

2013

geoviden

GEOLOGI OG GEOGRAFI NR. 1



OLIE OG GAS I DANSK UNDERGRUND

- OLIE- OG GASDANNELSE I NORDSØBASSINET
- JURASSISKE SANDSTENSRESERVOIRER
- MIOCÆNE KULBRINTER
- SKIFERGAS I DANMARK
- FORBEDRET TEKNIK FOR OLIEINDVINDING

OLIE- OG GASDANNELSE I NORDSØBASSINNET

Forudsætningerne for at man kan finde olie og gas – kulbrinter – i et bassin er enkle: der skal aflejres organisk materiale i tilstrækkelig mængde for at få skabt en kildebjergart og den skal varmes op til ca. 100 grader, hvorved der vil dannes kulbrinter. Kulbrinterne vil måske bevæge sig ud af kildebjergarten og skal så fanges i en fælde bestående af porøse bjergarter. Fælden skal have et 'tag' (segl) af en uigennemtrængelig bjergart ellers forsvinder kulbrinterne bare ud på havbunden og nedbrydes af bakterier. Det lyder enkelt og betingelserne, eller nogle af betingelserne, er da også til stede mange steder på Jorden. Det er bare ikke nok, at nogle af betingelserne er til stede; alle betingel-

ser skal være til stede og på det rigtige tidspunkt. Vi nøjes her med at fokusere på de processer, der giver mulighed for dannelse af en kildebjergart og på, hvorledes man vha. forskellige geologiske observationer og fysiske parametre kan regne sig frem til, om det er sandsynligt, at der er blevet dannet olie eller gas i et givet område.

NORDSØEN - ET RESULTAT AF RIFTING

Alle sedimentære bassiner er resultat af indsykning, der giver mulighed for bevarelse af sediment. Nordsøen, som vi ser den i dag, er et resultat af en række pladetektoniske begivenheder både langs pladeranden og internt på pladen, selvom Nordsøen er placeret centralt på den europæiske kontinentale plade. Den

vigtigste begivenhed der indgår i dannelsen af et 'intra-kontinentalt' bassin som Nordsøen er dybe skorpe-processer, hvor opstrømning af varmt materiale fra Jordens varme indre sammen med en strækning af skorpen først medfører en regional hævnning. Denne efterfølges af en fokuseret indsykning pga. tektonisk strækning (rift-dannelse). Hvis riftningen stopper vil der finde en regional indsykning sted pga. den gradvise afkøling. Hvis riftningen ikke stopper, vil der dannes et ocean, der er centreret omkring den oprindelige riftzone. Nu er Nordsøen jo ikke blevet til et ocean og er heller ikke på vej til at blive det. Men vi kan dog observere, at der i flere perioder er foregået rifting, med deraf følgende indsykning. Den vigtigste rift-episode foregik i Juratiden (ca. 200–145 mio. år før nu) – det er nemlig Jurassiske bjergarter olien stam-

Olie- og gasdannende processer

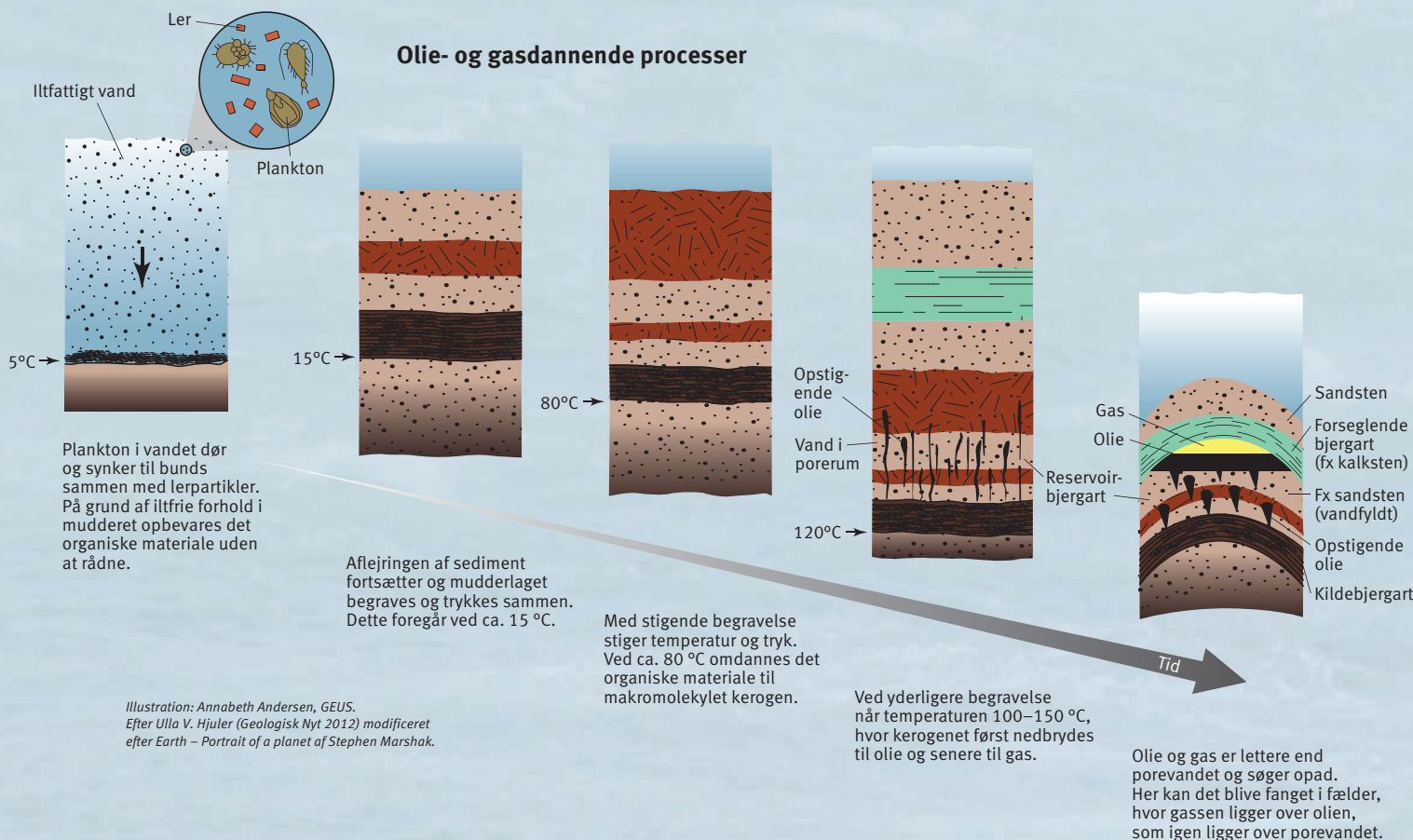


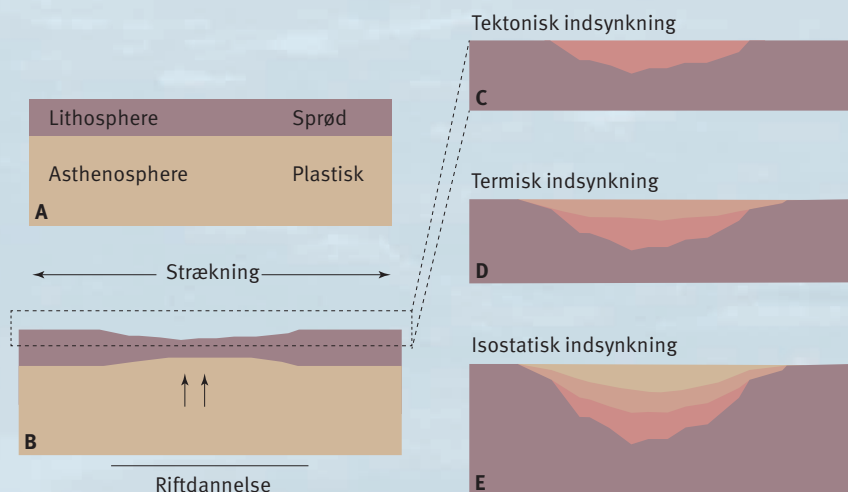
Illustration: Annabeth Andersen, GEUS.
Efter Ulla V. Hjuler (Geologisk Nyt 2012) modificeret
efter Earth – Portrait of a planet af Stephen Marshak.

OLE RØNØ CLAUSEN

Lektor, Institut for Geoscience AU.
ole.r.clausen@geo.au.dk

SØREN BOM NIELSEN

Instituttleder, Institut for Geoscience AU.
sbn@geo.au.dk



Principiel udvikling af en kontinental rift (Macenzie-modellen).

A: et stykke kontinental skorpe, hvor den sprøde Litosfære ligger ovenpå den plastiske Astenosfære. I B er denne strukket homogent og der introduceres indsykning under riftdannelsen. C viser den 'øjeblikkelige' tektoniske indsykning forårsaget af strækningen, mens D viser hvorledes den tektoniske indsykning efterfølges af en termisk indsykning, hvis hastighed er bestemt af de fysiske egenskaber af bjergarterne (hovedsageligt varmelednings-ejvnen). Det er under den antagelse at der ikke aflejres noget sediment i bassinet der er skabt. D viser at hvis man hele tiden fylder bassinet op med sedimenter, vil den isostatisk respons medføre dannelsen af yderligere rum til sedimentation.

Illustration: Forfatterne.

mer fra. Dengang blev der dannet en rift i den centrale del af Nordsøen, en rift der nu er centrum for det yngre skålformede bassin, der overlejrer riftten. Aktiv rifting er dog også foregået tidligere; fx skete der i tidlig Perm (for ca. 270 mio. år siden) en intens og uensartet strækning af området, der medførte dannelsen af mange forkastninger og som fulgtes af en intens vulkansk aktivitet. Den gentagne rifting skal tages i betragtning, når der laves en tektonisk og termisk rekonstruktion af et område. Udover processerne internt i den europæiske plade er der også foregået bevægelser langs pladeranden. Det har medført et kompliceret deformationsmønster, hvor bestemte forkastninger og forkastningszoner er blevet genbrugt. Der er således dannet en lang række komplicerede strukturer, der bl.a. har medført en relativ hævnning af visse områder, fx langs Sorgenfrei-Tornquistzonen, der afgrænser Nordsøbassinet fra det Skandinaviske skjold.

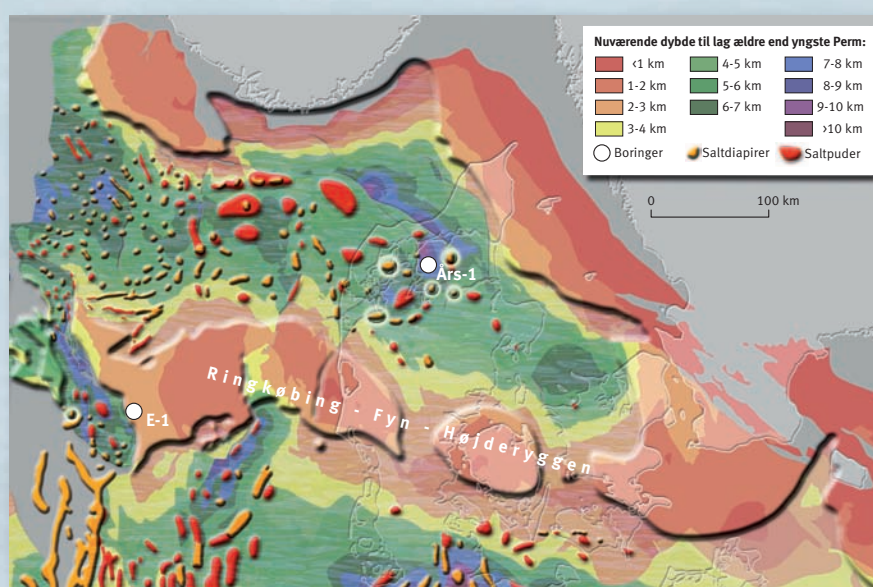
ISOSTASI

Udover den stræknings- og afkølnings-betingede indsykning foregår der en uddybning af bassinet alene på grund af de aflejrede sedimen-

ters vægt. Dette kaldes en isostatisk indsykning, der er karakteriseret ved, at det tryk som vægten af skorpen udøver på en tænkt flade

dybt nede i Jorden, er konstant. Det betyder også, at hvis man lægger noget meget tungt på skorpen, så vil den overflade, som man lægger det på blive presset ned. Tilsvarende vil et område hæve sig, når man fjerner materiale og derved aflaster skorpen. Det vil konkret sige, at når man har et bassin med 1 km's vanddybde, og fylder det op til randen med sedimenter, vil alene vægten af sedimentet medføre en indsykning, der er så stor, at der kan aflejres op til yderligere 1 km sediment. Tilsvarende vil erosion af et område medføre aflastning og dermed en isostatisk betinget hævnning af området, som så kan eroderes yderligere. Et godt eksempel på hvorledes isostasi virker, er vægten af isen i fx Skandinavien under sidste istid. Da isen smeltede væk fra området, blev skorpen aflastet og der skete en hævnning af det område, som før havde været dækket af is. En hævnning som stadig kan iagttages at foregå, særligt i den Botaniske Bugt, hvor isen var tykkeste.

En forståelse og inddragelse af isostasi i enhver analyse af bassinudviklingen er således meget vigtig, idet man ellers fristes til at betragte al erosion eller dannelse af nyt sedimentationsrum som betinget af eksempelvis rifting.



Denne dybde flade viser den totale tektoniske og termiske indsykning der er foregået siden tidlig Perm (ca. 270 mio. år siden). De danske olieletter er placeret i den Jurassiske Centralgrav, hvor de Jurassiske kildebjergarter er modne og danner olie og gas. De to brønde, der er beskrevet i teksten, er placeret henholdsvis i Centralgraven og ved den østlige rand af Nordsøbassinet.

Illustration: Geologisk Museum.

