

TEMANUMMER **VALDEMAR FELTET** - en reservoirgeologisk undersøgelse

VALDEMAR FELTET

-en reservoirgeologisk undersøgelse

Finn Jakobsen,
Jon Ineson,
Lone Klinkby,
Lars Kristensen,
Kim Zinck-Jørgensen og
Lars Stemmerik

Dette nummer af "GEOLOGI nyt fra GEUS" beskriver GEUS' bidrag til PRIORITY projektet. Ud over at give en konkret beskrivelse af reservoiret i Valdemar Feltet, illustrerer dette hæfte også den mangfoldighed af arbejdsmetoder, der anvendes af reservoirgeologer for at forstå kompleksiteten i et oliefelt. De opnåede resultater er således fremkommet gennem samarbejde mellem seismiske tolkere, sedimentologer, biostratigrafer, geokemikere, strukturgeologer og petrofysikere, der har integreret seismiske data med sekvensstratigrafiske, sedimentologiske, petrofysiske, geokemiske og biostratigrafiske undersøgelser af borekerner og borehulsmålinger (logs).

Hovedparten af olien og naturgassen fra den danske del af Nordsøen kommer fra olieletter, hvor reservoirbjergarten er en højpåros kalk meget lig skrivekridtet på Møns Klint. Reservoirbjergarterne i disse såkaldte kalkletter er af Sen Kridt – Tidlig Tertiær alder, og blev aflejret på et tidspunkt, hvor Nordsøen og store dele af Nordvest Europa var dækket af et tempereret havområde, hvortil der blev tilført meget små mængder af ler og silt. I et enkelt dansk oliefelt, Valdemar Feltet, er reservoirbjergarterne derimod hovedsageligt af Tidlig Kridt alder (Fig. 1). De tilhører Tuxen og Sola Formationerne, og blev aflejret på et tidspunkt, hvor der var en større tilførelse af ler og silt til Nordsø bassinet. Bjergarterne består således af urene, merglede kalksten med variabelt indhold af ler, og har derfor meget varierende og generelt ringere reservoirgenskaber, end det rene skrivekridt.

Bjergarterne i Valdemar Feltet adskiller sig både fra dem i de mere velkendte danske kalkletter og fra reservoirbjergarterne i andre olieletter. Derfor er det ikke muligt at



Det hvide skrivekridt på Møns Klint

overføre produktionserfaringer fra andre typer af olieletter til Valdemar Feltet, hvilket har gjort olieudvinding fra dette felt til en stor udfordring. Forbedringer af indvindingsgraden kræver således en målrettet forskning. Dette er bl.a. sket ved en kombination af industrifinanceret forskning og udvikling, og statslig forskning støttet af det

nu stærkt reducerede Energiforskningsprogram (EFP).

Det netop afsluttede PRIORITY projekt omfattede en fælles statslig (delvis EFP støttet) og privat (Mærsk Olie og Gas) forskningsindsats over 5 år, bl.a. med det formål at få en bedre forståelse af Nedre Kridt bjergarterne og deres reservoirgenskaber i den danske del af Nordsøen.

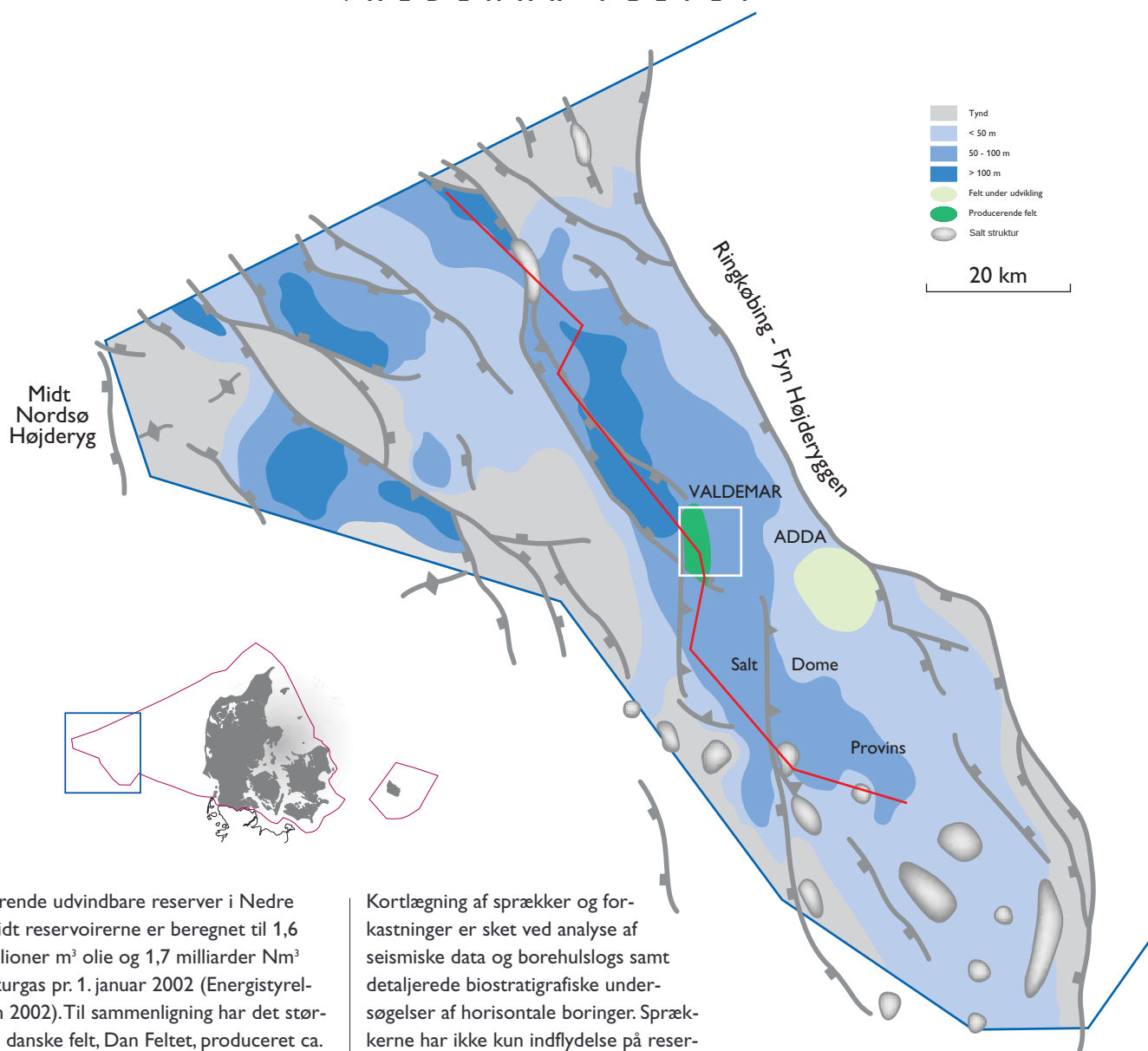
Valdemar Feltet

Valdemar Feltet er et oliefelt beliggende i den centrale del af den danske Centralgrav, ca. 20 km nordvest for Tyra Feltet (Fig. 1). Hele strukturen har et areal på ca. 97 km² (svarende til 80% af arealet af Dan Feltet), med toppunkt ca. 2200 m under havets overflade (Fig. 2). Feltet blev sat i produktion i 1993 med Mærsk Olie og Gas AS som operatør, og har pr. 1. januar 2002 produceret 1,28 millioner m³ olie og 560 millioner Nm³ naturgas. De tilbage-

Nm³:

Normalkubikmeter er en måleenhed for naturgas, der angiver rumfanget ved standardbetingelserne 1 atmosfæres tryk og 0°C. Grunden til at denne standarden bruges, er at naturgassens volumen er afhængigt af trykket, således at gassen fylder meget mindre (200–300 gange) nede i reservoiret end på jordoverfladen.

BOKS



værende udvindbare reserver i Nedre Kridt reservoirerne er beregnet til 1,6 millioner m³ olie og 1,7 milliarder Nm³ naturgas pr. 1. januar 2002 (Energistyrelsen 2002). Til sammenligning har det største danske felt, Dan Feltet, produceret ca. 57 millioner m³ olie og ca. 17 milliarder Nm³ naturgas siden produktionen startede i 1972, og de tilbageværende udvindbare reserver er beregnet til ca. 59 millioner m³ olie og ca. 8 milliarder Nm³ naturgas (Energistyrelsen 2002).

Valdemar Feltet er dannet som følge af en svag foldning og deraf følgende opbuling af Nedre Kridt sedimenterne i seneste Kridt-Eocæn tid, for ca. 80–40 millioner år siden. De foldede lag danner et langstrakt N–S orienteret dome med to toppunkter, det sydlige ved Bo-1 boringen og det nordlige ved Nord Jens-1 boringen (Fig. 2). Seismisk kortlægning af den reflektor, der repræsenterer toppen af Nedre Kridt lagene, viser at der er en højdeforskel på ca. 300 m fra toppunktet ved Nord Jens-1 boringen til lavningen mellem Nord Jens-1 og Boje-1 boringerne (Fig. 2). I forbindelse med foldningen og en senere hævnning af området er der dannet et kompliceret netværk af forkastninger og sprækker.

Kortlægning af sprækker og forkastninger er sket ved analyse af seismiske data og borehulslogs samt detaljerede biostratigrafiske undersøgelser af horisontale borer. Sprækkerne har ikke kun indflydelse på reservoirregenskaberne, men udgør også et stort geoteknisk problem, idet de påvirker borehullets stabilitet.

Valdemar området er gennemboret af 12 borer, hvoraf de syv er konventionelle vertikale eller subvertikale borer, mens fem borer (Valdemar 1H, 2H, 3H, 4H og 6H) er avancerede horisontale til subhorisontale borer. Produktionen foregår udelukkende fra den nordlige del af området, fra borer boret fra en platform placeret nær Nord Jens-1, og det er disse borer der er undersøgt i forbindelse med udarbejdelsen af modellen for Valdemar Feltet. Nedre Kridt reservoirbjergarterne er ikke homogene, men består af 7–15 m tykke porøse zoner adskilt af tætte lag. Reservoirbjergarterne har en samlet tykkelse på 50 m i Valdemar området. Den begrænsede tykkelse vanskeliggør yderligere opdeling af reservoirenheden på grundlag af seismiske data, så forståelsen af lokale og regionale tykkelsesva-

Figur 1. Kort over den vestligste del af den danske Nordsø (Centralgraven) visende tykkelsen af Tuxen of Sola Formationerne samt placeringen af Valdemar Feltet. Kortudsnittet svarer til det indrammede område på kortet i nederste venstre hjørne. Den røde linie viser placeringen af borerne i Fig. 5 og det indrammede område svarer til kortet i Fig. 2.

riationer og ændringer i reservoirregenskaber er især baseret på data fra borehulslogs og kerner.

Reservoirzonering – Hvordan gør man?

