

KURSUSMANUAL

Log-tolkning og kortlægning af danske
olie- og gas reservoirer

Lars Kristensen



KURSUSMANUAL

Log-tolkning og kortlægning af danske
olie- og gas reservoirer

Indgår som en del af kurset
"Oliegeologi for ikke-geologer"

Lars Kristensen

Indhold

Log-tolkning og analyse af borehulsmålinger	2
Øvelser i Log-tolkning	37
Olie- og gasfelter, reservoirkortlægning, tilstedeværende kulbitemængder samt reserver	48

I del

**Log-tolkning
og analyse af
Borehulsmålinger**

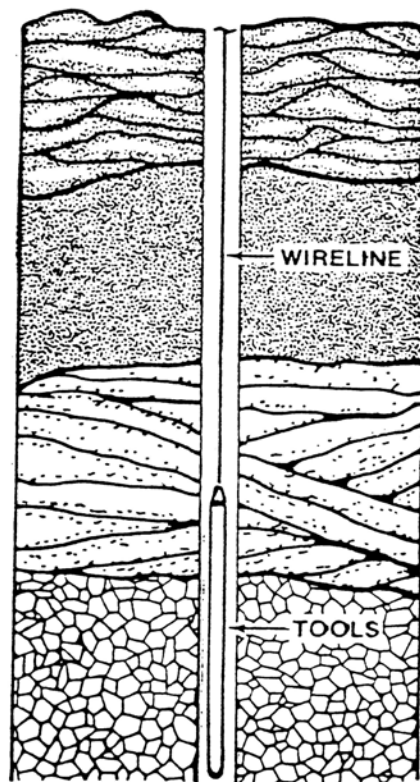
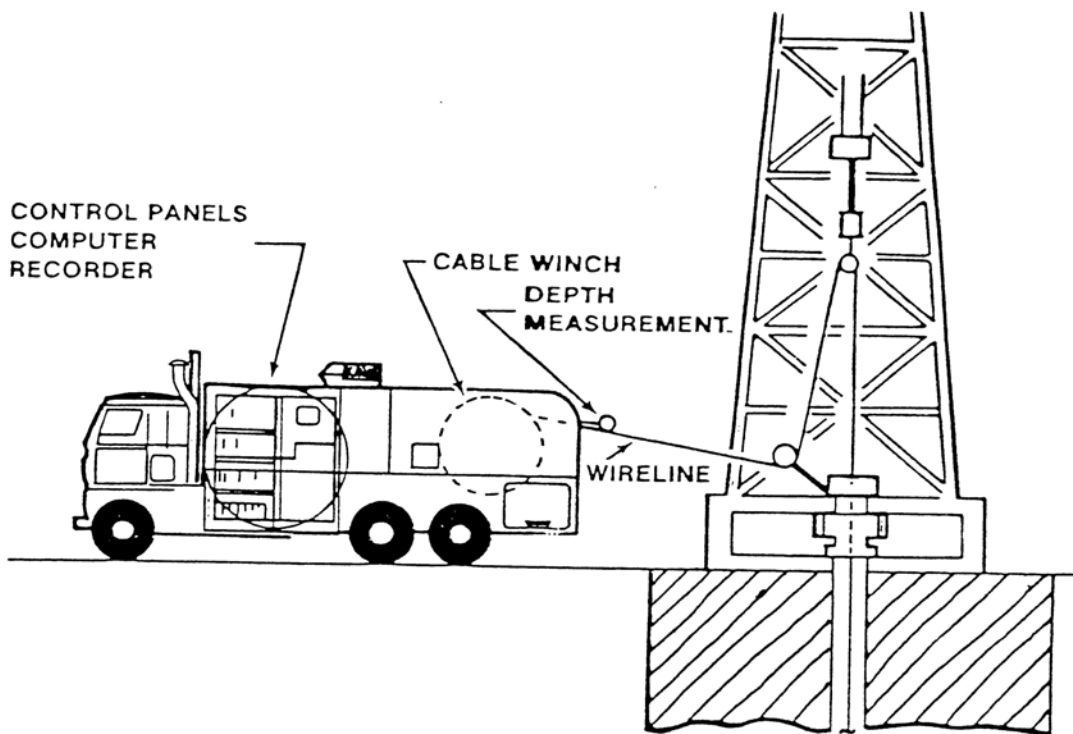
Introduktion