SIMULERING AF OLIE- OG GASDANNELSE I SEDIMENTÆRE BASSINER

Det er en alment accepteret model at dannelsen af olie og gas fra en kildebjergart kan beskrives ved 1. ordens reaktionskinetik. Denne model beskriver hvorledes kildebjergartens kulbrintepotentiale, x , målt fx som kg kulbrinte pr. ton kildebjergart, gradvist forsvinder. Dette udtrykkes matematisk ved følgende ligning:

$$\begin{aligned}\frac{\partial x}{\partial t} &= -kx \\ x(t=0) &= x_0 \\ k(t) &= A \exp\left(-\frac{E}{RT(t)}\right)\end{aligned}\quad (1)$$

Her er x det tilbageværende kulbrintepotentiale (kg/ton kildebjergart), t er tiden, x_0 er kildebjergartens oprindelige potentiale før den begynder at danne olie og gas, og k er reaktionsraten. A er Arrhenius-faktoren, E er aktiveringsenergien, R er gas-konstanten og $T(t)$ er den absolutte temperatur (K) af kildebjergarten.

Løsningen til ligning (1) er givet ved

$$x(t) = x_0 \exp\left(-\int_0^t k(s) ds\right) \quad (2)$$

For at kunne beregne ligning (2) skal man kende værdierne af de parametre der indgår. A og E kan måles ved at lave opvarmningseksperimenter (pyrolyse) på prøver af kildebjergarten. Man finder typisk $A=10^{13} \text{ s}^{-1}$ og E mellem 210 kJ/mol og 250 kJ/mol. Temperaturen t er kildebjergartens temperatur, og den afhænger af kildebjergartens begravelseshistorie.

KULBRINTEDANNELSE

Olie og gas dannes ved at de organiske rester af alger, plankton og plantedelevudsættes for høje temperaturer over geologisk tid. Det organiske materiale findes indlejret i lerbjergarter, hvor det har været beskyttet mod forrådnelse siden aflejringen. Om det primært er olie eller gas der dannes, afhænger af oprindelsen af det organiske materiale, og hvilken temperatur, det udsættes for. Således vil rester af højt udviklede planter først blive til tørv og ved dybere begravelse og højere temperatur til kul. I løbet af omdannelsen produceres hovedsagelig gas, ofte ved temperaturer omkring 150°C. Alger og plankton kan derimod blive en kilde til olie ved begravelse og opvarmning til typisk omkring 120°C. Hvis den dannede olie sammen med kildebjergarten begravnes dybere og udsættes for højere temperatur, vil olien kunne omdannes til gas. Så snart olie og gas er dannet, vil de begynde at migrere (vandre) i undergrunden og eventuelt blive indfanget i en fælde, hvorfra de kan produceres.

Dannelsen af olie og gas i sedimentære bassiner kan simuleres ved brug af matematik, se boksen ovenfor. I de matematiske formler indgår forskellige værdier, som er mere eller mindre vanskelige at fremskaffe. Fx indgår en rekonstruktion af den absolutte temperatur $T(t)$ af kildebjergarten, fra tidspunktet for kildebjergartens aflejring gennem millioner af år

frem til i dag. Og det er ikke uden komplikationer. For at opnå nogen troværdighed er det essentielt at anvende data fra borehuller, dels i form af nutidige temperaturer, dels i form af modenhedsindikatorer som *vitritreflektans*, der kort kan forklares på følgende måde: Vitrit er en gruppe af organiske partikler, der dannes i jorden ved omdannelse af plantedelev. Ved stigende temperatur og tryk ændres den kemiske struktur, hvorved glansen og dermed refleksionen af lys stiger. Værdien af vitritreflektans bliver altså sat af den maksimale temperatur, som sedimentet har oplevet. I princippet fungerer vitritreflektans på samme måde som et maksimumstermometer.

I den centrale Nordsø er det i dag at sedimenterne opnår den maksimale temperatur, men i Nordjylland var det omkring 53 mio. år siden, hvor klimaet var markant varmere end i dag. En anden nyttig type data er den radio-metriske alder, der stammer fra tælling af fissionsspor i mineralet apatit. Denne type data er især nyttige, hvis der har været markante erosionsepisoder, der ikke fremgår af andre typer af data. Varmeledningsevnen for de geologiske lag er endnu en nødvendig parameter.

Som eksempler på denne teknik viser vi her resultater fremkommet ved at anvende data fra borehullerne E-1 i Centralgraven og Aars-1 i Nordjylland.

Aars-1 udmærker sig ved at have sjældent gode data. Temperaturerne er usædvanligt velbestemte, vitritreflektanserne det samme, og der er ikke mindre en 7 apatit fissionssporaldrer. Som det ses af figuren side 5 tilfredsstiller modellen af temperaturudviklingen disse data på tilfredsstillende vis. De røde kurver passerer igennem eller meget tæt på de observerede værdier. I området hvor Aars-1 er placeret er der en langvarig hiatus (gab) tilbage til Paleocæn. Når den sedimentære lagfølge mangler kan det være vanskeligt at vide hvad der er sket, men i dette tilfælde er de meget gode borehulsdata en hjælp. Rekonstruktionsprogrammet har haft mulighed for at foreslå en sedimentations-erosions episode mellem Paleocæn og i dag, men data forhindrer mere end 10–50 m erosion med en erosionsstart mellem 32 og 25 mio. år, hvilket passer ganske fint med at området blev blotlagt ved det globale, klimabetingede vandspejlsfald på Eocæn–Oligocæn-grænsen.

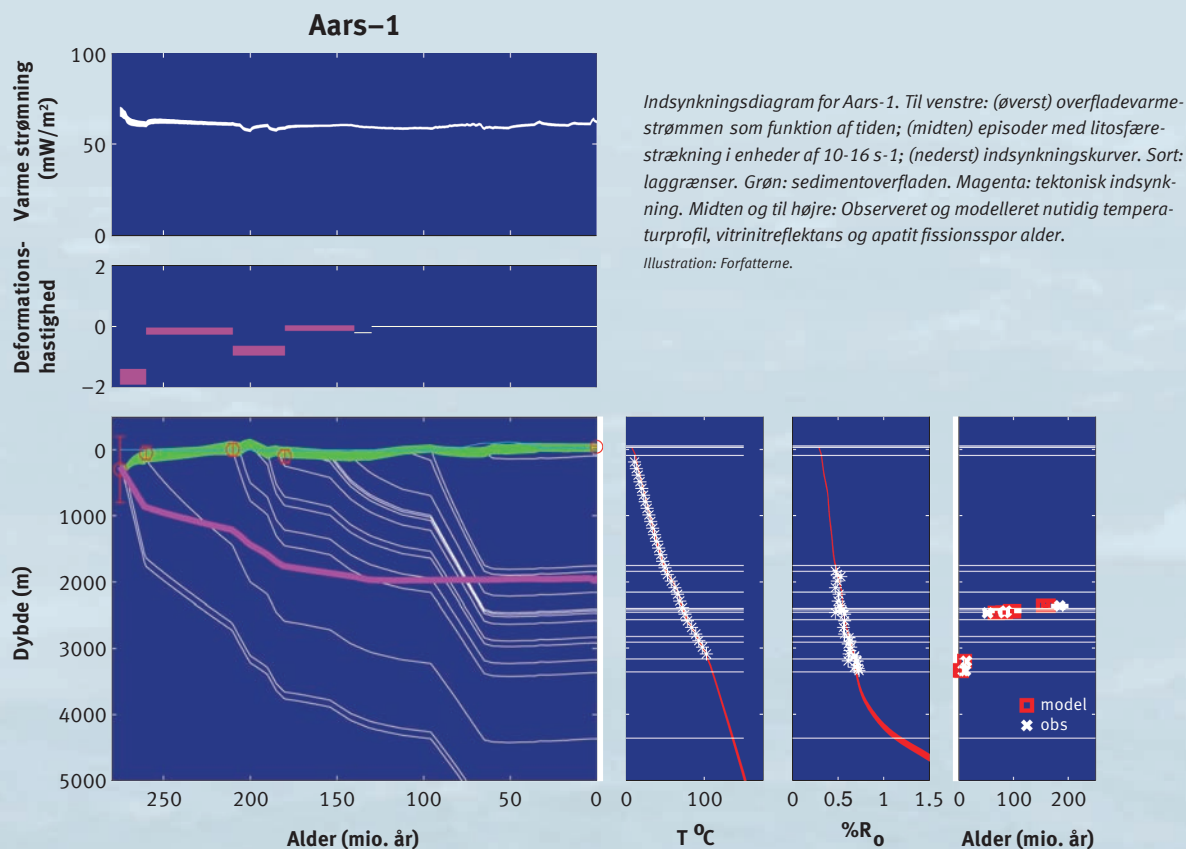
E-1 (figuren side 6) har langt færre temperaturdata, men også gode vitritreflektanser, og det ses at der er en meget god overensstemmelse mellem modellens forudsigelser og de observerede data.

De bagvedliggende temperaturhistorier, som resulterer i den gode overensstemmelse med borehulsdata, anvendes nu til at forudsige dannelsen af kulbrinter.

Figurene viser kulbrintedannelsesraten, dvs. produktet $kx(t)$. Den anvendte kildebjergart har et potentiale på 1 kg kulbrinte pr. ton kildebjergart. Figurenes farveskala viser hvor mange kilo kulbrinte der dannes pr. ton kildebjergart pr. mio. år. Hvis man tror kildebjergarten er rigere, er det blot et spørgsmål om at multiplicere skalaen. For at lave figuren er det antaget at hver sedimentær partikel er en kildebjergart. Det er jo langt fra tilfældet, så figurene viser verden fra den optimistiske synsvinkel at hele undergrunden består af kildebjergart.

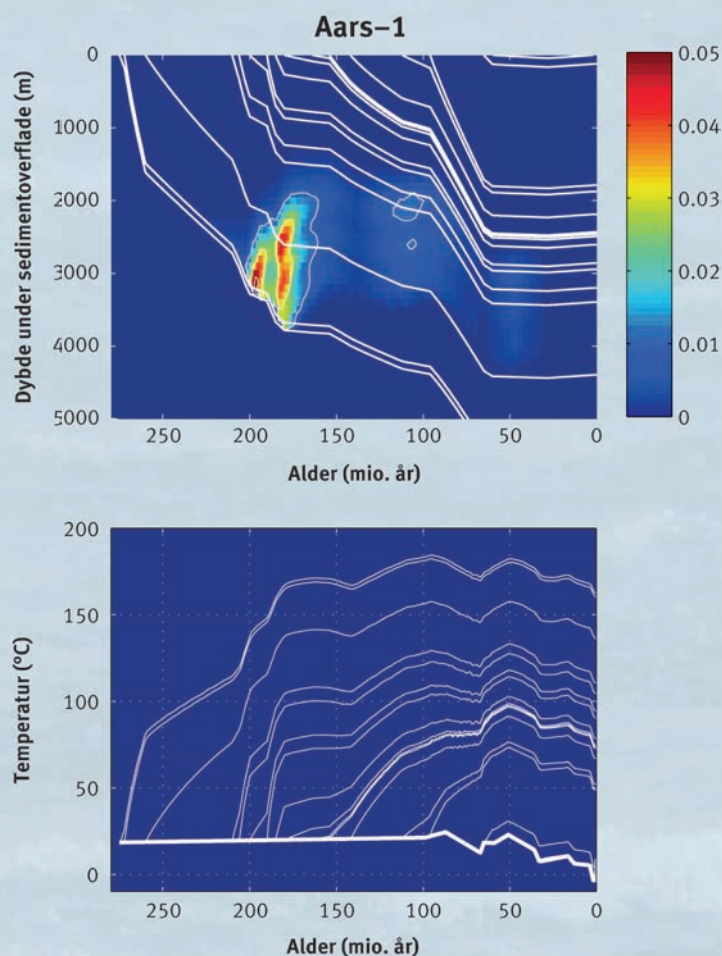
KONKLUSION

Nordjylland er ikke en olieprovins, men den centrale Nordsø er. Det kan vi forstå ved at se på temperaturhistorierne for de geologiske lag, og ved at vide hvor kildebjergarterne befinder sig. Nordjylland er således ikke begavet med en god kildebjergart og med temperaturhistorier der tillader sen kulbrintedannelse. Dette er tværtimod tilfældet i den centrale Nordsø, hvor den fede Jurassiske kildebjergart genererer fra flere dybder frem mod i dag.

