strømningssimuleringen skal den virtuelle injektionsboring placeres.

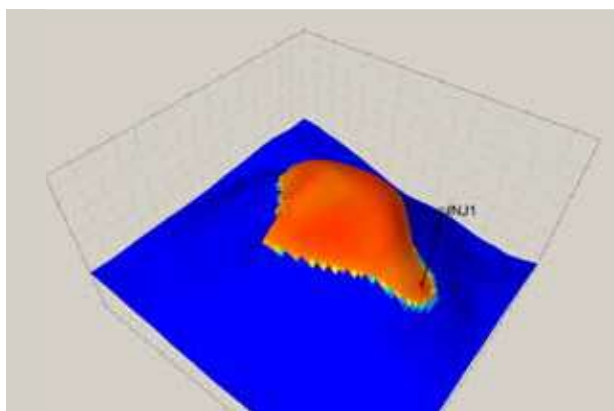
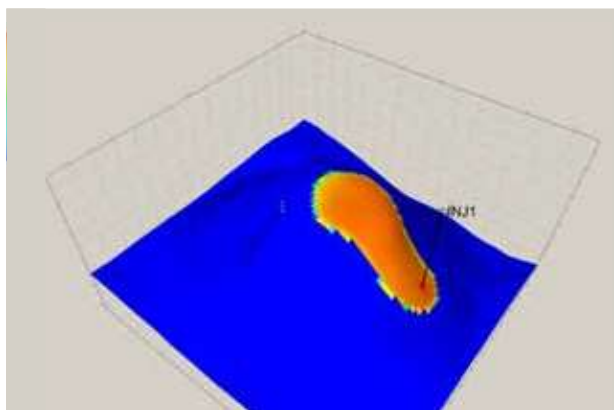
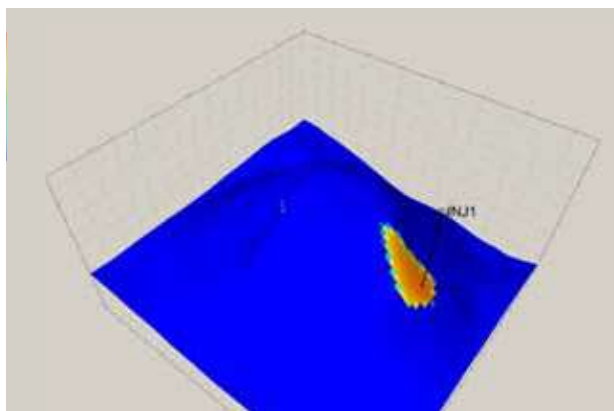
“Filosofien er, at man helst ikke vil punktere toppen af strukturen,” fortæller Peter Frykman.

“Et andet element er lagringsmekanismen. Når man injicerer CO₂ på flanken, vandrer det opad mod toppen. Men der vil altid være noget, der bliver fanget i porenetværket på grund af kapillarkræfterne. Man får efterladt et sneglespor af CO₂ så at sige - bobler af CO₂, som er fanget i de små porerum, og de er immobile og kan ikke slippe bort. Så man optimerer den kapillare fangst ved at ligge så langt nede af flanken som muligt,” forklarer Peter Frykman.

Men der er også grænser for, hvor langt nede ad flanken, man kan placere injektionsboringen, uden at CO₂ smutter ud ad bagdøren:

“Når man injicerer med stort tryk, så fylder man også CO₂ nedad skråningen,” pointerer Peter Frykman.

Hvis boringen derfor ligger for langt nede ad flanken, kan man risikere, at CO₂ passerer *spill point* neden



Reservoirsimulering. For at finde den optimale placering af injektionsboringen foretager man reservoirsimulering. Normalt placerer man boringen på flanken af strukturen. Noget af CO₂-en vil blive presset nedad, men opdrift vil få hovedparten til at søge opad. Figureerne viser en gradvis fyldning af en struktur. Modelområdet er 15x15 km. Farveskalaen viser CO₂ mætning fra 0.00 (blå) til 0.57 (rød). Simulering leveret af Peter Frykman, GEUS.

for boringen og dermed forsvinder ud af den lukkede geologiske struktur, og det vil man ikke risikere. Det er altså afgørende at vide, hvordan CO₂-en bevæger sig i undergrunden. Men hvad der er nok så interessant også at vide er, hvad der sker med miljøet nede i reservoiret, når CO₂ pumpes ned. Her kommer geokemikerne ind i billedet.

Kemien i dybden

"Hvorfor skal vi snakke om det her? Der er jo ikke noget at komme efter."

Sådan faldt ordene på en konference for nylig om europæisk CO₂-lagring. Den bastante udmelding blev fremsat af en geologisk modellør, da diskussionen bevægede sig ind på de geokemiske reaktioner i reservoiret, når man pumper superkritisk CO₂ ned i dybet. Geokemikeren Claus Kjøller fra GEUS er ikke enig. Han siger:

"Man kan ikke helt afskrive betydningen af de kemiske reaktioner i reservoiret. Det synes jeg, at de er for vigtige til. Der har naturligt nok været mest fokus på, hvordan man får pumpet CO₂ ned, og hvilke egenskaber et anvendeligt reservoir skal have, samt hvilke geologiske kriterier, der skal være opfyldt. Selvom der som sådan ikke stilles krav til kemien i undergrunden, så mangler der stadig viden om geokemien på en række områder. Ikke fordi jeg forventer problemer på den led – snarere tværtimod."

Claus Kjøller har naturligvis en pointe. Når CO₂ pumpes ned i reservoiret, er den godt nok tør – det vil sige uden vanddamp og derfor ikke særlig reaktiv. Men når den kommer i kontakt med vand i reservoiret, danner den kulsyre. Dermed opstår der mulighed for både opløsnings- og udfældningsreaktioner. Begge reaktionstyper kan få indflydelse på reservoirets egenskaber som lager og skabe både problemer og gevinster. Det kan være et problem, hvis genudfældningen af sekundære mineraler reducerer porøsiteten og permeabiliteten. Derved får CO₂-en sværere ved at vandre ud i reservoiret, hvor også det tilgængelige volumen er reduceret. Modsat kan det blive en fordel, hvis opløsningseffekter øger porøsitet og permeabilitet.

Når CO₂ bliver pumpet ned i reservoiret, vil det skubbe formationsvandet væk. Uden vand, ingen kemiske reaktioner. Selvom CO₂-en fysisk har fjernet stort set alt vandet, er der stadig to steder, hvor der er vand tilbage, og hvor CO₂ har mulighed for at reagere. Dels langs den front, som CO₂ har i udbredelsesretningen. Dels i den tynde film af vand, der på grund af kapillarkræfterne altid vil omgive sedimentkornene.

Med til beskrivelsen af potentialet for et specifikt reservoir hører derfor en vurdering af reservoir- og seglbjergarternes geokemi, formationsvandets kemi, måling af tryk og temperaturforhold og analyser af CO₂-ens sammensætning og kemiske egenskaber. Selv små urenheder med svovl eller kvælstof i kuldioxiden kan få konsekvenser for den måde, reservoiret reagerer med CO₂-en på.

Saltvand i undergrunden

Ifølge Claus Kjøller er det kemiske miljø, som CO₂ pumpes ned i, et miljø, der har udviklet sig over

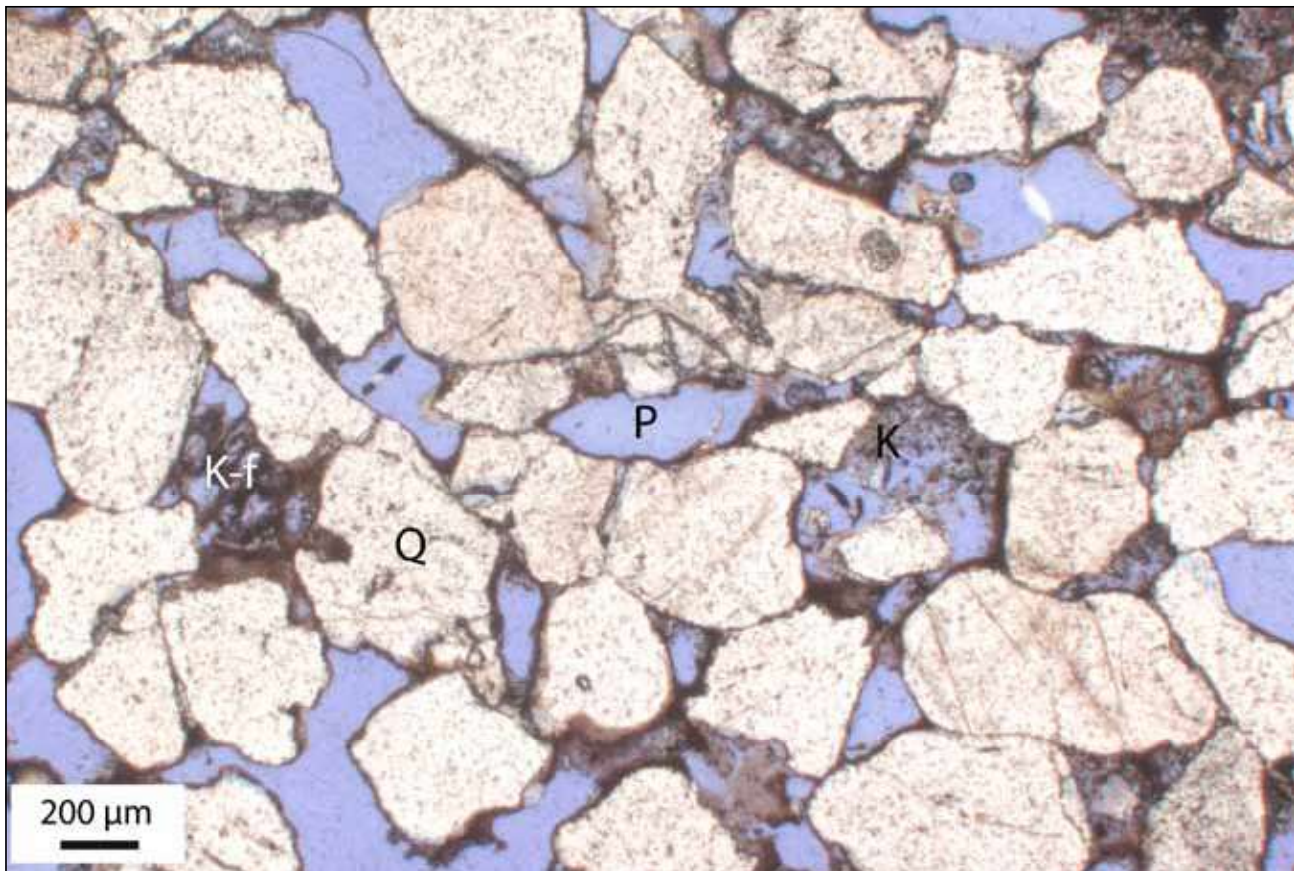
mange år og er i ligevægt. Formationsvandet, der udfylder porerummene, har en saltholdighed fra få procent og op til omkring 30 procent, svarende til en saltlage med ca. 200 gram klorid pr. liter vand. Saliniteten stiger generelt med dybden og når en mætning i ca. 3.000 meters dybde. Denne gradvise stigning i saltholdigheden skyldes sandsynligvis, at salt diffunderer op fra de udbredte, underliggende Zechstein saltlag.

Jo mere saltholdig, det tilgængelige vand er, jo mindre CO₂ kan der opløses i det, fordi der er flere molekyler, der kæmper om pladserne i vandet. Det er netop opløsningen af CO₂ i vandet med efterfølgende opløsning af nogle mineraler og genudfældning af andre, man er interesseret i at undersøge. Opløsningen og genudfældningen kan ændre på porøsitet og permeabilitet, hvilket kan få betydning for reservoirets egenskaber som lager.

Til laboratorieforsøg med henblik på at vurdere de geokemiske reaktioner i et givent reservoir er formationsvand en nødvendig ingrediens. Det kan man dog ikke lige købe, så i stedet må man fremstille sit eget syntetiske formationsvand. Her halter det desværre med opskrifter. Data om de kemiske sammensætninger af formationsvand fra relevante, geologiske formationer i den danske undergrund er få, og egentlige prøver af vandet eksisterer stort set ikke. Tabellen viser en af undtagelserne. Her er det vand fra prøvepumpninger i Stenlille-19 boringen fra 2001, der viser sammensætningen af formationsvand i Gassum Formationen. Vandet er ikke uventet rigt på natrium og klorid, men indeholder også en del calcium. Data fra denne boring er blevet brugt til at fremstille syntetisk formationsvand til brug for laboratorieforsøg med borekerner fra samme Gassum Formation.

Stof	Formationsvand (g/l)	Havvand (g/l)
Cl	113	19
SO ₄	<0,02	
Br	0,44	
Na	59	11
Ca	11,5	0,4
Mg	1,14	
K	1,1	
Sr	0,66	

Sammensætningen af formationsvandet fra Stenlille-19 boringen i 1.640 meters dybde. (Fra /7/). Til sammenligning ses koncentrationerne i havvand af de tre ioner klorid, natrium og calcium. Havvand fra Atlanterhavet har en salinitet på ca. 3,5 procent



Tyndslib af sandsten fra Gassum Formationen. Sandkorn er mest kvarts (Q), enkelte kalifeldspat der er delvist opløst (K-f) og kaolinit (K). Porerum er fyldt med blåfarvet epoxy (P). (Foto: Rikke Weibel, GEUS).

En af de mest oplagte reservoirbjergarter på land i det danske område er netop Gassum Formationen, der i den nordlige del af landet hovedsagelig er en subarkose. En arkose er en sandsten, der har mere end 25 procent feldspat. En subarkose har lidt mindre indhold af feldspat. CO_2 -reaktionen med reservoirbjergarten sker ved mødet med vandet - i porerummene som en tynd film omkring sedimentkornene eller på grænsen mellem CO_2 -fanen og formationsvandet. CO_2 vil i første omgang opløses i vandet og blive til kulsyre. Sidenhen vil kulsyren så reagere med reservoirbjergartens sedimentkorn og med mineraler, der har vokset på kornene som cement.

Simuleret kemi

Amerikanske forskeres beregninger med geokemiske modeller på en til lejligheden sammensat virtuel arkose viser, at feldspatkornene opløses, og at der til forskellig tid og i forskellige afstande fra en CO_2 -injektion vil udfældes sekundære karbonatminerale som calcit, siderit (FeCO_3), ankerit ($\text{Ca}(\text{Mg},\text{Fe})(\text{CO}_3)_2$) og dawsonit ($\text{NaAlCO}_3(\text{OH})_2$). Ankerit dukker for

eksempel op efter en simulering på 100 år, og efter simulering på 10.000 år udgør ankerit 3,5 volumenprocent i en udbredelseszone fra 100 meter til 1.600 meter /8/.

Efter injektion af CO_2 i en periode på 100 år og set over et tidsrum fra 100 til 10.000 år vil opløsningen af reservoirbjergarten få porøsiteten til at øges ganske lidt indenfor de første 20-30 meter fra boringen. Længere væk fra boringen falder porøsiteten med flere procent, afhængig af hvor lang tid modellen har givet mineralerne til at blive udfældet. Fjernere end ca. 20-30 meter fra injektionen stiger udfældningen af karbonatminerale kraftigt fra omkring 10 kg pr. kubikmeter til 60 kg pr. kubikmeter efter 10.000 år. Modelkørslerne viser med andre ord, at der sker en udvikling i porøsiteten i forskellige afstande fra boringen på forskellige tidspunkter ud i fremtiden.

Én ting er modellerne og laboratorierne. En anden er virkeligheden. Desværre er der meget få eksempler fra virkelighedens verden, der kan enten understøtte eller forkaste arbejdet fra de lune kontorer. En undtagelse er dog siltsten fra den perme Supai Formation i det vestlige USA, der har været udsat for enten

magmatisk eller vulkansk aktivitet. Det har frigjort CO₂, der herefter er strømmet gennem bjergarterne. Her bekræfter feltundersøgelser modellerne, idet dawsonit ses sammen med korroderet plagioklas.

Claus Kjøller og hans kolleger på GEUS arbejder med at studere de mulige geokemiske konsekvenser af CO₂-lagring i danske sandstensreservoirer. Claus Kjøller siger:

”Den tørre CO₂ medfører, at den smule vand, der måtte være bundet som vandfilm rundt om på kornene, vil fordampe. Herved udfældes salte fra vandfilmen, og de kan have en betydning for porøsitet og permeabilitet. Dét er interessant, for hvad vil det betyde for dit reservoir? Denne problemstilling er kun lidt undersøgt, og det eneste resultat, jeg kender til, er eksperimentelt og viser en reduktion af permeabiliteten på op til 60 procent. Det kan vi ikke forstå, så derfor vil vi gerne kigge lidt nærmere på forløbet af denne udtørningsproces.”

Geokemikerne har også kigget på seglbjergarterne, for når CO₂ vandrer opad i fælden og lagrer sig under forseglingen, skal disse bjergarter stå for skud og kan måske ændre egenskaber. Her er det dog knap så kritisk. En seglbjergart skal i sagens natur være uigennemtrængelig og må derfor antages at have så lille en porøsitet og permeabilitet, at CO₂ næppe vil trænge særlig langt ind i bjergarten. Modellering viser, at diffusion vil være den dominerende proces, og med en lersten som Fjerritslev Formationen, der er seglet over Gassum Formationen, vil CO₂ trænge mindre end 10 meter op gennem seglet på 1000 år /3/.

Beskidt CO₂

Da CO₂-lagring også gerne skulle være økonomisk bæredygtigt, og da det er dyrt at rense røgen for urenheder som SO₂, kunne man jo vælge at undlade at fjerne denne luftart. Man kunne også forestille sig, at nye metoder til udskillelse af CO₂ medførte et vist indhold af SO₂. Hvilke konsekvenser ville det få for kemien i reservoirret og i sidste ende for reservoirrets egenskaber? Det er en problematik, der interesserer Claus Kjøller en hel del. Han siger:

”Man kan forestille sig, at hvis den nedpumpe CO₂ er forurenset med SO₂, så vil man få noget, der er mere reaktivt. Måske også en større opløsning tættere på boringen, som dog næppe vil modsvares af udfældning længere ude. Det kunne være interessant at se, hvad det betyder for de geomekaniske styrkeegenskaber på både segl- og reservoirbjergarterne.”

Ud over ønsket om at undersøge konsekvenserne af at pumpe urenheder ned i reservoirret, så har Claus Kjøller også lige et par andre ting til ønskelisten:

”Ja, det ville være fint at få lidt mere at vide om, hvorvidt de geokemiske reaktioner, vi ved forekommer, giver anledning til en ændring i de geomekaniske

styrkeegenskaber i både reservoir og seglbjergart. Det ville kunne vurderes ud fra en kombination af eksperimenter og modellering. Og hvad betyder de lokalitetsspecifikke kemiske egenskaber i forbindelse med lagringen? Som udgangspunkt har reservoir og seglbjergart jo forskellig geokemi. Som det er nu, kender vi kun de overordnede effekter. Og endelig ville vi gerne fortsætte det arbejde, vi allerede er i gang med her på GEUS på at vurdere effekterne af udtørringen af zonen nær injektionsboringen. Hvad betyder udtørringen f.eks. for lithologi og saltlagens kemi”?

Så næste gang Claus Kjøller og hans geokemi-kolleger er til konference, kunne de måske trække deres liste med spørgsmål frem og forklare modellørerne, at nu er der arbejde!

Er der risiko ved CO₂-lagring?

Hvis CO₂-lagring skal have en fremtid i Danmark, skal risikoen være minimal. At undgå risici er næppe muligt, men med de rette geologiske forhold og en nøje overvågning kan risikoen for mennesker og miljø begrænses til et minimum. En veltilrettelagt styring af indpumpningen til reservoiret kan også begrænse risikoen for at beskadige lageret.

Risikoelementer

Risiko kan betragtes fra mange sider. Her vil vi primært beskæftige os med, hvordan CO₂ kan påvirke mennesker og miljø, faren for udsivning fra reservoiret og risiko for at beskadige reservoiret under indpumpning af CO₂.

Vurderingerne bygger på de begrænsede erfaringer med egentlig CO₂-lagring, på erfaringer med naturgaslagring, på viden om naturligt forekommende CO₂, på modellforsøg og på generel viden om CO₂.

Risiko for mennesker

Alt med måde. Det gamle mundheld gælder også, når talen falder på mennesker og CO₂.

CO₂ er en naturlig del af vores indåndingsluft. Inden vi satte gang i den industrielle revolution for godt 200 år siden, lå atmosfærens CO₂-koncentration på omkring 280 ppm - et niveau, som havde holdt sig nogenlunde konstant i omkring 10.000 år. Nu er niveauet steget til næsten 390 ppm, men vi er langt fra et niveau, hvor selve atmosfærens CO₂ bliver farlig for mennesker.

Vi skal op på koncentrationer omkring 50.000 ppm - 5 procent, før indåndingsluften begynder at give os problemer i form af hovedpine, kvalme og svimmelhed /3/. Hvis CO₂-indholdet stiger på bekostning af ilt, kan denne koncentration faktisk være dødelig, for hvis iltniveauet falder fra atmosfærens normale 21 procent til under 16 procent, kan man dø af iltmangel.

Hvis CO₂ siver op fra jordlagene, vil koncentrationen stige lige over jordoverfladen, fordi CO₂ er tungere end atmosfærisk luft. Erfaringerne viser dog, at hvis der er tale om et fladt og åbent område, vil der hurtigt ske en opblanding og fortynding til et ufarligt niveau selv ved relativt rolige vindforhold. Den sundhedsmæssige risiko knytter sig primært til lavninger i terrænet og ved indsivning i kældre eller andre aflukkede og lavtliggende steder.

Erfaringer fra afgang af naturligt forekommende CO₂ har vist, at CO₂ i praksis ikke udgør et større problem, hvis man sørger for at følge nogle simple forholdsregler. Et eksempel er den italienske by Ciam-

pino, som ligger 12 kilometer fra Roms centrum. Her ligger husene klos op ad udsivningszoner for vulkansk CO₂. Omkring 7 tons CO₂ frigives dagligt til atmosfæren, og CO₂-koncentrationen i jordlagenes porerum ligger på omkring 90 procent. Lokalbefolkningen har lært at leve med denne naturlige CO₂-udsivning og undgår problemer ved for eksempel at lufte godt ud i husene og undgå at sove i kælderrum.