Målet med en zonering af reservoiret i Valdemar Feltet er at få en forståelse af den vertikale (tidsmæssige) såvel som horisontale variation i reservoirregenskaber som følge af forskelle i f.eks. sedimentære forhold, lerindhold og begravningsdybde. Et sådant arbejde starter med etableringen af et stratigrafisk rammeværk, der gør



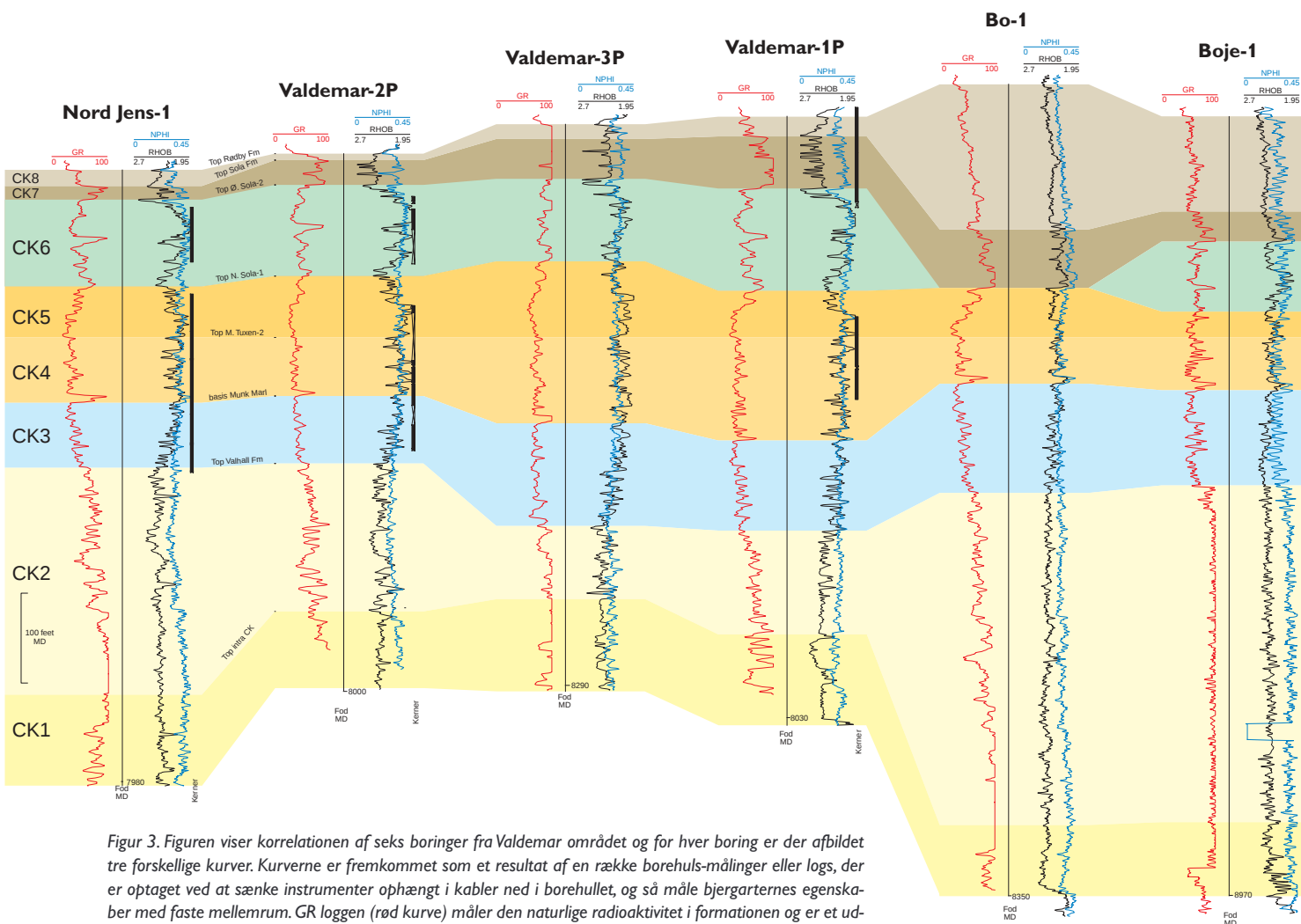
Figur 2. Kort over Valdemar området visende dybden til toppen af Sola Formationen. De lyse områder viser hvor Nedre Kridt bjergarterne ligger højt, mindre end 2450 m under havbunden, mens de mørke farver angiver områder, hvor bjergarterne ligger dybt, mere end 2750 m under havbunden. Den varierende afstand til havbunden skyldes dels at lagene er svagt foldede, dels at en større brudzone (sort) har nedforkastet lagene i den vestligste del. Den blå linie viser placeringen af profilet i figur 3 og 14. De hvide linier viser forløbet af de horisontale borer (1H–4H).

det muligt at sammenligne så nøjagtigt som muligt mellem borerne i feltet. Efterfølgende er alle borekerner beskrevet, bl.a. for at få en forståelse af den vertikale og horisontale variation og udbredelsen i aflejringstyper. Der er herefter gennemført et større analyseprogram på materiale fra borekerne, bl.a. måling af porøsitet, permeabilitet (gennemstrømlighed) og lerindhold. Detaljerede sedimentologiske undersøgelser og analyser af bjergartsegenskaber er begrænset til de få borer, hvor der er taget kerner (de intervaller hvorfra der er kerner er vist på Figur 3).

For at kunne bruge disse resultater i hele Valdemar området, og således indarbejde en zonerings der omfatter hele feltet, er det nødvendigt at fastlægge sammenhængen mellem de målte bjergartsparemetre og det respons som de forskellige borehulslogs giver. Det omfattende analyseprogram i forbindelse med PRIORITY projektet har gjort det muligt at etablere en ganske præcis kerne-til-log korrelation, således at borehulsloggene kan bruges til at sætte tal på porøsitet, permeabilitet, lerindhold og oliemætning.

Stratigrafisk ramme

Den første fase i etableringen af en reservoirzonering har været at få lavet en stratigrafisk ramme som muliggør korrelation af samtidige aflejringer inden for reservoirintervallet. Den oprindelige lithostratigrafi opdeler intervallet i tre formationer (Tuxen, Sola og Rødby i Figur 4), hvoraf de to nederste, Tuxen og Sola Formationerne, begge indeholder markante skiferenheder (Munk Marl, Fischschiefer og Albien Skifer i Figur 4). Detaljeret biostratigrafi baseret på kernemateriale fra især Nord Jens-1 boringen har gjort det muligt vha. mikro-

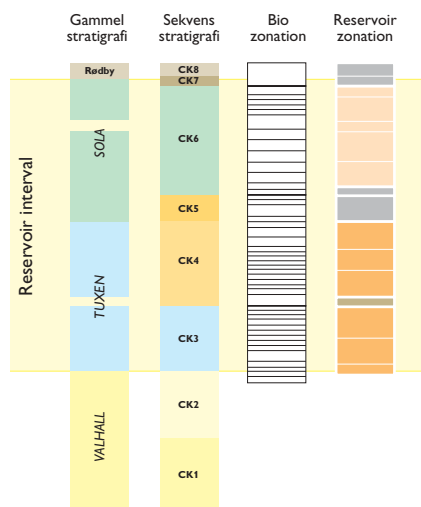


Figur 3. Figuren viser korrelationen af seks borer fra Valdemar området og for hver boring er der afbildet tre forskellige kurver. Kurverne er fremkommet som et resultat af en række borehuls-målinger eller logs, der er optaget ved at sænke instrumenter ophængt i kabler ned i borehullet, og så måle bjergarternes egenskaber med faste mellemrum. GR loggen (rød kurve) måler den naturlige radioaktivitet i formationen og er et udtryk for hvor meget ler der er tilstede i reservoirbjergarterne. NPHI og RHOB (blå og sorte kurver) loggene afspejler variationen i bjergarternes porøsitet. De intervaller, hvori der er taget kerner, er markeret med sorte streger til højre for log-kurverne. På baggrund af sedimentologiske og biostratigrafiske undersøgelser af kernemateriale fra Nord Jens-1 boringen er der etableret en sekvensstratigrafisk opdeling af reservoirintervallet – aflejningssekvenserne er betegnet CK1–CK8. Sekvensopdelingen af kernen er herefter overført til genkendelige udslag på log-kurverne, og ved at sammenligne log-mønstrene i de forskellige borer har det været muligt at udbrede den sekvensstratigrafiske inddeling til de øvrige borer inden for Valdemar området. I de sidstnævnte borer er reservoirintervallet nemlig kun taget boreprøver (kerner) i begrænset omfang, eller også er der slet ingen kerner taget.

Nord Jens-1 boringen grundlaget for en sekvensstratigrafisk opdeling af reservoirintervallet i seks aflejningssekvenser (CK3–CK8 i Figur 4).

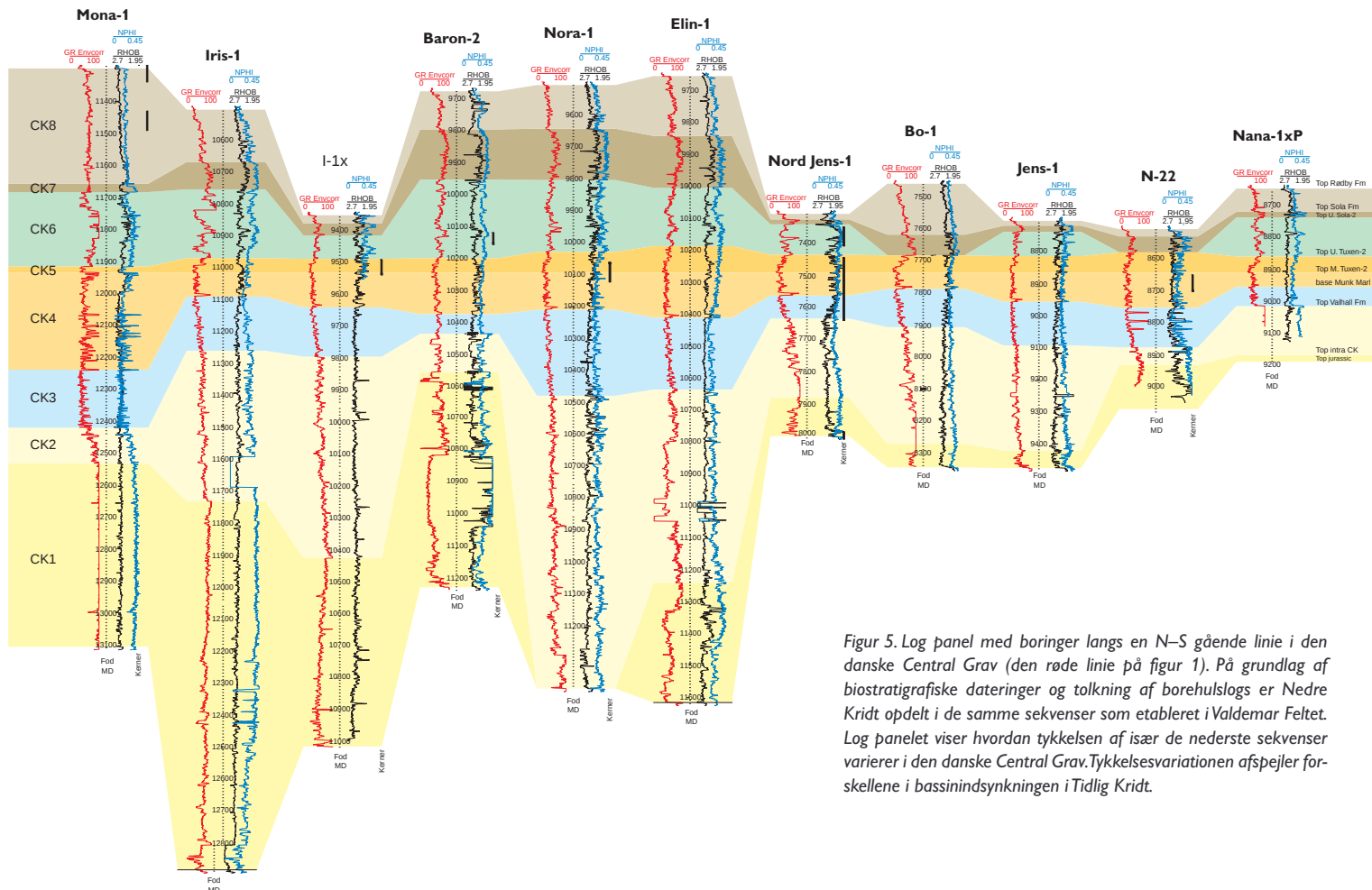
På grundlag af tolkning af borehulslogs fra borer uden kerner har det været muligt at udvide den sekvensstratigrafiske inddeling til først at dække hele Valdemar området (Fig. 3) og siden den øvrige del af den danske Centralgrav (Fig. 5).