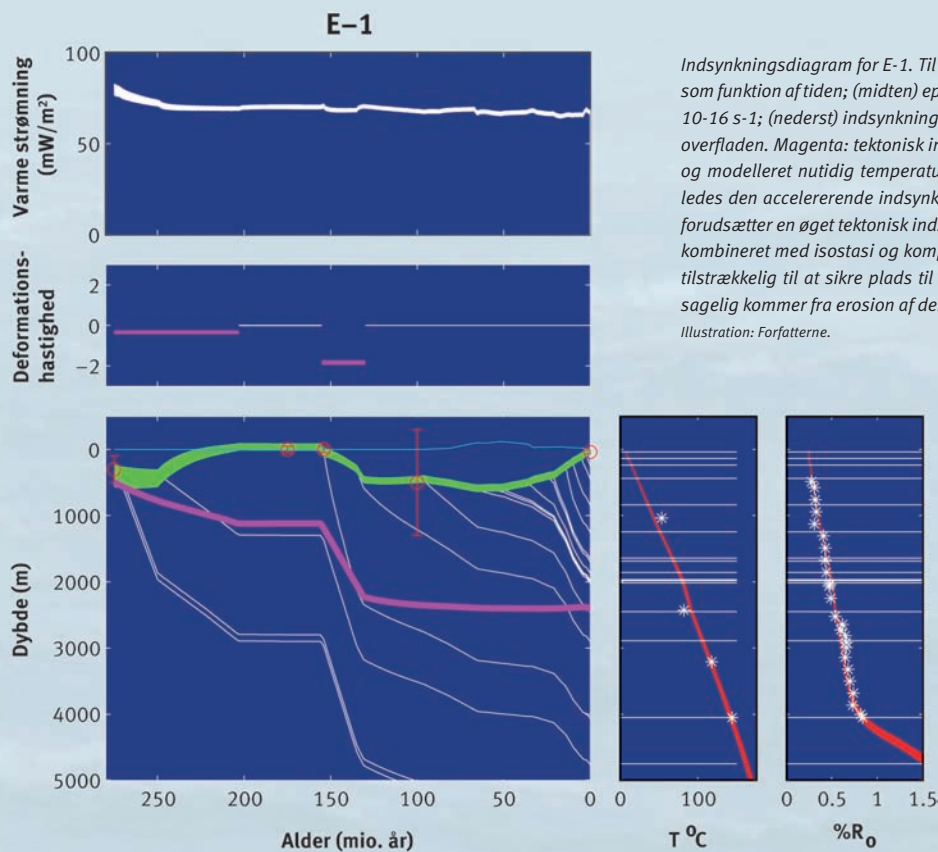


Temperatur og hypotetisk kulbrintedannelse i Aars-1. Nederst: Laggrænsernes temperaturhistorier fra aflejrings tidspunktet til i dag. Den nederste sammenhængende kurve er overfladetemperaturen. Øverst: Hvide kurver angiver laggrænsernes dybde under overfladen. Farverne angiver den hastighed hvormed en hypotetisk kildebjergart omdannes til kulbrinter. Hvis kildens potentiale er 1 kg kulbrinte/ton kildebjergart svarer den maksimale farveværdi til 0,05 kg kulbrinte/ton kildebjergart/mio. år. En Perm-Trias kilde ville have kunnet generere kulbrinter mellem 200 og 160 mio. år. Yderligere svag generering kunne have fundet sted omkring 100 mio. år. På dette tidspunkt er de dybere lags potentiale brugt op. Det Eocæne termale optimum får faktisk temperaturen til at stige lidt, så svag generering kan anes. Imidlertid er der ingen kildebjergart i tilstrækkelig mængde, og den signifikante generering ligger langt tilbage i tiden. Nordjylland er derfor ikke et prospektivt område.

Illustration: Forfatterne.

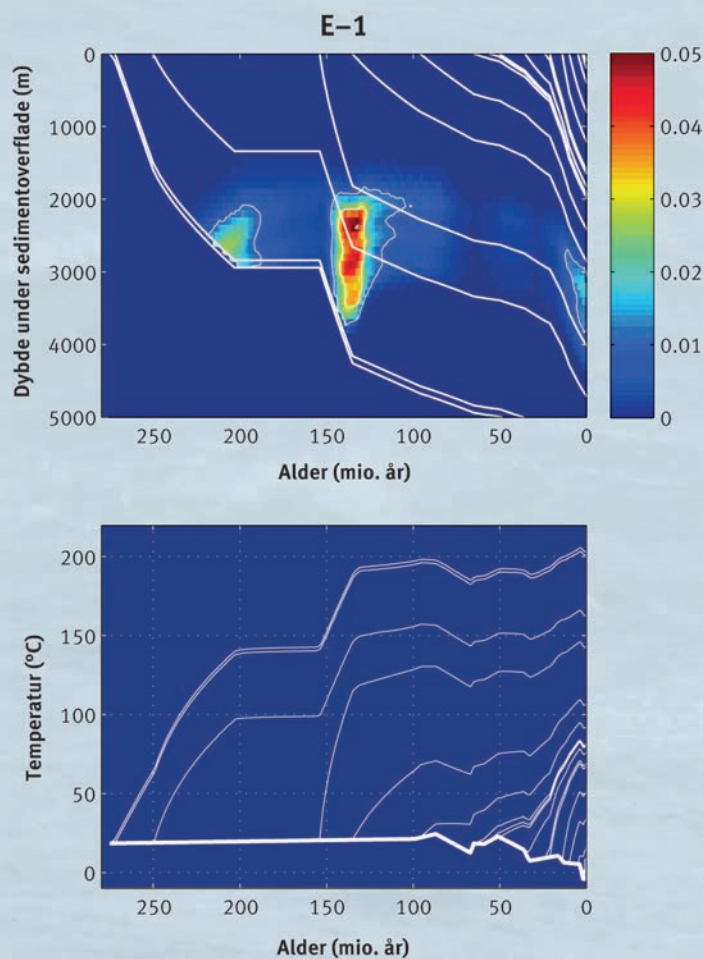


Skrivekridt fra et oliefelt i Nordsøen. I den lyse kerne indeholder porerommene vand; i den mørke er der både vand og olie.



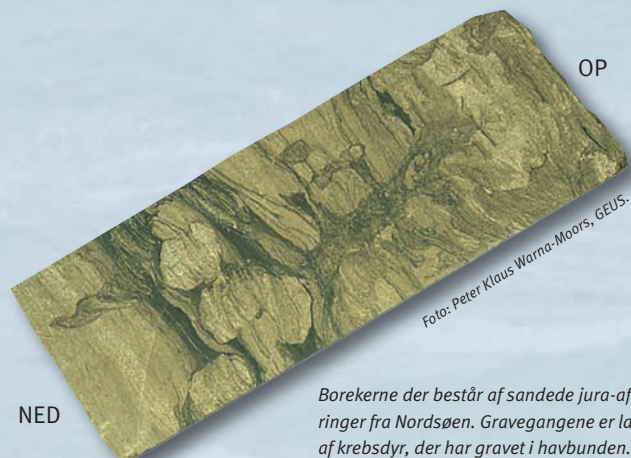
Indsynkningsdiagram for E-1. Til venstre: (øverst) overfladevarmestrømmen som funktion af tiden; (midten) episoder med litosfærestækning i enheder af 10-16 s-1; (nederst) indsynkningskurver. Sort: laggrænser. Grøn: sediment-overfladen. Magenta: tektonisk indsynkning. Midten og til højre: Observeret og modelleret nutidig temperaturprofil og vitrinitreflektans. Bemærk hvorledes den accelererende indsynknings-hastighed gennem Kænozoikum ikke forudsætter en øget tektonisk indsynkning. Eksisterende sedimentationsrum kombineret med isostasi og kompaktion af de underliggende sedimenter er tilstrækkelig til at sikre plads til sedimentet, som på dette tidspunkt hovedsagelig kommer fra erosion af den skandinaviske topografi.

Illustration: Forfatterne.



Temperatur og hypotetisk kulbrintedannelse i E-1. Nederst: Laggrænsernes temperaturhistorier fra aflejringstidspunktet til i dag. Den nederste sammenhængende kurve er overfladetemperaturen. Øverst: Hvide kurver angiver laggrænsernes dybde under overfladen. Farverne angiver den hastighed hvormed en hypotetisk kildebjergart omdannes til kulbrinter. Hvis kildens potentiale er 1 kg kulbrinte/ton kildebjergart svarer den maksimale farveværdi til 0,05 kg kulbrinte/ton kildebjergart/million år. En Perm-Trias-kilde ville have kunnet generere kulbrinter mellem 200 og 160 mio. år. Bemærk hvorledes den jurassiske kildebjergart genererer frem mod i dag. Eksistensen af kildebjergarten, fælderne og den sene generering etablerer den centrale Nordsø som et prospektivt område.

Illustration: Forfatterne.



Borekerne der består af sandede jura-aflejringer fra Nordsøen. Gravegangene er lavet af krebsdyr, der har gravet i havbunden.

JURASSISKE SANDSTENSRESERVOIRER – HVAD KAN DE BETYDE FOR DANMARKS FREMTIDIGE ENERGIFORSYNING?

ERIK THOMSEN

Chefkonsulent, GEUS.
et@geus.dk

KAREN DYBKJÆR

Seniorforsker, GEUS.
kd@geus.dk

PETER JOHANNESSEN

Seniorforsker, GEUS.
pjo@geus.dk

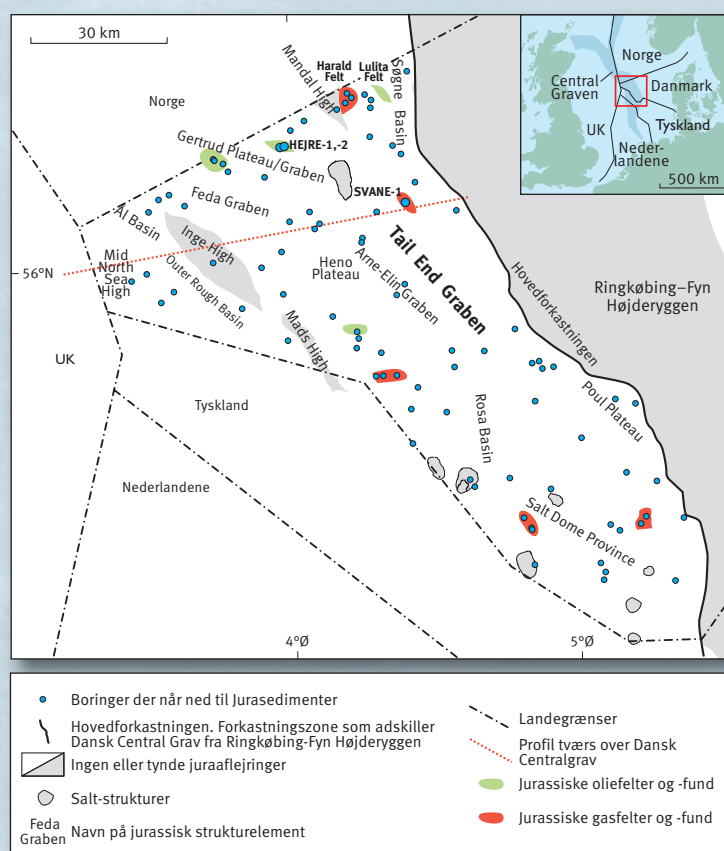
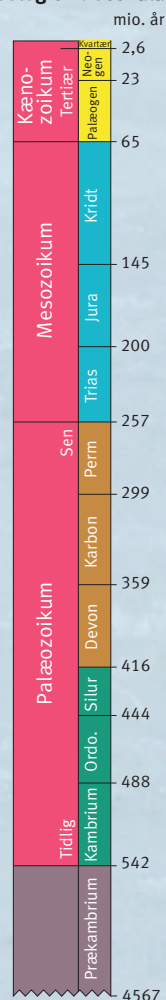
I de seneste år er der gjort en række fund af olie og gas i sandsten fra Øvre Jura i Nordsøen. Sandstenene blev dannet i en periode af Nordsøens geologiske historie, som var præget af et kompliceret samspil mellem havstigning og dannelse af forkastninger, hvilket resulterede i et komplekst mønster med områder der blev oversvømmet af havet samtidigt med at andre områder blev hævet op over havniveau. I 2011 igangsatte GEUS et 3-årigt projekt, 'PETSYS-projektet', der gennem en tværfaglig indsats og med baggrund i GEUS' mangeårige forskning på området, skal give mulighed for bedre at forstå udbredelsen af disse potentielle sandstensreservoirer for kulbrinter. Projektet finansieres af olieindustrien.

BAGGRUND

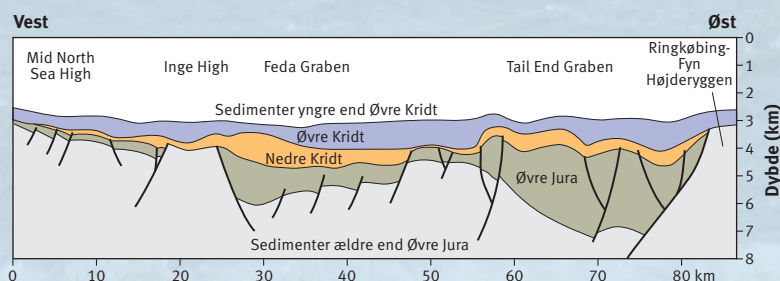
I Danmark produceres kulbrinter (olie og gas) primært fra kalkfelter beliggende i den del af Nordsøen, som geologer kalder for Central Graven. Kalken er dannet i Kridt tiden. I den norske og engelske del af Nordsøen produceres kulbrinter primært fra sandstensreservoirer dannet i Jura tiden.