Påvirkning af miljøet

Udsivende CO₂ kan i begrænset omfang øge vækstraten for visse planter. Hvis koncentrationen stiger over 20-30 procent, er CO₂ dog giftig for nogle plantearter. Påvirkningen vil til gengæld ske helt lokalt omkring udsivningsstedet, og bare få meter fra udsivningen vil planterne være upåvirkede /3/. Til forskel fra planter er dyr mobile, og lokal udsivning af CO₂ vil være et endnu mindre problem, da de normalt vil søge væk, inden de for alvor bliver påvirket.

Hvis der siver CO₂ op i et grundvandsmagasin, vil vandet blive mere syreholdigt, da CO₂ bliver omdannet til kulsyre. I forbindelse med en eventuel udsivning fra et geologisk CO₂-lager eller en boring vil påvirkningen dog være meget lokal, og den naturlige strømning i grundvandet vil betyde en fortynding af det kulsyreholdige vand. Bortset fra det, så betragtes kulsyreholdigt vand ikke som et sundhedsproblem, og det er en helt almindelig vare på supermarkedernes hylder i form af mineralvand med brus og andre sodavand.

Bevæger vi os ud på havet, vil udsivning af CO₂ primært påvirke økosystemet på havbunden eller lige under havbunden. Påvirkningen vil især ske i form af en forsuring, men den vil foregå helt lokalt ved udsivningsstedet /3/. Bevægelser i vandmassen over havbunden vil betyde en hurtig fortynding, og det omgivende havmiljø vil ikke blive påvirket.

Udsivning fra det geologiske lager

Inden vi overhovedet kan tale om påvirkninger ved jordoverfladen, skal CO₂-en lække fra enten rørledninger, boringer eller selve det geologiske lager.

Erfaringer med gasledninger fra Danmark og mange andre lande og med CO₂-ledninger fra især USA viser, at der er en meget begrænset risiko for lækage fra selve rørledningerne. Og hvis der skulle ske en CO₂-lækage fra en rørledning, vil den hurtigt kunne lokaliseres via overvågningsystemer, så udsivningen hurtigt kan stoppes. Til forskel fra gas er der tilmed ingen eksplosionsfare forbundet med CO₂.

Boringer kan udgøre en lækagerisiko. Det gælder både de boringer, der anvendes til at pumpe af CO₂ ned i det geologiske lager, og eventuelle overvågningsboringer. Lækagen kan ske gennem utætte sammenføjninger og nedbrudt materiale, og transporten kan foregå langs borevæggen. Moderne boreteknik er dog meget sikker, og risikoen må betegnes som lille. Oliindustrien har endvidere udviklet en række avancerede teknologier til overvågning og afhjælpning af den slags lækager, og nye boringer etableret i forbindelse med CO₂-lagring betragtes derfor ikke som et større problem /3/.

Anderledes stiller det sig med gamle boringer, som når ned til det geologiske lager. Ældre boreteknik var ikke så avanceret som den nuværende teknik, og ældre boringer kan tilmed være tærede. Ydermere er der ikke altid vished for, at ældre, lukkede boringer er afproppet tilstrækkelig godt til at forhindre, at CO₂ stiger op langs med eller inden i boringerne. Udsivningen vil dog være meget lokal omkring boringen, og det vil være relativt enkelt at overvåge en mulig lækage. I forbindelse med etableringen af et CO₂-lager vil man dog altid kritisk vurdere eventuelle ældre boringer, som går ned i reservoiret, for ud over den uønskede påvirkning med udsivende CO₂ vil en lækage påvirke lagerets effektivitet. Derfor vil man enten prøve at undgå, at CO₂ bevæger sig hen til en ældre boring, eller man vil forsøge at sikre den ældre boring, så den ikke udgør en lækagerisiko.

Skulle der alligevel sive CO₂ op langs en boring, så vil udvidelsen af gassen på vejen op mod overfladen ikke udvikle sig eksplosionsagtigt. Som tidligere beskrevet vil den højviskøse CO₂ sprede sig som en fane via alle sprækker, den møder på sin vej op, og energitabet ved overgang fra superkritisk væske til luftart vil få CO₂-en til at fryse og bremse udsivningen.

Det geologiske lager skal i sig selv være tilstrækkelig tæt. Derfor ønsker man i Danmark at seglet over reservoiret skal være på minimum 100 meters tykkelse og have et kapillartryk, som er betydelig større end den forventede opdrift fra fri CO₂ i reservoiret /10/. Da et segl på 20 meter normalt betragtes som tilstrækkeligt, har man med de 100 meter lagt en stor sikkerhedsmargin ind. Simuleringer af diffusionen gennem Fjerritslev Formationens lersten, som er seglet for de fleste potentielle CO₂-lagre i onshore Danmark, viser da også, at CO₂ bevæger sig mindre end

10 meter op gennem seglet på 1000 år, og at CO₂-en er nået mindre end 15 meter på 4.500 år /9/.

Seglet kan dog være gennemsat af en eller flere forkastninger, som potentielt kan udgøre transportkorridorer for CO₂. Derfor ønsker man ikke at etablere lagre i områder med mange forkastninger. I de tilfælde, hvor der eksisterer forkastninger fra reservoiret og op gennem seglet, vil man kortlægge forkastningerne med blandt andet 3D-seismik, så man har et fuldt overblik over deres forløb. Herudover vil man foretage modelberegninger, som kan fortælle, hvordan CO₂ eventuelt vil strømme i forkastningerne, hvor store mængder, der vil være tale om, og hvor udsivningen ved jordoverfladen eventuelt vil ske. På basis af disse undersøgelser kan man så etablere et overvågningsprogram, som skal sikre, at en lækage opdares og afhjælpes.

Hvis det geologiske lager er dækket af mere end 100 meter lersten, så er risikoen for udslip via forkastninger dog begrænset. Lerpartikler vil typisk blive smurt ud langs forkastningsplanet og danne en stort set lige så tæt struktur som selve lerstenen.

Vi har ikke erfaringer med CO₂-lagring i Danmark, men naturgaslageret i Stenlille er etableret i Gassum Formationen med Fjerritslev Formationen som segl, hvilket sandsynligvis også vil være tilfældet ved et kommende CO₂-lager i Danmark. Stenlille lageret har ikke givet problemer med udslip, men da det kun har eksisteret siden 1994, er det et noget kort tidsperspektiv at vurdere risikoen på. Til gengæld kan erfaringerne med at etablere og overvåge et geologisk lager komme et eventuelt kommende CCS-projekt til gavn.

Risiko for at beskadige lageret

CO₂ bliver pumpet ned i reservoiret ved et tryk, der er tilstrækkelig stort til at presse den eksisterende porevæske væk fra reservoirets porerum. Til gengæld må trykket ikke være så højt, at man udvider de eksisterende sprækker eller skaber nye sprækker i reservoirbjergarten. Det kan nemlig medføre, at CO₂-en så udelukkende bevæger sig i sprækkerne og ikke kommer ud i selve matrixen. Det vil sænke lagerets kapacitet og er derfor u hensigtsmæssigt. Endnu værre er det, hvis man kommer til at beskadige seglet, da man så kan risikere at gøre lageret utæt. Derfor søger man normalt at holde trykket så lavt, at det ikke overstiger trykket i områdets sprækker /3/. Geomekaniske analyser og modellering kan hjælpe til at vurdere det maksimalt tilladelige tryk i et givet CO₂-lager.

Kemiske processer kan også skabe problemer. Alt efter reservoirbjergartens sammensætning kan der ske både opløsning og udfældning af mineraler, når CO₂ kommer i forbindelse med porevæsken. Som det tidligere er fortalt, vil der i et sandstensreservoir ofte ske feldspat-opløsning tæt på boringen, og det betragtes

ikke som et problem - snarere tværtimod, da det skaber øget porøsitet og fremmer gennemstrømmeligheden. Udfældning, som typisk sker som karbonatminerale i større afstand fra boringen, kan til gengæld sænke gennemstrømningshastigheden og dermed forringe reservoirets effektivitet. Udtørringen af den vandfilm, som stadig sidder omkring sedimentkornene, når CO_2 -en ellers fylder reservoirets porerum, vil også betyde udfældning af mineraler. Det vil ske i form af salte, og hvis de danner propper i porehalsene, vil det medføre en forringelse af permeabiliteten i reservoiret.

For at undgå at forringe reservoirets egenskaber vil man derfor foretage nøje studier af sedimentkornenes og porevæskens sammensætning. Og gennem geochemisk modellering vil man beregne den optimale hastighed og fordeling af injektionen, så man undgår processer, der begrænser mulighederne for at lagre CO_2 .

Geologiske lagre i Danmark

Der er flere gode bud på egnede reservoirbjergarter til CO₂-en i det danske område. Gassum Formationen skiller sig dog ud. Det er en bjergart af den rette støbning og med den rigtige beliggenhed i undergrunden.

Kravene til geologisk lagring

Det er fysikken, der bestemmer grænserne for, hvor man kan lagre superkritisk CO₂. Karakteren af geologien afgør, om lagring er mulig. Et EU-direktiv /11/ med krav til CCS blev tidligere i år udsendt og skal nu integreres i medlemslandenes lovgivning. Direktivet kommer med anbefalinger til en række praktiske forhold som forundersøgelser, modellering og monitoring, men kommer ikke direkte ind på forskellige parametres specifikke størrelser. Det gør Lars Henrik Nielsen fra GEUS til gengæld. Han har et detaljeret kendskab til de geologiske vinkler på CCS. Om de overordnede geologiske krav til et anvendeligt reservoir siger han:

”Først og fremmest skal man have en bjergart med tilstrækkelig porøsitet og permeabilitet. Porøsitet giver sig selv. Der skal være tilstrækkelig porerum til, at gassen kan lagres, så en porøsitet på mindst 10 procent og gerne over 20 procent er fin. Permeabiliteten skal skabe gennemstrømmelighed fra det ene porerum til det andet, så her er en permeabilitet på mere end 300 mD (milliDarcy) nødvendig. Man skal også have et segl, så man kan lægge låg på strukturen, og der regner man med, at 20 meter er nok, men vil gerne have 100 meter – så er der både livrem og seler. Der skal heller ikke være for mange forkastninger, for brudzoner giver mulighed for lækager. Endelig skal reservoirtrykkelsen være mindst 50 meter afhængig af reservoirrets laterale udbredelse og strukturens størrelse.”

Noget af den lagrede CO₂ bliver opløst i formationsvandet og synker nedad i reservoiret. Andet vil blive fanget omkring kornoverflader, og endelig vil hovedparten søge opad. Her gælder det om at fange CO₂-en, og derfor skal der være en strukturel fælde. Om det fortæller Lars Henrik Nielsen:

”De store saltaflejringer fra Zechstein epoken i Perm ligger under de yngre sedimentære bjergarter fra Trias. Stensaltet er lettere end sand og ler, er plastisk og kan flyde, og det giver en ustabil situation, fordi de overliggende bjergarter er tungere.”

Stensalt fastholder nemlig sin massefylde på 2,2 g/cm³, også når det bliver begravet på stor dybde. Til gengæld

ændrer ler og sand massefylde, når det begravnes. Ler og sand, som ligger nær overfladen, har en lavere massefylde end salt. Men når det begravnes på 2-4 kilometers dybde, kompakteres det, og massefylden kryber op over 2,2 g/cm³, så saltet nu er lettere og saltets opadrettede bevægelse kan tage fat – om end det går meget langsomt.

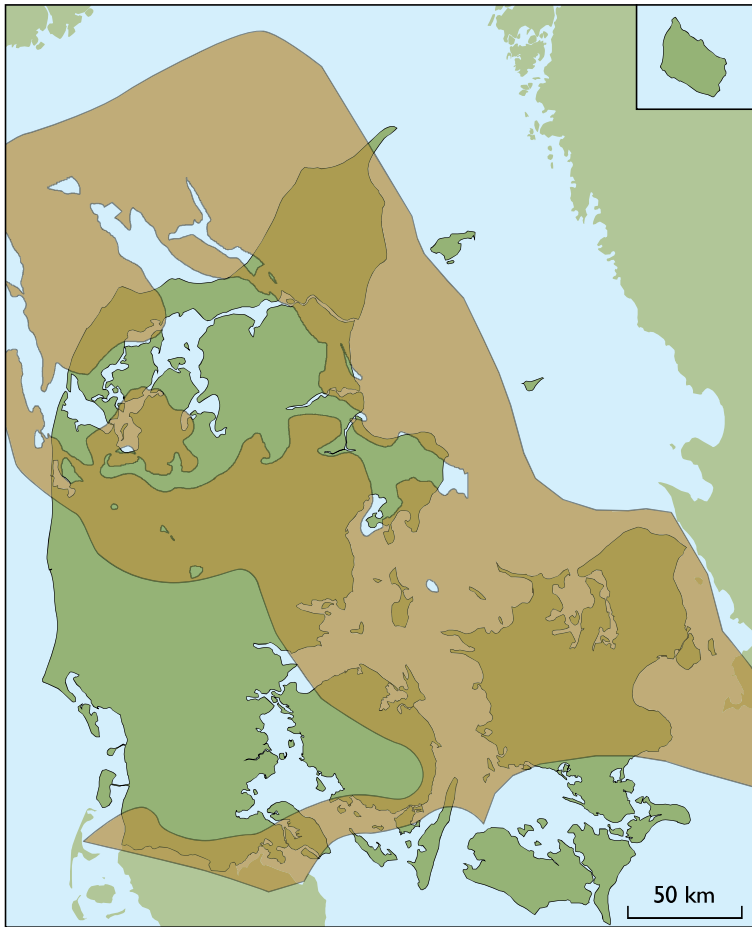
Saltet starter med at samle sig i en blød bule - en saltpude, men hvis processen fortsætter, bryder saltet gennem de overliggende lag, og vi får udviklet en diapir. Når man leder efter egnede lagre til CO₂, så er det saltpude-strukturerne, man er mest interesseret i, for salt-diapirerne er mere komplekse, og der er ofte kraftig opsprækning over dem, hvilket ikke er gunstigt for et lager, der helst skal være helt tæt. I en saltpudestruktur hvælver reservoiret og det overliggende segl sig op i en kulmination, og CO₂ kan hverken slippe ud i toppen eller til siderne. Man har med andre ord en geologisk CO₂-fælde. En lignende struktur kan man dog også få dannet ved jordskorpebevægelser, uden at saltbevægelser er blandet ind i mekanismen.

”Der vil som sådan ikke være noget geologisk argument i vejen for bare at pumpe CO₂ ned i et horisontalt lag uden fælde, men tanken vil være sværere at sælge over for politikerne og befolkningen. Man kan ikke helt præcist vide, hvor gassen vil bevæge sig hen, selvom modellørerne kan forsøge at give et svar. Nordmændene gør det faktisk i Sleipnerfeltet i Nordsøen, men der risikerer man jo heller ikke, at folk bliver bange for at få udslip i deres baghave. Derfor foretrakkes lukkede strukturer.” siger Lars Henrik Nielsen.

Gassum Formationen er i fokus

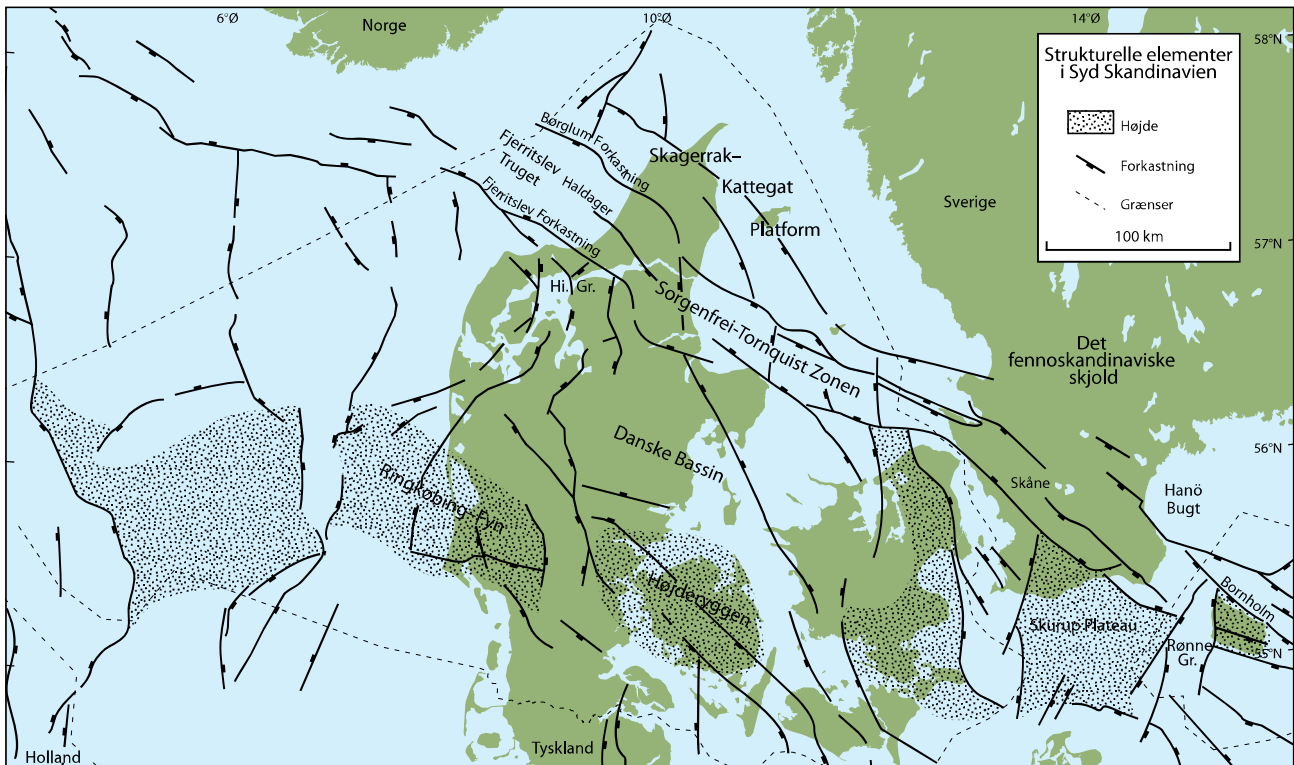
I det danske landområde er det Gassum Formationen, der er mest lovende, når det gælder egnede lagerpladser for CO₂. Lars Henrik Nielsen forklarer hvorfor:

”Gassum Formationen findes i det meste af landet, den har gode reservoirgenskaber og findes i de rigtige dybdeintervaller, det vil sige i intervallet mellem 800 meter og 2400 meter. Det overliggende segl er også rigtig godt. Det består af marint ler, der blev aflejret på bunden af et dybt hav, hvilket giver meget lille



Gassum Formationen Den triassisk-jurassiske Gassum Formations udbredelse i Det Danske Basin på dybder mellem 800 m og 2400 m – det dybdeinterval, hvor CO₂ eksisterer i en superkritisk fase, og hvor porøsitet og permeabilitet er tilstrækkelig høje. (Fra /14/).

Nederst: **Overordnede strukturelle elementer i det danske område.** (Modificeret efter /12/).



lateral variation i bjergarten. Og så er Gassum den formation, vi kender bedst, fordi vi har 20 års erfaring fra naturgaslagret i Stenlille, som netop har Gassum Formationen som reservoirebjergart.”

De gode reservoiregenskaber, som Lars Henrik Nielsen refererer til, er porøsiteter mellem 18-27 procent - endda helt op til 36 procent. Permeabiliteten ligger med sine op til 2.000 mD et pænt stykke over minimumskravet på 300 mD.

Ud af de syv strukturelle fælder med Gassum Formationen har mindst tre pådraget sig opmærksomhed. Vedsted strukturen i Nordjylland var oprindeligt planlagt som Vattenfalls demonstrationslokalitet, Havnsø strukturen har været nævnt som CO₂-lager for udledninger fra Asnæsværket ved Kalundborg, og den midtsjællandske Stenlille struktur er i brug som naturgaslager.

Den geologiske ramme, som Gassum Formationen skal ses i, er centreret i Det Danske Bassin /12/. Bassinet opstod som konsekvens af en strækning af jordskorpen med efterfølgende indsynkning, en proces der gjorde det muligt at få aflejret kilometervis af sedimenter i tiden fra Perm til Tertiær – en periode på ca. 200 mio. år. Bassinet afgrænses mod sydvest af Ringkøbing-Fyn Højderyggen og mod nordøst af det Fennoskandiske Skjold. Mellem selve bassinet og skjoldet ligger Sorgenfrei-Tornquist Zonen, som har været en tektonisk meget aktiv zone gennem millioner af år.

Som tidligere nævnt er saltet fra Zechstein afgørende for dannelsen af lukkede strukturer, hvor Gassum Formationen kan fungere som egnet reservoir. Stratigrafisk underlejres Gassum Formationen af Vinding Formationen i de dybere, sydvestlige dele af bassinet. Denne formation er mellem 40 og 200 meter tyk og består af mergel- og lersten. Langs den nordøstlige bassinkant er det sandsten og lersten i Skagerak Formationen, som Gassum Formationen overlejrer. Gassum Formationen overlejres selv af den nedre jurassiske Fjerritslev Formation, der er domineret af marine lersten og muddersten. Formationen er enkelte steder op til 1000 meter tyk og udgør det segl, der skal kapsle et potentielt CO₂-lager inde.