Den sekvensstratigrafiske metode er beskrevet i GEOLOGI - Nyt fra GEUS (nr. 1, 1998). Det væsentlige, i forbindelse med reservoirundersøgelserne af Valdemar Feltet er, at hver af de seks aflejningssekvenser (CK2–CK8) repræsenterer tidsmæssigt afgrænsede enheder, således at alle aflejringerne i f.eks. sekvens CK5 er ældre end aflejringerne i CK6 men yngre end aflejringerne i CK4 (se Figur 3 og 5). De flader, der adskiller sekvenserne (sekvensgrænser) er således tidslinier, der gør det



fossiler (planktoniske og bentske foraminiferer) samt nannofossiler (planktoniske alger) at opdele reservoirintervallet i 40 lokale biozoner (Fig. 4). Denne biostratigrafiske zonerings danner, sammen med sedimentologiske undersøgelser af kernemateriale og tolkning af borehulslogs fra

Figur 4. Korrelationsskema visende sammenhængen mellem de forskellige stratigrafiske inddelinger og reservoirzoneringen. Reservoir intervallet består af to lithostratigrafiske enheder (Tuxen og Sola Formationerne) og seks aflejningssekvenser (CK1–CK8). Den biostratigrafiske opløsning er betydeligt bedre, og det er muligt at opstille 40 lokale zoner. Der er således flere biostratigrafiske zoner repræsenteret i hvert af de 14 reservoirzoner, som er defineret.



Figur 5. Log panel med borer langs en N-S gående linie i den danske Central Grav (den røde linie på figur 1). På grundlag af biostratigrafiske dateringer og tolkning af borehulslogs er Nedre Kridt opdelt i de samme sekvenser som etableret i Valdemar Feltet. Log panelet viser hvordan tykkelsen af især de nederste sekvenser varierer i den danske Central Grav. Tykkelsesvariationen afspejler forskellene i bassinindsunkningen i Tidlig Kridt.

muligt, at korrelere mellem borerne og dermed kortlægge evt. forskelle i facies, lerindhold og reservoir egenskaber i sedimenten af en given alder.

Sedimentologi

Som det kan ses af Figur 3 så er forskellige dele af reservoirintervallet kernet i Nord Jens-1, Valdemar-2P og Valdemar-1P borerne. Den bedste kernerdekninger findes i Nord Jens-1 boringen, så derfor er denne boring brugt som reference boring i dette studie. Det gennemborede interval består hovedsagligt af meget finkornede kalkholdige sedimenter, der på grundlag af visuel bedømmelse af lerindholdet kan inddeles i seks sedimentære facies, spændende fra næsten rene, meget finkornede kalksten til næsten rene lerskifer. Sedimenterne er aflejret på relativt dybt vand.

Figur 6 viser et eksempel på en sedimentologisk beskrivelse af intervallet 7490

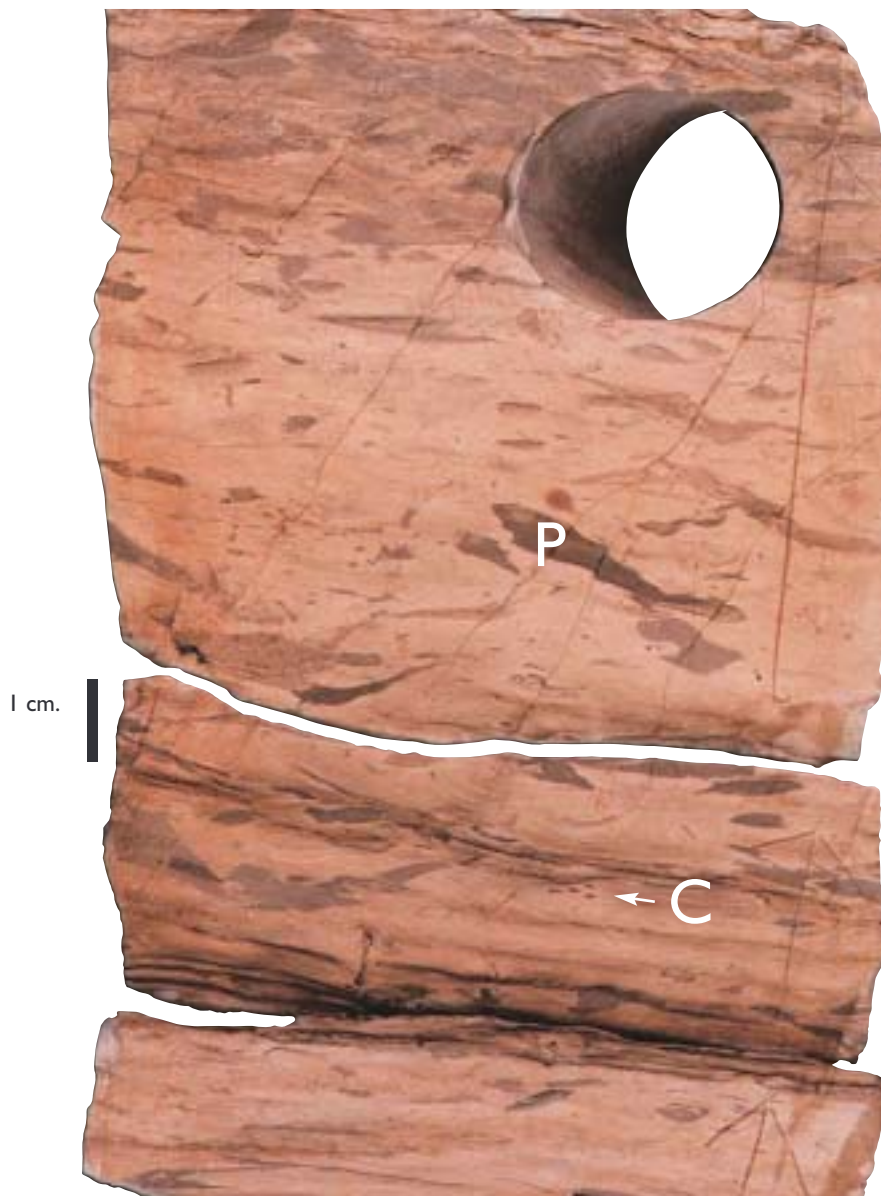
–7503 fod i Nord Jens-1 boringen. Som det fremgår af beskrivelsen er de enkelte lag sjældent mere end 100 cm tykke og af varierende lithologi, hvilket giver en meget høj grad af vertikal variabilitet i reservoiret. Det viste interval illustrerer den bedre del af reservoiret, domineret af merglede og rene kalksten (blå), der i varierende grad er gennemgravet af bundlevende dyr (Fig. 7), mens mere lerede bjergartstyper (grønne) i denne del er sjældne. Undersøgelse af de kalkrige sedimenter i Scanning Elektron Mikroskop (SEM) under forstørrelser på op til 5000–10000 gange, giver mulighed for at undersøge opbygningen af bjergartens korn, og viser at kalken stammer fra planktoniske alger, coccolith (Fig. 8). De mest kalkrige intervaller begynder således at minde om de yngre skrivetkridtaflejringer, men i Tidlig Kridt tid udgjorde de rene kalksten kun en forsvindende del af sedimenterne. Figur 9 er et eksempel på en sedimentolo-

gisk beskrivelse af intervallet 7445–7457 fod i Valdemar-1P boringen (se Fig. 3). Dette interval er, i modsætning til det foregående eksempel, domineret af mere lerrige sedimenter (grønne) med dårlige reservoir egenskaber. Det udvalgte interval viser overgangen fra toppen af reservoiret til den overliggende forseglende lerskifer. Som det ses på Figur 10 og 11 er disse bjergarter meget forskellige fra de mere porøse merglede kalksten, både i kerne materiale og under stor forstørrelse. Lerskiferne er således fint laminerede, idet de blev aflejret under iltfattige bundforhold uden en bundfauna til at gennemgrave og forstyrre sedimenterne.

Reservoiregenskaber

De to væsentligste størrelser til beskrivelse af en bjergarts reservoir egenskaber er porøsitet og permeabilitet (gennemstrømlighed) (se boks side 9). Målingerne udføres på små, 5 cm lange prøver (plugs) med

Olieboring i Nordsøen. Billedet er taget fra boreplatformens dæk og viser blandt andet borestrengen der gennembryder havoverfladen under platformen. Foto: Dave Jutson

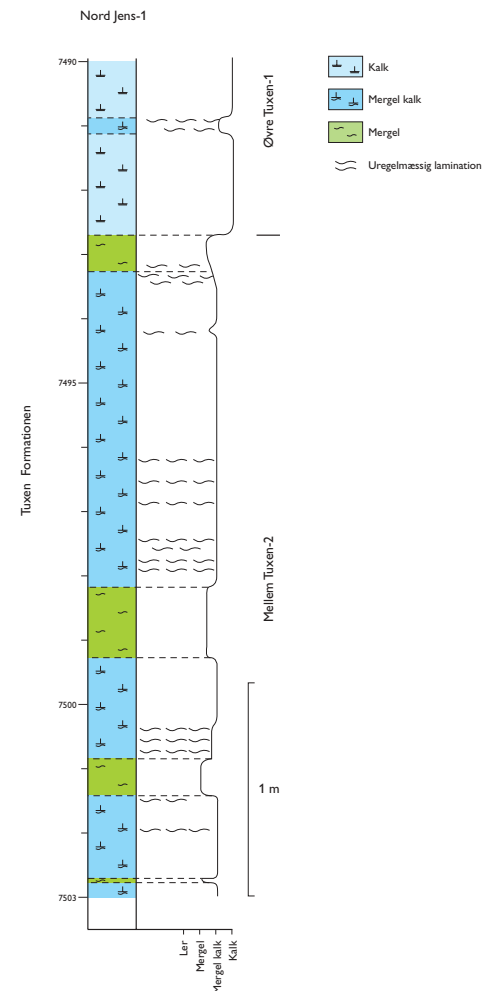


Figur 7. Gennemskåret borekerne fra Nord Jens-1 boringen visende lyse, kalkrige lag vekslede med mørke mergel lag. Sedimentet er bioturberet af dyr, der søgte efter føde i den øverste del af kalkslammet. Dyrenes aktivitet ses som forskellige typer gravegange spændende fra små, 1–2 mm i diameter (C: Chondrites) til store irregulære (P). Det mørke cirkulære område øverst til højre er et hul, der viser hvor der er boret prøve-materiale ud af kernen.

en diameter på 2,5 cm, der bores ud af borekernen (se Figur 7 og 10). En tredje vigtig målbar enhed i forbindelse med Valdemar reservoiret er lerindholdet i kalkstenene.

Kerneanalyserne viser at der er en direkte sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet (Fig. 12), således at faldende porøsitet medfører faldende permeabilitet. For

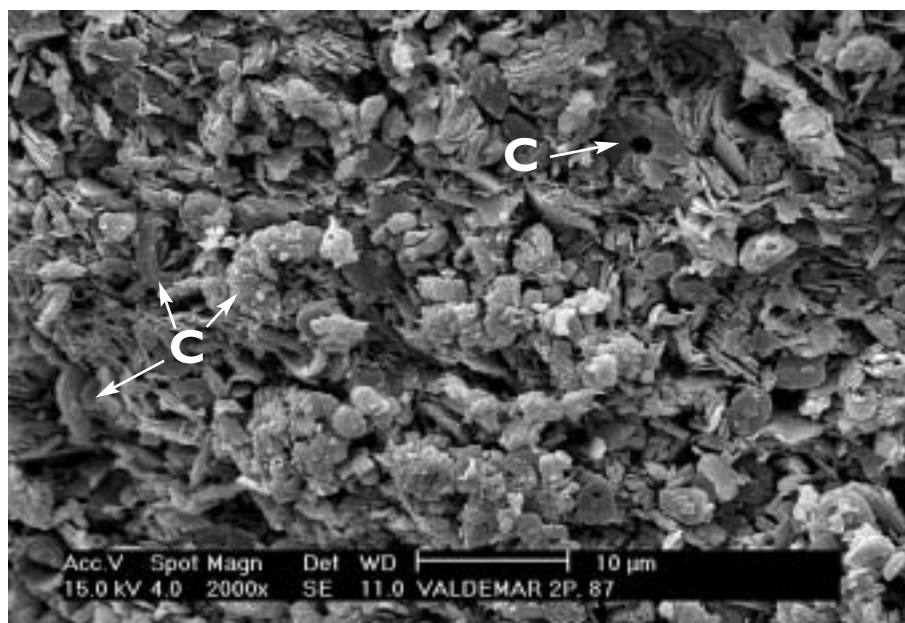
at have et sammenligningsgrundlag er resultaterne af porøsitets- og permeabilitetsmålinger i kalk af Sen Kridt og Danien alder fra de danske kalkfelter også plottet. De udviser også en direkte relation mellem porøsitet og permeabilitet, men for en given porøsitetsværdi er permeabiliteten højere i kalken end i Nedre Kridt sedimenterne, så kalken er en bedre reser-voirbjergart.