I Nordsøens geologiske historie er Jura tiden en vigtig periode for efterforskningen af kulbrinter, fordi der i denne periode blev dannet forskellige typer af sandstensreservoirer. Efter at have været dækket af hav i millioner af år, dukker dele af Nordsøområdet op som et landområde i Mellem Jura. Langs kysterne blev der aflejret sand i store deltaområder. Dette sand fra Mellem Jura er Nordsøens vigtigste reservoir for olie på norsk og engelsk område i den nordlige del af Nordsøen. I løbet af Sen Jura blev store dele af Nordsøen igen oversvømmet af havet, og midt ned igennem Nordsøen etableredes en

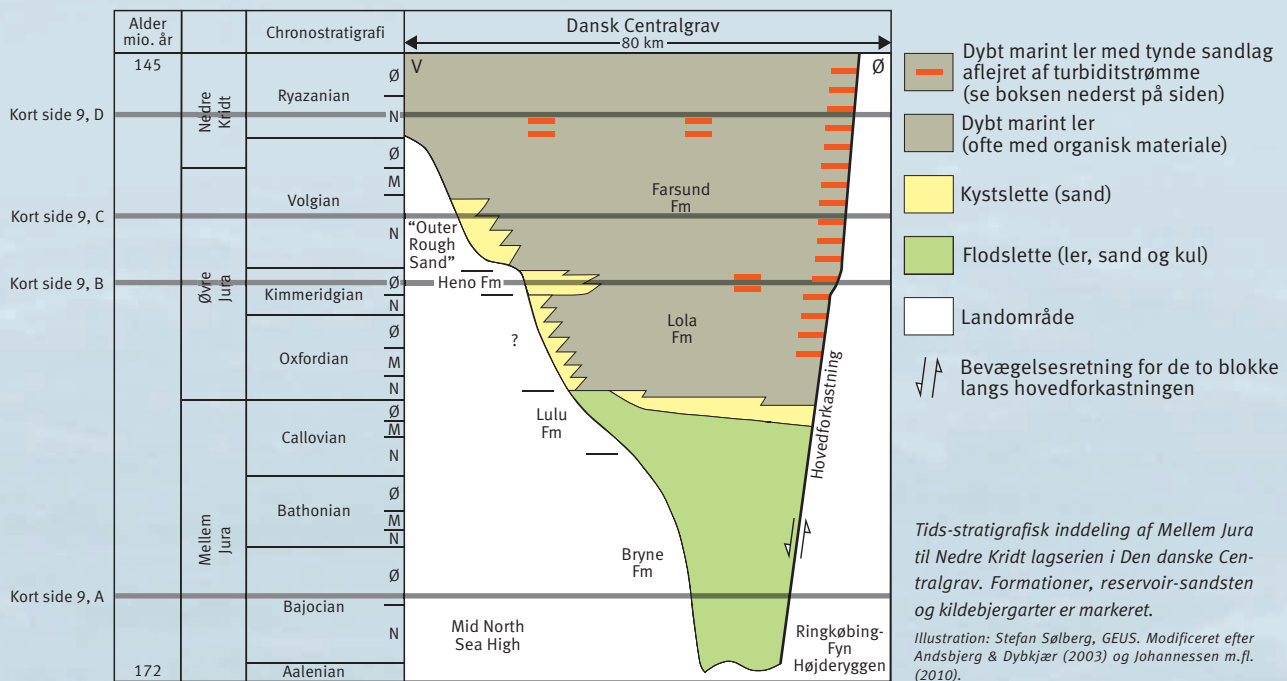
Geologisk tidsskala



Den danske Centralgrav i Nordsøen. Profilet tværs over centralgraven ses nedenfor.
Illustration: Stefan Sølborg, GEUS.



Vest-øst tværsnit igennem Den danske Centralgrav, der viser den overordnede halvgrav, afgrænset mod øst af Hovedforkastningen og mod vest af landområdet 'Mid North Sea High'.
Illustration: Stefan Sølborg, GEUS.



brudzone, en såkaldt riftzone, der gav anledning til en betydelig forkastningsaktivitet og dannelse af sedimentære bassiner, herunder Den danske Centralgrav, se figurerne på side 7. I denne forbindelse blev der – som konsekvens af spillet mellem den strukturelle udvikling og havniveauændringer – dannet både gode kildebjergarter og reservoirbjergarter i form af sandsten.

Den danske Centralgrav er en del af det jurassiske Nordsø rift-kompleks og består af en serie NNW–SSØ-orienterede halvgrave, af-

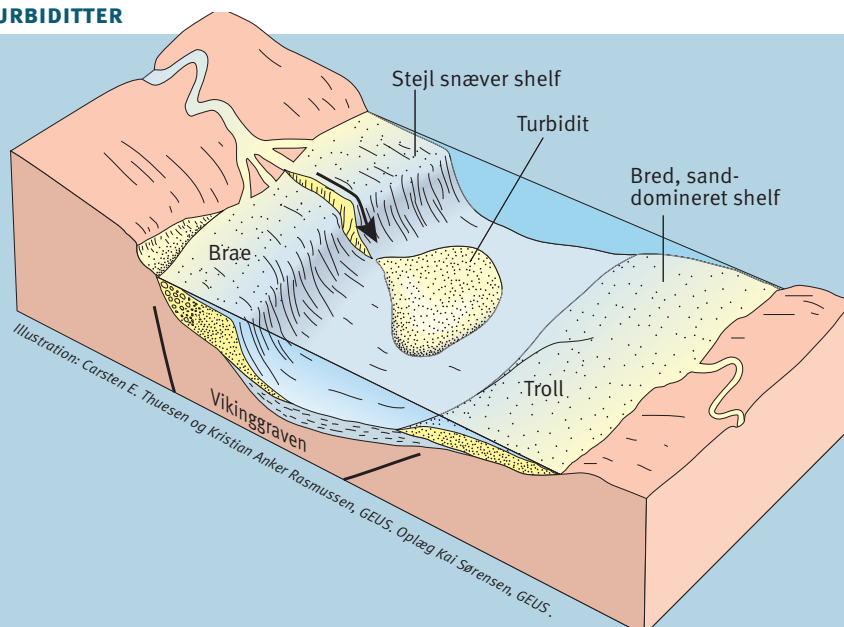
grænset mod øst af Hovedforkastningen og mod vest af et landområde kaldet 'Mid North Sea High' (se figurerne på side 7). Sedimenterne aflejret under selve riftfasen består overvejende af lersten, med indslag af sandsten og lagserien er lokalt op til 4000 m tyk. En tids-stratigrafisk inddeling af Mellem Jura til Nedre Kridt-lagserien er vist ovenfor. Den tidlige riftfase var karakteriseret af forkastningskontrolleret indsynkning og aflejring i den østlige del af Den danske Centralgrav langs Hovedforkastningen. I Kimmeridgien

skiftede retningen af forkastningerne fra nord-syd til nordvest-sydsøst; aflejringscentre begyndte at rykke mod vest og gradvist større områder blev overskyldet af havet indtil flankerne af 'Mid North Sea High' var oversvømmet i Tidlig Volgien.

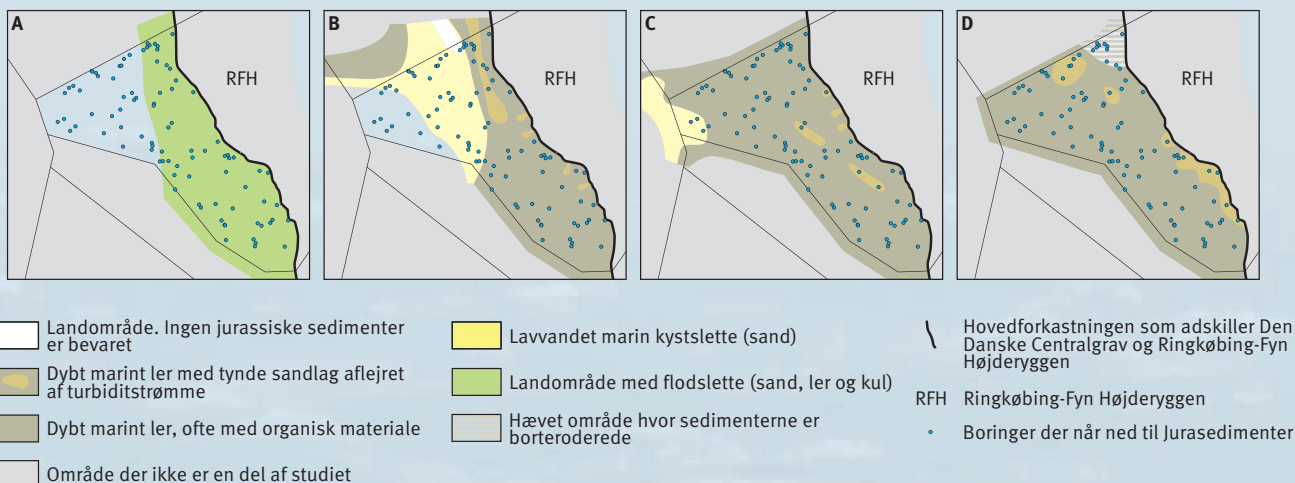
JURASSISKE PETROLEUMS SYSTEMER

Overordnet eksisterer der to jurassiske petroleumssystemer (olie/gas)-systemer i Den danske Centralgrav:

TURBIDITTER



Turbiditter er aflejringer af sand afsat på dybt vand. Sandet blev oprindeligt aflejret på lavt vand, men blev efterfølgende rystet løs og transporteret ud på dybere vand på grund af jordskorpebevægelser (jordskælv) eller under kraftige storme. Den viste turbidit illustrerer 'Miller & Magnus' felterne i Vikinggraven.



Kortserie, der viser hvordan aflejningsmiljøer og kystlinjer ændrede sig igennem tiden i Jura perioden. Hvert kort svarer til en tidslinje vist i figuren på side 8 øverst.
Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.

- 1) Mellem jurassiske sandsten (Bryne og Lulu Formationerne, se figurerne på side 7) aflejret i floder eller deltaer og med kul og organisk-rige lersten som kildebjergart og
- 2) Øvre jurassiske sandsten aflejret i havet, dels på strandplanet (Heno Formationen) og dels i de dybe dele af bassinet (turbidit sandsten), med Farsund Formationens organisk-rige lersten som kildebjergart.

I Danmark produceres der kulbrinter fra de mellem jurassiske sandsten i Harald- og Lulita-felterne. Derudover er en række velkendte, mindre fund erklæret kommercielle, men er på nuværende tidspunkt ikke i produktion (figuren øverst side 7). Nyere efterforskningsaktivitet er især rettet mod den øvre jurassiske lagserie, og har givet meget lovende resultater og har ført til nye fund og etablering af nye felter. Hejre-1 boringen (se figurerne på side 7), som er lokaliseret på en vippet forkastningsblok, fandt olie i Øvre Jura sandsten (Heno Formationen) i over 5000 m's dybde. Dette fund er senere blevet bekræftet af Hejre-2 boringen og myndighederne har for nylig godkendt en udbygningsplan for Hejre-feltet. Svane-1 boringen fandt gas i turbidit sandsten af Sen Jura alder i over 5300 m's dybde. Begge fund er beliggende i dybder hvor både temperatur og trykforhold er meget høje og derfor stiller store tekniske krav til både efterforskning og den efterfølgende indvinding.

JURASSISKE RESERVOIR SANDSTEN

I Aalenien–Bathonien tid (figurerne øverst på side 8 og 9) blev der aflejret sand i flodsystemer, der løb igennem deltasletter med aflejringer af

ler og tørv, der senere blev til kul. Senere, i Tidlig Callovien, oversvømmede havet de dybeste dele af det begyndende riftsystem fra nord og øst og lavtliggende områder med deltasystemer nær havniveau blev til tidevandspåvirkede flodmundinger. Kyst-sand blev aflejret i den vestlige del af Tail End Graven fra Mellem Callovien til Tidlig Kimmeridgien, som følge af den overordnede oversvømmelse mod vest. I de østligste dele af Tail End Graven, langs Hovedforkastningen, blev der aflejret turbidit-sandvifter i forbindelse med lokale forkastninger. I Sen Kimmeridgien aflejredes kyst-sand tilhørende Heno Formationen i de centrale og nordlige dele af Den danske Centralgrav, under en pause i den overordnede riftfase (figur side 8 øverst).

Havet fortsatte med gradvist at oversvømme landområderne mod vest i løbet af Tidlig Volgien og i den nordvestlige del af Den danske Centralgrav blev der aflejret kyst-sand, de såkaldte 'Outer Rough Sands', som har særdeles god reservoirkvalitet (se figurerne på side 8 og 9). I tidsintervallet fra Mellem Volgien til Sen Ryazanien blev der aflejret dybt marint, organisk-rigt ler, lokalt mellemleret af tynde turbidit sandlag, i hele Den danske Centralgrav.

Sen Jura var således præget af en generel havstigning samtidigt med at en række forkastninger blev dannet, hvilket resulterede i et komplekst mønster af områder under indsynkning og områder under hævnning. Sandstenene dannet i Sen Jura er alle dannet under marine, men vidt forskellige forhold. Formålet med PETSYS projektet er at forbedre muligheden for at forudsige hvor disse aflejringer af sand kan findes sig, og derved øge muligheden for at gøre nye fund i dette geologisk komplekse område. En særlig udfordring består i at kunne forudsige hvilke reservoir egenskaber man kan forvente, især i sand begravet til stor dybde. Et af de nye fund i Den danske Centralgrav er gjort i Hejreboringerne. I boringen Hejre-2 er påvist sandsten af Kimmeridgien alder med en god porøsitet på 15 %, på trods af at sandstenene ligger begravet på en dybde af 5300 m. Kan vi forvente dette andre steder og kan de være fyldt med kulbrinter?

FORSLAG TIL YDERLIGERE LÆSNING

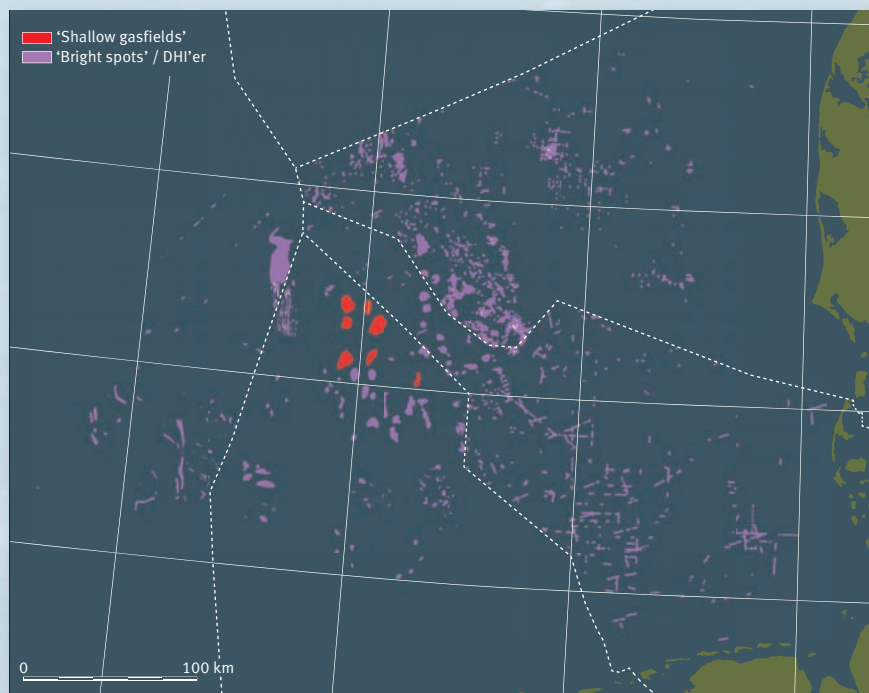
GEOLOGI - Nyt fra Geus, 1996, nr 2-3: Olie og gasefterforskning i Nordsøen,
Geoviden 2010, nr. 2: Danmarks geologiske udvikling fra 1.450 til 65 mio. år før nu.
Alle numre findes på www.geus.dk under publikationer

MIOCÆNE KULBRINTER

De 23–5 mio. år gamle miocæne sandlag i Nordsøen indeholder spor af både olie og gas. Den generelle opfattelse har været at mængderne var små, men de sidste års høje oliepriser har gjort at disse akkumulationer skal revurderes. Olien og gassen ligger i forskellige fældetyper og er dannet både internt i de miocæne lag og på større dybder. Bevægelsen fra større dybder er hovedsageligt foregået langs svaghedszoner omkring salt diapirer og derfra videre op i de forskellige fældetyper.