Gassum-reservoirets egenskaber

Gassum Formationen varierer i tykkelser fra 50-150 meter i bassinets centrale dele til mere end 300 meter i den nordøstlige del i Sorgenfrei-Tornquist Zonen. Formationen består af fint- til mellemkornede og i ny og næ grovkornede sandsten, muddersten og hist og her nogle fine kulbånd. Det vil sige, at det ikke er en udpræget homogen sandsten. Hvad betyder det for formationens evne som CO₂-reservoir? Lars Henrik Nielsen siger:

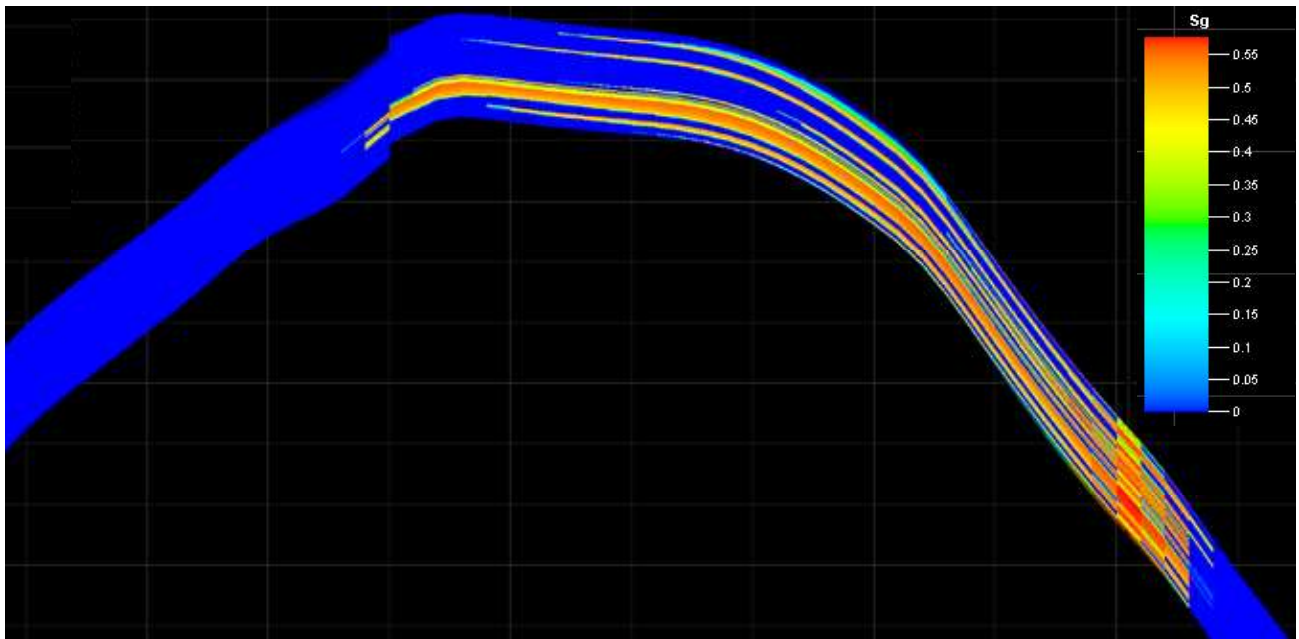
”Det kan både være en fordel og en ulempe. I meget lagdelte reservoirer som f.eks. ved Vedsted i Nordjylland er der både sandsten og muddersten, så her er

der altså en række sandsten, der er adskilte fra hinanden. Hvert sandstenslag udgør så sit eget lille lager af CO₂ med sit eget lille segl, som kan holde CO₂ tilbage. Så skulle der ske et brud i ét segl, er der altså flere andre segl, der kan holde gassen tilbage – det er jo en fordel. Til gengæld kan det gøre selve injektionen af gassen mere besværlig. Hvis man har planlagt at injicere i en given dybde, kan man ikke vente på at gassen bevæger sig forbi seglet og videre ud i reservoiret. I stedet bliver man nødt til at injicere i flere dybder for at få det hele ud i lageret.”

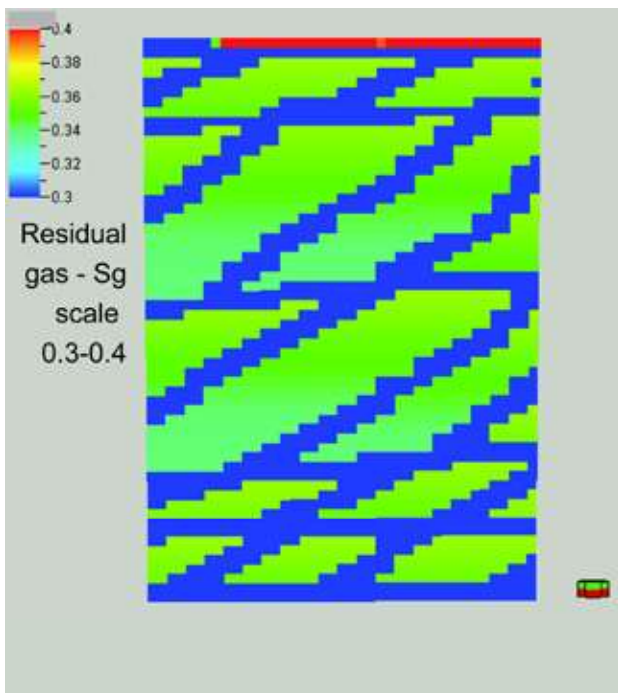
Gassum Formationens sedimentologi og facies associationer afslører, at formationen blev dannet i et miljø med kyster, deltaer og laguner. Frem for et gradvis udbyggende deltasystem, som man ofte forbinder med deltaer, har aflejringerne snarere været præget af en række havniveauændringer, som blandt andet har formet adskillige regressiv strandplan sandsten.

De forskellige typer aflejringsmiljøer sætter sine præg på sedimenterne – i denne sammenhæng er det variationen i sandstenene, der er mest interessant. Det har betydning for porøsitet og permeabilitet, som igen har indflydelse på, hvordan CO₂-en migrerer. Derfor er det, ifølge Lars Henrik Nielsen, nødvendigt med en detaljeret geologisk kortlægning, der omfatter regionalgeologiske modeller og sekvensstratigrafiske tolkninger.

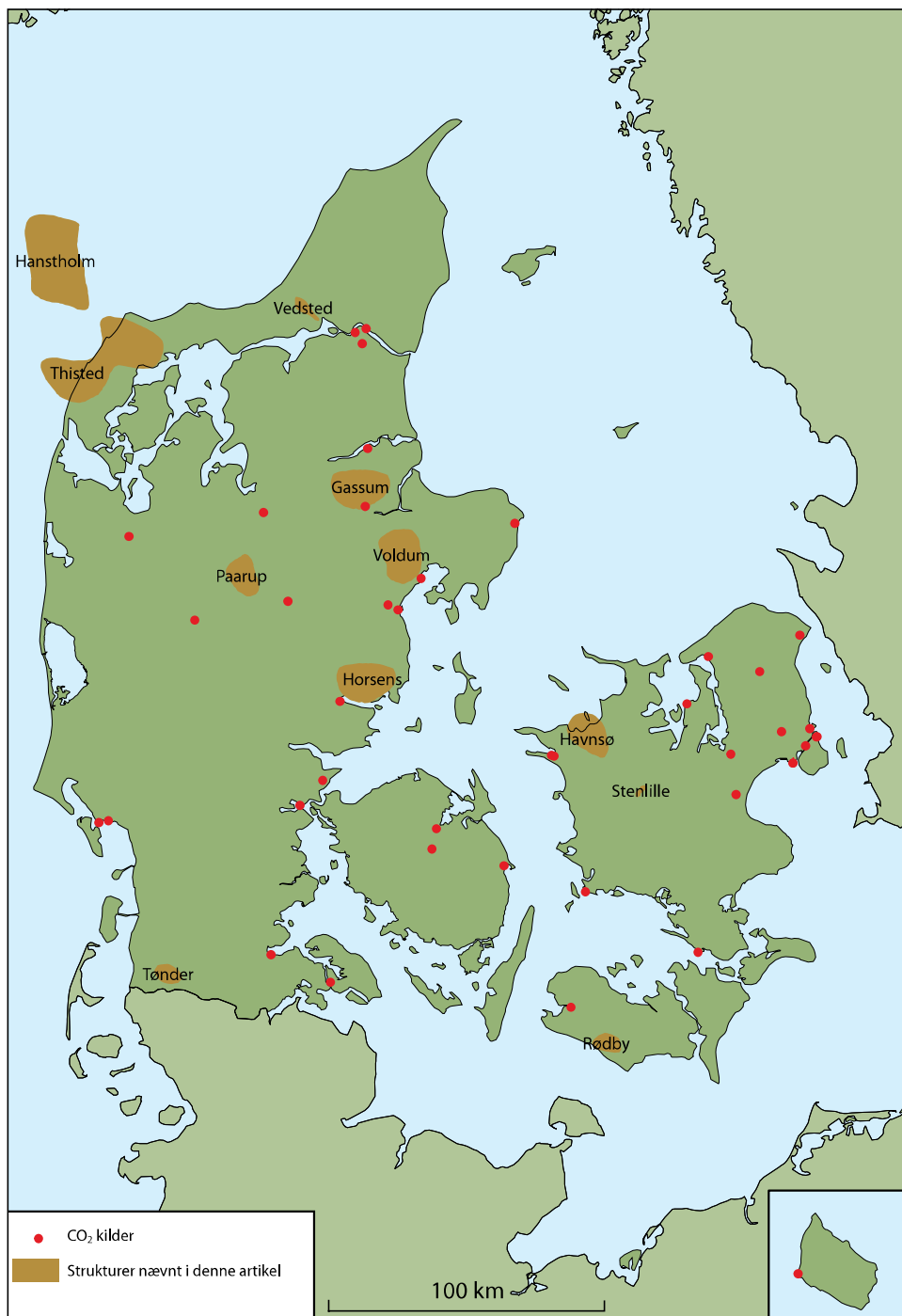
Computermodelkørsler i stor såvel som lille skala på Gassum Formationen demonstrerer betydningen af de geologiske modeller. En storskala simulering med injektion over en 10-årig periode viser, hvordan variationer i sedimentologien influerer på CO₂-strømningen /14/. Adskillige lavpermeable lag virker som mindre lokale segl i reservoiret, og får CO₂-en til at strømme lateralt ud under disse lag. Zoomer man derefter ind på reservoiret og ændrer sine modelceller fra storskala til småskala, det vil sige 0,25 * 0,5 meter, opdager man pludselig betydningen af de mere finkornede draperinger i krydslejringerne. Modelkørslerne tager udgangspunkt i kapillarkræfterne i porerummene. Kræfterne vil sørge for, at der altid vil være noget CO₂ tilbage, selv efter at CO₂-fanen er vandret videre og porerummene igen er blevet fyldt med vand. Bindingen er forskellig afhængig af kornstørrelsen – den er mindre i de finkornede og lavpermeable indslag end i de mere grovkornede og højpermeable indslag, fordi kapillarkræfterne er større i bjergarten med de små porer. Det har betydning for, hvor meget CO₂ der totalt kan lagres i et reservoir og især for, hvor meget CO₂ der efterlades, og som ikke kan flytte sig. Kapillareffekten vurderes at fastholde CO₂ måske med flere procent af det injicerede, men det afhænger af bjergarten og metoden, der er anvendt til at fylde CO₂'en ind i reservoiret.



Lokale segl. Variationer i reservoirbjergarternes sedimentologi skaber lokale segl, som det fremgår af denne simulerede injektion af CO₂ i Gassum Formationen. Den superkritiske CO₂ bevæger sig ud i de mindre sandstenslag, men bremses op af de overliggende, finkornede lag. Simulering leveret af Peter Frykman, GEUS.



Kapillar binding af CO₂. Modellering viser, at kapillarkræfter tilbageholder residuel CO₂ i skrålejret sand med små kornstørrelses- og permeabilitetsvariationer (Fra /15/).



Lagerpladser og CO₂-punktkilder i Danmark. Strukturer der er potentielt egnede til CO₂-lagring. (Modificeret efter /14/).

Gassum Formationen er med sine fremragende egenskaber og store udbredelse det bedste bud i det danske område på en reservoirbjergart. Men formationen er ikke den eneste. Når talen falder på lagerpladser i Danmark, er det ikke kun sedimentologien, der er afgørende. De geologiske strukturer, der rummer fælderne, og ikke mindst placeringen af CO₂-punktkilderne er lige så vigtige.

Lagerpladser i Danmark – her kan CO₂-en gemmes

Med afsæt i den kortlægning, der er foretaget i Danmark indtil nu, udpegede GEUS i 2003 11 strukturer i land- og nærkystområderne /13/. Strukturernes lever op til EU's anbefalinger, har gode sandstensreservoirer og ligger tæt på CO₂-punktkilderne.

Gassum Formationen er omtalt tidligere i dette kapitel og udgør den ene af i alt otte interessante sand-

Kapaciteter i potentielle CO₂-lagre i Danmark

Navn	Alder	Reservoir	Segl	Top dybde (msl. m)	Lagringskapacitet (Mt CO ₂)
Gassum	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.460	631
Hanstholm (a)	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.000	2.752
Havnsø (a)	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.500	923
Horsens	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.506	490
Pårup (a)	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.550	90
Rødby	N. Trias	Bunter Sst.	Ørslev/ Falster	1.125	151
Stenlille (b)	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.507	62
Thisted	N. Trias	Skagerrak	Oddesund/ Vinding	1.166	11.187
Tønder (c)	N. Trias	Bunter Sst.	Ørslev/ Falster	1.615	93
Vedsted (d)	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.898	161
Voldum	Ø. Trias - N. Jura	Gassum	Fjerritslev	1.757	288
Alle strukturer					16.867

(a) Ekstrapolerede værdier. (b) Eksisterende naturgaslager. (c) Reserveret til naturgaslager.

(d) Kun den nedre enhed er medtaget i tabellen.

Tabellen er modificeret efter /10/

stensreservoirer. Ud over Gassum Formationen ligger de største potentialer i Det Danske Basin i Haldager Sand og Bunter/Skagerak Sandsten Formationerne.

Haldager Sand Formationen blev dannet i Mellem Jura og består af sand og ler fra kystzonen, flodkanaler, estuarier og søer. Tykkelsen er fra få meter til op mod 200 m. Bunter/Skagerak Sandsten Formationen er fra Tidlig Trias og er mellem 200 m og 900 m tyk. Formationen blev dannet i et varmt og tørt ørkenklima med enkelte, vidt forgrenede flodkanaler. Bunter Sandsten Formationen dominerer i de sydlige og centrale dele af Danmark. I de nordøstlige dele nær bassinets kant går formationen gradvist over i Skagerak Formationen

Af ni seglbjergarter er Fjerritslev Formationen den mest regionale og bedst undersøgte. Den består af marine lersten afsat i et shelfmiljø i Tidlig Jura. I Det Danske Basin er formationen op til 900 meter tyk, men mange steder er toppen eroderet og formationen er mellem 100 – 500 m tyk. Fjerritslev Formationen fungerer som primært segl for Gassum Formationen.

Hovedparten af de 11 strukturer er dannet ved salttektonik forårsaget af flydning i det underliggende Zechstein salt. Der er både domer med bløde former og diapirer, der er brudt igennem dele af de overlig-

gende lag. Enkelte strukturer er dannet i forbindelse med kippede forkastingsblokke og strukturel vrid af de geologiske lag i tabellen. Ovenfor giver vi en summarisk beskrivelse af den viden, man har, om de 11 potentielle lagerpladser i den danske undergrund primært baseret på GEUS vurderinger fra 2003 /13/.

Ved beregningen af lagringskapaciteten er det forudsat, at 40 procent af det tilstedeværende porevolumen i reservoirsandstenene kan fyldes med CO₂.

Samlet kapacitet til flere hundrede år

Danmarks samlede lagringskapacitet i de 11 beskrevne strukturer er næsten 17.000 Mt CO₂. Vi har i Danmark 43 større CO₂-punktkilder, der samlet udleder 28 Mt CO₂ pr. år /10/. De 10 største punktkilder udleder samlet set 21 Mt pr. år. Der er altså plads til mere end 600 års CO₂-produktion fra alle punktkilder i Danmark, eller 800 års CO₂-udledning fra de 10 største kilder.

Der optræder dog yderligere 20-30 strukturer, som måske kan have et lagringspotentiale, men som endnu ikke er undersøgt nærmere /10/. Og så er muligheden for at lagre CO₂ i Nordsøens olieletter ikke taget i betragtning i disse beregninger.

Danske favoritter

To geologiske lagerpladser har tiltrukket sig særlig opmærksomhed - Havnsø og Vedsted. Havnsø ligger klos op ad Danmarks største CO₂-udleder, Asnæsværket, og Vedsted er nabo til verdens mest effektive kulfyrede kraftværk, Nordjyllandsværket.

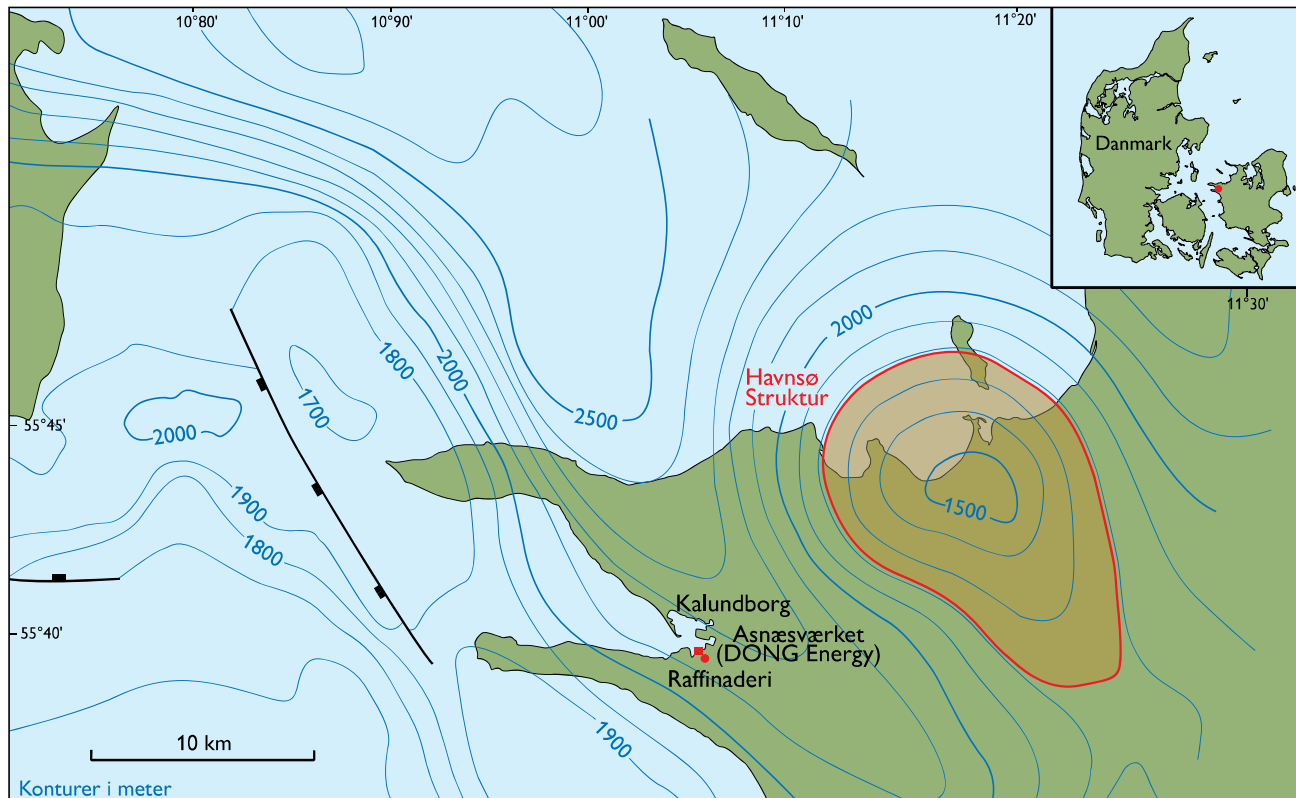
Havnsø

I det nordvestlige hjørne af Sjælland ligger det lille bysamfund, Havnsø, som bedst kendes for færgeforbindelsen til Sejerø. I fremtiden vil Havnsøs undergrund måske også være kendt, for den kan komme til at huse et af Danmarks første geologiske CO₂-lagre.

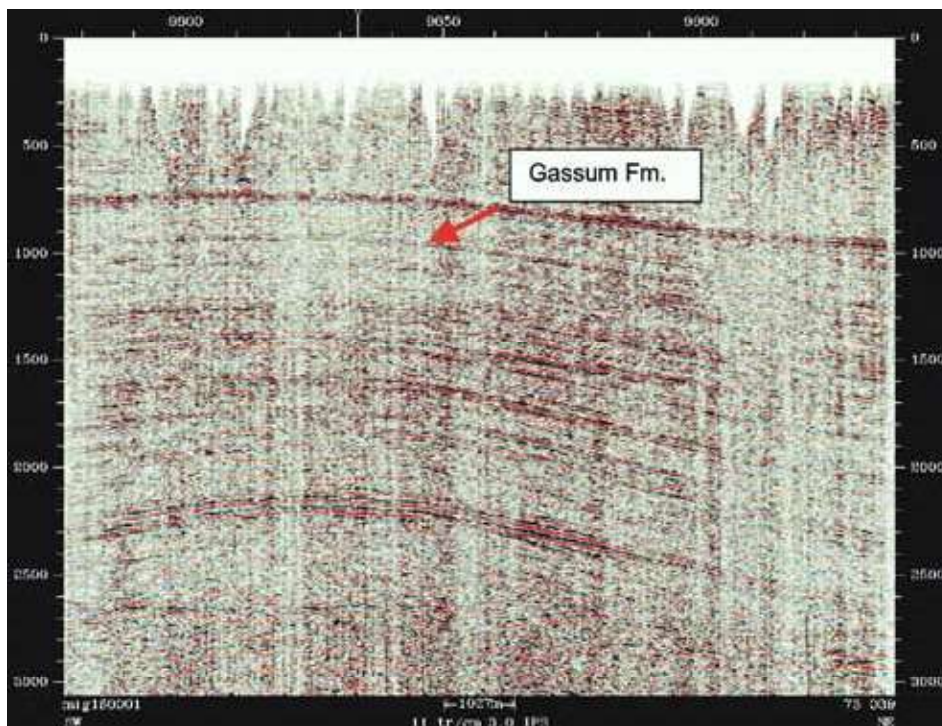
De geologiske lag under Havnsø rummer et af de tre største potentielle CO₂-lagre i den danske undergrund, kun overgået af Thisted/Legind og Hanstholm strukturerne. Små 20 kilometer sydvest for Havnsø ligger Asnæsværket. Op gennem 1990-erne var dette kulfyrede kraftværk i Kalundborg den største CO₂-

udleder i Danmark med 5,6 Mt årligt /13/, og med sin udledning ved årsskiftet 2009/2010 på omkring 3,6 Mt om året /9/ står det for mere end en tiendedel af den samlede årlige udledning på 28 Mt CO₂ fra kraftværker, industri og andre punktkilder /10/. I tillæg ligger Statoils olieraffinaderi som nærmeste nabo til kraftværket, og det leder rundt regnet 0,5 Mt CO₂ ud i området, så de to nabokilder tilsammen bidrager med godt 4 Mt årligt. Og så ligger København med yderligere punktkilder på næsten 6 Mt/år kun 85 kilometer mod øst.