Figur 6. Sedimentologisk beskrivelse af kerneintervallet fra 7490–7503 fod i Nord Jens-1 boringen. Denne del af boringen viser overgangen mellem reservoir zonerne Mellem Tuxen-2 og Øvre Tuxen-1 (se Figur 16), som er karakteriseret af et skift fra overvejende merglet kalk til mere rene kalkbjergarter. Den sedimentologiske log er en grafisk repræsentation af bjergarten, og Figur 7 viser, hvorledes bjergarten ser ud i intervallet omkring 7498 fod.

Sammenholder man lerindholdet i kalkstenene med porøsiteten viser det sig, at der med god tilnærmelse er en lineær sammenhæng mellem disse to egenskaber, således at stigende lerindhold betyder faldende porøsitet. Kerneanalyserne angiver en opdeling af Nedre Kridt sedimenterne i to grupper, der repræsenterer hhv. den nedre (Tuxen) og den øvre del (Sola) af reservoiret (markeret med gule og røde

Figur 8. Billede optaget med (SEM) scanning-elektron-mikroskop af en merget kalk fra Nedre Kridt. Billedet er taget med 2000x forstørrelse og viser opbygningen af bjergarten. Hovedkomponenten er coccoliter og coccolit-fragmenter (C) med lerpartikler jævnt fordelt i matrix. Coccoliterne har siddet som skjolde på overfladen af en omtrent kugleformet havalge, der har levet i Kridttids havet. Langt de fleste coccoliter er nedbrudt til enkeltkrystaller med en størrelse på 1–2 µm og danner sammen med de øvrige coccolitfragmenter den egentlige bjergart. Det fremgår også tydeligt, hvor små de enkelte porer er, og hvor snørklet det porøse netværk er i kalksten af denne type.

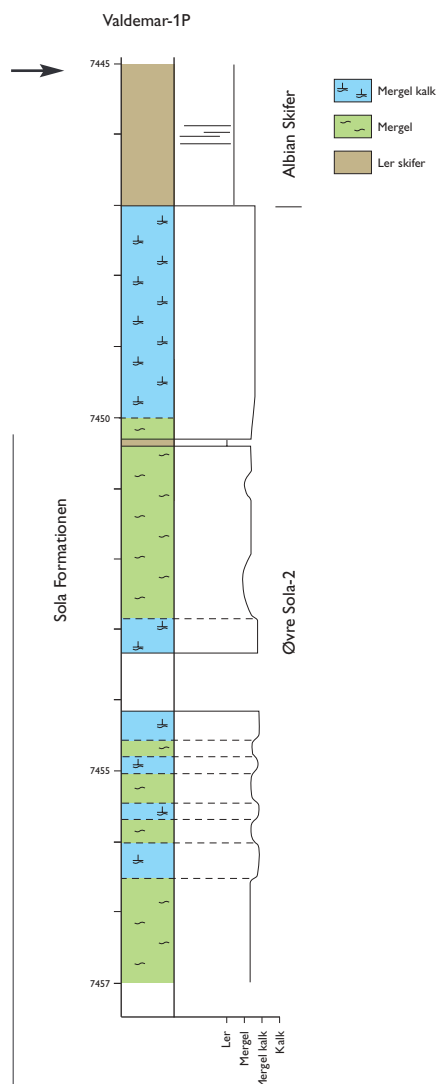


punkter på Figur 13). For den nedre del af reservoiret (Tuxen) gælder det generelt at olien produceres fra zoner, der har en porositetsværdi på over 25% og et lerindhold på mindre end 20%, mens det for den øvre del af reservoiret (Sola) gælder at der kan produceres fra enheder med højere lerindhold.

Udover høj porøsitet og permeabilitet kræver en produktion fra et reservoir en relativt høj oliemætning. – Bjergartens oliemætning er et udtryk for, hvor stor en del af porene der er fyldt med olie. I en bjergart med 60% mætning er porene således fyldt med en blanding af 60% olie og

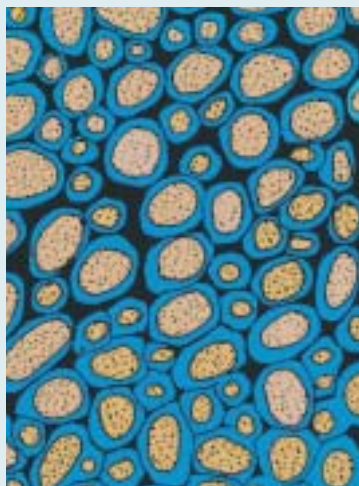
Figur 9. Sedimentologisk beskrivelse af kerneintervallet fra 7445–7457 fod i Valdemar-1P boringen. Denne del af boringen viser overgangen mellem reservoir zonerne Øvre Sola-2 og Albien Skifer (se Figur 16), som er karakteriseret af et skift fra overvejende merget kalk til lerskifer. Kalken i den øverste del af Øvre Sola-2 er generelt mere lerrig end kalken i den øverste del af Mellem Tuxen-2 (se Figur 6). Albien Skifer zonen betragtes som en del af den forsegende lerpakke over reservoiret.

40% vand. Mængden af olie i bjergarten bestemmes ud fra log data (modstandsmålinger). Olie er i modsætning til vand



Porøsitet og Permeabilitet

En bjergarts porøsitet er et udtryk for mængden af hulrum mellem sedimentkornene, og er dermed et udtryk for hvor stor et rumfang, der muligvis kan være fyldt med olie, gas og vand (en del af hulrummene i et olie-felt vil være delvis fyldt med vand). Permeabiliteten er et mål for bevægeligheden af den væske, der er i porene. I et sediment med høj permeabilitet (f. eks. strandsand) vil væsken hurtigt og næsten frit strømme igennem, mens i et lavpermeabelt sediment (f. eks. moræneler) vil væsken have svært ved at flytte sig. – Vi kender det fra de "tørre sandjorde" i Vestjylland, hvor vandet løber lige igennem, i modsætning til de fede lerjorde på Sjælland, hvor vandet bliver holdt tilbage i længere tid.





Figur 10. Gennemskåret borekerne fra et af de lærige intervaller i Nord Jens-1 boringen. Den meget fine, uforstyrrede lamination viser at sedimentet ikke har været forstyrret af gravende organismer. Dette tyder på at sedimentet blev aflejret mens der herskede iltfattige forhold på havbunden. Denne bjergartstype har dårlige reservoiregenskaber.

ikke elektrisk ledende og oliefyldte intervaller vil udvise højere modstand end vandfyldte intervaller. På baggrund af et detaljeret kendskab til borehulsforholdene er det muligt at bestemme hvor stor en andel olie der findes i reservoiret (Fig. 14). Fyldning af et reservoir sker ved fortrængning af det oprindelige vand i porerne. Fortrængningen af vand med olie er afhængig af mængden af tilført olie, varigheden af olietilførselen samt af trykforhold og porestørrelse i bjergarten. I Valdemar Feltet er oliefordelingen ikke jævnt for-

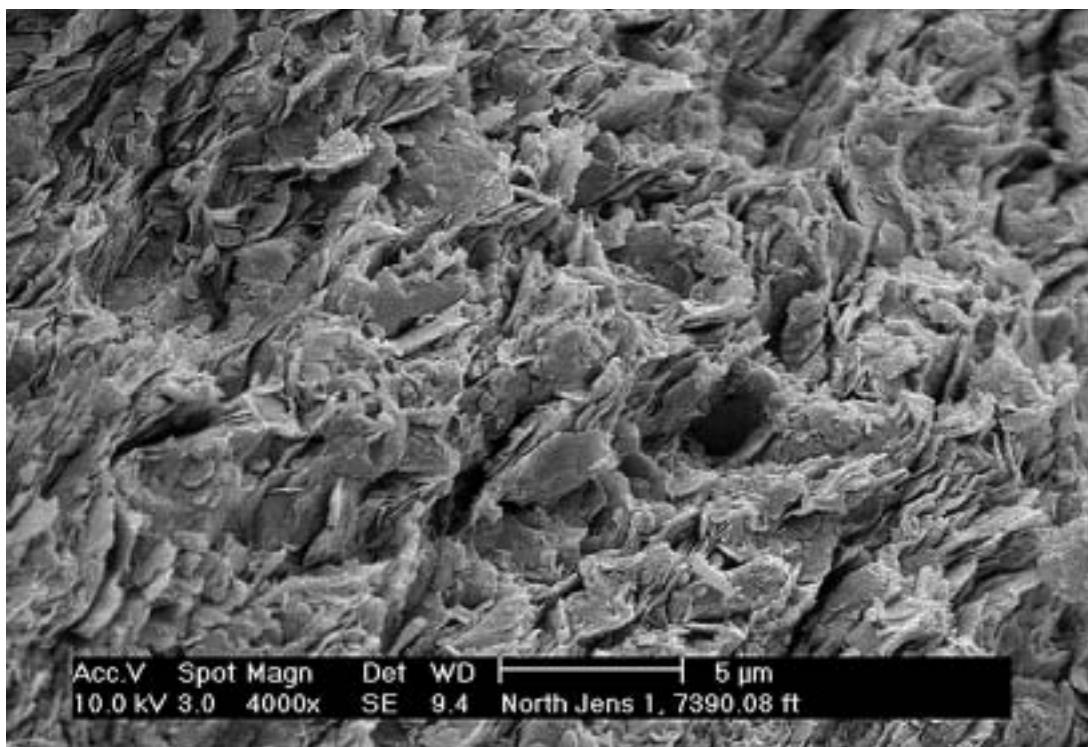
delt, men udviser en stigende oliemætning mod den vestlige del af feltet. Desuden er der lokale variationer i feltet, der skyldes oliens komplicerede migrationsveje (pga. forkastningsbarriere) ind i feltet. Geokemiske analyser af olien i Valdemar Feltet viser at der er tale om en meget sammen-sat olie der kan stamme fra flere forskellige steder i Central Graven. Sammenholdes de geokemiske analyser af olien med oliemætningen i feltet forventes olien at stamme fra området vest eller nordvest for Valdemar Feltet.

Når først olien er kommet ind i bjergarten "hænger" den fast i porerne og er vanskelig at trække ud igen. Produktionen af olie er nemmest fra bjergarter med store porer og høj oliemætning, men en større eller mindre del af olien efterlades altid i bjergarten. Denne rest betegnes residual mætning og svarer i Nedre Kridt sedimenterne til en oliemætning på 40–50%. Dette betyder at det kun er muligt at producere olie fra de dele af reservoiret, hvor oliemætningen er betydeligt højere end 50%, typisk reservoir enheder hvor oliemætningerne er over 60–70%. Til sammenligning kan nævnes at residual mætningen i Øvre Kridt kalk er så lav som 5–10%; i disse reservoirer kan produktionen derfor ske fra intervaller med lavere oliemætning, typisk ned til 30%.