Akkumulation af kulbrinter i den miocæne lagserie i Danmark har været kendt længe. Allerede i 1973 stødte R-1X-boringen på gas ca. 80 km fra den jyske vestkyst. I 1975 gennemborede T-1X-boringen i den nordlige del af Central Graven miocæne lag med spor af både gas og olie. Senere, med indsamling af høj kvalitet seismiske data, blev det klart, at ansamlinger af kulbrinter (gas) var almindelige i visse lag i hele den danske del af Nordsøen. Sidste år stødte Lille John-boringen på olie i formodentligt miocæne lag i den sydlige del af Central Graven. De olieførende lag i Lille John-strukturen og de høje oliepriser har medført at disse kulbrinteakkumulationer er blevet særdeles interessante i dag.

I den hollandske del af Nordsøen har de høje priser promoveret udvinding af 'shallow gas' på dybder fra ca. 400 til 800 meter under havbunden. Produktionen af denne gastype startede i 2007. I forbindelse med produktionen i Holland udvikles der ny teknologi, således at man kan overvinde visse problemer med produktion fra denne type af felter. De største hindringer ved produktion fra små dybder er det lave tryk og at sedimenterne ofte er løse. Det lave tryk bevirker at kulbrinterne ikke så let løber hen til produktionsbrønden. Det løse sand giver forøget slid på produktionsudstyret og desuden er det vanskeligt at lave horisontale borer i løse aflejringer. De horisontale borer er vigtige, da tilstrømningsoverfladen forøges væsentligt ved denne type af borer og derved kan kompensere for det lave tryk.



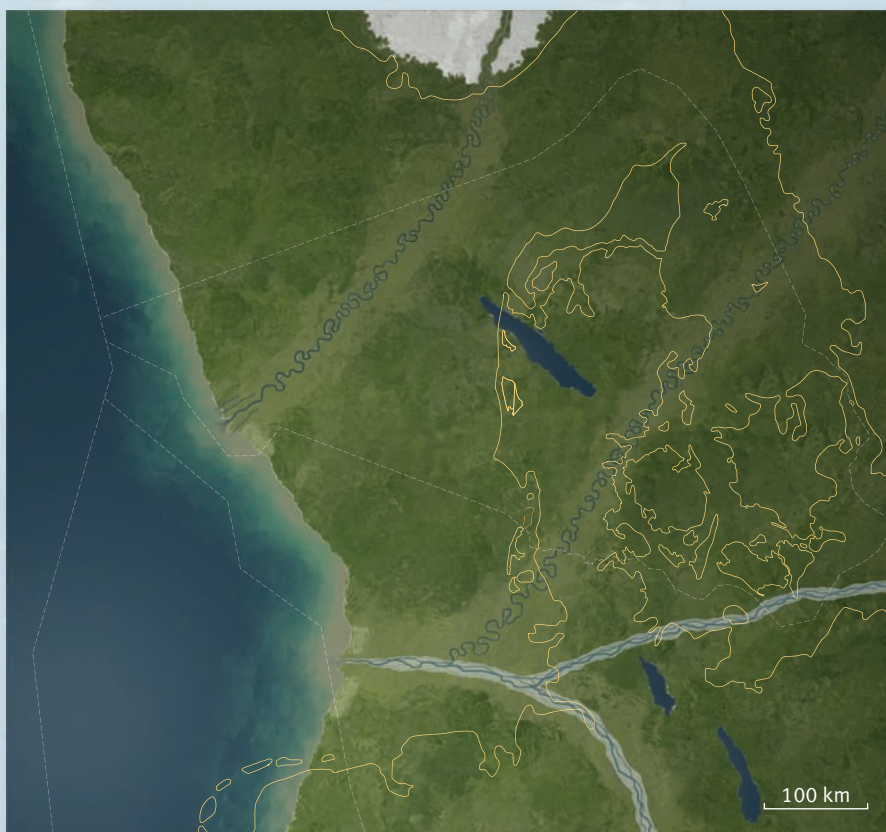
Fordeling af DHI'er (direkte kulbrinte-indikatorer) i den sydlige del af Nordsøen. Tætheden af DHI'er er høj i den vestlige del af den danske del af Nordsøen, hvor der er kendte kulbrinte-forekomster i dybere niveauer. Men DHI'er findes også ind mod den jyske vestkyst. Den mindre tæthed her skyldes dels færre data her, dels geologiske forhold.

Illustration: Annabeth Andersen, GEUS. Modificeret efter Pletsch m. fl. 2010.

DEN MIOCÆNE LAGSERIE

De miocæne lag blev dannet for mellem 23 og 5 mio. år siden. Efter den 'Saviske' tektoniske fase og samtidige hævnning af Det Fennoskandiske Skjold byggedes kystsletter og deltaer ud langs marginen af Nordsøen. I det danske område var det erosionsprodukter fra Norge og Sverige, der blev ført ud i Nordsøen. I den tidlige del af Miocæn var det bølgedominerede deltaer af samme type som Nildeltaet, der prægede kystlandskabet. Klimaet var varmtempereret med en årsmiddeltemperatur på lidt under 20°C og en årlig nedbør på ca. 1400 mm. Vegetationen bestod bl.a. af sequoia, eg, tulipantræ, vin, sumpcypres, vandbregner, andemad og søgræs. Ved slutningen af Tidlig Miocæn blev det lidt varmere. På trods af det varmere klima og den deraf følgende globale havspejlsstigning byggede kysten alligevel ud i Nordsøen. Dette var muligt, fordi sediment-

tilførslen fra de nydannede norske bjerge var stor, og det resulterede i et landskab, der var præget af udbredte sumpskove. Derved aflejreredes store mængder organisk materiale i laguner og søer, og det førte til store akkumulationer af brunkul. Forøget indsynkning langs gamle forkastningszoner som følge af kollissionen mellem Europa og Afrika forøgede også dannelsen og bevarelsen af kulførende lag. I Mellem Miocæn sluttede kystudbygningen og havet trængte langt ind over det vi i dag kender som Danmark. Denne oversvømmelse var dels betinget af den før omtalte havspejlsstigning, dels begyndende indsynkning af Nordsøbasinet. I den sidste del af Mellem Miocæn skete der en markant klimaforværring mod et koldere klima. Det koldere klima medførte også et større globalt havspejlsfald, men på grund af indsynkning og derfor relativt dybere vand i Nordsøen, satte disse ændringer sig ikke spor



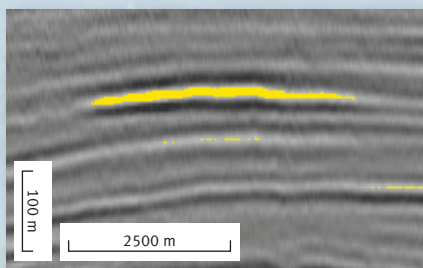
Palæogeografisk rekonstruktion af Nordsøen i Sen Miocæn.
Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.

i aflejringerne i Danmark. Først i den sidste del af Miocæn begyndte kysten at bygge ud i Nord-søbassinet igen. Denne gang rykkede kysten helt ud til den vestlige del af den danske del af Nordsøen (Centralgraven). I forbindelse med et kraftig havspejlsfald i den sidste del af Miocæn dannedes der dybe kløfter i flod- og kystlandskabet. Via disse kløfter transporterendes sand ud på det dybere hav og blev aflejret som sandrige submarine vifter. Ved den efterfølgende oversvømmelse i Tidlig Pliocæn blev et gennemgående tæppe af ler aflejret ovenpå de miocæne lag i Nordsøen.

Ved slutningen af Pliocæn skete der en markant ændring i hævning- og indsynkningsmønstret i Nordsøen og de omkringliggende landområder. Hele den miocæne lagserie er således tiltet at lagene i dag hælder 0,5–1° mod vest.

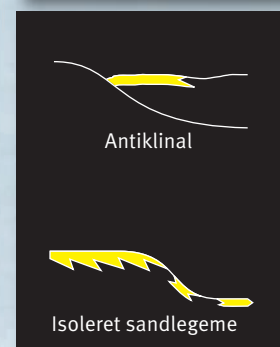
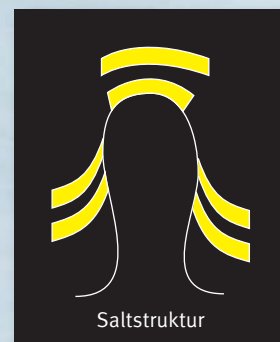
EKSEMPLER PÅ MIOCÆNE KULBRINTE AKKUMULATIONER

Det er forholdsvis nemt at se hvor der gemmer sig gas i den miocæne lagserie. På seismiske data ses det som en ændring af refleksionsmønstret; refleksionerne lyser op – ‘bright spot’ se figuren herunder. Gassen i den miocæne lagserie ligger i fem forskellige fælde-



Seismiske data med gas-akkumulation under en forsegling.
Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.

typer, se figuren nedenfor. Den mest almindelige fælde er en 4-vejs-lukning, som ofte findes over salt diapirer, saltpuder, skredstrukturer ‘roll over’ eller mindre forkastninger. Gassen kan også være fanget i stratigrafiske fælder som isolerede sandlag foran deltaer eller sandlag der kiler ud. Olien kan gemme sig i de samme fældetyper, men kan ikke direkte ses på de seismiske data. I vise tilfælde kan avancerede geofysiske metoder tages i brug for at afsløre om der er olie tilstede i reservoirlagene.



Forskellige typer af fælder for kulbrinter i den miocæne lagserie. De gule felter illustrerer forskellige former for reservoirer, hvori olie og gas kan blive fanget.
Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.



HVOR KOMMER OLIE OG GASSEN FRA

Der er en del diskussion om hvor gassen stammer fra. Men det er sandsynligt at det er en blanding af termogen gas og biogen gas. Den termogene gas bliver dannet i dybereliggende lag og migrerer (bevæger sig) langs forkastninger og porøse lag op i de forskellige fældetyper. En del gas, den biogene, bliver dannet af den vegetation, der dengang voksede i sumpskovene langs kysten og i lavereliggende områder. Det varme og fugtige klima, som karakteriserede det miocæne landskab, var optimalt for vegetationen, og der har derfor været en høj produktion af plantemateriale. I perioder, hvor grundvandsspejlet steg, for eksempel ved havspejlsstigninger, blev det organi-

ske materiale bevaret i jordlagene fordi iltningen var begrænset. Det førte til dannelse af udbredte brunkulslag i den miocæne lagserie. Disse brunkulslag udgør hovedkildebjergarten for den biogene gas, der er akkumuleret i lagene i Nordsøen.

Den olie som er fundet i de miocæne lag stammer helt sikkert fra dybereliggende lag, da der ingen steder i Nordsøen er fundet miocæne lag i flere kilometres dybde. I den danske del af Nordsøen dannes olie ved 3 til 4 kilometers dybde, så kilden til olien er mere sandsynligt jurassiske organiskholdige skifre. Olien er så efter dannelsen migreret op langs forkastninger og svaghedszoner, specielt omkring salt-diapirer og derfra videre ud i sandlagene.

NYE UNDERSØGELSER

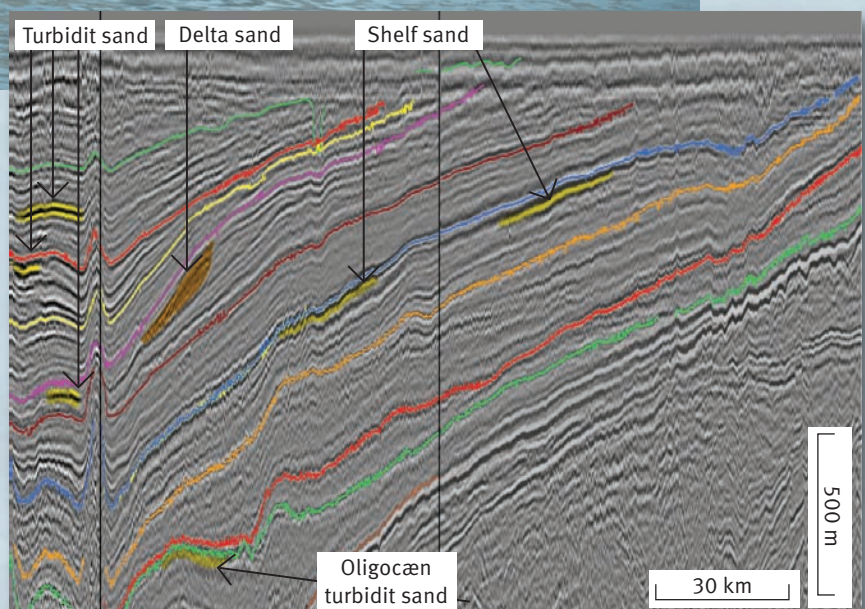
For at evaluere potentialet for miocæne kulbrinter i den danske del af Nordsøen, må der foretages en række nye undersøgelser. Det første skridt er at lave en detaljeret stratigrafisk ramme, så man kan få adskilt reservoir-lag (sandlag) og segl-lag (tætte lerlag). Derefter må der laves en detaljeret analyse af seismiske data for at lokalisere anomalier, der kan indikere kulbrinter. I områder med interessante seismiske anomalier skal der så foretages yderligere analyser for at undersøge om der er kulbrinter af økonomisk interesse og eventuelt skal der bores, hvor man kan se seismiske anomalier. Et spændende punkt er, at ansamlinger af gas er fundet overalt i den danske del



Rekonstruktion af flora og fauna. Billedet er baseret dels på den flora som man kender fra brunkulsgravningen i Jylland, der foregik fra 1939 til 1970 dels på den fauna man kender fra de tyske brunkulslejr nord for Bonn.

Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.

af Nordsøen. Olien er kun, indtil videre, fundet omkring salthorste. Men da den miocæne lagserie generelt hælder mod vest, (se figuren til højre) er der gode muligheder for at der er sket en vandring af olie fra Centralgraven i vest til højere liggende lag øst for Centralgraven. 🌐



Seismiske data fra Nordsøen der viser sandrige lag med mulige kulbrinteakkumulationer.

Illustration: Stefan Sølberg, GEUS.

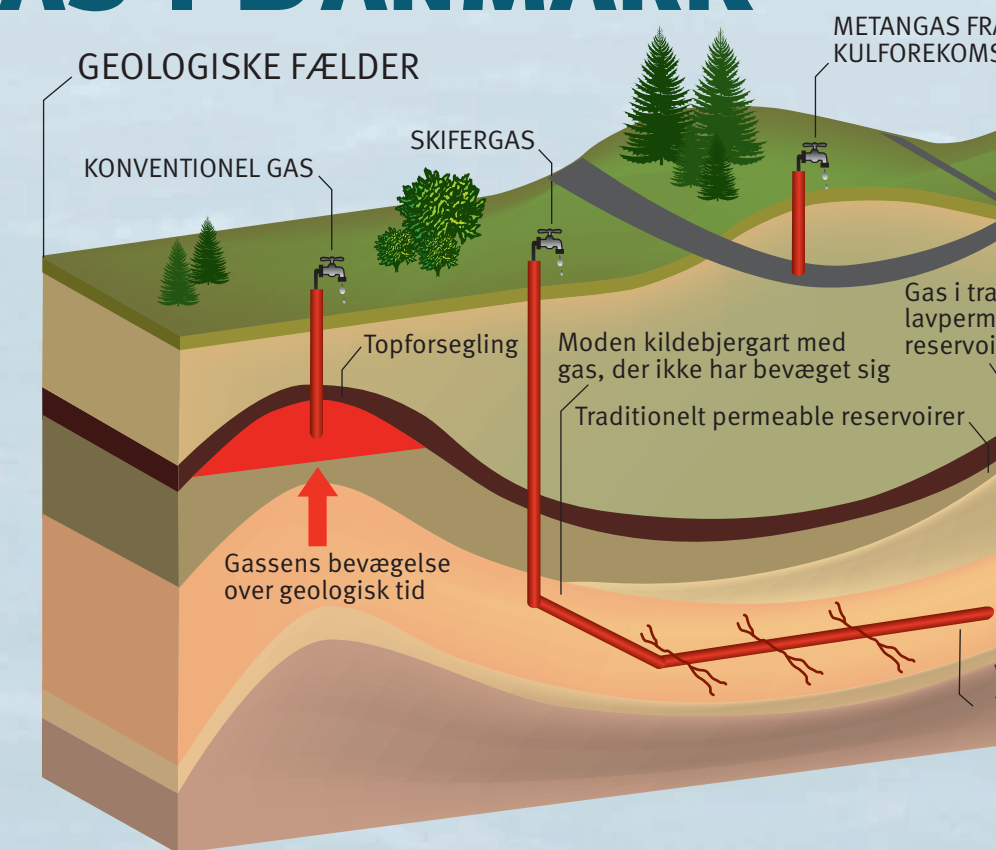
SKIFERGAS I DANMARK

Skifre, hvorfra der kan indvindes gas, er kendetegnet ved et højt indhold af organisk materiale, en stor udbredelse og tykkelse og ved at have været begravet så dybt, at der er blevet dannet gas. I Danmark er det kun skifre aflejret i Ældre Palæozoikum for 510 til 420 mio. år siden, der opfylder alle disse kriterier. Lige nu undersøges det, om der er gas i disse skifre under Danmark, og den første efterforskningsboring forventes udført i Nordjylland i 2013 af selskabet Total E&P Denmark og Nordsøfonden. Skifergas er en såkaldt ukonventionel energiresource, som indvindes direkte fra skifre. Skifrene er således både kildebjergart, reservoir og segl. Indvinding af skifergas kræver mange borer og kunstig opsprækning (frakturering) af skiferlagene, hvortil der anvendes store mængder vand iblandet kemikalier. Frygt for bl.a. forurening af grundvandet i forbindelse med denne frakturering har medført intens debat om udnyttelse af skifergas.

HVAD ER SKIFERGAS?

Skifergas er naturgas, der primært består af gassen metan (CH_4). Skifergas indvindes direkte fra kildebjergarten, dvs. fra den bjergart, som gav ophav til gassen. Fordi skifergas indvindes direkte fra selve kildebjergarten betegnes den som en ukonventionel energiresource (se figuren ovenfor). Under de rette omstændigheder kan olie også produceres direkte fra skifre. Normalt siver dannet olie og gas ud af kildebjergarten og op til højere beliggende reservoirer, som eksempelvis Nordsøens kalk- og sandstensfelter (konventionelle olie- og gasressourcer).

Olie og gas dannes af organisk materiale, der ikke er blevet nedbrudt ved iltning i forbindelse med aflejringen, og derfor nu findes indlejret i undergrundens lag. Det organiske materiale er rester af planter og dyr, der levede i havene på det tidspunkt, hvor aflejringen skete. De døde dyr og planter rådned ikke bort,

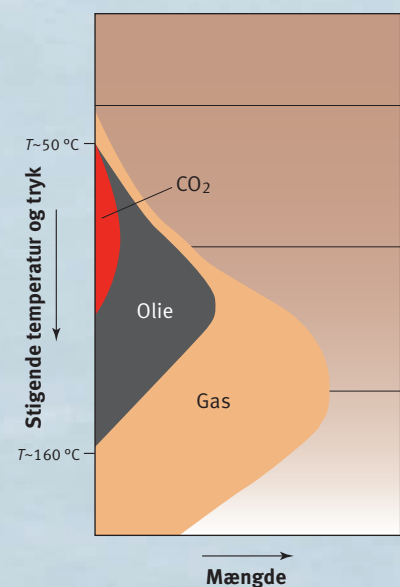


Principskitse af konventionelle og ukonventionelle typer af gasforekomster. Permeabiliteten er et udtryk for gennemstrømningsevnen. Lav permeabilitet betyder altså vanskelig eller langsom gennemstrømning.

Illustration: Annabeth Andersen, GEUS. Omtegnet efter Total E&P Denmark og Nordsøfonden.

fordi der var meget lidt eller intet ilt til stede på havbunden. Sådanne iltfattige bundmiljøer kendes i vore dage i mange havområder, fx de dybere dele af Østersøen og Sortehavet. Det sorte bundslam, der findes her, kan derfor blive til fremtidens kildebjergart for olie og gas. Sort bundslam og kul dannet i søer og sumpe på land kan også fungere som kildebjergart for gas og olie.

Dannelsen af olie og gas forudsætter, at kildebjergarten begravnes under yngre lag, så der sker en opvarmning. Temperaturen stiger nemlig ned gennem jordlagene, typisk omkring 20–30 grader pr. kilometer. Olie dannes, når lagene opnår temperaturer på ca. 60–120 grader, og gas dannes, når lagene opnår temperaturer på ca. 100–200 grader. Der tales temperaturmæssigt om et olievindue og et gasvindue, og de ligger cirka i 2–4 km's dybde (olie) og 3–6 km's dybde (gas). Olie- og gasdannelsen sker først



Principskitse for dannelse af olie og gas. Olien og gasen dannes fra organisk materiale, der opvarmes under højt tryk. Olivinduet betegner det tryk- og temperatur-interval hvori olie dannes, og gasvinduet betegner det tryk- og temperatur-interval hvori gas dannes.

Illustration: Modificeret efter Tissot og Welte, 1992.

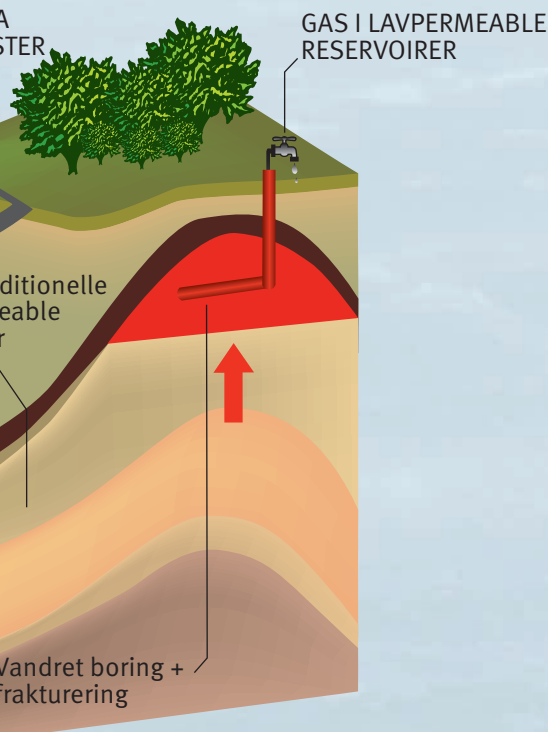
når kildebjergarten begravnes tilstrækkeligt dybt, og det er oftest millioner af år efter at den blev afsat (se figuren ovenfor).

NIELS H. SCHOVSBO

Forsker, GEUS.
nsc@geus.dk

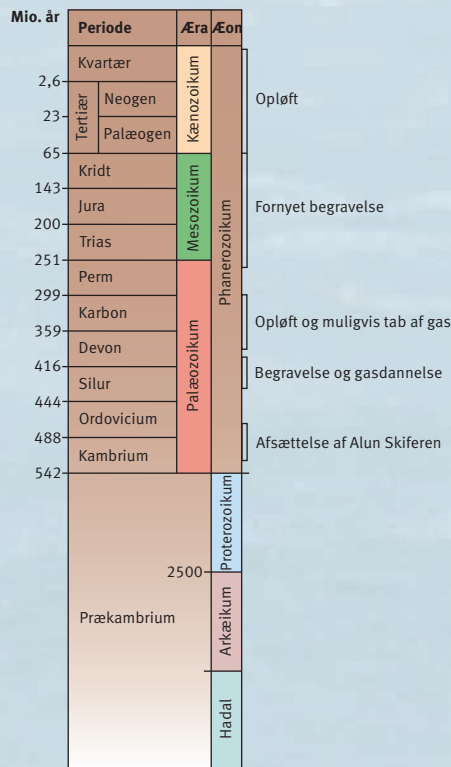
ARNE THORSHØJ NIELSEN

Lektor, Geologisk Museum (SNM)
arnet@snm.ku.dk



DE DANSKE SKIFRE

I Danmark blev der aflejret skifre med et højt organisk indhold i de geologiske tidsafsnit Ældre Palæozoikum og Mesozoikum (se den geologiske tidssøjle). De mesozoiske skifre er vigtige kildebjergarter for den olie og gas, der indvindes i Nordsøen, men i det danske landområde er disse skifre endnu ikke begravet dybt nok til at have dannet hverken olie eller gas. De palæozoiske skifre i den danske undergrund har derimod været så opvarmede, at al olie er ødelagt, og de er nu i gasvinduet. De kan derfor være en mulig kilde til gasindvinding, men det er usikkert, om gassen stadig sidder tilbage i skifrene eller er sivet ud igennem de mange millioner af år, der er gået, siden gassen blev dannet for lidt over 400 mio. år siden (se tidssøjlen). De palæozoiske skifre blev oprindeligt aflejret for ca. 420–510 mio. år siden i havet i Skandinavien og dele af Polen. Aflejringen skete i løbet af de geologiske tidsperioder Kambrium, Ordovicium og Silur. I Danmark er det primære mål for skifergas-efterforskningen den kambriske Alunskifer, men der blev også aflejret skifre med højt indhold af organisk materiale i Ordovicium og Ældre Silur.



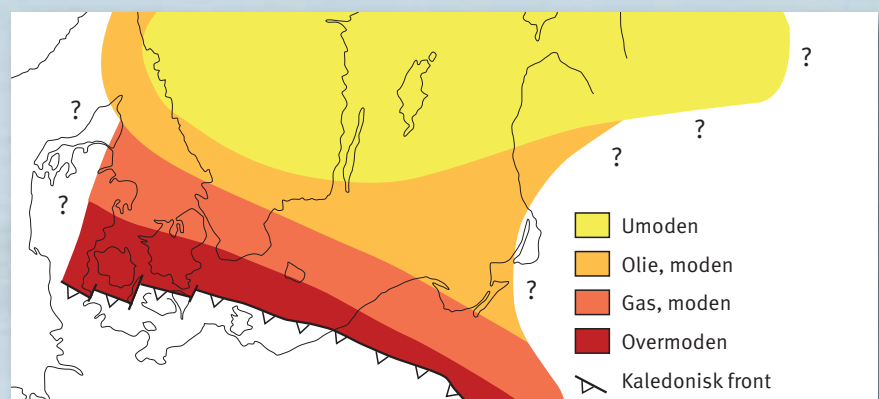
Geologisk tidssøjle med angivelse af de vigtige begivenheder for dannelsen og eventuel bevaring af skifergas i Danmark.