Makkerskabet mellem de store CO₂-udledere og en



CO₂-kilde og -lager ved Havnsø. Asnæsværket og Statoils olieraffinaderi ligger mindre end 20 kilometer sydvest for Havnsø, hvis undergrund rummer et af Danmarks største potentielle CO₂-lagre. Den geologiske struktur er en domeform, der er dannet af saltbevægelser. (Foto: Energi E2/DONG Energy; Kort: fra /27/).



Seismisk profil på tværs af Havnsø-strukturen. Domeformen skabt af en underliggende saltpude ses tydeligt. Toppen af Gassum Formationen er markeret. Det seismiske profil er godt 10 kilometer langt. Den vertikale skala er i millisekunder. (Fra /9/)

rummelig geologisk struktur gjorde tidligt Havnsø til den mest oplagte kandidat som underjordisk CO₂-lager i Danmark. Det var derfor Havnsø, der stod for skud, da GEUS i 2003 gik i gang med EU-projektet CO₂STORE /9/.

Saltpuden under Havnsø

I godt fire kilometers dybde under Odsherreds istidslandskab ligger et flere hundrede meter tykt lag af stensalt aflejret i den store Zechstein-saltsø for mere end 250 millioner år siden. Efter den sandede Gassum Formation og den lerede Fjerritslev Formation var aflejret, begyndte saltet at flyde og samle sig til en saltpude under Havnsø. Lagene fra de to formationer hvælver sig mere 350 meter op med toppunktet i 1500 meters dybde lige sydvest for selve Havnsø /9/. Det meste af saltpuden ligger under land, mens en tredjedel befinder sig under Sejerø Bugt.

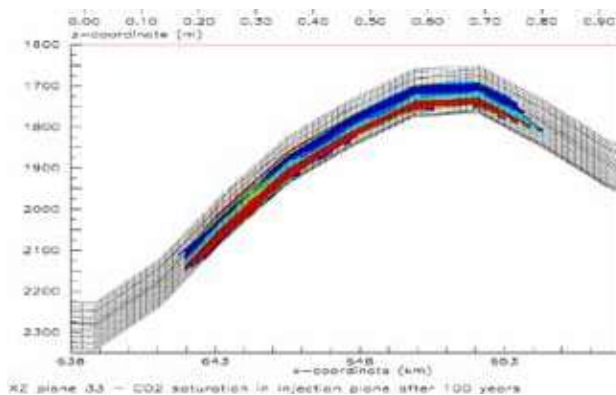
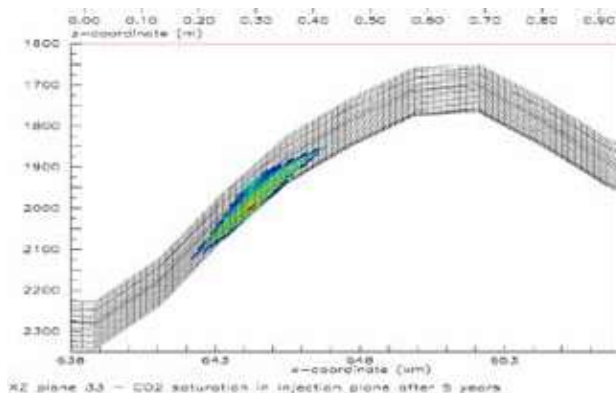
Økonomien i EU-projektet tillod ikke nye feltundersøgelser. Så det var på basis af eksisterende data, at GEUS tog fat på vurderingen af Havnsø-strukturen som kommende lagerplads for CO₂. Første skridt var at studere ældre seismiske data, som på trods af en noget mangelfuld kvalitet gav et godt billede af den geologiske struktur. Det var straks mere sparsomt med boringsinformationen. De nærmeste borer, som når ned gennem Gassum Formationen, befinder sig ved Stenlille gaslageret næsten 30 kilometer sydøst for Havnsø. Og 70 kilometer nordvest for Havnsø ligger Horsens-1 boreren, som også gennemborer Gassum

Formationen. Ved Stenlille udgør sandet 3/4 af Gassum Formationen, mens kun 1/4 består af sand i Horsens. På det grundlag og baseret på den generelle forståelse af facies-fordelingen i Gassum Formationen, som Lars Henrik Nielsen har stykket sammen, vurderer GEUS, at 2/3 af den 150 meter tykke Gassum Formation i Havnsø-strukturen består af sand, og den nederste halvdel har de bedste reservoiregenskaber /9/. Den samlede kapacitet vurderes til 846 Mt, som er lidt under det oprindelige estimat på 923 Mt /13/, men som stadig gør Havnsø til en top-tre lagerplads set med kapacitetsbrillerne på.

Virtuel CO₂-lagring

På trods af det noget mangelfulde datamateriale tør GEUS godt give et bud på Havnsø-lagerets opførsel ved injektion af CO₂. Det sker gennem en virtuel lagring af 6,3 Mt CO₂ per år i reservoirsimulatoren ECLIPSE 100 /9/. Injektionen af CO₂ sker gennem en vandret boring, der rammer reservoiret halvvejs nede ad flanken på strukturen.

GEUS har billedligt talt pumpet 200 kg CO₂ ned i Havnsø-reservoiret hvert eneste sekund, døgnet rundt gennem et helt århundrede. De har spolet filmen hurtigt frem og observeret, hvor CO₂-en bevæger sig hen dybt nede under Havnsø. Den simulerede nedpumpning svarer til den årlige maksimale udledning af CO₂ fra Asnæsværket og Statoils olieraffinaderi i 90-erne, eller næsten 50 % mere, end de to virksomheder udledte i 2009.



Reservoirsimulering fra Havnsø-strukturen. Den første figur viser CO₂-mætningen i Gassum Formationen efter 5 års injektion med 6 millioner tons CO₂ om året i den sydvestlige flanke af strukturen. Den næste figur viser mætningen efter 100 års injektion, hvor CO₂ nu har nået toppen af strukturen og begynder at fylde den nordøstlige flanke op. (Fra /9/).

Simuleringen viser, at der efter fem år stort set løber lige så meget CO₂ ned ad bakke som op ad bakke. Men efter 100 års nedpumpning, har hovedparten af CO₂-en søgt opad mod toppen af strukturen, hvor den nu breder sig til alle sider. Helt som ventet er det den grovkornede nedre del af reservoiret, som har den største CO₂-mætning, mens det går noget langsommere med opfyldningen af den øvrige del af reservoiret.

Et CO₂-lager er naturligvis ikke meget værd uden et segl, som kan holde drivhusgassen på plads nede i reservoiret. I Havnsø er Gassum Formationen dækket af mere end 400 m lersten tilhørende Fjerritslev Formationen, og over den er der yderligere næsten 100 m lersten fra Ældre Kridt. Både laboratorieforsøg og fuldskala forsøg på det nærliggende Stenlille gaslager, hvor Fjerritslev Formationen også udgør seglet, har vist, at seglet er tæt, og der slipper ikke naturgas op

til overfladen. Seglet kan dog opføre sig anderledes ved kontakt med CO₂, og der er derfor udført diffusionsmodellering på Havnsø-strukturen. Den viser, at der diffunderer ganske små mængder CO₂ op gennem lerstenen. Det går dog uendelig langsomt, og efter en simuleringsperiode på 4.500 år er CO₂-en kun diffunderet 15 meter op gennem lerstenen.

Alt i alt viser undersøgelserne, at Havnsø med rette er en af favoritterne - hvad enten CO₂-en skal komme fra Kalundborg-egnen, eller det i stedet bliver hovedstadsområdets drivhusgasser, som skal tage rejsen til Odsherreds undergrund.

Verdensmesteren

Danmark er verdensmester i højeffektive, kulfyrede elkraftværker. I gennemsnit kan de danske elkraftværker udnytte 43 pct. af den energi, som kullene indeholder - det man i kraftværkssprog kalder virkningsgraden. Og Nordjyllandsværket i Aalborg ligger helt i top med en virkningsgrad på 47 pct. Til sammenligning ligger europæiske kraftværker med et snit på 36 pct.



Nordjyllandsværket er verdens mest effektive kulfyrede kraftværk med en virkningsgrad på 47 procent - det vil sige, at 47 procent af kullenes energi udnyttes. Foto: Vattenfall.

Det koster rigtig meget energi at indfange CO₂ fra røggassen og bagefter udskille ren CO₂. Med den nuværende teknologi svarer energiforbruget til et fald i virkningsgraden på 9 procentpoint.

Nordjyllandsværkets høje virkningsgrad gør det derfor særligt interessant i en CCS-sammenhæng. Der er ganske simpelt mere elproduktion tilbage efter energiforbruget til CO₂-rensningen, når virkningsgraden er høj.

Nordjyllandsværket vil droppe ned fra topniveauet 47 pct. til 38 pct., men vil altså stadig ligge over det europæiske snit, selvom der bruges energi til CO₂-rensning. Derfor har Nordjyllandsværket haft første prioritet hos energiselskabet Vattenfall, som driver

værket og i en årrække har arbejdet med CCS. Men det er ikke kun konstruktionerne over jordoverfladen, som har haft betydning for valget af det nordjyske kraftværk som muligt CCS-demonstrationsanlæg i fuld skala. Tæt på kraftværket ligger Vedsted strukturen, og den ser attraktiv ud.

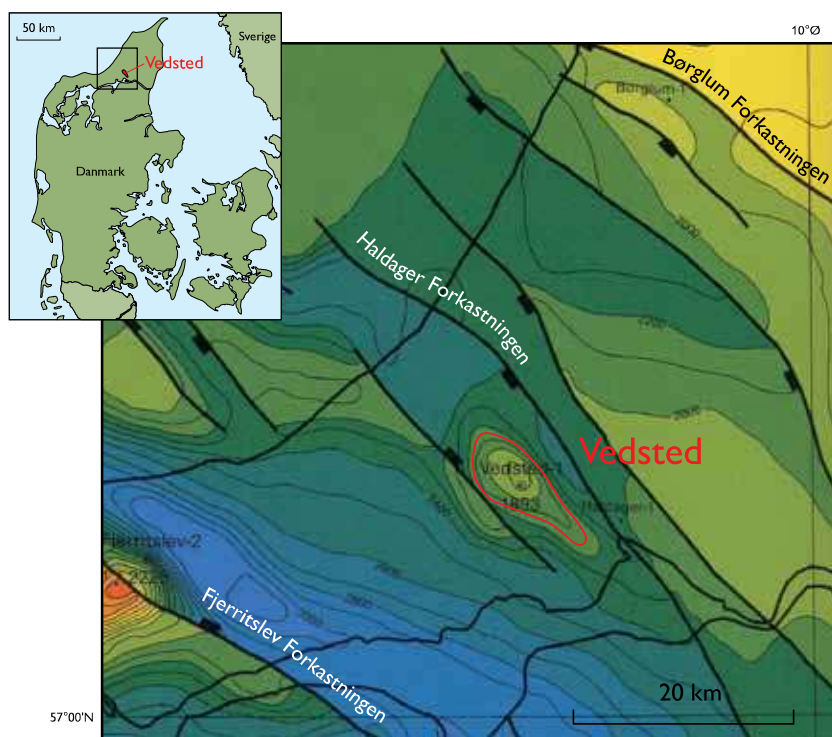
Fortidens dramatik

Da Littorinahavet trak sig tilbage for godt 5.000 år siden, efterlod det Vedsted Kær - mindre end 30 kilometer vest for Nordjyllandsværket - lige så fladt, som den havoverflade, der måtte vige for det stigende land. Selv ikke 5 meter højdekurven har fundet fodfæste, og lige syd for området har en beskedne bakke med toppunkt i 16 meters højde fået navnet Bjerget.

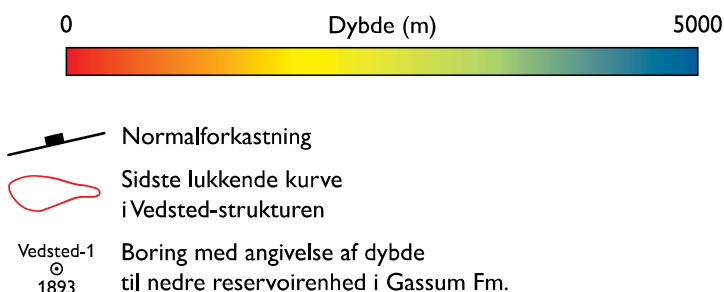
Det strukturløse landskab afslører ikke den fjerne fortids dramatik, hvor gentagne jordskorpebevægelser i Jura og Kridt fik de geologiske lag til at hvælve sig op i en kulmination, som siden har fået navnet Vedsted-strukturen.

Vedsted-strukturen ligger strukturgeologisk set i Fjerritslev-truget, som er et subbasin i Sorgenfrei-Tornquist-zonen, anlagt under en rifting fase i sen Karbon - tidlig Perm, men aktiv langt op i Mesozoikum. Truget er afgrænset af Fjerritslev-forkastningen mod sydvest, mens den markante Børglum-forkastning danner afgrænsning mod Skagerrak-platformen i nordøst. Centralt i dette trug ligger Haldager-forkastningen - en normalforkastning, som formentlig strækker sig helt ned til grundfjeldet. Og på den nedforkastede sydvestlige side af denne forkastning befinder Vedsted-strukturen sig klemmt inde mellem Haldager-forkastningen og en mindre forkastning, der danner en lille grabenstruktur /15/.

Vedsted-strukturen var genstand for den første spæde danske olieeftersøgning, da boringen Vedsted-1 blev boret i 1958 tæt på landsbyen Birkelse. Formålet var at teste mulighederne for at finde kulbrinter i de øvre triassiske og mellem jurassiske sandsten. Da borekronen stoppede 2.068 meter under



Vedsted-strukturen ligger som en aflang dome-formet struktur lige sydvest for Haldager-forkastningen. (Modificeret efter /13/).



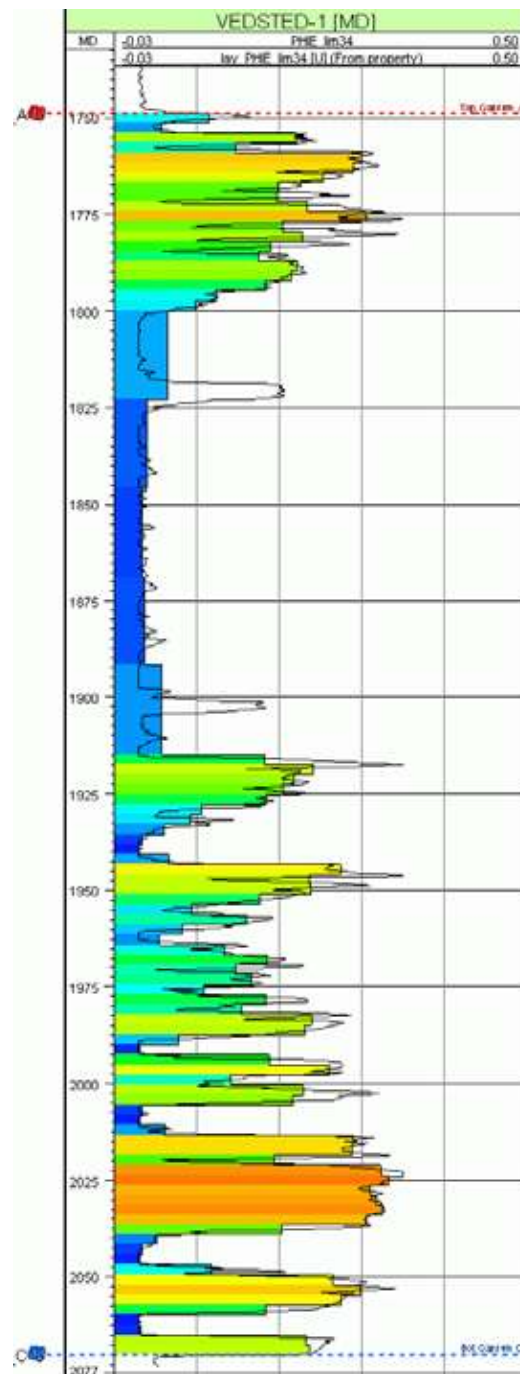
havniveau, var det uden spor af hverken olie eller naturgas, og boringen blev forsegle. Senere fulgte dog seismiske undersøgelser i 1967 og 1983, og især de sidste havde en kvalitet, som gjorde det muligt at vurdere strukturen, og fastslå, at der rent faktisk er tale om en kulmination - eller i hvert fald en antiklinal - i Trias-Jura lagfølgen, som indeholder reservoirsandstenene Gassum Formationen og Haldager Formationen. De seismiske undersøgelser førte dog ikke til yderligere olieeftersøgning.

Da GEUS omkring årtusindskiftet påbegyndte forskning i geologiske lagring af CO₂, var Vedsted-strukturen en af de 11 depot-kandidater /13/. Det var derfor også naturligt for Vattenfall at rette blikket mod denne lokalitet - tæt på deres store kraftvarmeværk i Aalborg. Alle eksisterende data blev anvendt, da GEUS i 2008 foretog en mere tilbunds-gående analyse af strukturen for Vattenfall. De seismiske data blev retolket, en geologisk model opbygget og en strømningssmodel med simuleret injektion af CO₂ blev etableret for at teste strukturens anvendelighed.

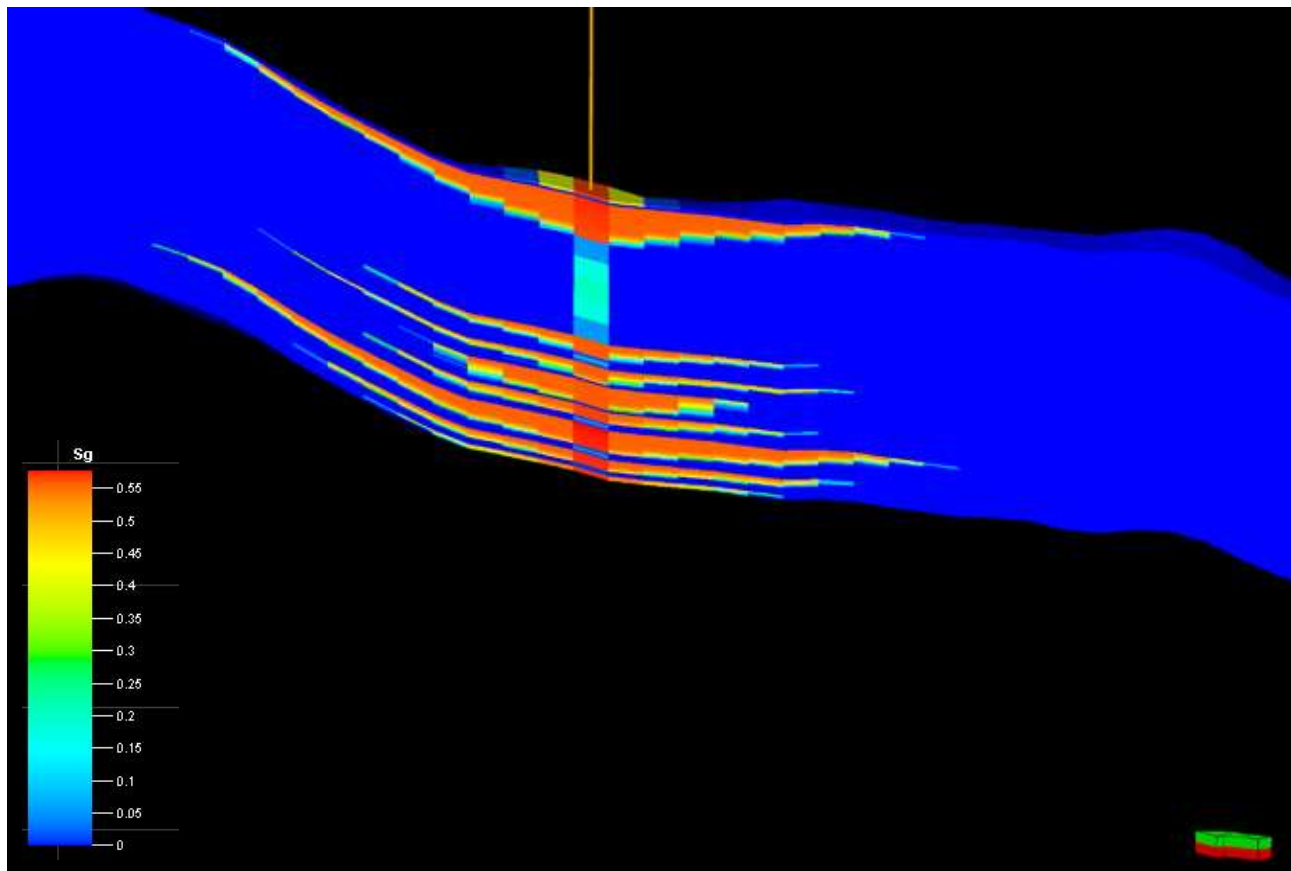
Et billede af Vedsted-strukturen

Der eksisterer kun en enkelt boring, Vedsted-1, som når Gassum Formationen inden for strukturens laterale udstrækning, og denne boring er derfor detailtolket. Her er det i første række borehulslogs, som danner basis for en tolkning af facies godt hjulpet på vej af regionale studier af Gassum Formationen /12/, som giver en god ide om, hvilke facies, de enkelte logmønstre kan repræsentere. Aflejringerne er dannet i et kystnært miljø, og ændringer i havniveauet har betydet bratte skift mellem sandlag og lerlag med en betydelig lateral udstrækning. Den typiske porøsitet i sandlagene ligger omkring 20 procent, men når flere steder op på 30 procent, og fluid-permeabiliteten ligger ofte på den gode side af 100 mD, endda op til godt 1000 mD. Så sandlagenes reservoirkvalitet er i orden set ud fra et CO₂-lagringssynspunkt.