Når en efterforskningsboring udføres, fokuserer man som regel på, om der i lagserien findes en porøs reservoirbjergart, der kan indeholde olie eller gas. Efter at et reservoir er påvist, ønsker man som oftest at få de geologiske forhold samt reservoirets fysiske egenskaber yderligere belyst, herunder en vurdering af hvor meget olie og gas, der i givet fald kan være tilstede i formationen. I den forbindelse udføres der en række målinger i selve borehullet (logging), og hvis der er tegn på at kulbrinter er tilstede ('shows'), tages der som regel en kerne og reservoiret prøvepumpes (testes). De vigtigste ting, man ønsker at vide om et reservoir, er listet i tabellen nedenfor, og de væsentligste kilder til at skaffe oplysningerne er ligeledes anført.

Egenskab/ parameter	Kilde til information
Bjergartstype	Logs/ Kerner
Gas eller olie tilstede?	Logs/ Prøvepumpning
Porøsitet	Logs/ Kerner
Mætningsgrad	Logs
Permeabilitet	Kerner/ prøvepumpning
Tykkelse af lag med olie eller gas	Logs/ Kerner
Producérbar mængde af olie/gas	Prøvepumpning
Reservoir-tryk	Prøvepumpning
Reservoir-temperatur	Log

Også produktionsbrønde logges naturligvis med henblik på at bestemme porøsitet og kulbrintemætning. Loggene optages undertiden, mens der bores, dvs. "Logging While Drilling", forkortet LWD.

Som det fremgår af tabellen ovenfor kan værdifulde oplysninger om reservoirets beskaffenhed fås via borehulsmålinger eller logs. Princippet i log-metoden er, at der sendes forskellige målesonder ned i borehullet. Sonderne er ophængt i en kraftig stålwire, hvori kabler fører op til måleinstrumenter på boreplatformen. Logging-metoden blev opfundet af brødrene Schlumberger i 1921 i Frankrig, og de forskellige log-værktøjer er siden da blevet forfinet og videreudviklet i betydelig grad.



Borehulslogs

Der findes en mængde forskellige log-typer til forskellige formål, men loggene kan som regel indpasses i én af følgende 5 kategorier, afhængig af målemetoden:

1. Radioaktive
2. Akustiske
3. Elektriske
4. Mekaniske
5. LWD – Logging While Drilling

Indenfor hver kategori er de hyppigst anvendte logs beskrevet i følgende tabel:

Log-type	Log-navn	Forkortelse	Måle-enhed	Anvendelse
Radioaktive	Gamma-ray	GR	API	Ler indhold
	Spektral gamma	NGS	API	Afgrænsning af lag
	Densitets-Log	FDC LDL	.g/cc	Porøsitet Bjerartsbestemmelse
	Neutron-Log		% / p.u.	Porøsitet Gas indikator
Akustiske	Sonic-Log	DT, DTL, BHC, Array Sonic	.µsec/ft	Porøsitet, bjergart Geofysik/seismik
Elektriske	Induktionslog	ILD, ILM	Ohm-m	Olie/gas mætning
	Laterolog	LLD, LLS	Ohm-m	Olie/gas mætning
	Array Induction Imager	AIT	Ohm-m	Olie/gas mætning
	Mikro-resistivitetslog	MSFL	Ohm-m	Flushed zone
	Self Potential	SP	.mV	Ler
Mekaniske	Caliper	CAL	Tommer	Borehulsdiameter
LWD	*	*		

*Eksempler på log-værktøjer, der kan optage data mens der bores:

CDR – Compensated Dual Resistivity Tool

CND – Compensated Density Neutron Tool

Hvad er log evaluering og hvorfor tolkes borehulsmålingerne kvantitativt?