Kilde: Modificeret efter ICS 2009.

ER DER SKIFERGAS I DANMARK?

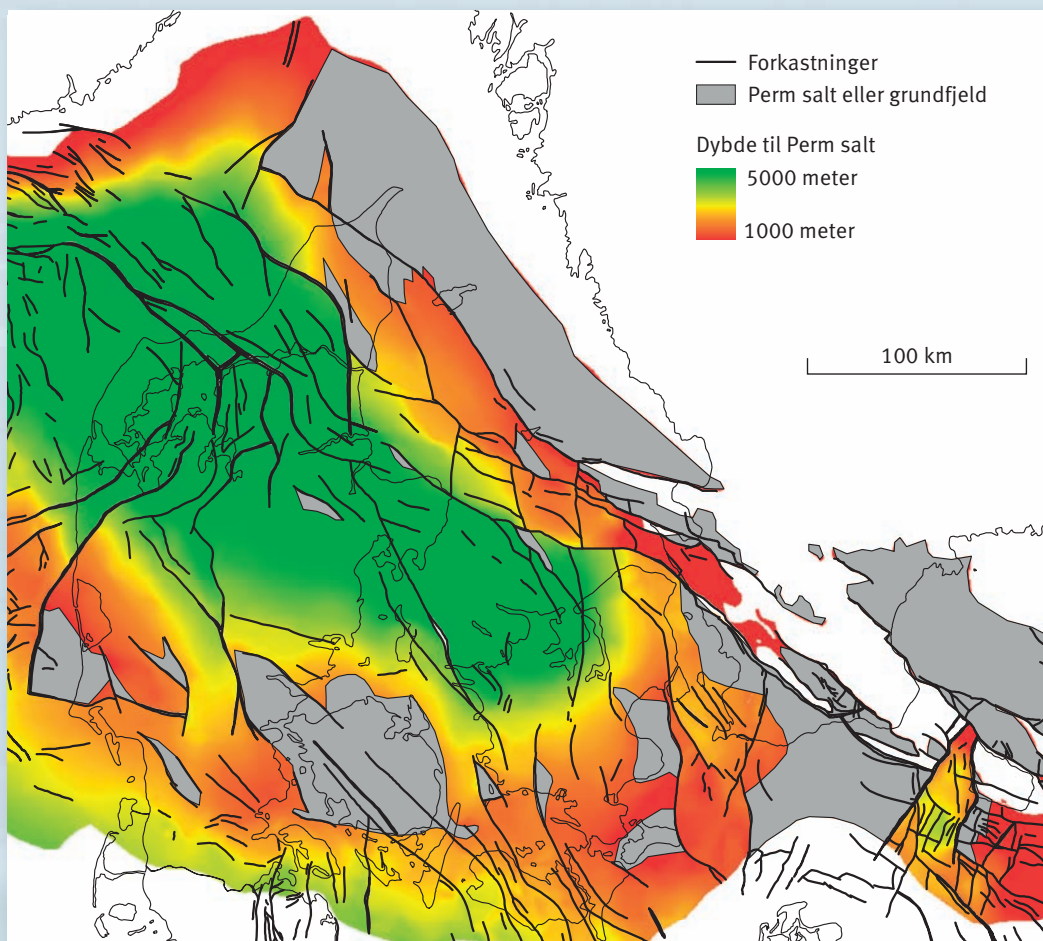
Skifrene fra Kambrium, Ordovicium og Ældre Silur, der indeholder organisk materiale, blev begravet til stor dybde i den sene del af Silur

for lidt over 400 mio. år siden. Det skete i forbindelse med dannelsen af den Norske Fjeldkæde og en anden, nu nederoderet fjeldkæde lige syd for Danmark. Formodentligt har de silure lag været op imod 3–6 km tykke i det danske område, og samtidigt steg temperaturen voldsomt ned gennem jordlagene – måske 50 grader pr. kilometer, muligvis endnu mere. På dette tidspunkt for lidt over 400 mio. år siden blev der utvivlsomt dannet gas i de sorte, dybt begravede skifre. Problemet er bare, at man ikke ved om gassen endnu sidder fastholdt i skifrene. I forbindelse med store jordskælv i Karbon og begyndelsen af den efterfølgende Perm tid – for ca. 300 mio. år siden (se tidssøjlen) – blev lagene fra Ældre Palæozoikum nemlig opbrudt i en række forkastningsblokke, der blev vippet og opløftet, og der skete en omfattende erosion af de gamle skifre. Mange steder kom Alunskiferen tæt på jordoverfladen og måske er gassen undsluppet på dette tidspunkt. Tre borer udført af Shell i Alunskifer i Skåne, hvor skiferen ligger i 700–800 meters dybde, kunne ikke påvise gas i tilstrækkelig mængde til, at den kunne udnyttes, hvilket kunne tyde på, at gassen ikke længere er fastholdt i skifer, der nu ligger på under 1 km's dybde.



Graden af varmepåvirkning af Alunskiferen i Danmark. I områder vist med gult har skiferen ikke dannet olie og gas. I områder vist med lys orange har skiferen dannet olie og i de mørk orange til røde områder er skifrene i gasvinduet.

Illustration: modificeret efter Buchardt m.fl. 1997.



Kort der viser områder, hvor Alunskiferen er hhv. dybt begravet (grønt) eller tæt på overfladen (rødt). Efterforskning efter skifergas sker i områder, hvor Alunskiferen er begravet til 2–4 km's dybde (gul-orange). I første omgang fokuserer efterforskningen på to områder, et i hhv. Nordjylland og et i Nordsjælland, vist på kortet nedenfor.

Illustration: Modifieret efter Vejebak 1997.

HVOR LEDES DER EFTER SKIFERGAS I DANMARK?

I Danmark satser man på, at gassen er bevaret i den begravede skifer fra Ældre Palæozoikum. Fokus er i første omgang på forekomster i Nordjylland og Nordsjælland. I den centrale del af det Norsk–Danske Bassin er skiferen meget dybt begravet, og her vil det være en større teknisk udfordring og meget dyrt at bore ned til den for at indvinde gas (figuren øverst).

Den kambriske Alunskifer er usædvanlig rig på organisk materiale, helt op til 25 %, og typisk 5–10 %. Den er op til 180 m tyk i Kattegatområdet – om denne store tykkelse fortsætter ind under Jylland er dog usikkert. De lidt yngre ordoviciske og silure skifre er tyndere lag end Alunskiferen, men selv om de kun indeholder op til 5 % organisk materiale, kan de alligevel være interessante i skifergas-sammenhæng.

INDVINDING AF SKIFERGAS

Til forskel fra de fleste konventionelle olie- og gasfelter kan gassen i en skifer ikke indvindes uden at bjergartens gennemstrømmelighed øges – gassen sidder tilbage i kildebjergarten, fordi den ikke har kunnet undslippe de små og



Områder i Danmark hvor der er givet tilladelse til at lede efter skifergas.

Illustration: Annabeth Andersen, GEUS. Omtegnet efter Total E&P Danmark.

dårligt forbundne hulrum i skiferen. Det meste af gassen er bundet til overfladen af det organiske materiale, og skifergas er derfor vanske-

ligere at indvinde end konventionel naturgas. For at øge tilstrømningen af gas til en boring i skifer anvendes en metode, der benævnes hy-



Alunskifer i Billegrav-2-boringen, Bornholm. Alunskiferen indeholder op til 15 % organisk materiale. De lyse lag er kalkholdige lag. Den sorte Alunskifer er hovedmålet for skifergas-efterforskning i Danmark, hvor den i øjeblikket kun kendes fra de to dybe boringer Slagelse-1 og Terne-1, samt fra overfladenære boringer på Bornholm. På Bornholm indeholder skiferen ikke skifergas, da den ligger for tæt på jordoverfladen.

Foto: Niels Schovsbo

draulisk frakturering (ofte bare kaldet fracking). Denne teknik går ud på, at der under særdeles højt tryk (800–900 atmosfære) pumpes en blanding af vand, fint sand – eller keramiske korn – og et antal kemiske additiver, der er nødvendige for processen, ned i boringen. Derved kan der dannes op til 100 m lange sprækker omkring borehullet. Når trykket sænkes bevirker kornene, at sprækkerne ikke falder sammen igen. Derved skabes en øget gennemstrømmelighed i skiferen, således at gassen kan sive hen til boringen. Efterhånden som den nemmest tilgængelige gas er indvundet falder produktionen og fraktureringsprocessen må gentages og evt. må der bores på ny. Indvinding af skifergas kan derfor kræve et stort antal boringer. Af samme grund er det derfor i øjeblikket kun rentabelt at indvinde skifergas på land, da offshore-boringer er langt dyrere at udføre. Boringerne efter skifergas er typisk afbøjede, så den nedre del løber vandret igennem skiferlaget. Dette giver en større overflade for indsivning af gas. Afbøjede boringer og fraktureringer anvendes også i konventionelle olie- og gasfelter.

HVORFOR ER INDVINDING AF SKIFERGAS KONTROVERSIEL?

Efterforskning og indvinding af skifergas er stærkt debatteret. Debatten har først og fremmest drejet sig om risikoen for at grundvandet forurenes, enten ved at kemikalier fra fraktureringsprocessen spildes på overfladen og fin-

der vej til grundvandet, eller ved at kemikalier og frigiven gas fra skiferen siver op i grundvandsmagasinerne. I nogle europæiske lande er der blevet udstedt et forbud mod frakturering med kemikalieblandet vand. Giftigheden af kemikalierne, der bruges ved skifergasindvinding i USA, er på nuværende tidspunkt ikke evalueret i Europa, men de amerikanske miljømyndigheder arbejder for tiden på et omfattende studie af skifergas-indvinding, som ventes færdig i 2014.

En væsentlig forskel mellem danske og amerikanske forhold er, at skiferen i Danmark ligger på betydeligt større dybde, hvorfor der er flere kilometer tykke geologiske lag imellem skifergaslagene og grundvandsmagasinerne. Evt. 'vildfarne' sprækker fra fraktureringen vil blive standset i sandlag fra Mesozoikum, fordi trykket vil falde, når sprækkerne rammer de meget permeable sandlag. Sandet ligger over de palæozoiske skifre, men stadig flere kilometer under grundvandsmagasinerne. Det er derfor ikke sandsynligt, at selve fraktureringen af skiferne i dybet kan forurene grundvandet nedefra i det danske område.

Borestrengen vil gå igennem zonen med grundvand, men er indkapslet i flere lag af stål og cement. Indkapslingen, den såkaldte casing, er en forudsætning for at kunne frembringe et højt tryk i den nederste vandrette del af borehullet, som løber i skiferen. Hvis der sker læk igennem samtlige barrierer et sted i denne casing kan det medføre uønsket udsiv-



Meget videnskabeligt arbejde udføres på borekerne-materiale, her silure skifre fra Sommerodde-1-boringen på Bornholm. Den viste skifer er ret lys, men der findes også sorte skifre i Silur, som måske indeholder skifergas (dog ikke på Bornholm, hvor de ligger for tæt på jordoverfladen). Det lange kernestykke måler 3,02 meter, hvilket er rekorden i ubrudte kernestykker.

Foto: Niels Schovsbo

ning til grundvandet. Det vil dog kun ske, hvis indkapslingen er ukorrekt udført.

Der bruges meget store vandmængder til fraktureringen. Vandet, der anvendes ved fraktureringen, kan enten være salt eller fersk og det vand, som kommer op igen i forbindelse med fraktureringen skal renses til en kvalitet, der kan udledes på en hensigtsmæssig måde. Håndtering på overfladen skal også ske på en måde som hindrer at der kan ske forurening.

FORBEDRET TEKNIK FOR OLIEINDVINDING

S Produktionen af olie fra den danske del af Nordsøen er faldet siden 2004, hvor den toppede med 23 mio. m³, til 13 mio. m³ olie i 2011. Faldet sker selvom der konstant foregår udbygning med nye brønde. Med den nuværende teknik forventer Energi-styrelsen (2012), at der kan indvindes 35 % af olien på de felter, hvor der anvendes vandinjektion. 65 % af olien bliver således i undergrunden når disse felter en gang forlades. Hvis indvindingsgraden skal forøges væsentligt, kræver det udvikling og implementering af nye metoder. Den mest lovende nye indvindingsmetode for Nordsøalkalen ser ud til at være 'CO₂ EOR'-metoden.

EOR er en forkortelse af 'Enhanced Oil Recovery', der på dansk kan oversættes til 'teknikker til at forøge mængden af råolie, som kan udvindes fra et oliefelt' eller helt kort: forbedret olieindvinding, som man kan opnå ved at injicere CO₂ i undergrunden. 'CO₂ EOR' anvendes adskillige steder i verden, mest i USA og Canada. Metoden anvendes udelukkende på landjorden, og de høje omkostninger ved offshorearbejde har hidtil forhindret anvendelse i Nordsøen. En begrænsende faktor i Nordsøen har desuden været mangel på CO₂ med passende pris og kvalitet, dvs. en renhed på mindst 95 %.

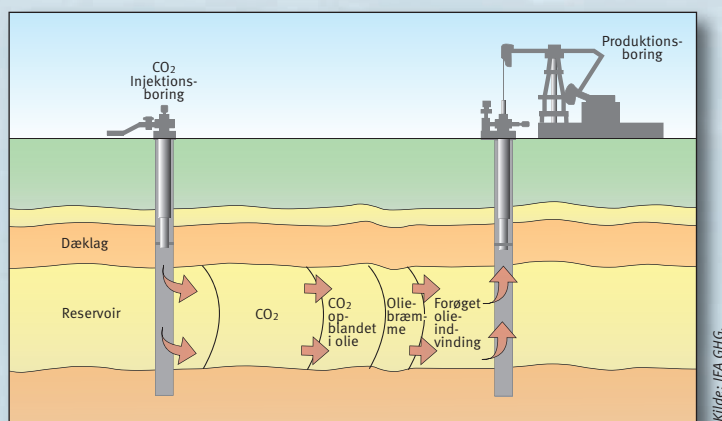
I den danske del af Nordsøen vil CO₂ normalt forekomme i superkritisk form, i det følgende angivet som CO₂(sc).