Fra top til bund af Gassum Formationen optræder der tre overordnede enheder - hvoraf den nederste og den øverste enhed kan betragtes som reservoirer med høj porøsitet og permeabilitet. Nederst optræder en 139 meter tyk, hovedsagelig sandet enhed. Den er domineret af flodaflejret sand i den nedre del, som erstattes af estuarine sandsten opadtil for at ende i egentlige strandplansaflejringer i den øverste del af enheden /12/. Der optræder flere interne lerlag af op til et par meters tykkelse. Den mellemste enhed består stort set kun af lersten og er omkring 100 meter tyk. Den tolkes som en kile af Fjerritslev Formationen, afsat under en periode med højt havniveau /12/. Den øverste 56 meter tykke enhed er domineret af sandsten, som er aflejret på et strandplan /12/. Herover optræ-



Porositetsfordelingen i Gassum-1 boringen. De høje porositeter (orange, gul og grøn) er koncentreret i Gassum Formationen. En kile af Fjerritslev Formationen med lave porositeter (blå) deler reservoiret op i to enheder. Den nederste enhed indeholder tynde indslag af ler, som splitter reservoiret op i mindre lag. (Fra /15/).



Simulering af 10 års CO₂-injektion på flanken af Vedsted-strukturen. Rødt angiver høj CO₂-mætning, mens blåt angiver lav mætning. Der sker en ensartet udbredelse af CO₂ i den øvre reservoirenhed, mens tynde indslag af ler i den nedre enhed får CO₂-strømningen til at splitte op i mindre faner. (Modificeret efter /14/).

der der mere end 500 meter ler fra Fjerritslev Formationen, og disse lag udgør et effektivt segl, da bare 100 meter ler anses for at være tilstrækkelig impermeabelt for opadsøgende CO₂ - endda med en god margin.

To ældre seismiske linjer, begge fra 1983, har tilstrækkelig god kvalitet til - sammen med regionale data - at give et billede af strukturen. Der er tale om en aflang, domeformet struktur klemmt inde mellem to forkastninger. En Zechstein saltpude findes i dybere niveauer, men de sparsomme data giver ikke en entydig indikation af, om saltet har spillet en hovedrolle ligesom i Havnsø. Kulminationen ligger formentlig tæt på Vedsted-1 boringen, hvor Gassum Formationen træffes i 1.744 meters dybde.

Kapacitetsberegninger viser, at den nederste reservoirenhed kan rumme 161 Mt CO₂ /13/. Der er ikke foretaget lignende kapacitetsberegninger på den øverste enhed, men hvis porositetsegenskaberne er nogenlunde som i den nedre enhed, og udbredelsen sættes til det samme, så vil der være en yderligere kapacitet på 65 Mt til rådighed.

Det imaginære CO₂-lager

Som tilfældet var med Havnsø, så er der udført reservoirsimulering af CO₂-injektion med ECLIPSE 100 /15/. Den virtuelle injektion blev foretaget med en boring placeret på den sydøstlige flanke af Vedsted-strukturen og med en injektionsrate i samme størrelsesorden, som CO₂-produktionen fra det nærliggende Nordjyllandsværk /15/, /3/, der udleder 1,8 millioner tons CO₂ på årsbasis. I reservoirmodellen er de enkelte lag, som er truffet i Vedsted-1 boringen, blevet tildelt meget stor lateral ensartethed.

Der er kun publiceret meget foreløbige resultater af den imaginære CO₂-lagring, men de viser, at de tynde lerlag har en betydelig effekt på indstrømningen i den tykke nedre del, mens der ses en mere ensartet fordeling af CO₂ i den øverste enhed, hvor interne lerlag er ubetydelige. Undersøgelserne afspejler samtidig de begrænsninger der ligger i kun at have en enkelt boring, og giver derfor nok en for stor opsplining i den nederste reservoirenhed på grund af den store laterale kontinuitet, som er tildelt lagene i modellen. Modellen er dog et godt udgangspunkt for de videre undersøgelser.

Testlageret i Tyskland

Over hele verden arbejder geologer og ingeniører med at udvikle CO₂-lagring til en teknologi med fremtid i. Nogle er rene deponeringsprojekter, andre kombinerer lagring med øget olieindvinding. Det første egentlige testlager på landjorden ligger lige syd for den danske grænse, og projektet har deltagelse af danske geologer.

Ketzin - det første demonstrationsanlæg

Danske geologer er ikke kun involveret i CO₂-projekter inden for kongerigets snævre grænser. I 2004 startede et EU-støttet projekt i den lille by Ketzin nær Berlin, hvor geologer fra GEUS er med til at bane vejen for verdens første demonstrationsanlæg for geologisk lagring af CO₂ fra et kraftværk.

“Det var en visionær gruppe i Potsdam på GFZ (German Research Centre for Geosciences, red.), som ansøgte om et EU-projekt og fik gjort en masse partnere interesseret,” fortæller Peter Frykman, som er blandt de danske geologer, der har taget del i forskningen.

Projektet har stor international appel, og hele otte lande er repræsenteret i projektgruppen, som tæller

18 forskningsinstitutioner og industrielle partnere. Målet er at demonstrere, at det er både teknisk muligt og sikkert at lagre CO₂ fra almindelig energiproduktion i undergrunden, og at CO₂-lagringen kan opnå almindelig accept og tryghed hos borgerne i nærområdet.

Ketzin er ikke noget tilfældigt valg. Undergrunden byder på en velkendt saltryk i 1.500-2.000 meters dybde. Saltet har skubbet de overliggende lag op i en antiklinal med sandstenslag, der i Østtysklands tid blev benyttet til lagring af naturgas. Og på jordoverfladen er der en række tekniske anlæg fra gasdeponeringen, som vil blive genanvendt ved CO₂-lagringen.

“Der var en industrigrund med masser af tekniske installationer, og så var der en struktur, som de havde



Ketzin. CO₂-lagringen i Ketzin sker fra et eksisterende industrikvarter. Boringen ses til venstre. Foto: /16/.

udnyttet i de jurassiske sandsten i 250-400 meters dybde. Man vidste, at strukturen også optræder lænere nede i det, der hedder Stuttgart Formationen, som er en triassisk sandholdig formation i 500-700 meters dybde,” forklarer Peter Frykman.

I løbet af projektets første år opbyggede geologerne en model af det potentielle CO₂-lager baseret på relativt sparsomme geologiske og geofysiske oplysninger. Modellen blev herefter forfinet med input fra nye seismiske undersøgelser, som viste, at der er tale om en saltryk med to lokale kulminationer, hvoraf kun den ene bliver anvendt som CO₂-lager. Toppunktet ligger i omkring 540 meters dybde, og *spillpoint* i retning mod den anden kulmination ligger ca. 100 meter dybere. I 2007 blev modellen testet med tre 800 meter dybe borer, der samtidig skal fungere som henholdsvis injektionsboring og monitoringsboring. Boringerne viser, at Stuttgart Formationen er op til 80 meter tyk og består af både sandsten og mere finkornet materiale. Om boreresultaterne fortæller Peter Frykman:

“Det var et system af fluviale sandsten i en mudret og siltet floodplain grundmasse. Sandstenslagene i den øverste del af formationen var hver fem til otte meter

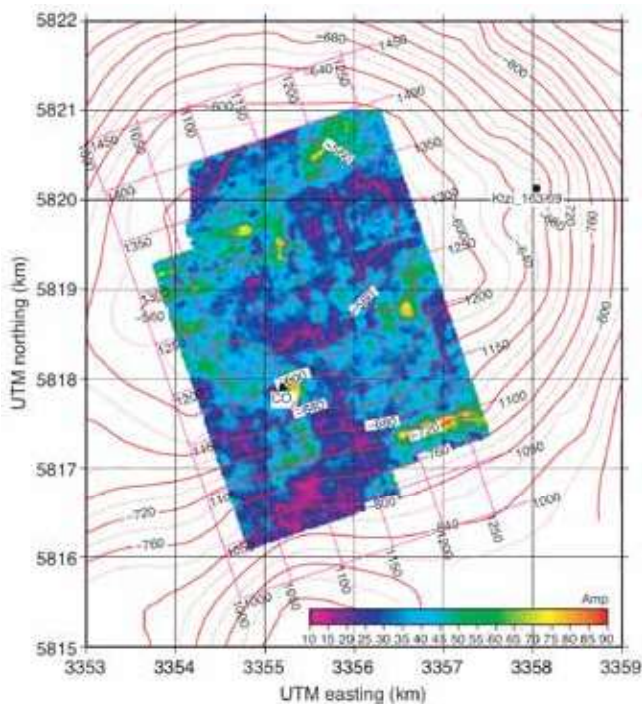
tykke, og man kunne se, at det var i disse lag, at CO₂-en ville trænge ind, når man begyndte at injicere.”

De nye data giver i sig selv ikke et klart indtryk af, hvordan sandlegemerne er fordelt. Heldigvis dukker Stuttgart Formationen op i dagblotninger flere steder i det sydlige Tyskland, og studier af disse blotninger giver et billede af et flodsysteem, der transporterede sand, silt og ler mod sydvest fra et skandinavisk højland og aflejrede forholdsvis isolerede sandlegemer i den mere finkornede grundmasse.

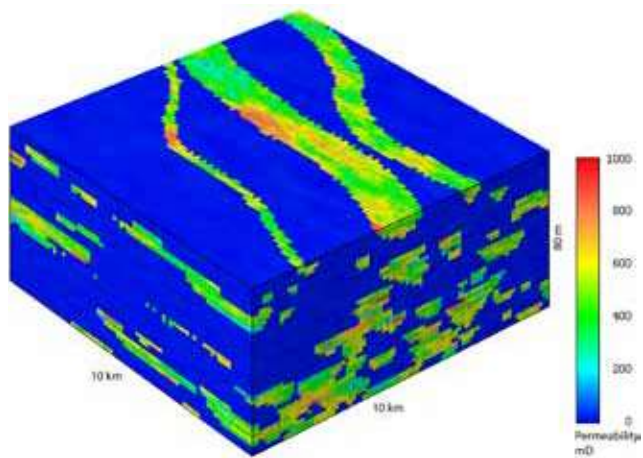
“Selvfølgelig kan vi ikke forudsige lige præcis, hvor sandlegemerne ligger - vi har kun tre borer inden for et meget lille område - og vi ved jo heller ikke meget om variationen i bredden og tykkelsen,” fortæller Peter Frykman.

Men det man ikke har, må man jo selv skabe:

“Vi måtte hente oplysninger fra lignende fluviale miljøer i litteraturen og andre undersøgelser. Så det brugte vi som udgangspunkt, og så lavede vi en geostatistisk model, som afspejlede variationen i bredde, tykkelse og slyngningsgrad,” forklarer Peter Frykman.



3D seismik fra Ketzin. Amplituden for Stuttgart Formationen i 3D seismiske data. Høj amplitude (rød, gul og grøn) tyder på sandede aflejringer, mens lave amplituder (lilla og blå) tolkes som lerede sedimenter. Det fremgår, at de geologiske forhold varierer en del. CO₂-injektionsboringen er markeret. (Fra /17/).



Reservoirmodel. Udsnit af reservoirmodellen for Stuttgart Formationen, der skal fungere som CO₂-testlager ved Ketzin. Permeabilitetsfordelingen er vist med farver. Aflange sandlegemer med relativ høj permeabilitet ses i en grundmatrix af lerede og siltede flodslette sedimenter med lav permeabilitet. Bemærk pointbarrer med høj permeabilitet. (Fra /18/).

Modellen honorerede naturligvis de oplysninger, som fremgik af borerne, men derudover var det altså generel geologisk erfaring fra området, analoge geologiske formationer og geostatistiske beregninger, som byggede modellen op. En af de analoger, som indgik i modelopbygningen, var en flodaflejret sandenhed i Thailand. Aflejringen er begravet på meget lille dybde, og det har været muligt at foretage en detaljeret seismisk kortlægning.

“Der kunne vi se, at pointbarresystemerne med det porøse sand lå pletvist fordelt ned gennem de mere generelle bæltter af sand, som afspejlede flodsystemet. Så vi lavede en pletvis fordeling af porositeterne internt i kanalbæltterne for at inkorporere nogle af de laterale variationer inde i kanalbæltterne,” fortæller Peter Frykman.

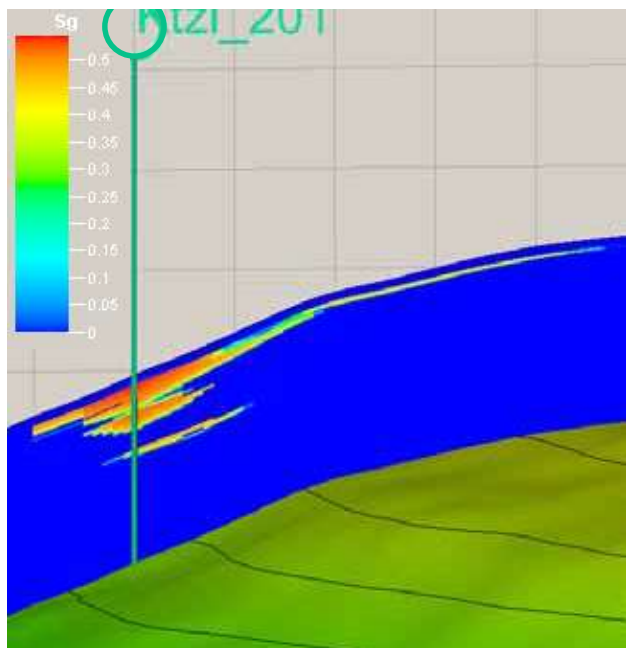
Kerneanalyser fra de tre borerer ved Ketzin blev herefter anvendt til at vurdere forholdet mellem porøsitet og permeabilitet, og disse oplysninger blev herefter lagt ind i modellen.

CO₂-hanerne bliver åbnet

Injektionsboringen er placeret på flanken af strukturen. De to monitoringsboringer ligger henholdsvis 50 meter og 100 meter fra injektionsboringen og skal anvendes til at følge CO₂-gassens bevægelser i det geologiske lager. Efter justering af den geologiske model og opbygning af en reservoirmodel foretog GEUS en række strømningssimuleringer, som gav et positivt indtryk af det kommende CO₂-lager.

Den 30. juni 2008 blev hanerne endelig åbnet og CO₂-injektionen indledt. Allerede efter to uger kom den første CO₂-melding fra monitoringsboringen, som ligger tættest på injektionsboringen.

“Det tog forholdsvis kort tid, og det var sådan set



Strømningssimulering. Reservoirmodellen fra Ketzin blev anvendt til strømningssimulering af CO₂-injektionen. Simuleringen viser, at størstedelen af CO₂-en strømmer i den øvre del af reservoiret. Modelresultat leveret af Peter Frykman, GEUS.

også forudset af modelleringen, fordi vi vidste, at det var højporøse og højpermeable sandsten, vi havde med at gøre, så der var et godt flow. Alle var glade efter det første gennembrud, fortæller Peter Frykman.

Glæden blev dog afløst af en vis undren:

“I den næste boring, som ligger 100 meter væk, måtte man vente flere måneder på ankomsten af CO₂, og det var ikke forudsagt i den modellering, vi lavede. Vi havde forbundet sandlegemerne i de tre borerer med hinanden i en simpel antagelse af, at der var lateral kontinuitet, forklarer Peter Frykman.”

Den antagelse holdt dog ikke vand i den virkelige verden, og efterfølgende er modellen blevet justeret, så den bedre afspejler de faktiske målinger. Den overordnede geologiske model er dog ikke ændret - et system af aflange, flodaflejrede sandbånd, som er orienteret parallelt med de triassiske floders formodede strømretning mod sydvest, og som stedvis indeholder tykkere enheder af pointbarresand.

Overvågning

Opfyldningen af lageret med CO₂ bliver også overvåget med en lang række indirekte metoder, som blandt andet omfatter elektrisk og seismisk tomografi mellem boringerne. I større målestok er der i løbet af sommeren og efteråret 2009 foretaget 2D og 3D seismiske undersøgelser fra jordoverfladen. De skal så sammenlignes med de seismiske data optaget inden injektionen for at følge udbredelsen af CO₂-gassen i undergrunden. Til forskel fra de planlagte lagre i Danmark er der nemlig tale om en komprimeret gas i Ketzin, fordi lagerets dybde ikke er tilstrækkelig til, at CO₂ kan optræde som en superkritisk væske.

En vigtig del af projektet er at vurdere sikkerheden under og efter injektionen af CO₂. Både luftens CO₂-indhold og intensitet og art af mikrobiel aktivitet i jorden forventes at blive påvirket, hvis lageret er utæt, og CO₂ slipper op til jordoverfladen. Derfor påbegyndte projektgruppen allerede i 2005 et såkaldt baseline studie - en flerårig undersøgelse af de eksisterende forhold ved jordoverfladen over det kommende lager. I studiet indgik målinger af de variationer, som naturligt optræder i luftens CO₂-indhold. Herudover er der foretaget en detaljeret analyse af den mikrobielle aktivitet i de øverste jordlag.

Målingerne viste, at den gennemsnitlige - og naturlige - udstrømning af CO₂ fra de øvre jordlag varierede mellem 1 og 5 mikromol/m² i løbet af året. Samtidig viste målingerne, at udstrømningen ikke var jævnt fordelt, men at vådområder gav det største CO₂-bidrag. Variationerne blev tolket som resultatet af højere mikrobiel aktivitet i sommermånederne og generelt højere aktivitet i vådområderne, hvor der er mere organisk stof til stede /18/. Når man på den måde

kender de naturlige udsving, er det muligt at vurdere, om der opstår anormale forhold, der ikke kan forklares som naturlig variation.

Ingen udslip

Den 16. august 2009 var der injiceret 19.080 ton CO₂ - først 30 ton dagligt for gradvist at nå op på den maksimale rate på 78 ton per dag. Og et net af sladrehanke ved overfladen har målt CO₂-indhold og mikrober uden at påvise andre variationer end dem, der normalt foregår. Så det kan med stor sikkerhed fastslås, at der ikke har været noget udslip til jordoverfladen.

Det var nu heller ikke forventet. For umiddelbart over lageret ligger godt 200 meter tykke lag af triassisk lerskifer og anhydrit, som begge regnes for gode segl, og højere oppe i lagserien optræder en cirka 100 meter tyk lagpakke af fed ler fra tertiærtiden. Og de forkastninger, man har kendskab til, slutter under den fede tertiære ler. Så ud fra en rent geologisk synsvinkel skulle der heller ikke være risiko for udslip til jordoverfladen via forkastningerne. Det er dog ikke kun geologien, der styrer risikoen, forklarer Peter Frykman:

“Det, der indgår i sikkerhedsanalysen af den værste tænkelige hændelse er, at forkastningerne transmitterer CO₂ fra CO₂-lageret op i det gamle naturgaslager, og derfra er der så forbindelse via de gamle naturgasboringer op til overfladen. Så det vil være en sekvens af hændelser. Og det vil nok ikke være CO₂, som kommer til overfladen. Det vil sandsynligvis være metangas, for der er stadig noget metangas i naturgaslageret.”

Derfor monitorer man både for CO₂ og for metan ved de gamle boringer. Og indtil videre er der ikke målt nogen af de to gasarter i mængder, som antyder udslip.

Et pilot-forsøg

Med de godt 19.000 ton CO₂, som hidtil er pumpet ned i lageret, er man nået en tredjedel af vejen i denne demonstrationslagring. Planen er nemlig at injicere i alt 60.000 ton CO₂.

“Ketzin kan ikke kaldes et lager, fordi mængden er så lille. Det er mest et eksperiment eller pilot-forsøg,” påpeger Peter Frykman.

De 60.000 ton ville da også kun svare til et par ugers CO₂ fra Nordjyllandsværkets røggas. At der er tale om et pilot-forsøg snarere end en deponering fremgår også af kilden til CO₂. Der er nemlig ikke tale om CO₂, der er indfanget fra røggassen på et nærliggende kraftværk. CO₂-en stammer fra ammoniumproduktion, hvor det optræder som et biprodukt, der normalt finder anvendelse som brus i sodavand. Fra ammoniumfabrikken bliver CO₂-en transporteret via tankvogne til Ketzin - en strækning på 175 kilometer. Her bliver den komprimeret og opvarmet, så CO₂-en overgår til superkritisk tilstand, inden den pumpes ned i

det underjordiske lager. Tryk og temperatur i lageret er dog ikke tilstrækkelig høje til at CO₂-en kan forblive på superkritisk form, så den går gradvis over i gasform.

Strukturens fremtid som et egentligt CO₂-lager er usikker. Myndighederne har kun godkendt reservoiret til at modtage 60.000 ton. Der skal nye tilladelser til for at overgå til en egentlig lagring af CO₂ indfanget fra røggassen af et nærliggende kraftværk, og injektionsraten skal være betydelig højere end de 78 daglige ton, der lige nu bliver pumpet ned i Ketzins undergrund.

Alligevel betragter Peter Frykman projektet som en succes på vejen frem mod geologisk lagring af CO₂. De foreløbige resultater har vist, at det er teknisk muligt og sikkert at deponere CO₂ i undergrunden, og de mange data og praktiske erfaringer, der bliver indsamlet, kan anvendes, når CO₂-lagring i større målestok skal gennemføres i Danmark eller andre steder, hvor geologisk CO₂-lagring er på vej. Samtidig har borgerne i Ketzins nærområde givet udtryk for, at de er trygge ved lageret, hvilket var en væsentlig målsætning med projektet.

Andre geologiske lagringsprojekter

Selv om pilotprojektet i Ketzin er det første anlæg, der i naturlig skala demonstrerer CO₂-lagring på landjorden udelukkende med deponering for øje, så er det langt fra det eneste projekt med geologisk lagring af CO₂. Der er adskillige eksempler fra såvel onshore som offshore. Ved det norske naturgasfelt Sleipner i Nordsøen finder man verdens største og længst fungerende egentlige CO₂-lager, som bliver drevet af Statoil sideløbende med gasproduktionen. Jurassiske sandsten på mere end 2 kilometers dybde indeholder naturgas med 5-10 procent CO₂. Da naturgas maksimalt må indeholde 2,5 procent CO₂, når det skal videresælges og anvendes, har nordmændene valgt at ekstrahere CO₂-en og pumpe den tilbage til undergrunden. For ikke at påvirke reservoiret med naturgas, bliver CO₂-en lagret i en miocæn sandsten på kun en kilometers dybde. Hvert eneste år siden 1996 er der blevet indfanget og lagret omkring 1 million tons CO₂. Ved udgangen af 2008 var der i alt lagret 11 millioner tons CO₂ /19/.

Ifølge IEA (Det Internationale Energiagentur) knokler forskere og energiselskaber rundt om i verden med omkring 110 forskellige CCS-projekter. Og selvom kun 15-20 af projekterne på nuværende tidspunkt er i gang med eller meget tæt på at foretage CO₂-lagring, afspejler de mange projekter en betydelig interesse på global skala. Og variationsbredden i de geologiske forhold er også stor. Både basalter og kullag i undergrunden er seriøse bud på fremtidige geologiske lagre. De fleste steder er det dog sandsten, der fungerer som reservoir.