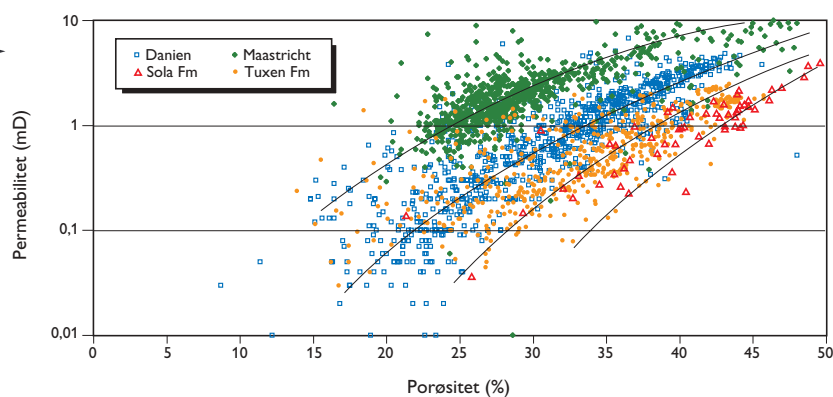
Fra kerne til log

Porøsitet og lerindhold i en gennemboret bjergart kan beregnes temmelig præcist ud fra borehulslogs ved at normalisere logværdierne. – Normalisering af logværdierne foregår ved at sammenligne logværdien i en given dybde med målte værdier af porøsitet eller ler i kernen. Jo flere kernemålinger man har til rådighed, jo mere præcist kan man finde sammenhængen mellem logværdier og målte værdier. I PRIORITY projektet har vi analyseret ca. 250 prøver. Lerindholdet i bjergarten kan beregnes ud fra gamma ray loggen, der er normaliseret efter den uopløselige rest målt på kernemateriale. Porøsiteten beregnes ved hjælp af bl.a. densitets- og neutron-loggen der er justeret efter kernemålinger. Ved at kombinere forskellige borehulslogs er det således muligt at beregne både lerindhold og porøsitet i de

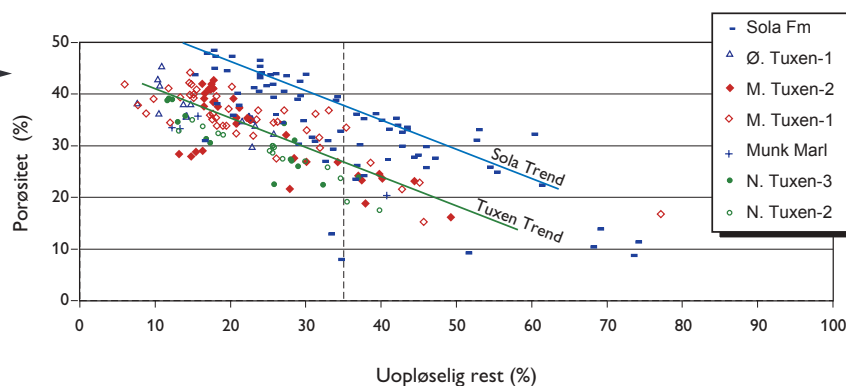
Figur 11. Scanning-elektron-mikroskop billede af en lersten fra Nedre Kridt. Billedet er taget med 4000x forstørrelse og viser hvordan lerpartiklerne er presset sammen til en lagdelt tekstur. De enkelte lerpartikler er presset væk fra deres oprindelige position og porøsiteten er hovedsagelig relateret til porerne mellem de enkelte lerflager.



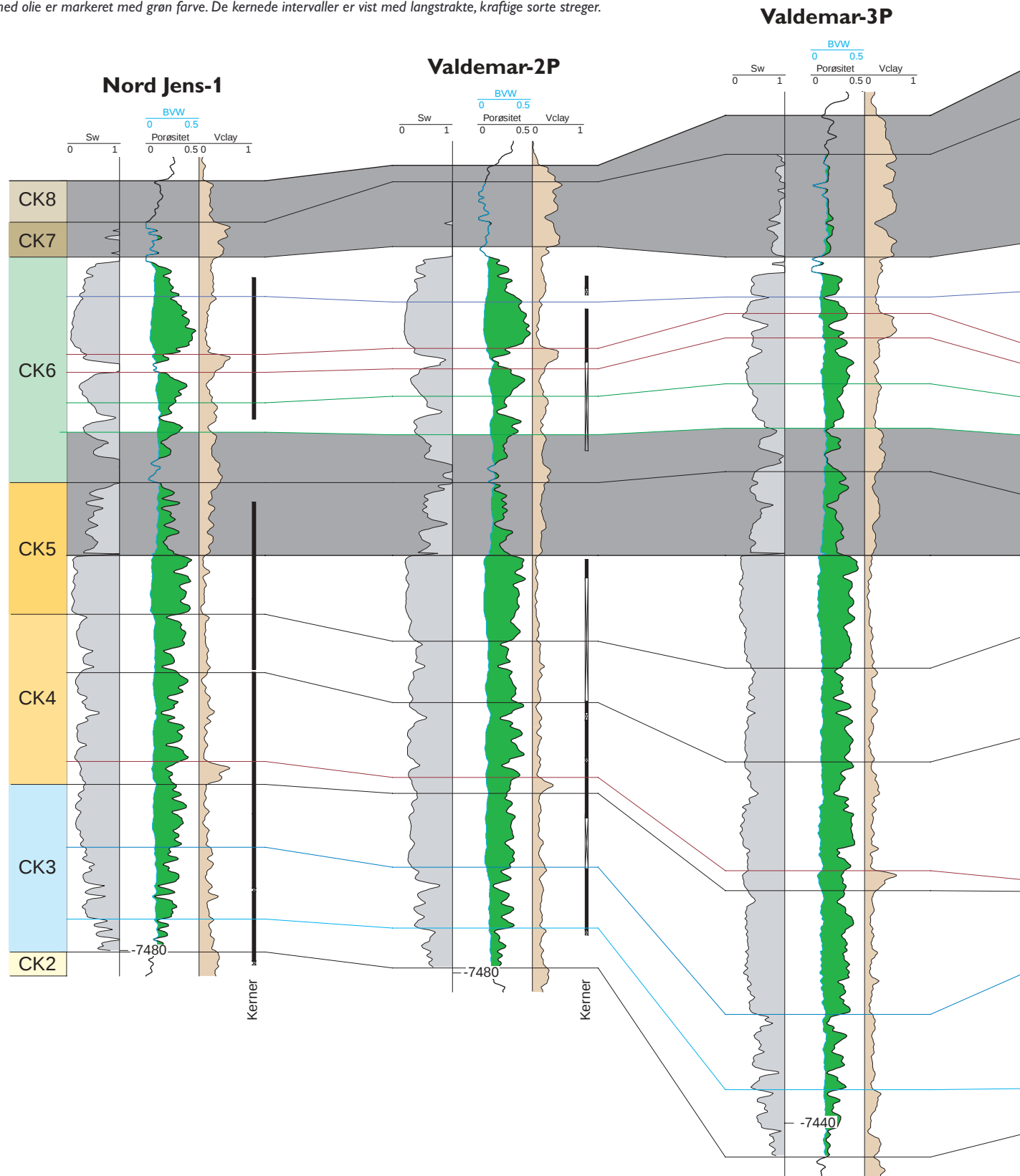
Figur 12. Krydsplot mellem porøsiteter og permeabiliteter målt på små kerneprøver (plugs). Data fra nedre Kridt reservoirerne (Sola og Tuxen Formationerne) er sammenlignet med data fra Danien–Maastrichtien kalk. Det ses at faldende porøsitet medfører faldende permeabilitet, men for en given porøsitetstværdi (f.eks. 30%) har Nedre Kridt sedimenterne en væsentlig lavere permeabilitet (eller gennemstrømmelighed) end Danien–Maastrichtien kalk. Den lavere permeabilitet skyldes bl.a. et højere lerindhold, og Nedre Kridt kalk har således ringere reservoir egenskaber sammenlignet med Øvre Kridt kalk.

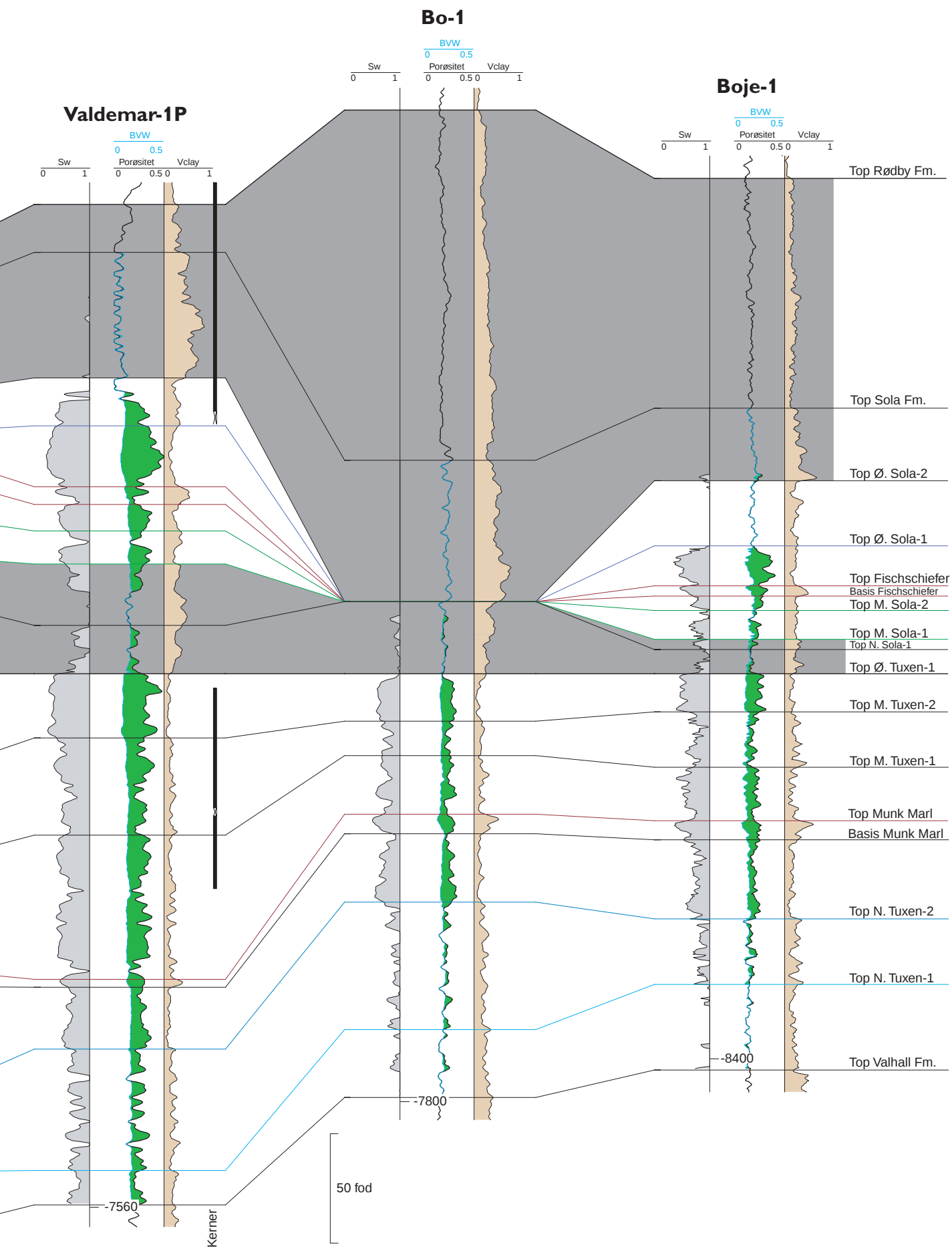


Figur 13. Figuren viser sammenhængen mellem lerindholdet og porøsiteten i kalkstenene. Der er en lineær sammenhæng mellem de to egenskaber, således at stigende lerindhold betyder faldende porøsitet. Denne karakteristiske relation afspejler de oprindelige aflejningsforhold, idet stigende lerindhold resulterer i ændring af bjergartens tekstur. Kerneanalyserne angiver en opdeling af Nedre Kridt sedimenterne i to grupper, der repræsenterer henholdsvis den nedre (Tuxen) og den øvre del (Sola) af reservoiret. For den nedre del af reservoiret (Tuxen) gælder det generelt at olien produceres fra zoner, der har en porøsitetstværdi over 25% og et lerindhold på mindre end 20%, mens det fra den øvre del af reservoiret (Sola) gælder at der kan produceres fra enheder med højere lerindhold.



Figur 14. Aflejningssekvenserne CK2–CK8 er her blevet yderligere underinddelt, og der er etableret i alt 16 såkaldte reservoir-zoner. Zonerne med grå farve markerer barrierelag, og der foregår således ikke nogen strømning på tværs af disse lag. De øvrige zoner udgør de egentlige reservoirlag, der indbyrdes varierer med hensyn til reservoirkvalitet og -egenskaber. Reservoiregenskaberne fremgår af de tolkede borehulslogs, der er afbildet som kurver. Lerindholdet er vist med brun farve i det højre spor, mens oliemætningen (lys grå) er vist i det venstre spor. Variationen i porøsitet er vist i det midterste spor, og den del af porerummet der er fyldt med olie er markeret med grøn farve. De kernede intervaller er vist med langstrakte, kraftige sorte streger.