CO₂ EOR opnås ved hjælp af flere fysiske mekanismer:

- CO₂ optages i olien, hvilket nedsætter oliens viskositet, så den lettere strømmer mod produktionsboringen.
- Grænsefladespændingen mellem olie og CO₂(sc) er lav eller nul ved de tryk- og temperaturforhold, der er i reservoiret. Det medfører at fortrængningen af olie med CO₂(sc) er mere effektiv end fortrængningen af olie med vand.
- CO₂ optages i olien, hvorved oliens volumen forøges, oil swelling. Herved kan isolerede

oliedråber flyde sammen og tilsammen strømme mod produktionsboringen.

- CO₂ optages i vandet i reservoiret og diffunderer derved ind i dele af reservoiret som CO₂(sc) alene ikke kommer i direkte kontakt med. Herved kan viskositets-nedsættelse og oil swelling også fungere i de dele af reservoiret, hvor CO₂(sc) ikke kan nå frem. Effekten er begrænset til korte afstande, da diffusion af CO₂ er en langsom proces.
- CO₂(sc) har lavere viskositet end både vandet og olien i et reservoir, hvilket medfører at CO₂(sc) vil have en stærk tendens til fortrinsvis at strømme i lagene eller sprækkerne med høj permeabilitet (channelling). Dette er uheldigt, idet CO₂(sc) da ikke kommer i kontakt med de dele af reservoiret, som har lavere permeabilitet. Problemet kan reduceres ved skiftevis at injicere CO₂(sc) og vand.



Principskitse af hvorledes CO₂ EOR fungerer.
Kilde: Saskatchewan Energy and Mines.

WEYBURN-FELTET

Weyburn-feltet i Canada er en interessant analogi til kalkfelterne i Nordsøen. I tabellen nedenfor sammenlignes med Dan-feltet i den danske del af Nordsøen. Weyburn og Dan har mange ligheder med hensyn til størrelse og produktionshistorie, fx har begge undergået vandinjektion fra horisontale brønde i en lang årrække. Generelt har Weyburn højere permeabilitet, og lavere porøsitet. Injektion af CO₂ startede i Weyburn i 2000, og ventes at medføre en forøgelse af indvindingen på 35 mio. m³ olie, svarende til 11,4 % af den oprindeligt tilstedeværende mængde olie (original oil in place = OOIP). Den forventede indvinding uden CO₂-injektion var 26,4 % OOIP.

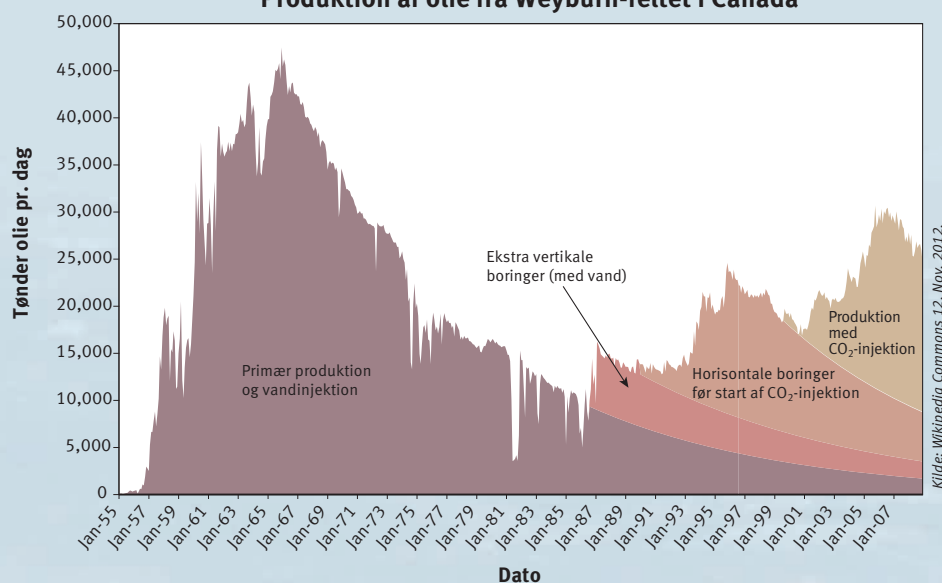
I figuren øverst side 19 vises produktionshistorien for Weyburn-feltet. Produktionen toppede i 1966, hvorefter den faldt drastisk frem

Sammenligning mellem Weyburn feltet og Dan feltet.

	Weyburn	Dan
Opdaget	1954	1971
Lithologi	Kalksten	Kalksten
Permeabilitet (mD)	10-15	1-2
Porøsitet (%)	10-30	25-35
Reservoir tryk (bar), før produktion	146	ca. 260
Reservoir temperatur (°C), før produktion	59	ca. 75
Start vandinjektion	1964	1989
Oprindelig tilstedeværende olie (OOIP) (Mn ³)	220	ca. 360
Forventet indvinding uden EOR (%OOIP)	26,4	35
Forøget indvinding med CO ₂ EOR (%OOIP)	11,4	
Forventet indvinding med CO ₂ EOR (%OOIP)	ca. 38	

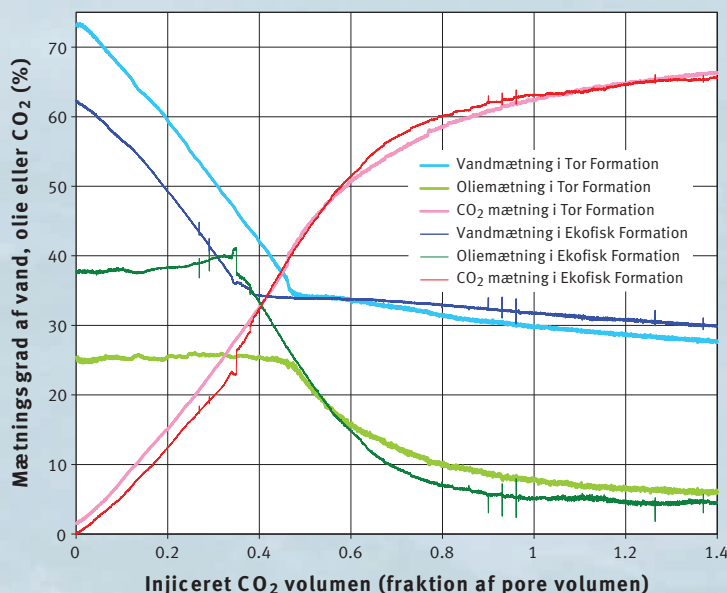
Sammenligning mellem Weyburn-feltet og Dan-feltet.

Produktion af olie fra Weyburn-feltet i Canada



To eksperimentelle modeller af CO₂-EOR på kalk fra Syd Arne-feltet i Dansk Nordsø: En model af kalk fra Tor Formationen, og en model af kalk fra Ekofisk Formationen. Kalkens mætning af vand, olie og CO₂ vises for hver model som funktion af mængden af injiceret CO₂. Startbetingelserne i figuren er forholdene ved afslutning af vandinjektion, dvs. når injektion af vand ikke kan producere mere olie.

Kilde: D. Olsen, SPE paper 142993, 2011.



til 1987. Herefter har udbygning af feltet forøget produktionen, især med horisontale borer fra 1990, og med CO₂-EOR fra 2000. Injektion af CO₂ ventes at forlænge feltets levetid med 30 år eller mere.

To væsentlige forhold adskiller Dan-feltet fra Weyburn-feltet. Dan-feltet er et offshore felt, hvilket betyder at udbygning med nye borer, rørledninger, platforme osv. er langt dyrere end i Weyburn-feltet. Desuden har Weyburn-feltet en leverandør i North Dakota (USA) som leverer CO₂ gennem en rørledning fra et anlæg, hvor det er et biprodukt i omdannelsen af brunkul til metangas.

CO₂-injektion foregår mange steder i USA, men altid med CO₂ fra naturlige forekomster, fx fra Bravo Dome i New Mexico og McElmo dome i Colorado. Weyburn-feltet demonstrerer, at det er muligt at opnå økonomisk rentabel CO₂-EOR med industrielt fremstillet CO₂. Da der

ikke findes naturlige kilder til CO₂ omkring Nordsøen, er dette en betingelse for eventuel CO₂-injektion i Nordsøen.

Mere end 2 mio. t CO₂ bliver årligt injiceret i undergrunden i Weyburn-feltet. En del af CO₂en undslipper igen til atmosfæren, men det skønnes at 30 mio. t CO₂ vil være permanent gemt i Weyburn-feltet, når det engang lukkes ned.

EKSPERIMENTEL CO₂-EOR MODEL

GEUS har opbygget eksperimentelle modeller med prøver af kalk fra olieletter i den danske del af Nordsøen, og udført CO₂-EOR i disse modeller, se foto ovenfor. Resultater fra to modeller, af kalk fra Syd Arne-feltet vises i figuren ovenfor. Den ene model vedrører kalk fra Tor Formationen, hvorfra hovedparten af olien i den danske del af Nordsøen bliver produceret. Den anden model vedrører kalk fra Ekofisk For-

mationen, som har dårligere egenskaber ved vandinjektion i kraft af lavere porøsitet og permeabilitet, og derfor producerer mindre olie ved vandinjektion. For begge modeller gælder at injektion af CO₂ producerer olie indtil oliemætningen i prøven er nået ned på 5–6 %. Det skal sammenlignes med injektion af vand, som bringer oliemætningen ned på 25 % for Tor-kalken og 38 % for Ekofisk-kalken. De to modeller anvender forhold, som er mere ideelle for produktion af olie end de virkelige forhold i olieletterne, især fordi kalk-prøverne er meget homogene, hvorved channelling bliver undgået. GEUS arbejder på at opbygge eksperimentelle modeller med opsprækket kalk, som vil give mere realistiske forudsigelser. Der er dog ingen tvivl om at CO₂-EOR kan forøge mængden af olie som kan produceres fra den danske del af Nordsøen endog meget betydeligt.

DAN OLSEN

Seniorforsker, GEUS.
do@geus.dk



Foto: Dan Olsen, GEUS.

'Reservoir-riggen' i GEUS Kernelaboratorium, hvor der laves eksperimenter med CO₂-EOR.

	Tor Formation	Ekofisk Formation
Olie mætning ved start af vandinjektion	85,0 %	63,7 %
Olie mætning ved start af CO ₂ injektion	25,3 %	37,7 %
Olie mætning ved slut af CO ₂ injektion	5,8 %	4,6 %
Produceret olie ved vandinjektion	70,2 % %OOIP	40,8 % %OOIP
Produceret olie ved CO ₂ EOR	23,0 % %OOIP	52,1 % %OOIP



Foto: Geolog A. Jessen.

Den 4. april 2013 har GEUS 125 års jubilæum. Danmarks Geologiske Undersøgelse – DGU – blev oprettet i 1888 og Grønlands Geologiske Undersøgelse – GGU – blev oprettet i 1946. I 1995 blev de to institutioner fusioneret til Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, der i 2007 fik sit eget lovgrundlag og navneændring til De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland – GEUS.

På billedet ses 5 geologer der holder pause ved Tirsland stenen for ca. 100 år siden. Stenen ligger 4 km vest for Brørup og er med sine 16 m i omkreds en af Danmarks største vandreblokke.



GEOCENTER DANMARK

GEOCENTER DANMARK

Er et formaliseret samarbejde mellem de fire selvstændige institutioner De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS), Institut for Geoscience ved Aarhus Universitet samt Institut for Geovidenkab og Geologisk Museum (Statens Naturhistoriske Museum) begge ved Københavns Universitet. Geocenter Danmark er et center for geovidenskabelig forskning, uddannelse, rådgivning, innovation og formidling på højt internationalt niveau.

UDGIVER

Geocenter Danmark.

REDAKTION

Geoviden – Geologi og Geografi redigeres af Seniorforsker Merete Binderup (ansvarshavende) fra GEUS i samarbejde med en redaktionsgruppe.

Geoviden – Geologi og Geografi udkommer fire gange om året og abonnement er gratis. Det kan bestilles ved henvendelse til Finn Preben Johansen, tlf.: 38 14 29 31, e-mail: fpj@geus.dk og på www.geocenter.dk, hvor man også kan læse den elektroniske udgave af bladet.

ISSN 1604-6935 (papir)

ISSN 1604-8172 (elektronisk)



Produktion: Annabeth Andersen, GEUS.

Tryk: Rosendahls - Schultz Grafisk A/S.

Forsidefoto: Boreplatform, Nordsøen.

Foto: Dave Jutson.

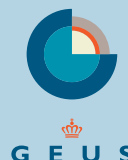
Reprografisk arbejde: Benny Schark, GEUS.

Illustrationer: Forfattere og Grafisk, GEUS.

Eftertryk er tilladt med kildeangivelse.

DE NATIONALE GEOLOGISKE UNDERSØGELSER FOR DANMARK OG GRØNLAND (GEUS)

Øster Voldgade 10
1350 København K
Tlf: 38 14 20 00
E-mail: geus@geus.dk



INSTITUT FOR GEOVIDENSKAB OG NATURFORVALTNING (IGN)

Øster Voldgade 10
1350 København K
Tlf: 35 32 25 00
E-mail: sl@life.ku.dk

GEOLOGISK MUSEUM (SNM)

Øster Voldgade 5-7
1350 København K
Tlf: 35 32 23 45
E-mail: rcp@snm.ku.dk



INSTITUT FOR GEOSCIENCE

Aarhus Universitet
Høegh-Guldbergs Gade 2, B.1670
8000 Århus C
Tlf: 89 42 94 00
E-mail: geologi@au.dk