Projekter med aktiviteter inden for CO₂-lagring fordeler sig over hele verden. USA ligger i front, men Europa er også godt på vej. (Modificeret efter /28/).

Øget olieindvinding med CO₂

CO₂ er ikke kun et miljøskadeligt spildprodukt fra kraftværkernes elproduktion. Det kan faktisk gøre nytte, når det bliver pumpet ned i næsten udtjente oliefelter og vækker olien til live igen. I halen på den øgede olieindvinding sker der samtidig reel CO₂-lagring.

Reducer CO₂-udledningen ved at øge olieindvindingen!
To af de største spillere på den danske CO₂-bane - olieselskaber og kulkraftværker - ser en ny fremtid for Nordsøen: Reducer CO₂-udledningen ved at øge olieindvindingen!

Umiddelbart lyder det som oplægget til en molbohistorie, men det er ikke desto mindre den tankegang, der ligger bag skrivebordsplanerne om at sætte ekstra skub i Nordsøens olieindvinding ved at tilsætte CO₂.

Enkelt sagt regner både DONG Energy og Mærsk Olie og Gas med, at CO₂ fra kulfyrede kraftværker kan ledes ud til nogle af Nordsøens aktive oliefelter, hvor drivhusgassen pumpes ned i de porøse kalkstensreservoir og hjælper til med at presse ellers utilgængelig olie ud af kalken ved at gøre den mere letflydende. På den måde slipper kraftværkerne af med et klimaproblem, mens olieselskaberne forlænger Danmarks mulighed for at være selvforsynende med olie.

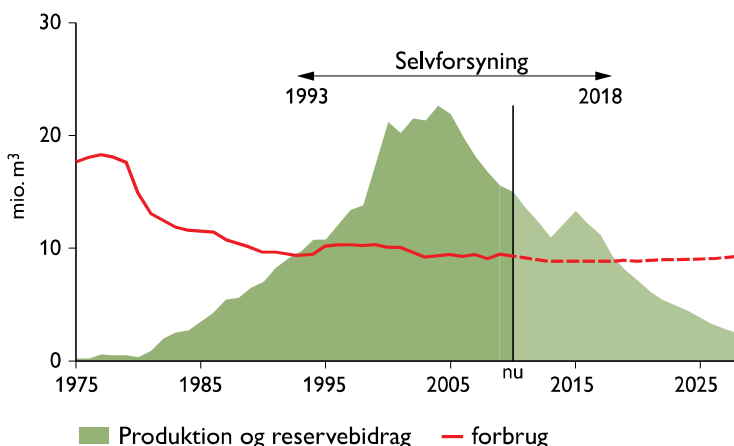
Siden prins Henrik i 1972 åbnede ventilen for de første tønder olie fra Nordsøens danske sektor, er olieproduktionen steget støt, og fra midten af 90'erne har Danmark været selvforsynende og har endda kunnet eksportere det sorte guld. Men for fem år siden knækkede kurven i den forkerte retning, og siden da er produktionen gået ned ad bakke i rask tempo. Energistyrelsen vurderer da også, at Danmark alle-

rede i 2019 må indstille sig på at importere olie, hvis der ikke gøres nye fund, og olieproduktionen fortsætter med den nuværende teknologi /20/, /22/. Det sidste er lige netop det, olieselskaberne vil lave om på med anvendelse af kraftværkernes CO₂ og såkaldt tertiære indvindingsmetoder.

Indvindingsmetoder

Primære indvindingsmetoder er den traditionelle teknik, hvor olien bliver pumpet op via lodrette eller vandrette produktionsboringer. Sekundære indvindingsmetoder anvender blandt andet vandinjektion, når den indledende, traditionelle indvinding ikke længere giver tilstrækkelig med olie. Indvindingsgraden kan øges yderligere, hvis det lykkes at anvende de såkaldt tertiære indvindingsmetoder - også kendt som EOR (Enhanced Oil Recovery) - der som oftest går ud på at ændre oliens egenskaber, så den bliver lettere at trække ud af reservoiret. Energistyrelsen har sammen med Nordsøfonden og Mærsk Olie og Gas vurderet EOR-potentialet i danske kalkfelter, og denne undersøgelse viser, at CO₂-injektion er den eneste gennemprøvede EOR-metode med et realistisk dansk potentiale /20/.

“Primære indvindingsmetoder har generelt givet 10 procent indvinding af den olie, der er til stede i



Slut med selvforsyningen. Energistyrelsen forudser, at den danske olieproduktion i 2018 falder til et niveau, som ligger under vores forbrug, så Danmark ikke længere er selvforsynende. Vi kan dog forlænge selvforsyningen, hvis vi benytter CO₂ til at drive mere olie ud af felterne. (Modificeret efter /22/).

kalken, sekundære indvindingsmetoder giver yderligere 20-30 procent, og vi regner med, at tertiær EOR-type indvinding giver mellem 5 og 15 procent ekstra produktion," forklarer Nigel Jenvey, som er teknisk direktør for Carbon and Climate i Mærsk olie og Gas.

Perspektivet er altså, at olieselskaberne vil gå fra en udnyttelse af bare 10 procent af den tilstedeværende olie i Nordsø-felterne med 1970-ernes teknologi til at trække omkring halvdelen af olien op ved at anvende af nye metoder, hvor CO₂ spiller en afgørende rolle.

EOR-indvinding med CO₂-tilsætning er langt fra en ny teknologi. Metoden har været anvendt med stort udbytte i mere end 30 år i USA. Så umiddelbart kunne det lyde som om, man bare skulle trække på de amerikanske erfaringer og overføre dem til Nordsøen. Der er primært to årsager til, at teknologien ikke uden videre har gået sin sejrsgang i de danske olie-felter. For det første ligger alle de amerikanske olie-felter med CO₂-drevet EOR på landjorden, og generelt er det langt billigere at udføre konstruktionsarbejder på land end i havområder. For det andet er den amerikanske CO₂ altovervejende naturligt forekommende vulkansk gas, som kan leveres meget billigt - også selvom CO₂-en skal transporteres i ledninger over flere hundrede kilometer. Og den slags naturlige CO₂-forekomster er Danmark ikke begunstiget med.

I Danmark er det primært kulfyrede kraftværker, som skal levere CO₂-en til olieindvindingen ved hjælp af en omkostningsfuld CO₂-fangstmetode, og der vil sandsynligvis være tale om skibstransport af CO₂-gassen ud til olie-felterne i Nordsøen - i hvert fald i den tidlige fase. Så det er et helt andet og langt dyrere udgangspunkt end i USA. Til gengæld kan der på langt sigt blive tale om en reel deponering af CO₂ i stor skala, selvom der i første omgang også bliver frigjort CO₂, når den ekstra olie bliver brugt som brændsel. Det vender vi tilbage til.

Geokemi i fokus

De store omkostninger ved at forlænge det danske olieeventyr med EOR betyder, at Mærsk olie og Gas ønsker at være helt sikre på et godt resultat, inden de kaster sig over teknikken. Der bliver derfor udført en lang række tests - både virtuelle og i laboratoriet. Mærsk olie og Gas foretager selv 3D-modellering af fluid-strømning og har et samarbejde med forskellige forskningsinstitutioner om de kemiske reaktioner der sker, når CO₂ møder den danske kalk.

"Vi arbejder med reaktiv transportmodellering med nye modelleringsværktøjer, der oprindeligt er udviklet som universitetsprogrammer. De er nu integreret med vores øvrige JOSCO modelleringspakke (3D-modelleringsværktøj, red.), så modelleringen nu simulerer de geokemiske reaktioner samtidig med, at den nor-

male fluid transport bliver modelleret," forklarer Nigel Jenvey, som uddyber:

"Vi har altid haft problemet med at lave test på en lille kalkprøve og så opskalere resultaterne til reservoirskala reaktioner. Med simulatoren prøver vi nu at tage laboratorieresultaterne og flytte dem tilbage til undergrunden i stor skala, men med de detaljerede processer i behold."

Et af de problemer, som Nigel Jenvey peger på, er, at laboratorieforsøg på kalkprøver ofte er gode til at eftervise den opløsning, der foregår i reservoiret, men det er vanskeligt at eftervise den genudfældning, som rent faktisk sker, når man ser på erfaringer fra amerikanske olie-felter. Problemet ligger i at foretage laboratorieforsøg under nøjagtig de betingelser, der eksisterer i reservoiret. Her giver modelleringen et mere retvisende billede.

Mærsk olie og Gas har også fokus på de fysiske forandringer der kan ske i reservoiret, når CO₂ og vand bliver blandet i kalkreservoiret, fordi vand og CO₂ danner kulsyre, som kan opløse kalken. Effekten af den mulige kalkopløsning bliver undersøgt i laboratorieforsøg hos GEO - det tidligere Geoteknisk Institut - som tester fysiske forandringer og ændringer i kalkens styrke. Hvis styrken ændres dramatisk kan det nemlig medføre beskadigelse af bore- og produktionsinstallationer.

Sprækker kan skabe problemer

Sprækker i kalken er et helt kapitel for sig. Kalken i den danske Nordsø er ofte meget tæt, og det har været nødvendigt at udvikle en fraktureringsteknik for at trække olien ud af reservoiret. Men sprækker kan også være et problem i forbindelse med CO₂-drevet olieudvinding. For hvis sprækkerne danner alt for direkte forbindelse mellem CO₂-injektionsboringen og produktionsboringen, så vil CO₂ løbe den direkte vej i stedet for at komme ud i formationen og presse de dyre oliedråber ud. Det vil samtidig betyde, at CO₂-lagringen vil blive meget beskeden. Derfor indgår sprækkestrømning som en væsentlig del af simuleringen hos Mærsk olie og Gas, og udvikling af metoder til at lukke sprækker er også på programmet.

Problemstillingerne står altså i kø foran porten til CO₂-drevet olieindvinding i Nordsøen. Men skal Nigel Jenvey pege på den største tekniske udfordring er han ikke i tvivl: Usikkerheden om opløsning og - især - genudfældning i reservoiret, for det kan hindre muligheden for at presse CO₂ ind i kalken og reducere evnen til at transportere CO₂ gennem reservoiret.

"Hvis vi ikke kan eftervise de geokemiske interaktioner korrekt i laboratoriet, så kan vi heller ikke belyse det korrekt i modelsimuleringer, og så må vi overveje at udføre en praktisk test i Nordsøen, fortæller Nigel Jenvey.



Produktionsplatform fra Halfdan-feltet. Foto: Mærsk Olie og Gas.

Der er en række krav, som skal opfyldes, før et af Nordsøens oliefelter kommer til af snuse til den første CO₂ fra et kulfyret kraftværk. Hovedkravet er, at feltet skal være i den sidste del af sin livsbane, hvor alle traditionelle og billigere indvindingsmetoder har været anvendt. Det skal altså være inde i den sidste del af den sekundære indvindingsfase, hvor vandinjektion presser olien ud. Det skal også være et relativt stort oliefelt, så der er økonomi i at rigge det om til at modtage CO₂. Og så er det en fordel, hvis der allerede er en del injektionsboringer, som kan genbruges til CO₂-injektion. Det snævrer feltet ind til nogle få favoritter, og hvis Nigel Jenvey skal sætte navn på, så er Dan-feltet og Halfdan-feltet de to topkandidater i den danske Nordsø.

Halfdan-feltet i miniformat

Halfdan-feltet er et lidt atypisk oliefelt i Nordsøen. Det optræder nærmest på trods, for der er ingen egentlig fælde, som lærebøgerne ellers beskriver som en afgørende forudsætning for at finde olie. Men geologiske studier af oliefeltet viser, at olien for millioner af år siden rent faktisk blev fanget i en strukturel fælde, men at senere tektoniske bevægelser har ændret strukturen, så lagene nu hælder svagt mod nordøst, og at olien nu langsomt er på vej væk i den modsatte retning /22/. Det går dog uendelig langsomt på grund af skrivekridtets meget lave permeabilitet, så hovedparten af olien var stadig til stede, da produktionen startede i 1999. Siden da er der indvundet mere end 40 millioner m³ olie /22/. Produktionen toppede i 2005

med mere end 6 millioner m³, og siden da er produktionsraten faldet støt. Mærsk Olie og Gas har fra starten af benyttet vandrette boringer og vandinjektion.

Oliefeltet har også en tvillingebror. Han befinder sig dog ikke ude i Nordsøen, men lever et tilbagetrukket liv i et laboratorium på GEUS. Han dækker heller ikke et område på godt 100 km², men kan rummes i et halvanden meter højt skab. Der er altså tale om en Halfdan i miniformat, og faderen til denne tvilling er geologen Dan Olsen fra GEUS.

“Det er en stor ovn,” forklarer Dan Olsen, “hvor man har en kerneholder, som prøven kan monteres i.”

Sammen med et kernestykke på op til 46 cm, en højtrykspumpe og trykflasker til olie, vand og CO₂ udgør ovnen en model af Halfdan-feltet med reservoir, injektionsbrønde og borerig.

“Riggen har jeg bygget med mine egne hænder,” fortæller Dan Olsen, “den kan arbejde med tryk op til 690 bar og op til 121 grader Celsius.”

Dan Olsens formål med at bygge en minikopi af Halfdan-feltet er at teste, hvad der sker, hvis man prøver at øge olieindvindingen ved tilsætning af CO₂, efter olieproduktion med vandinjektion er ophørt. Når Dan Olsen udfører sine forsøg, er tryk og temperatur derfor indstillet nøjagtig som de naturlige betingelser i Halfdan reservoiret - et væsketryk på 429 bar og en temperatur på 85 grader Celsius.

Inden Dan Olsen kunne modellere den CO₂-optimerede indvinding skulle reservoiret dog ligne det rigtige Halfdan reservoir. Dan Olsen har derfor an-

vendt en kalkprøve fra selve Halfdan-feltet, som han så har mættet med olie og formationsvand, så olien udgjorde 77,7 % af porevolumenet - svarende til de forhold, som eksisterede i reservoiret, inden olieindvindingen startede.

Herefter har prøven gennemgået det, som svarer til den almindelige indvinding på Halfdan-feltet.

“Halfdan-feltet produceres udelukkende ved vandinjektion. Man har en injektionsbrønd, hvor man injicerer havvand, og så er der en nærliggende brønd, hvor olien bliver skubbet hen imod, og hvorfra man så producerer olien.”

“Det kan vi så simulere her ved at pumpe vand gennem prøven og registrere, hvad der kommer ud af den,” forklarer Dan Olsen.

Olieproduktionen starter

I forsøget pumpede Dan Olsen konstant 0,62 milliliter saltvand i timen gennem den oliemættede kalkprøve. Straks fra start begyndte prøven at producere olie i samme mængde, som det vand, der blev injiceret, men efter 77 timer kom det såkaldte vandgennembrud. Det vil sige, at injektionsvandet var nået hele vejen gennem prøven, og herefter var det primært vand, der blev produceret med spor af olie. Efter 33 dage kom der ikke mere olie ud af prøven, og forsøget stoppede. Det svarer i praksis til det, der vil ske ved en normal produktion på Halfdan-feltet, blot er hele processen

speedet op, fordi injektionsbrønden og produktionsbrønden i modelopstillingen er mindre end en halv meter fra hinanden, mens de i det rigtige oliefelt ligger adskilt med et par hundrede meter.

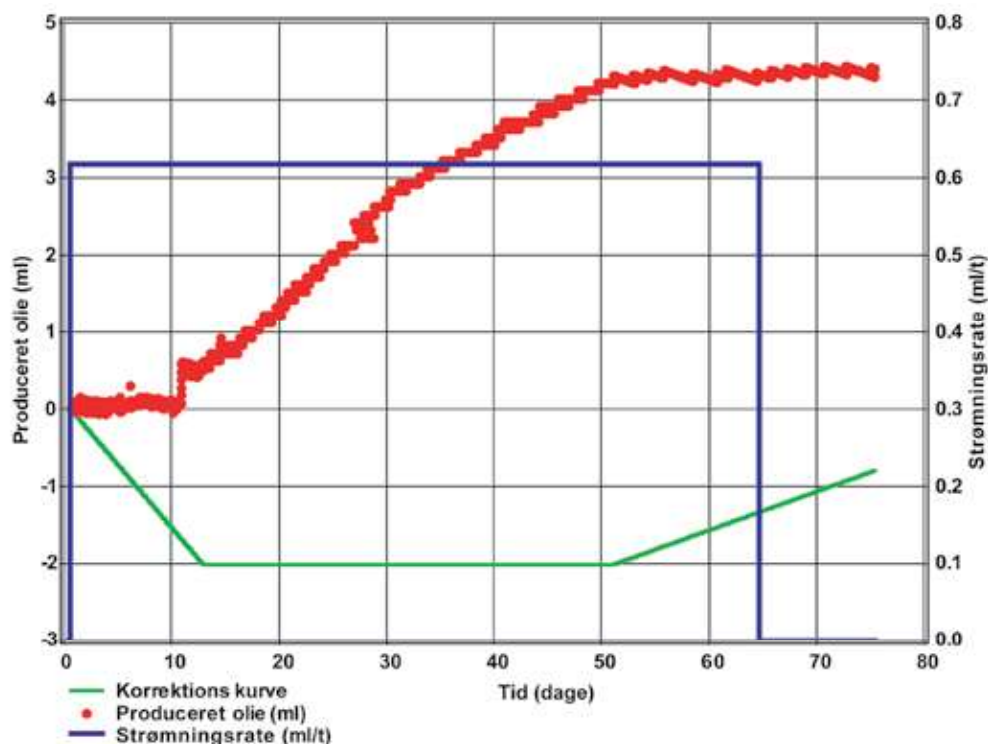
Da vandinjektionen stoppede, var der blevet produceret 63,8 procent af den olie, som oprindeligt var til stede i kalkprøven, og tiden var nu inde til at forsøge at bringe denne procentdel op ved at anvende CO₂.

Allerhelst ville Dan Olsen have pumpet ren CO₂ igennem prøven efter vandinjektionen. Men hans mini-Halfdan-felt var kun i stand til at operere med væsker. Derfor var det CO₂-beriget vand, som i stedet blev anvendt til forsøget på at presse mere olie ud af kalkprøven. Vandet var fuldstændigt mættet med CO₂, hvilket svarer til omkring 5 vægtprocent af væsken.

EOR'en sætter ind

Det CO₂-berigede vand blev - ligesom det oprindelige injektionsvand - sendt gennem kalkprøven med 0,62 milliliter i timen. De første 10 døgn blev der ikke produceret en dråbe olie. Her blev porevandet i prøven blot presset ud. Men herefter kom CO₂-vandgennembruddet, og samtidig begyndte olien at strømme ud af prøven igen.

Da eksperimentet havde kørt i 64 dage, var olieproduktionen fladet ud, og eksperimentet stoppede. På det tidspunkt var der blevet produceret yderligere 6,1 procent af den olie, som oprindeligt var til stede. Men



Halfdan-test. Forsøgsresultater med CO₂-beriget vand, som Dan Olsen har injiceret i en olieholdig kalkprøve, der forinden har gennemgået en vandinjektion, indtil olieproduktionen stoppede. Mere end 4 milliliter olie blev produceret med CO₂-tilsætningen, svarende til en produktion på 6,1 procent af det oprindelige olieindhold i prøven. Produktionskurven er korrigeret for opsvulmen af olien. (Modificeret efter /21/).

hvad er det ved CO₂, som vækker olien til live igen, efter at olieproduktionen med almindelig vandinjektion er ophørt?

Det der sker, når man tilsætter CO₂ til olie, er, at CO₂-en nedsætter oliens viskositet, og det får olien til at strømme nemmere. Man nedsætter også overfladespændingen, så oliedråberne kan brydes op i mindre dråber. Når porevæsken bliver sat i bevægelse af injektionsvandet, får væskestrømmen oliedråberne til at bryde op i mindre stykker, som så har lettere ved at smutte gennem kalkens mindste porehalse og derfor bliver presset ud af kalken.

Endelig får CO₂ olien til at svulme op - eller svelle, som det hedder i fagsproget. Når olieandelen - eller oliemætningen - når ned under en vis andel af porevæsken, bliver forbindelsen mellem oliedråberne afbrudt på grund af overfladespændingen, og så kan olien ikke flyde. Men når der bliver tilført CO₂-beriget vand, vil olien opsuge CO₂-en fra vandet, og det får olien til at svulme op.

“Når olien svulmer op, fylder den så meget, at der igen er forbindelse mellem oliedråberne gennem porenæværket, og så kan olien strømme,” forklarer Dan Olsen.

Der er altså tre mekanismer, som betyder, at CO₂ har en positiv indvirkning på olieproduktionen.

“Og hvilken mekanisme, der betyder mest, det kan jeg ikke sige i dette tilfælde,” påpeger Dan Olsen.

En succes er hjemme

Selv om en forøgelse af olieindvindingen på godt 6 procent ikke syner af meget, så betegner Dan Olsen forsøgsresultatet som en succes, for det viser, at det rent faktisk er muligt at øge olieproduktionen, når vandinjektionen er ophørt med at virke.

“Olieselskabernes standardindvindingsmetode i dag er vandinjektion. Så hvis de skal engagere sig i CO₂-EOR, så skal det være bedre end vandinjektion, fortæller Dan Olsen.

Og forsøget har vist, at det er muligt at lokke ekstra olie ud af kalken, når vandinjektionen har givet fortabt. Men olieselskaberne vil ikke kaste sig over CO₂-mættet vand som EOR-tilsætning. Hertil er forøgelsen af olieproduktionen trods alt for lille, og et minimum på 10 procent ekstra anser Dan Olsen for at være realistisk.

Med CO₂-mættet vandinjektion vil der altid være noget olie tilbage i kalken efter injektionen - i dette tilfælde 30,1 procent af den oprindelige mængde - fordi der bliver nogle små isolerede dråber tilbage i kalkens porer. Men sådan vil det ikke være med ren CO₂ for olie og CO₂ er blandbart, og når vandet er blevet fortrængt af CO₂-en, vil den resterende olie kunne indvindes, selv om produktionsraten gradvist vil falde. Så i praksis vurderer Dan Olsen, at produktionen nok vil stoppe, når der er udvundet et sted mellem ti og 20 procent ekstra.