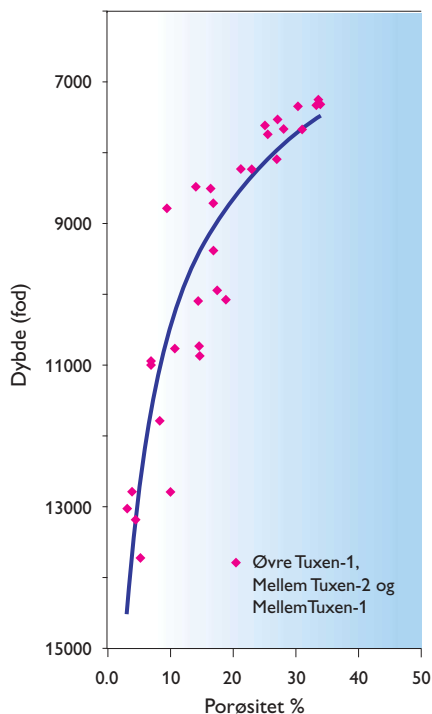
Reservoir enheder	Tykkelse fod	Facies	Heterogenitet		Log data				Kerne data		N/G forhold log/kerne	Por/IR forhold pr. 10% IR	Reservoir kvalitet
			lag/m	flaser/m	Skifer vol. %	Porøsitet %	Por/dybde forhold p.u./100 m	Høj porøsitet	Porøsitet vertikale brønde	Porøsitet horisontal brønd			
Rødby	6 2-48		ukendt	ukendt	ukendt	14 0-23 UB	ukendt	-	ukendt	ukendt	0.0/0.0	-	Dårlig
Albian skifer	12 5-19		ukendt	ukendt	ukendt	8 0-25 B	ukendt	-	17 9-23	ukendt	0.0/0.0	-4	Dårlig
Øvre Sola-2	6 0-9		1,50	1,35	30 10-68	24 0-40 T	6	-	35 8-44	ukendt	0.6/0.6	-5	Rimelig
Øvre Sola-1	8 0-8		0,57	1,14	20 8-52	40 11-50 B	3	-	42 30-50	ukendt	0.8/1.0	-5	God
Fischschiefer	2 0-3			lamineret	48 24-68	22 11-38 T	ukendt	-	32 18-43	ukendt	0.0/0.0	-3	Dårlig
Mellem Sola-3	3 2-5		1,35	lamineret	24 10-40	33 22-43 UB	6-9	(2H),(4H)	38 31-44	ukendt	0.8/1.0	-3 - -5	God
Mellem Sola-2	5 3-12		2,58	lamineret	29 12-51	27 7-42 B/T	6-15	-	30 23-34	ukendt	0.6/-	-	Rimelig
Mellem Sola-1	6 0-8	Ingen data			35 10-74	21 8-38 B	6-12	-	ukendt	ukendt	0.3/0.0	-	Dårlig
Nedre Sola-1	8 0-9		0,87	0,57	25 12-48	24 8-33 B	6-9	3H	28 20-36	23 18-32	0.6/0.5	-6	Dårlig
Øvre Tuxen-1	8 4-10		0,36	1,32	11 0-25	35 27-48 U	6-9	(1H), 3H	37 17-45	30 22-36	1.0/1.0	-7	Meget god
Mellem Tuxen-2	8 5-12		0,84	3,12	16 5-25 (47)	30 14-41 B	6	3H	32 14-45	35 24-48	0.8/0.6	-4	Rimelig
Mellem Tuxen-1	9 7-18		1,05	0,33	15 6-30	33 15-40 U	3-9	3H	36 14-44	37 23-48	0.9/0.9	-7	God
Munk Marl	2 1-3			lamineret	30 9-62	30 27-35 U	3-6	2H, 3H	27 20-42	ukendt	?	?	Dårlig
Nedre Tuxen-3	9 8-12		0,45	0,33	14 4-27	30 22-40 U	6	2H, 3H	32 15-46	25/31/43 17-47	1.0/0.9	-7	God
Nedre Tuxen-2	10 7-18		0,57	1,14	18 10-33	25 12-33	3-6	(1P), 2H	31 14-45	ukendt	0.8/0.7	-6	Rimelig
Nedre Tuxen-1	6 4-12		1,50	0,51	21 14-34	23 14-27 B/T	3	1P	23 14-36	ukendt	0.8/0.6	-5	Dårlig

Åsgard

Kalk
Merglet kalk (lav IR)
Merglet kalk (høj IR)
Kalkholdig mergel
Lerrig mergel
Ler skifer
Kalk konglomerat

U: Unimodal
B: Bimodal
T: Trimodal
1P, 1H–4H: Brønd navne

Figur 16. Opdeling af Valdemar Feltets reservoirbjergarter baseret på forskelle i porøsitet, permeabilitet og lerindhold. Data af betydning for reservoirkvaliteten er både angivet på baggrund af undersøgelser af kernemateriale og på baggrund af evaluering af borehulslogs. I kolonnen længst til højre er kvaliteten af den enkelte reservoirzone angivet på en firetrins skala fra meget god til dårlig. Zoner med betegnelsen "dårlig" udgør interne barrierer i reservoiret samt den nederste del af seglet (Albian Skifer og Rødby). Den relative fordeling af sedimentære facies i de enkelte reservoirzoner er baseret på observationer i Nord Jens-1 boringen.

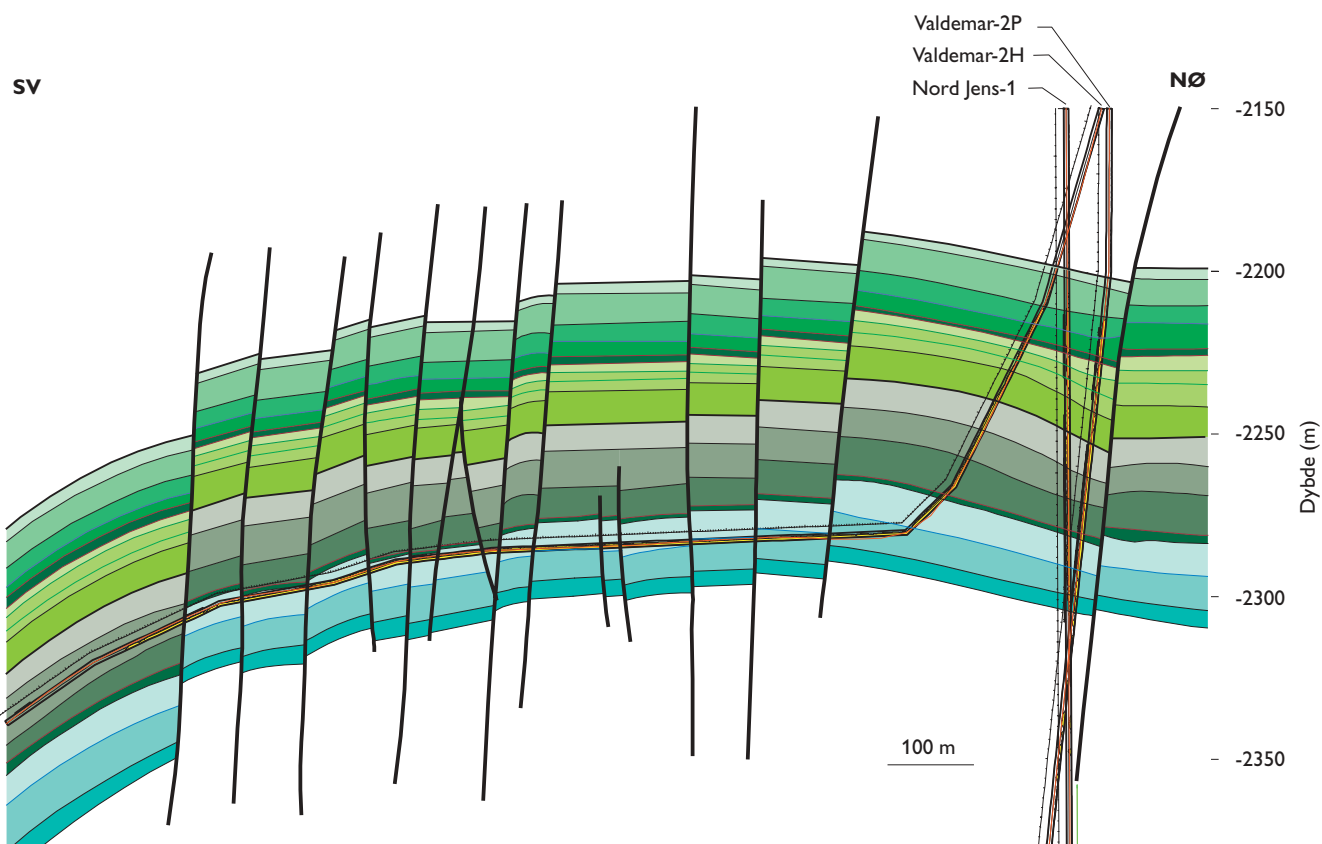


Figur 15. Porøsiteten formindskes med dybden som følge af trykket og vægten fra de overliggende bjergarter. Figuren viser hvordan porøsiteten af Nedre Kridt kalken varierer regionalt, dvs. data stammer ikke kun fra Valdemar Feltet, men der er også indtaget data fra andre steder i den danske del af Central Graven, hvor Nedre Kridt kalk er påvist i borerne. Porøsiteterne er bestemt ud fra tolkning af borehulslogs. Når dybden bliver større end ca. 3000 m (10.000 fod), bliver porøsiteten så lav, at Nedre Kridt kalken ikke længere er interessant i forbindelse med olieeffterforskning.

dele af borerne, hvor der kun findes log data.

Log data viser, at der er en sammenhæng mellem reservoirgenskaber og begravesdybde (Fig. 15). Jo dybere Nedre Kridt sedimenterne er begravet, jo mindre porøse er de. Dette er en sammenhæng der

gælder for de fleste sedimenter, men graden af porøsitetsformindskelse med dybden varierer fra bjergart til bjergart. Porøsitetsformindskelsen med begravesdybden er primært afhængig af vægten af de overliggende bjergarter. I forbindelse med porøsitetsformindskelsen presses porevæsken ud af bjergarten og denne presses opad til lavere trykforhold. Ofte forhindres porevæsken i at forsvinde ad tætte lerlag på toppen af lagserien. Dette medfører at porevæsken forbliver i bjergarten og dermed forhindrer en yderligere porøsitetsreduktion. Trykket i disse zoner vil være betydeligt højere end i bjergarter med fri væskebevægelse. I Valdemar Feltet er poretrykket 5000 psi (340 bar), hvilket er 1800 psi (120 bar) højere end hvis der var fri væskebevægelse. Porøsiteten i feltet er derfor unaturligt høj. For Nedre Kridt sedimenterne generelt gælder at de ved begravesdybder på mere



Figur 17. Reservoirzoneringen i Nedre Kridt kan følges over hele Valdemark Feltet og ved hjælp af den detaljerede biostratigrafiske opdeling og logtolkning er det muligt at lave geologiske profiler langs de horisontale borer. Figuren viser den geologiske model for Valdemark Feltet langs den horisontale boring Valdemark-2H. På baggrund af den detaljerede biostratigrafiske opdeling er det muligt at placere boresporet forholdsvis nøjagtigt i et stratigrafisk interval og sammenholdt med log-informationer er det muligt at definere forsætninger langs forkastninger.

end ca. 3000 m er så tætte, at de ikke er interessante i forbindelse med olieefterforskning.

Den endelige zoner

Ved at kombinere resultaterne af alle de nævnte metoder er det muligt at opdele reservoirintervallet i Valdemark Feltet i 16 reservoirzoner (Fig. 16). De enkelte zoner varierer i tykkelse fra 2-10 m i de undersøgte borer (Fig. 16). De er internt heterogene, dvs. de består af forskellige sedimenttyper, der hver især har karakteristiske reservoir egenskaber, men som gennemsnitsbetragtning adskiller den enkelte zone sig fra den underliggende og overliggende zone. I Figur 16 er de vigtigste reservoirparametre opsummeret, ligesom fordelingen af sedimenttyper inden for de enkelte zoner er angivet. Kvaliteten af de enkelte zoner er vurderet på en 4-trins skala fra dårlig til meget god. Zoner med dårlige reservoir egenskaber og en passende tykkelse fungerer som permeabilitets-

barrierer eller segl, og på den baggrund kan reservoirintervallet deles op i to reservoirenheder adskilt af en intern barriere omfattende zonerne Nedre Sola-1 og -2. Munk Marl zonen har også dårlige reservoir egenskaber, men på grund af den begrænsede tykkelse er det tvivlsomt om den danner en intern barriere, og dermed en yderligere stratigrafisk opdeling af reservoirintervallet. Zonerne benævnt Albi-Skifer og Rødby danner topforseglingen på reservoiret.