“Jeg ville meget hellere have lavet dette eksperiment med superkritisk CO₂, men jeg havde ikke udstyret til det, på det tidspunkt,” forklarer Dan Olsen.

Men det har han nu, og han er midt i næste eksperiment, hvor et nyt kalkfelt i miniformat bliver udsat for ren CO₂-EOR.

Syd Arne

Vi forlader Dan Olsens kontor og bevæger os ned til hans laboratorium, hvor en konstant summen fortæller, at han er midt i et nyt eksperiment. Dan Olsen strækker armen frem og udpeger et stålskab som Syd Arne feltet - i en hjemmelavet miniudgave:

“Vi har både den naturlige temperatur, vi har det naturlige poretryk (væsketryk, red.), og vi har den naturlige belastning på materialet svarende til den lagsøjle, som befinder sig oven på reservoiret.”

Der er ligesom med Halfdan-modellen tale om en specialbygget ovn, men denne gang er den suppleret med fem pumper og en tre-fase separator, som kan opsamle det vand, olie og CO₂, som bliver produceret.



Dan Olsen og Syd Arne feltet i miniformat.

Foto: Henrik Olsen.

Processen er næsten en kopi af Halfdan-forsøget, men nu med kerneprøver fra Syd Arne og med fysiske forhold svarende til dette oliefelt. Først er prøven mættet med olie svarende til det oprindelige forhold mellem olie og vand. Herefter er der foretaget en vandinjektion, indtil der ikke kom mere olie ud af prøven. Den afgørende forskel på de to forsøg er, at der til sidst bliver injiceret ren CO₂ svarende til den proces, man vil anvende på Nordsø-felterne, hvis metoden slår an.

Forsøgene startede i marts måned og er endnu i fuld gang her i juni måned, hvor interviewet foregår. Dan Olsen kan derfor ikke udtale sig om, hvor

vellykket EOR-processen har været, men han kan dog fastslå, at der rent faktisk er blevet produceret olie. Kalken er ikke optimal for olieproduktion, så forsøgene kan næppe tåle en direkte sammenligning.

“I Syd Arne feltet er der ret store mængder af kalk med dårlig kvalitet. Oliemætningen er rimelig, men der er dårlig permeabilitet. Med vandinjektion og med den nuværende teknologi er det uøkonomisk at indvinde olie fra den. Vi har valgt at tage noget af denne kalk, som er marginal på nuværende tidspunkt, for at se, hvordan det reagerer på CO₂ i håbet om, at man måske kunne inddrage nogle dele af reservoiret, som er uøkonomiske i øjeblikket,” forklarer Dan Olsen.

Syd Arne feltet har produceret olie siden 1999. Der er tale om en tektonisk oppresning af kalklagene, hvor kompression i Tertiær-tiden afløste tension og derved dannede svagt hvælvede strukturer i Nordsøen. Hess Denmark er operatør på feltet, som indtil videre har produceret næsten 20 millioner m³ olie - siden 2001 primært via vandinjektion /22/. Ifølge Energistyrelsen er der stadig en producerbar oliereserve på omkring 10 millioner m³, og det er den reserve, Dan Olsen søger at øge via CO₂-injektion.

Sløret løftes

Fire måneder efter interviewet i det summende laboratorium kan Dan Olsen løfte sløret for de foreløbige resultater af forsøget med Syd Arne “look-alike’en”. CO₂-injektionen gav hele 23 procent ekstra olie i forhold til den oprindelige oliemængde - en væsentlig forbedring sammenlignet med de godt seks procent, som det CO₂-berigede vand kunne ryste af sig. Samtidig kunne Dan Olsen konstatere, at 44 procent af den tilsatte CO₂ forblev inde i kalkprøven, da olieproduktionen stoppede, og det er positivt set ud fra et lagringssynspunkt. Der mangler dog stadig en del analysearbejde, og han ser spændt frem til at afslutte analyserne.

Dan Olsen er dog ikke den eneste, som venter i spænding på, at han skal blive færdig med kalkprøverne. Forsøget er led i et projekt finansieret af Højteknologifonden og DONG Energy. Ud over GEUS deltager GEO og DTU samt DONG Energy, der er partner i Syd Arne feltet.

Et af de spørgsmål, som man naturligt må stille, når CO₂ og kalk holder stævnmøde, er, hvilke ændringer der sker med kalken. For CO₂ og vand giver kulsyre, som er i stand til at opløse kalk. Og at det rent faktisk sker, kunne Dan Olsen se med det blotte øje, da han havde afsluttet Halfdan-forsøgene. På kernestykkets endeflade, hvor det CO₂-berigede vand var pumpet ind i kalkprøven, var der ved forsøgets afslutning en tydelig opløsningsgrube. Inde i selve kalkprøven var porøsiteten dog blot forøget fra 28,77 procent til 29,09 procent, altså en forøgelse på en hundrededel. Til gengæld var permeabiliteten



Opløsning. Halfdan-kalkprøven viste tydelige opløsningsgruber på den endeflade, hvor CO₂-beriget vand blev pumpet ind. Prøvens diameter 28 mm. Foto: Dan Olsen.

steget med hele 23 procent /21/. Så nogen opløsning og udvidelse af porehalse må der have fundet sted.

Overvågning af reservoiret under CO₂-injektionen
Hvad der reelt er sket, søger Monzurul Alam fra DTU at besvare sammen med Ida Fabricius, som er vejleder på hans ph.d.-projekt.

“Det, som er indgangsvinklen hos os, er spørgsmålet om, hvor godt man kan monitorere det her - det vil sige, hvordan hænger ændringerne i porøsitet og permeabilitet og styrke sammen med de petrofysiske egenskaber lyd hastighed, elektrisk ledningsevne og kernemagnetisk resonans,” fortæller Ida Fabricius.

De tre petrofysiske egenskaber kan nemlig direkte måles i et borehul med logsønder. Hvis det derfor er muligt at etablere en pålidelig sammenhæng med kalkens fysiske egenskaber - porøsitet, permeabilitet og styrke - så vil man på en let måde kunne beregne ændringerne af kalken ud fra petrofysiske logs.

Kalkprøverne, som DTU skal foretage målinger på, er de samme, som dem Dan Olsen har foretaget sine forsøg på. Det vil sige, at de har gennemgået en vandinjektion og - for de fleste prøver - en efterfølgende CO₂-injektion.

Lyd hastigheden siger noget om, hvor godt kornene hænger sammen - og populært sagt, hvor mør kalken bliver af CO₂-strømmen. Den elektriske ledningsevne skal primært fortælle noget om væskefordelingen i porerne. Den magnetiske resonans er et udtryk for porernes størrelsesfordeling.

Ved både at måle på prøver, som kun har gennem-



Måling af petrofysiske egenskaber. Monzurul Alam måler de petrofysiske egenskaber på kalkprøver fra Syd Arne. Ved at måle på prøver fra forskellige trin i injektionsprocessen vil han vise, hvad der sker med kalken, når man bruger CO₂ til at øge olieindvindingen med. Foto: Henrik Olsen.

gået vandinjektion, og på prøver, som har været udsat for CO₂-injektion men er stoppet på forskellige trin i injektionsprocessen, er målet rent petrofysisk at eftervise, hvad der sker med kalken, når man bruger CO₂-EOR. Hvis det lykkes at få pålidelige resultater, vil de petrofysiske metoder kunne anvendes til at overvåge, hvad der sker nede i reservoiret, mens man foretager CO₂-injektionen - både hvad der sker med selve kalken, og hvad der sker med fordelingen af olie, vand og CO₂.

Syd Arnes forskellige kalktyper

Ida Fabricius håber også at få belyst, hvordan forskellige kalktyper i Syd Arne feltet opfører sig:

“Der er stor fysisk forskel på Ekofisk Formationen, der er Palæogen, og Tor Formationen fra Kridttiden. Og så er der også en stor geografisk variation på Syd Arne,” forklarer Ida Fabricius.

Hun har derfor valgt materiale fra begge formationer og i to borer. På den måde har hun fået fire meget forskellige prøver at måle på. Det er især lerindhold og kiselindhold, som varierer fra prøve til prøve, men også porøsiteten er forskellig.

Når forsøgene er afsluttet, håber Ida Fabricius derfor at have beviser for, at den petrofysiske monitoring kan benyttes til flere typer af kalk, og at den derfor bliver mere generelt anvendelig, hvis øget olieindvinding bliver aktuel i Nordsøens kalkfelter.

Men selv om CO₂-EOR ikke skulle blive til noget, så er forsøgene langt fra spildt, set gennem Ida Fabricius’ runde briller:

“Det morsomme er naturligvis det geologiske aspekt. Hvad foregår der egentlig, når forskellige væsker bevæger sig gennem bjergarten? Det er det morsomme for mig,” fastslår hun.

Bjergartens opførsel er altså i fokus, når Ida Fabricius og Monzurul Alam laver deres forsøg. Men i en anden del af DTU er det selve væsken, der bliver kigget efter i sømmene. Hvordan opfører olien sig helt præcis, når CO₂ bliver tilsat? Og hvilken betydning har temperatur og tryk for processen? Det er nogle af de spørgsmål, som skal besvares. Forsøgene er dog endnu ikke påbegyndt.

Kalkens styrkeegenskaber er til gengæld målet for GEO’s forsøg, hvor de udsætter de CO₂-påvirkede prøver for belastning. Det har nemlig en praktisk betydning på oliefeltet. De enkelte borer kan måske blive ustabile, hvis der sker opløsning af den omkringliggende kalk. Kalkopløsning kan også medføre kompaktion, så hele området måske sætter sig og giver problemer for olieplatformen. Men der kan også være positive effekter af en eventuel kompaktion. Den er nemlig med til at presse olien ud af kalken på samme måde, som når man presser vand ud af en svamp. GEO’s forsøg, som ikke er afsluttet, skal vise, hvor meget deformation og kompaktion vi kan vente os, hvis CO₂-drevet EOR bliver en realitet i Nordsøens kalkfelter.

En EOR pilot

De mange forsøg udført af forskningsinstitutionerne skal ikke bare leve deres eget liv. De spiller sammen med en reservoirmodellering af processerne i kalken og en konkret plan for at opføre en testopstilling - en såkaldt pilot - til CO₂-EOR på olieplatforme. Den del har DONG Energy stået for, og forskningschef Morten Stage har samtidig været projektleder for hele det Højteknologifond-støttede projekt.

“Det har hele tiden været planen, at når projektet sluttede, så skulle der ligge en masse konkrete tekniske data fra de akademiske partnere, og fra vores side skulle der ligge en projektplan for en pilot, og det gør der sådan set også,” forklarer Morten Stage.

Og når Morten Stage bruge udtrykket "sådan set", så dækker det over, at projektplanen aldrig bliver realiseret i form af en egentlig pilot, som kunne afprøves på Syd Arne og andre oiliefelter i Nordsøen - en drøm alle projektpartnerne ellers har haft lige fra projektets start. Om baggrunden for projektet fortæller Morten Stage:

"Der var mange, der begyndte at snakke om CO₂-injektion, men det rykkede ikke rigtig. Vores ide var så, at hvis vi kunne lave en meget lille skala af CO₂-injektion, et sted i Nordsøen, så ville det ikke alene give os teknologisk viden, men det kunne også bryde den psykologiske barriere med, at der var nogen, som turde at gå ud og injicere CO₂ på en offshore installation. Og det er sådan set det, projektet går ud på."

Men den psykologiske barriere er ikke blevet brudt med dette projekt. For selv om skrivebordsmodellen af piloten nu ligger klar, så erkender Morten Stage, at det var det næste skridt - afprøvning af piloten på et oiliefelt - der skulle til for at bryde barrieren. Og den afprøvning bliver ikke til noget. Det er der flere årsager til.

Normalt vil man anvende en injektionsbrønd og bruge CO₂ til at skubbe olien hen til produktionsbrønden.

"Men brøndene i Nordsøen er så dyre, at det kan være svært for en operatør at sige: Vi tager lige de her to brønde ud til en pilottest. Og der kan sagtens gå et par år, før man ser responset. Så det troede vi ikke på var realistisk," fortæller Morten Stage om tankerne bag projektet for tre-fire år siden.

DONG Energy valgte derfor en teknik, hvor kun en enkelt brønd var i spil, og den skulle både agere injektionsbrønd og produktionsbrønd. Tanken var at injicere CO₂ i en periode og aktivere noget af den ellers immobile olie omkring brønden, for så bagefter at producere den mobiliserede olie via samme brønd.

"Vi har - sideløbende med de akademiske partners forsøg - bygget en reservoirmodel, en Syd Arne "look-alike", hvor vi har prøvet at optimere EOR-processen, fortæller Morten Stage.

Og reservoirsimuleringerne viste, at én-brøndsteknikken havde et væsentligt problem.

"CO₂-en går ind og mobiliserer olien og skubber den længere ind i formationen. Når man så tilbageproducerer, sænker man jo trykket, og det betyder, at CO₂-en overgår til en gasfase, og så kommer man til at producere al CO₂-en, men olien forbliver måske tilbage. Så i princippet kan vi have en meget positiv test, hvor vi mobiliserer olien, men vi kan ikke monitere det. Vi har så konkluderet, at det er for høj en risiko. Man skal nemlig nødig lave en test, som er positiv, men som kan tolkes negativt. Og det betyder, at vi bliver nødt til at lave den på en anden måde, hvis den skal laves, forklarer Morten Stage.

Der kan så blive tale om separate injektions- og indvindingsboringer - eller om injektion af meget

større CO₂-mængder og en længere produktionstid, vurderer Morten Stage.

Den psykologiske barriere

Selv om den psykologiske barriere ikke er brudt helt ned, så er den dog flyttet væsentligt. Siden projektets fødsel er der blandt operatørerne i Nordsøen kommet meget større opmærksomhed omkring CO₂-EOR - blandt andet på grund af DONG Energy's aktiviteter, vurderer Morten Stage. Og mange taler nu om piloter, som er betydeligt større end den, Morten Stage har været med til at designe. DONG Energy har derfor valgt at klappe CO₂-hesten, indtil der er et klarere billede af, hvilken størrelse og type pilot, operatørerne vil være interesseret i at afprøve.

På trods af, at piloten i denne omgang er nødlandet på skrivebordet, så pointerer Morten Stage, at DONG Energy arbejder videre med EOR. Og han ser store perspektiver i CO₂ som drivmiddel i en øget olieindvinding i Nordsøen.

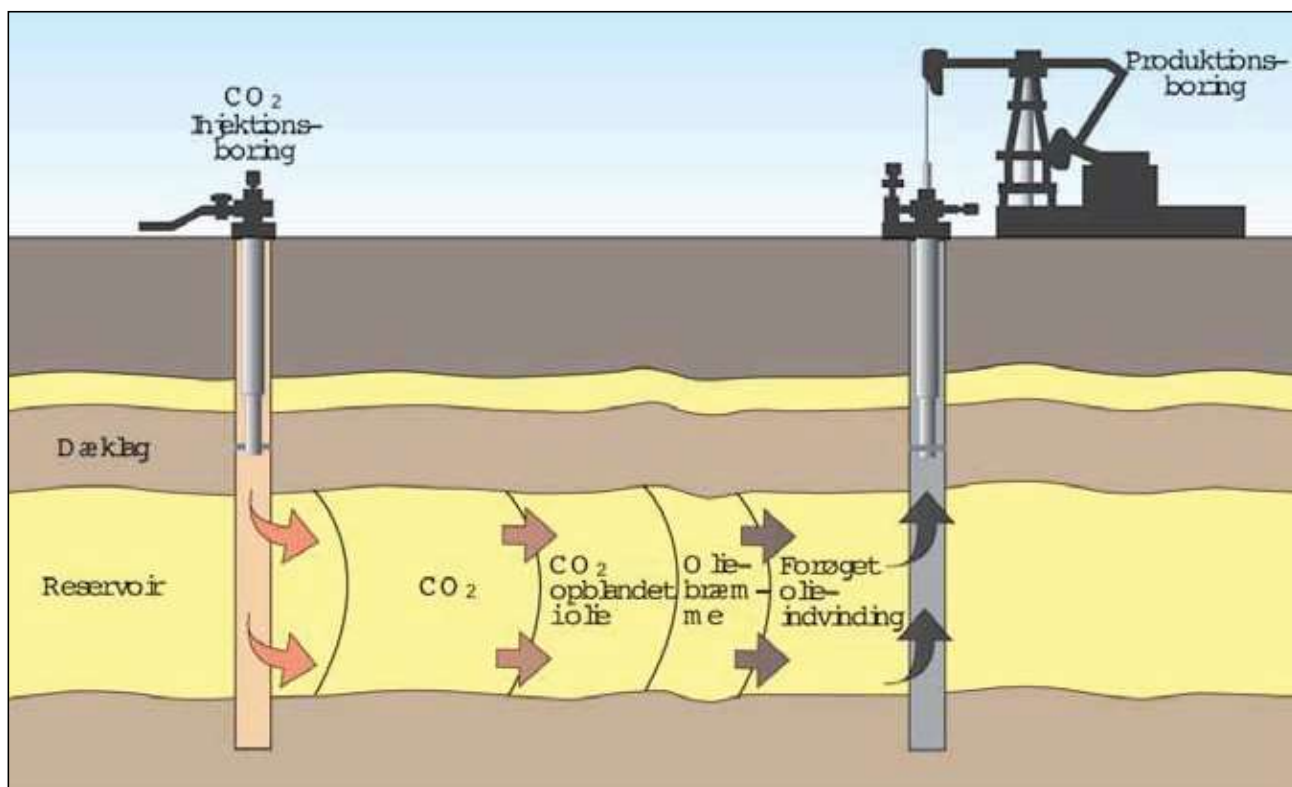
"Hvis man kigger på Energistyrelsens prognoser for den fremtidige olieproduktion, så vil den falde. De siger, at der skal komme et teknologisk bidrag, som skal øge olieproduktionen, sådan at vi ikke løber tør for hurtigt. Jeg ser CO₂ som en rigtig god kandidat til dette teknologiske bidrag," fortæller Morten Stage, og uddyber: "Der er så meget erfaring fra USA med, at CO₂ vil øge olieindvindingen i kalkfelter, så på baggrund af det, vurderer vi, at der vil være store muligheder for at øge indvindingen i Nordsøen."

Lagringsperspektiver

Den øgede tertiære olieindvinding er det umiddelbare perspektiv. Men når den klinger af, ser Dan Olsen fra GEUS også muligheder for egentlig CO₂-lagring:

"Jeg ser meget store perspektiver i det. Hvis man kan få økonomien til at hænge sammen, så har man jo faktisk her en metode, hvor du kan slippe af med rigtig store mængder CO₂ fra kraftværksrøg - bortskaffe den fra atmosfæren. Man vil godt nok producere en del af CO₂-en sammen med olien, men når CO₂-en først er kommet ud til oiliefelterne i Nordsøen, så er det ikke noget spildprodukt, så har det en høj værdi. Så operatørerne vil genindvinde og genbruge den. Og når man så engang har tømt oiliefeltet, så har man jo en struktur, som for mig at se vil være meget velegnet til deponering af CO₂. Så kan man jo fortsætte CO₂-injektionen. Man har jo pumper, man har rigge, man har pipelines, man har hele infrastrukturen. Så jeg ser det som en to-trinsraket, hvor man kan starte med CO₂-EOR og så - når man engang ikke kan få mere olie ud af det - så kan man bruge feltet som CO₂-deponi.

Selv om man ikke vælger at injicere CO₂, efter olieindvindingen er stoppet, vil oiliefeltet alligevel fungere som et CO₂-deponi, forklarer Dan Olsen:



Princippet i EOR med CO₂. Når man øger indvindingen af olie ved hjælp af CO₂-drevet EOR, driver man en del af restolien ud af reservoiret og øger dermed den samlede mængde olie fra oliefeltet. Efter en tid stopper olieproduktionen, og reservoiret vil blive fyldt med CO₂ (Fra /27/).

“Ved Syd Arne eksperimentets afslutning var CO₂-mætningen i kalkprøvens porer nået op på 66,3 procent efter injektion af en CO₂-mængde, der svarer til 151 procent af porevolumenet.”

Selv om der er produceret en del CO₂ sammen med olien, er 44 procent af den injicerede CO₂ altså blevet inde i kalkprøven. Så der er faktisk tale om reel CO₂-lagring, og det er interessant ud fra et deponerings-synspunkt.

Morten Stage fra DONG Energy er enig i, at der vil være en form for deponeringseffekt knyttet til den øgede olieindvinding, men han er dog ikke helt så optimistisk, når talen falder på et fortsat liv som CO₂-deponi.

“Når du har lavet din CO₂-flood, så kan du måske injicere CO₂ i et stykke tid bagefter, men hvis du ikke samtidig producerer det vand, der er dernede, så er det ikke store mængder CO₂, du vil kunne lagre bagefter. Og når du producerer vand, hvad skal du så gøre af det, for man må ikke dumpe formationsvandet. Så lagringsperspektivet er i langt højere grad i nedlagte gasfelter, hvor trykket er meget lavt, eller i akviferer - både på land og offshore.”

Nigel Jenvey fra Mærsk Olie og Gas er dog overbevist om, at der også er et egentligt lagringsperspektiv. Han ser det som en tre-trinsraket, hvor CO₂-EOR er første trin fulgt af lagring i det tømte oliefelt og afsluttende med deponering i de vandfyldte reservoirer i andre dele af den pågældende geologiske struktur, hvor oliefeltet befinder sig.

Nigel Jenvey ser også nogle helt særlige fordele ved, at A. P. Møller gruppen både er involveret i olieindvinding og skibstrafik.

“Vi mener, at vi har en moderne og integreret løsning til transport af CO₂ med skibe i den tidlige fase af CCS. På længere sigt vil et system af sammenkædede CO₂-gasledninger måske blive anvendt. Men i det tidlige stadie - indtil teknologien bliver modnet, og mens problemerne bliver løst med hensyn til, hvor CO₂-en skal komme fra, og hvor injektionen skal foregå, så er en fleksibel løsning nødvendig. Og det er hvad CO₂ transportskibe kan tilbyde.”

Er der en fremtid for CO₂-lagring i Danmark?

Efteråret 2009 har været hårdt for de danske drømme om CO₂-lagring i undergrunden. Flere projekter er lukket eller sat på standby, og klimatopmødet, COP15, i København var heller ikke den løftestang, mange havde håbet på. Til gengæld er EOR-planerne blevet mere konkrete.

Time out i Vedsted

“Vattenfall udskyder CO₂-lagringsprojekt i Nordjylland”.

Den 1. september 2009 udsendte Vattenfall en pressemeddelelse med denne overskrift og bremsede dermed muligheden for at etablere et dansk CO₂-lager allerede inden for de nærmeste fem år. 2014 har ellers været Vattenfalls deadline for etablering af et CO₂-renseri på Nordjyllandsværket kombineret med et underjordisk lager i Vedsted. Anlægget skulle nemlig udgøre et af de 10-12 fuldskala demonstrationsanlæg, som EU vil støtte i et kommende CCS-demonstrationsprogram. Men for at være kandidat, skulle anlægget være i operation i 2015, og det mål har Vattenfall opgivet.

Vattenfall ønsker i stedet at satse på et projekteret demonstrationsanlæg i Jämschalde i den tyske delstat Brandenburg. Erfaringerne fra det anlæg og andre CCS-aktiviteter vil Vattenfall så benytte, når - eller hvis - det danske anlæg skal realiseres. Denne satsning ser allerede nu ud til at give pote, for den 9. december 2009 meddelte EU's energikommissær, Andris Piebalgs, at Jämschalde demonstrationsanlægget vil modtage op mod 180 mio. Euro i støtte fra EU-Kommissionen. Pengene kommer fra EEPR (European Energy Programme for Recovery), det europæiske genopretningsprogram for energiområdet, der blev vedtaget i juni 2009. I alt seks CCS-projekter modtager støtte fra dette EU-program. Det er planen, at CCS-kraftværket i Jämschalde skal stå klar i 2015.

Der er altså på den ene side dømt *time out* for Vedsted, og et lager vil ifølge Vattenfall først blive etableret efter 2020. På den anden side er Vattenfall nu sikret et vigtigt teknologisk CCS-løft gennem etableringen af et fuldskala CCS-anlæg, og det kan i den sidste ende være en fordel for det danske projekt - forudsat at de tyske erfaringer er positive.

Søren Frederiksen fra Energistyrelsen siger:

“Selvom Vattenfall har sendt Vedsted til hjørnespark til den anden side af 2020, når teknologien er kommercielt tilgængelig, så behandler vi stadig deres ansøgning om tilladelse til etablering af et CO₂ lager. De har ikke trukket deres ansøgning tilbage. Og trods barriererne er der stadig store perspektiver i teknologien. Vi må følge med og se, om det er noget vi kan bruge i Danmark. Men om der vil være specielt meget

fokus på området afhænger jo af, om der er selskaber, der kan se en fordel i at udnytte og opdyrke teknologien.

De barrierer, som Søren Frederiksen refererer til, er først og fremmest at teknologien endnu ikke er afprøvet i stor skala. Globalt set er der endnu ingen større kraftværker, der har knyttet teknologien til sig. Hele kæden i CCS-processen er endnu ikke demonstreret i fuld skala. Der er masser af demonstrations- og forsøgsanlæg rundt omkring, men ingen fuldskala anlæg. Om årsagen siger Søren Frederiksen:

“Det er simpelt hen for dyrt at etablere disse anlæg, og der bruges megen energi til CO₂ rensningen. Vi plejer at sige, at man i grove tal skal have fire kraftværker for at få strømmen fra tre. Sådan er det med den viden, man har i dag, men det vil garanteret være noget, man kunne udvikle og forfine på. Det er fremtiden at få nedbragt energiforbruget i CCS-processerne eller få udviklet nogle nye”.

CO₂-kilden der fordufter

Asnæsværket har gennem de sidste 20 år været en af de allerstørste CO₂-udledere i Danmark. Samtidig rummer nabolaget et af de tre største potentielle CO₂-lagre i den danske undergrund i form af Havnsø-strukturen. Derfor har Havnsø længe været en oplagt kandidat som et af Danmarks første geologiske CO₂-lagre.

Den geologiske struktur er der ikke lavet om på. Til gengæld bliver der snart lavet om på udledningen af CO₂ fra Asnæsværket. Den 27. oktober 2009 annoncerede DONG Energy, at den store blok 5, der står for 95 procent af værkets samlede CO₂-udledning, bliver lukket den 1. april 2010. Samtidig bliver blok 4 på Studstrupværket lukket.

Beslutningen har flere årsager. DONG Energy har i et par år haft underskud på de kulfyrede kraftværker, og så har DONG Energy mere afdæmpede forventninger til CCS, end de havde tidligere på grund af den høje udviklingspris. Samtidig betyder finanskrisen, at efterspørgslen på energi i Norden er faldet gennem det sidste halvandet år. Endelig har DONG Energy besluttet, at deres fremtidige klimavenlige linje primært betyder en satsning på vindmøller og biomasse, og der vil ikke blive investeret i nye kulfyrede kraftværker i Danmark på denne side af 2020.

DONG Energy skruer dog ikke låget på CO₂-rensning og -lagring uhjælpeligt fast. Til Ing.dk udtaler udviklingschef Charles Nielsen, at man sagtens kan forestille sig, at rense røggassen fra biomasseanlæg og lagre den udskilte CO₂ i undergrunden /23/. Og hvis der kommer nye kulfyrede anlæg i Danmark, er han sikker på, at de bliver forsynet med CCS.

For Havnsø betyder kovendingen dog, at der næppe bliver et CO₂-lager under den lille sjællandske havneby inden for et overskueligt tidsrum. De blot 188.000 tons CO₂, som Asnæsværket fremover kommer til at udlede årligt, vil sammen med Statoils 500.000 tons ikke kunne retfærdiggøre de store anlægsomkostninger til etablering af CCS ved Havnsø. Og uden Asnæsværket som rambuk er det vanskeligt at forestille sig, at de store punktkilder i København på tilsammen næsten 6 Mt CO₂ årligt vil finde vej til Havnsø. For i det nuværende finansielle klima er der næppe økonomi til at etablere en mere end 85 kilometer lang CO₂-rørledning, som skal lægges oven i de øvrige udgifter.

Rygvind for offshore lagring og EOR

Mens de danske aktører inden for CO₂-lagring på land hovedsagelig har driblet baglæns i sidste del af 2009, så har en af EOR-aktørerne til gengæld rykket frem på banen.

Den 15. december 2009 - midt under klimatopmødet COP15 - meddelte Mærsk Oil og Mærsk Tankers, at de sammen med de to finske energiselskaber Fortum og Teollisuuden Voima (TVO) vil udvikle CCS-teknologien på det kulfyrede kraftværk Meri-Pori i Finland. Anlægget skal kæmpe med andre europæiske kandidater om anerkendelse som CCS-demonstrationsanlæg og opnå støtte fra EU, og det forventes køreklart i 2015. Kraftværket producerer 565 MW og udleder næsten 2,7 Mt CO₂ årligt. Når CO₂-renseriet er blevet installeret, vil halvdelen af røggassen blive rensset, og det vil ske med en effektivitet på omkring 90 procent af CO₂-en. Udledningen vil altså blive reduceret med 1,2 Mt CO₂ per år.

Den udskilte CO₂ skal på langfart, før den finder sit endelige deponi. Det bliver nemlig danske oliefelter i Nordsøen, CO₂-en skal lagres i, og Mærsk vil stå for transporten af den flydende CO₂ i specialbyggede tankskibe. I planerne indgår både CO₂-drevet EOR og egentlig lagring i udtømte olie- og gasfelter.

I modsætning til perspektiverne for den "traditionelle" CO₂-lagring ser Søren Frederiksen fra Energistyrelsen noget mere optimistisk på fremtiden for EOR-teknologien.

"Der er helt afgjort en fremtid for EOR. Det vil være en rigtig god måde at skille sig af med et problem på og samtidig få indtægter fra olien, som vi ved ligger i undergrunden. Der vil komme CO₂ ud med olien, men den må man så fjerne. Det kræver dog, at man investe-

rer nogle midler i nye offshore-anlæg - noget kan genbruges, men der må også bygges nyt".

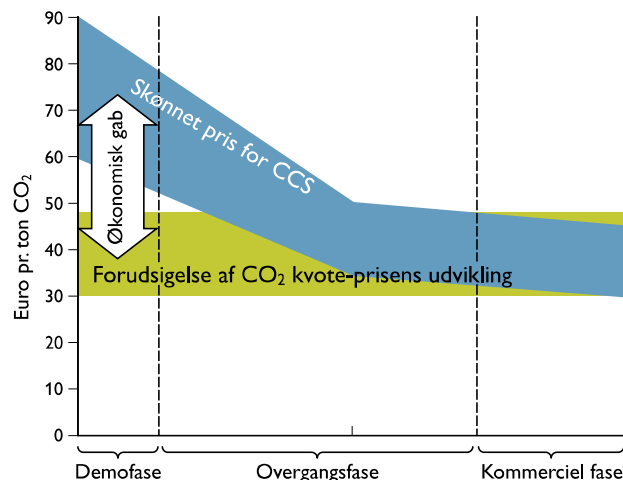
Prisbomben under CCS

Nøglen til fremtiden for geologisk CO₂-lagring i Danmark ligger ikke så meget i usikkerhed om undergrunden. Det er to priser, som er helt afgørende for, hvilken vej CO₂-vinden blæser: prisen for CO₂-rensning, og prisen for en kvote til at udlede CO₂.

Prisen for at rense et ton CO₂ ligger ifølge det seneste skøn et sted mellem 50-80 euro med den eksisterende teknologi - først og fremmest drevet i vejret af det høje energiforbrug til renseriet /24/.

Den anden vigtige pris, kvote-prisen for hvert ton CO₂ man udleder ud over den tilladelse, man har, lå i første halvdel af 2008 på 25- 30 euro i Europa. Siden da er den faldet til et niveau på lige under 15 Euro umiddelbart inden COP15 i december 2009. Det magre udbytte af COP15 betød et styrt dyk for kvote-prisen, så den efter klimatopmødet lå helt nede på under 13 euro.

Ekspertter fra både energiselskaber og olieselskaber peger på prisgab mellem CO₂-rens og CO₂-kvoter som den afgørende barriere for, at CCS kan slå igennem som klimateknologi. En fortsat lav kvotepris er gift for CCS - det kan simpelthen bedre betale sig at købe aflad for CO₂-forureningen end at lagre sig ud af klima-klemmen.



Fra demofase til kommerciel fase. I 2008 fremstillede ZEP denne fremtidsvision for prisudviklingen frem mod 2015. Ved stort prisgab mellem CO₂-rens og -lagring (CCS) og kvote-prisen er der kun tale om demonstrationsanlæg. CCS bliver først kommercielt interessant, når de to priser for alvor nærmer sig hinanden. Visionen forudså ikke den økonomiske krise. (Modificeret efter /25/).



CO₂-kvoteprisen. Udviklingen i kvoteprisen på EU-markedet for CO₂-kvoter viser et fald fra midten af 2008 i takt med at den økonomiske krise tog til. Det er en uheldig udvikling for CO₂-rens og -lagring. (Fra /29/).

Der er ikke tvivl om, at teknologiforbedringer med tiden vil bringe prisen på CO₂-rens ned. Det er langt mere uvist, hvordan kvoteprisen for CO₂ vil udvikle sig. Hvis ikke de to priser bliver niveaumæssige naboer, så har geologisk lagring af CO₂ trange vilkår i fremtidens energilandskab.

Det er heller ikke slut med udfordringerne, selv om prisen på CO₂-rensning og kvoteprisen nærmer sig hinanden. Hvis CO₂-EOR skal blive en realitet, er der nemlig tale om en infrastruktur-udfordring i den helt tunge ende af skalaen.

"Den mængde CO₂, der skal flyttes rundt, er lige så stor, som den mængde naturgas, vi flytter rundt i landet nu. Så kan man sammenligne med, hvor stort et projekt naturgasprojektet var tilbage i 80-erne. Det er et kæmpestort projekt, som koster mange milliarder. Og det er i princippet den samme form for infrastruktur, vi skal have etableret," forklarer Morten Stage fra DONG Energy.

Eksport af CCS-knowhow?

Ifølge Søren Frederiksen fra Energistyrelsen har Danmark dygtige forskere og kraftværksfolk, der måske kunne bidrage til en mulig nicheeksport af CCS-viden på den lange bane. Han mener dog, at der næppe vil være mange arbejdspladser i foretagenet.

Niels Poulsen fra GEUS er en af de forskere, der arbejder internationalt med CCS. COACH er et netop afsluttet stort EU-Kina projekt, hvor europæisk viden blev overført til Kina. Landet anvender allerede EOR

i en håndfuld oliefelter, og nogle af de nye kraftværker, der hvert år opføres, er gjort klar til CCS. GEUS' rolle i projektet har været at træne sine kinesiske medspillere i at opstille og bruge geologiske beregningsmodeller. Viden om strukturer og reservoirparametre skal indsamles og vurderes for i sidste ende at kunne bestemme, hvor meget CO₂, der kan lagres, og hvor hurtigt den kan pumpes ud i bjergarten. Kan den know-how, som GEUS har på CCS-området, bruges som springbræt til en videneeksport? Niels Poulsen siger:

"Nej, det tror jeg ikke. Vores rolle i projektet har været metodeudvikling, og den viden er udbredt. Både europæerne (CSLF Task Force), japanerne, australierne og amerikanerne (US DOE Methodology) er langt fremme med teknologiudviklingen. Så man kan ikke sige, at Danmark har en speciel førerposition på området, selvom vi har oparbejdet en stor viden".

Ifølge Niels Poulsen viser alle internationale undersøgelser fra blandt andet organisationer som World Energy Outlook, OECD og IEA, at man ikke udelukkende kan fokusere på en enkelt metode, som for eksempel atomkraft eller vindenergi, men derimod skal anvende alle metoder for at løse CO₂-problemet. Derfor fortsætter GEUS arbejdet med at få viden om CCS også i årene fremover.

Forsinkelse eller stop

Ser man i bakspejlet, så var udsigten for CO₂-lagring i Danmark betydelig lysere i starten af 2008 end nu to år senere. I mellemtiden er finanskrisen kommet på

tværs, og det har både medført lavere efterspørgsel på energi, økonomiske problemer for energiselskaber og en drastisk faldende CO₂-kvotepris. Alle disse faktorer har trukket i samme retning – væk fra CCS og geologisk lagring af CO₂. Men det betyder ikke nødvendigvis, at geologisk lagring er droppet som en mulighed i fremtidens klimavenlige energi-Danmark.

Vattenfall har godt nok trådt på bremsen i Nordjylland, og Vedsted kommer ikke med i puljen af demonstrationsanlæg. Men Vattenfall går videre med CCS-teknikken i Tyskland, og hvis det giver gode resultater, er der er reel mulighed for, at Vedsted og Nordjyllandsværket på længere sigt kan tage fat på CCS. Og man må formode, at CO₂-rensprocessen til den tid er bedre og – ikke mindst – billigere. Vattenfall er da også langt med deres undersøgelser af selve lageret. I 2008 blev der foretaget 2D-seismiske undersøgelser i et 500 kvadratkilometer stort område, og en forfinet reservoirmodel og strømningssimulering blev gennemført. Og umiddelbart inden der blev trådt på bremsen, planlagde Vattenfall detaljerede 3D-seismiske undersøgelser, som skulle give et præcist billede af den geologiske struktur og især vise, hvordan forkastningerne forløber, så de kunne tages i ed, når lageret skulle etableres. Derfor er man faktisk langt i projektet, og et CCS-anlæg vil sandsynligvis kunne tages i brug mindre end fem år efter, foden eventuelt løftes fra bremsen.

Det nye nordiske initiativ med finsk CO₂ til EOR og lagring i Nordsøen kan også skubbe på i retning af mere udbredt geologisk CO₂-lagring. Initiativet er dog så nyt, og der er ikke sluppet så mange konkrete oplysninger ud, så det er uvist, hvor omfattende dette projekt bliver, og om det i det hele taget bliver realiseret.

Endelig er der et interessant perspektiv i DONG Energys udmelding om, at de godt kan forestille sig en fremtid, hvor biomasseanlæg bliver koblet sammen med CO₂-rens og lagring i undergrunden – en tanke Vattenfall også har luftet. Hvis det bliver en realitet, vil der ikke kun blive tale om CO₂-neutral energi. Der vil blive tale om at trække CO₂ ud af atmosfæren, og den tankegang har på det seneste fået en betydelig mere positiv modtagelse end traditionel CCS.

Så CCS og dermed geologisk lagring af CO₂ er langt fra lagt død i Danmark. Og at der fortsat er interesse for CCS viser et opslag dateret februar 2010 fra Nordic Innovation Centre /26/. Her opfordres interesserede til at søge midler inden for Topforskningsinitiativets delprogram "CO₂-fangst og -lagring". Målet er at bidrage til et overblik over potentialerne inden for CCS i Norden.

Tak

Forfatterne vil gerne takke forskere og andre eksperter, som har bidraget med interviews og materiale til denne artikel. Tak til redaktøren, Kurt H. Kjær, som har læst manuskriptet igennem i sin helhed og givet konstruktive kommentarer. En særlig tak til Peter Frykman, som har givet mange konstruktive kommentarer til flere generationer af manuskriptet. Carsten Tuesen har stået for den grafiske bearbejdning af illustrationsmateriale. Udarbejdelsen af artiklen er støttet økonomisk af Videnskabsministeriets Tips- og lottomidler.

Kilder og noter

1. I artiklen optræder interviews med eksperter fra DONG Energy og Mærsk olie og Gas. Vi har også interviewet personer fra Vattenfall, men efter deres CCS-projekt i Vedsted blev sat på pause, har de desværre ikke ønsket at blive citeret, ligesom de ikke ønskede, at vi citerede fra det fortrolige materiale, vi oprindeligt havde fået udleveret.
2. Boden, T.A., G. Marland, R.J. Andres. 2009: Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A. doi 10.3334/CDIAC/00001.
3. CO₂ GeoNet, 2008: Hvad betyder geologisk lagring af CO₂ egentlig? Udgivet af CO₂GeoNet European Network of Excellence. 20 s.
4. IEA, 2008: Energy efficiency indicators for public electricity production from fossil fuels. IEA information paper, 23 s.
5. www.chem.leeds.ac.uk/People/CMR/criticalpics.html
6. CO₂CRC
7. Laier, T., 2008: Chemistry of Danish saline formation waters relevant for core fluid experiments. GEUS rapport 2008/48
8. Xu, T., Apps, J. A., Pruess, K., Yamamoto, H., 2007: Numerical modeling of injection and mineral trapping of CO₂ with H₂S and SO₂ in a sandstone formation. *Chemical Geology* 242, 319-346
9. Larsen, M., Bech, N., Bidstrup, T., Christensen, N. P., Vangkilde-Pedersen, T., 2007: Kalundborg case study, a feasibility study of CO₂ storage in onshore saline aquifers. CO₂STORE. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2007/3. 79 s.
10. Nielsen, L. H., Anthonsen, K. L., 2008: Geologisk lagring af CO₂ i Danmark. GEUS-notat nr. 12-EN-08-04. Udarbejdet for Energistyrelsen, 30.05.2008, 25 s.
11. Direktiv 2009/31/EC af 23. april 2009.
12. Nielsen, L. H., 2003: Late Triassic - Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin* 1, 459-526.
13. Larsen, M., Bidstrup, T., Dalhoff, F., 2003: Mapping of deep saline aquifers in Denmark with potential for future CO₂ storage. A GESTCO contribution. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse. Rapport 2003/39. 83 s.
14. Frykman, P., Nielsen, L. H., Vangkilde-Pedersen, T., Anthonsen, K. L., 2009: The potential for large-scale, subsurface geological CO₂ storage in Denmark. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin* 17, 13-16.
15. Frykman, P., Bech, N., Sørensen, A. T., Nielsen, L. H., Nielsen, C. M., Kristensen, L., Bidstrup, T., 2009: Geological modeling and dynamic flow analysis as initial site investigation for large-scale CO₂ injection at the Vedsted structure, NW Denmark. 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Washington D. C. , 16.-20 November 2008. *GHGT9 Energy Procedia* 1, 2975-2982.
16. www.co2sink.org
17. Juhlin, C., Giese, R., Zinck-Jørgensen, K., Cosma, C., Kazemeini, H., Juhojuntti, N., Lüth, S., Norden, B., Förster, A., 2007, 3D baseline seismics at Ketzin, Germany: the CO₂SINK project: *Geophysics*, Vol. 72, No.5, s. B121-B132.
18. Förster, A., Norden, B., Zinck-Jørgensen, K., Frykman, P., Kulenkampff, J., Spangenberg, E., Erzinger, J., Zimmer, M., Kopp, J., Borm, G., Juhlin, C., Cosma, C., Hurter, S., 2006, Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin, Germany: *Environmental Geosciences*, V. 13, No. 3 (September 2006), s. 145-161.
19. www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2Management/Pages/Sleipner-Vest.aspx
20. www.ens.dk/da-dk/info/nyheder/temaer/20090615oliegas/sider/20090615faldendeolieproduktion.aspx

21. Olsen, Dan. 2009: Increased oil recovery from Halfdan by flooding with CO₂-enriched water: a laboratory experiment. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 17, 17-20.
22. Energistyrelsen, 2009: Danmarks olie- og gasproduktion og anvendelse af undergrunden 08. 124 s.
23. <http://ing.dk/artikel/104255-interview-med-DONG-chef-derfor-dropper-vi-udvikling-af-co2-lagring>.
24. Ingeniøren, 2009: CCS er energiselskabernes store håb. Ingeniøren, 20. november 2009, s. 6-7.
25. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), 2008: EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS), ZEP's Proposal. 40 sider.
26. TFI – mulighedsstudier om CCS potentialer i Norden: <http://www.fi.dk/stoette/opslag-stoettmuligheder/2010/tfi-mulighedsstudier-om-ccs-potentialer-i-norden>.
27. Christensen, N. P., Johannessen, P., Larsen, M., Springer, N., og Zinck-Jørgensen, K. 2004: Geologi – Nyt fra GEUS, nr. 2. Temanummer - Geologisk lagring af CO₂ - et bidrag til fremtidens klimapolitik, 16 s.
28. Michaela, K., Golaba, A., Shulakovaa, V., Ennis-King, J., Allinson, G., Sharmaa, S. and Aiken, T. In press: Geological storage of CO₂ in saline aquifers - A review of the experience from existing storage operations. International Journal of Greenhouse Gas Control.
29. PointCarbon 2010. Newsletter – Carbon Market Europe, v. 9, January 2010, 7 s.