Zoneringen kan følges over hele Valdemark Feltet og ved hjælp af den detaljerede biostratigrafiske opdeling og logtolkning er det muligt at lave geologiske profiler langs de horisontale borer (Fig. 17). Reservoirzoneringen kan ligeledes følges i store dele af den danske Centralgrav, men reservoir egenskaberne ændrer sig lateralt.

Sprækket kortlægning – nøglen til en bedre feltforståelse?

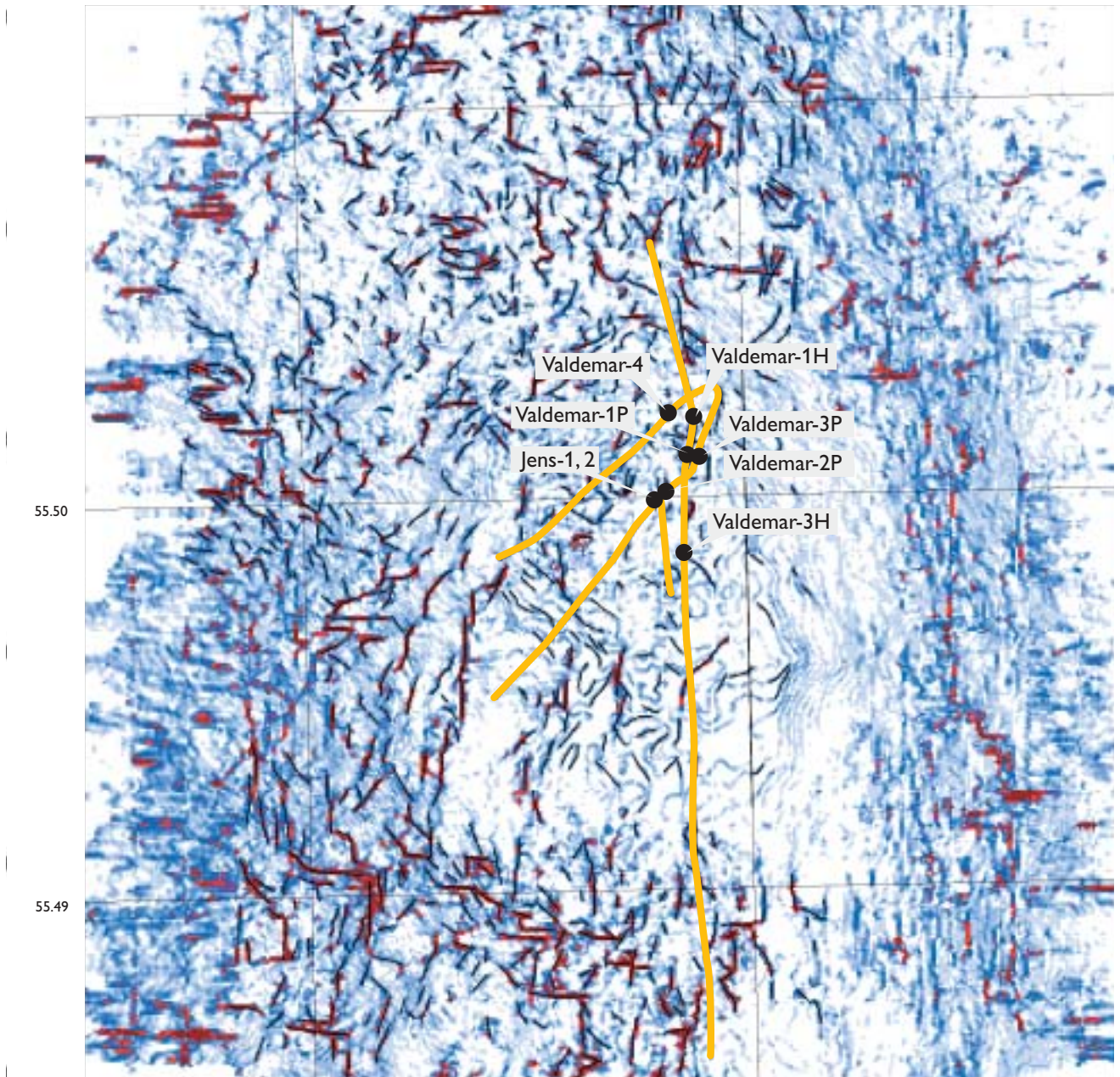
Kortlægningen af sprækker og forkastninger i Valdemark området er sket ved en række forskellige metoder, der hver især giver et indblik i én og kun én størrelsesorden af strukturer. Den overordnede forståelse af Valdemark områdets strukturelle udformning er derfor afhængig af hvilke informationer man har adgang til og hvordan man er i stand til at sammenfatte resultaterne fra de forskellige metoder.

Den strukturelle udvikling for Valdemark Feltet vurderes ud fra tykkelseskort baseret på seismisk kortlægning og det regionale tektoniske mønster kan defineres ud fra de store forkastninger, der kan erkendes fra seismiske data (forskydningerne langs disse forkastninger skal være mindst 50 m for at kunne erkendes).

Mindre forkastninger langs et horisontalt

4.32

4.34



Figur 18. Gaussisk kurvatur kort af toppen af reservoirlaget på Valdemar Feltet. I områder hvor bjergarterne bliver udsat for stort tryk eller stræk vil de blive deformerede (folde og danne sprækker og forkastninger). Denne deformation kan resultere i krumning af bjergarten. Den helt lokale krumning af en lagflade kan beregnes som gaussisk kurvatur og høje værdier ses som blå og røde farver på kortet. De røde farver svarer til de højeste værdier. Lineamenter af høj gaussisk kurvatur tolkes som sprække- og forkastningszoner. På kortet er en række tolkede forkastninger indtegnet med sort.

borespor kan ses i det tilfælde hvor man har etableret en detaljeret biostratigrafi. Med en kendt tykkelse af de forskellige biozoner kan spring i de tidstypiske mikrofossiler når man krydser en forkastning omregnes til størrelsesordenen for

forsætningen lang forkastningen. Små forkastninger og sprækker under seismisk opløselighed kan kun ses ved hjælp af "image logs", der er istand til at vise små (ned til mm store) åbninger i borehulsvæggen. Med dette udstyr er det muligt at

kortlægge sprækkeorientering og tæthed som er en væsentlig information i forbindelse med produktionen af olie fra feltet. Åbne sprækker har større permeabilitet end selve bjergarten og vil derfor fungere som kanaler for olien. Supplerende oplys-



Gennemskåret borekærne. Kærnen er fra Adda-1 boringen. Billedet viser en hærtnet kalkhorizont i toppen af sekvens CK-3 (se Figur 4). På den uregelmæssige, hærtnede flade ligger et tyndt lag kalkkonglomerat og fint lamineret sort mergel.

ninger omkring sprækketyperne og eventuel fyldning kan findes i kernematerialet, men da både image-logs og kerne materiale kun findes i begrænsede intervaller må disse oplysninger overføres til feltskala ved hjælp af en frakturmodel. Denne model sammenholder det etablerede forhold mellem strukturel udvikling og forkastningsmønster samt forkastning og sprækkereelationen.

I Valdemar Feltet er det vanskeligt at kortlægge sprækkerne på grund af det store antal og den høje sprækketæthed. Sprækkkortlægningen præsenteres derfor ved hjælp af det mest detaljerede seismiske forkastningskort – Gaussian kurvaturkortet, der kan bruges som et billede på sprækkfordelingen (Fig. 18).

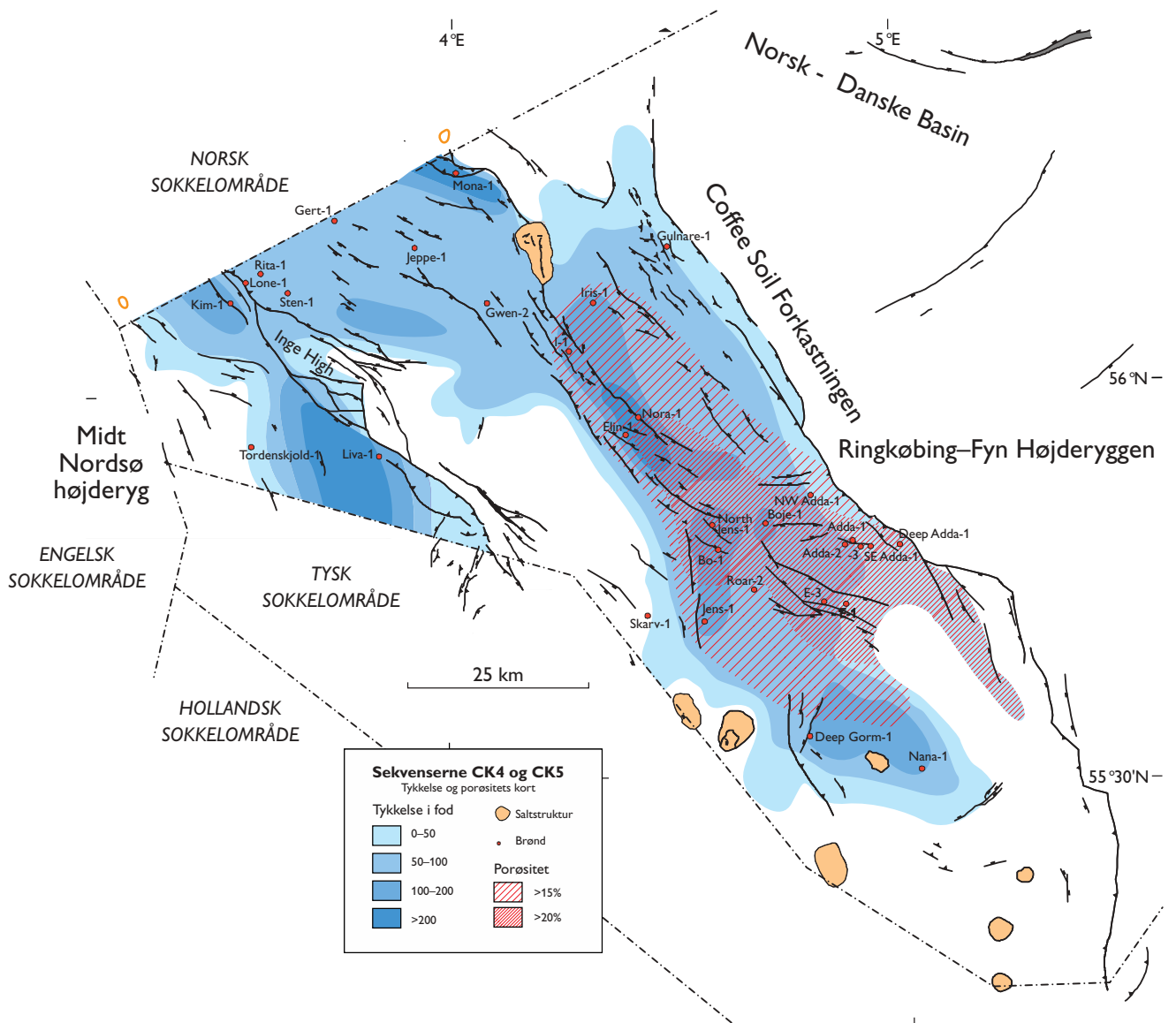
Forkastningers og sprækkers evne til at transportere eller blokere for olie eller vand afhænger dels af trykforholdene og orienteringen af forkastningerne og sprækkerne i feltet og dels af eventuelt fyld i sprækkerne. Sprækker i én retning kan være åbne, mens sprækker vinkelret på kan være lukket på grund af sammenpresning. Denne viden er vigtig i forbindelse med produktionen af olie, men er lige så vigtig i forbindelse med borehulsstabilitet da forsætninger langs de åbne sprækker kan skære borestammen over og dermed stoppe for olieproduktionen.

Sprækkemodellen for Valdemar Feltet viser en meget kompleks opbygning i mange forkastningsafgrænsede blokke. Forkastningerne kan være delvis forseglende og

virke som barriere for olien, når den dels bevæger sig ind i feltet og dels når olien bliver indvundet gennem perforerede zoner i borerøret.

Reservoirgeologi bliver til efterforskning

Resultaterne af reservoirundersøgelserne af Valdemar Feltet har skabt grundlag for en bredere, regional bedømmelse af Nedre Kridt bjergarternes reservoirpotentiale i den danske del af Centralgraven. Denne vurdering er baseret på kortlægning af tykkelser på grundlag af seismiske data og boringsdata samt log-baseret bestemmelse af den regionale variation af porøsitet og lerindhold. Som det fremgår af kortet i Figur 19, mangler Nedre Kridt reservoirintervallet i store dele af den danske Centralgrav. Dette skyldes dels manglende aflejring, dvs. nogle af områderne var land i Tidlig Kridt tid, dels at nogle områder blev hævet senere i Kridttiden, og Nedre Kridt aflejringerne blev bortroderet. I løbet af



Figur 19. Figuren viser fordelingen af sekvenserne CK4 og CK5 med angivelse af hvor man kan forvente at finde intervaller med reservoiregenskaber. Variationen i reservoiregenskaberne på regional skala er ikke kun afhængig af lerindholdet men også kontrolleret af begravningsdybden og poretrykket. Ved at kombinere reservoirtykkelse, reservoirkvalitet (porøsitet og lerindhold) og begravningsdybde kan prospektive områder afgrænses. Grænseværdierne der er brugt i forbindelse med reservoirkvaliteten er henholdsvis 15% og 20% porøsitet.

Kænozoikum er der sket en stor, men uensartet indsykning af hele den danske Centralgrav og Nedre Kridt aflejringerne findes nu på dybder fra 2100 til 4200 m under havets overflade.

Variationen i reservoiregenskaberne på regional skala er kontrolleret af begravningsdybden og poretrykket. Vi har etableret en porøsitet/dybderelation for den danske Centralgrav med udgangspunkt i erfaringer

gerne fra Valdemar Feltet, og vurderer på den baggrund at eventuelle reservoir egenskaber kun er bevaret i Nedre Kridt bjergarter, der er begravet til dybder på mindre end 3000 m. På denne baggrund kan de efterforskningsmæssigt interessante områder afgrænses til den sydlige del af den danske Centralgrav (Fig. 19). Ved at kombinere net reservoirtykkelse, reservoirkvalitet (porøsitet og lerindhold) og begravningsdybde kan dette område yder-

ligere afgrænses, og de mest prospektive områder i den danske Centralgrav er udpeget på Figur 19.

Vi har dermed bevæget os fra noget der startede som en karakterisering af reservoirenheden i et enkelt felt til noget der får præg af en vurdering af fremtidige efterforskningsmuligheder, – eller med andre ord fra reservoirgeologi til olieefterforskning.



SAMFUNDET

Siden de første fund af olie i den danske del af Nordsøen har udnyttelsen af de danske olieforekomster bidraget væsentligt til betalingsbalancen, og alene i år 2000 skønnedes olie/gas aktiviteterne i Nordsøen at have en positiv betalingsbalanceeffekt på 23 milliarder kroner. Foruden den gunstige indvirkning på betalingsbalancen medfører olie/gas aktiviteterne også en forsyningsikkerhed, og i følge prognoserne for den fortsatte udnyttelse af olie/gas ressourcerne i Nordsøen vil Danmark være selvforsynende, og dermed uafhængig af leverancer fra de konfliktfyldte områder i Mellemøsten, frem til år 2015, hvor de største danske felter vil være udtømte ved dagens forventninger til indvindingsgrad.

I denne forbindelse er Nedre Kridt reservoirbjergarterne meget interessante, idet denne del af lagserien indeholder meget store mængder olie – i Valdemar alene anslås der at være omkring 115 millioner kubikmeter. Produktionsegenskaberne i disse bjergarter er yderst ringe, og ingen andre steder i Nordsøen er det lykkedes at bringe tilsvarende reservoir i produktion. Da Mærsk Olie og Gas AS begyndte at producere fra Valdemar i 1993 forventede man kun at kunne indvinde omkring 1 procent af den tilstedeværende olie i kontrast til kalkfelterne, hvor indvindingsgraden er i størrelsesordenen 25–40 procent. Der vil således være betydelig ekstragevinst at hente for såvel samfundet som industrien, hvis man gennem større viden kan komme op på at indvinde bare 2 eller 4 procent.



MILJØET

Det har nu og da været fremme i offentligheden at olieaktiviteterne i Nordsøen udgør en stor miljørisiko. Sandheden er, at landene omkring Nordsøen har reguleret aktiviteterne så meget, at konsekvenserne af selve efterforsknings- og produktionsindsatsen ikke er til at få øje på sammenlignet med andre miljøtrusler. Olieforurening af vore strande kan således altid føres tilbage til rensning af tanke i skibe i transit gennem Nordsøen. Engang imellem sker der en strandning af råolietankskibe. Her er problemet ikke selve udvindingen, men de begrænsede muligheder som politikerne har for at regulere skibes adfærd.

Det store problem er den forurening der sker som følge af afbrændingen af olie og gas. I Nordsøområdet og den øvrige forbrugstunge del af verden er dette først og fremmest et nationalt livsstilsproblem, og ikke et problem der kan løses ved at bede olieselskaberne om at opføre sig anderledes. I den del af verden der ikke har et stærkt myndighedsapparat og som ikke er medlem af inderkredsen, foregår produktion nødvendigvis ikke efter samme miljøbevidste retningslinier.

Vi kan hjælpe miljøet på to måder:

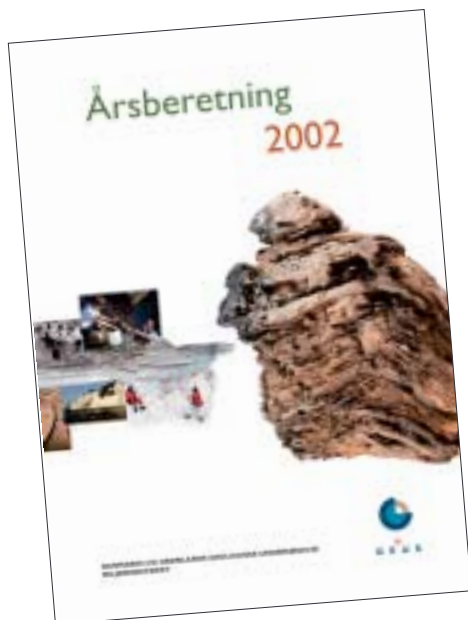
- 1) Ved at nedsætte vort energiforbrug
- 2) Ved at hjælpe tredjeverden producenter til at formulere miljøregler og træne dem i at anvende dem overfor olieselskaberne. Ved at nedsætte forbruget af energi, er vi også med til at forlænge den tid hvor olie kan købes for en rimelig pris. Faldende produktion af olie fra Nordsøen og fra Alaska står for døren. Og dermed efter manges mening en tredje oliekrise.



FORSKNINGEN

Da det første danske kalkfelt blev sat i produktion i 1972 var det med en forventning om at 2–5% af den tilstedeværende olie kunne produceres kommercielt. Gennem de sidste 30 år er forventningerne til indvindingsgraden steget betydeligt, og i dag forventes det at 25–40% af den tilstedeværende olie kan produceres fra kalkfelterne. Denne markante forøgelse skyldes dels forbedrede teknologiske muligheder bl.a. med indvinding fra horisontale boringer kombineret med en større erkendelse af kompleksiteten og egenskaberne af de kalkbjergarter, hvori olien er fanget.

For at kunne deltage kvalificeret i diskussioner med olieselskaberne er det nødvendigt for samfundet at opbygge en parallelkompetence på en række områder. GEUS er de danske myndigheders "professionelle" arm i det spil. Vi lærer den rolle dels gennem arbejde for samfundets "myndighedsarme", Energistyrelsen i Danmark og Råstofdirektoratet i Grønland, dels gennem forskningsaktiviteter. Desuden yder GEUS olieselskaberne konsulenttjenester. Dette sidste element er vigtigt. Det giver GEUS lejlighed til at følge med i områdets intellektuelle og teknologiske udvikling. Uden den opdatering ville relevansen af vores rådgivning hurtigt degenerere. Disse opgaver afdækker endvidere problemer som kan være relevante forskningsopgaver. Så trekanten forskning, -rådgivning, -konsulentarbejde er ikke bare en økonomisk nødvendighed. Den sikrer at GEUS's kompetence bliver udbygget i takt med udviklingen i den industri, som vi deltager i reguleringen af. Dette sikrer GEUS en vis uafhængighed, som betyder at vi kan sige nej til opgaver som ikke er relevante til fordel for opgaver, af både relevans og kvalitet. GEUS er ikke nået til vejs ende i denne proces. Der er stadig fagområder hvor vi ikke har opbygget den nødvendige parallelkompetence, men vi arbejder på det. Ikke for vores egen skyld, men for samfundets.



Årsberetning for virksomhedsåret 2002; beretningen rummer en gennemgang af

GEUS' resultater opnået i 2002 inden for arbejdsprogramområderne: Databanker og formidling, Vandressourcer, Energiråstoffer, Mineralske råstoffer og Grønlandskortlægning og Natur og Miljø som varetages af forskningsafdelingerne samt GEUS' internationale aktiviteter. Endvidere gives i glimt en kort omtale af særlige begivenheder i årets løb. Endelig omtales GEUS' økonomiske nøgletal og organisation.

En kopi kan rekvireres på telefon 38 14 22 22



Overrækkelse af Danmarks geologipris 2002:

Danmarks geologipris er indstiftet af GEUS og uddeles i Dansk Geologisk Forenings regi. Prisen på 25.000 kr. for 2002 tilfalder Hans Christian Larsen, leder af Dansk Lithosfærecenter. Overrækkelsen fandt sted på Geologisk Museum og blev foretaget af GEUS' direktør Martin Ghisler.

Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse (GEUS) er en forsknings- og rådgivningsinstitution i Miljøministeriet. Institutionens hovedformål er at udføre videnskabelige og praktiske undersøgelser på naturressourcer- og miljøområdet samt at foretage geologisk kortlægning af Danmark og Grønland.

GEUS udfører tillige rekvirerede opgaver på forretningsmæssige vilkår. Interesserede kan bestille et gratis abonnement på **GEOLOGI - NYT FRA GEUS**. Bladet udkommer 4 gange om året. Henvendelser bedes rettet til: Knud Binzer.

GEUS giver i øvrigt gerne yderligere oplysninger om de behandlede emner eller andre emner af geologisk karakter.

Eftertryk er tilladt med kildeangivelse.

GEOLOGI - NYT FRA GEUS

Er redigeret af geolog Knud Binzer (ansvarshavende) i samarbejde med en redaktionsgruppe på institutionen.

Skriv, ring eller mail:

GEUS

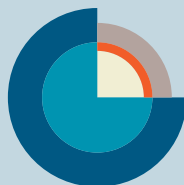
Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse
Øster Voldgade 10, 1350 København K.

Tlf.: 38 14 20 00

Fax.: 38 14 20 50

E-post: geus@geus.dk

Internetside: www.geus.dk



GEUS

GEUS publikationer:

Hos Geografforlaget kan alle GEUS' udgivelser købes.

Henvendelse kan ske enten på tlf.:

63 44 16 83 eller telefax: 63 44 16 97

E-post: go@geografforlaget.dk

Hjemmeside: www.geografforlaget.dk



Adressen er:

GEOGRAFFORLAGET, 5464 Brenderup

ISSN 1396-2353

Produktion: GEUS Grafisk

Tryk: Schultz Grafisk A/S.

Foto: Dave Jutson, Peter Warna-Moors og Kristian Kloth-Jørgensen

Illustrationer: Jette Halskov, Stefan Sølberg og Henrik Klinge Pedersen