Loggene fra de enkelte boringer tolkes med henblik på at bestemme:

1. Reservoirbjergartens sammensætning (lithologi)

- Ler/sand/kalk
- Ler-mængde: GR-log

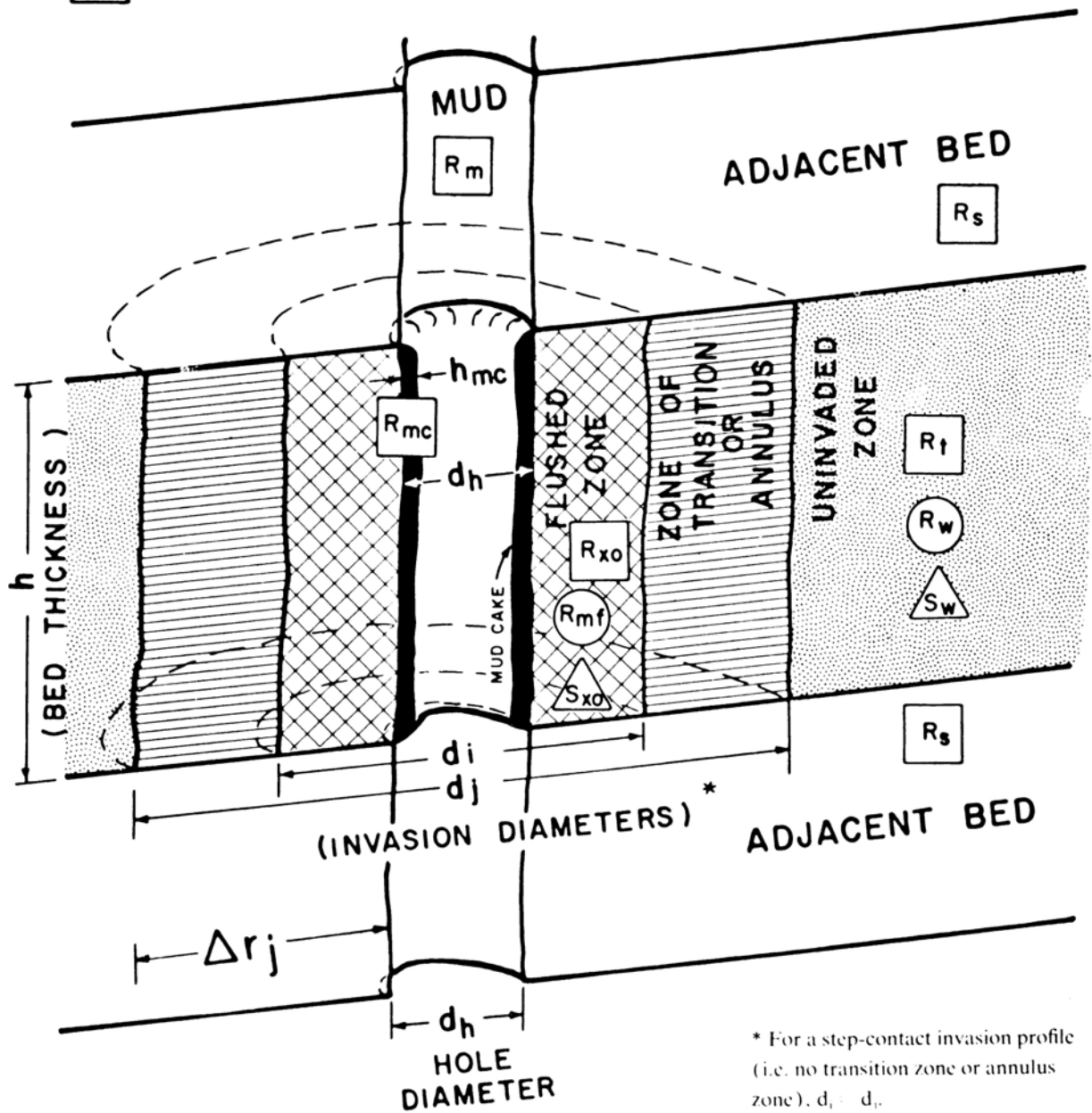
2. Porøsitet i reservoiret

- Mængde af porerum
- Densitet- og Neutron-log & *ler-mængden*

3. Olie/gas mætningen i reservoiret

- Petrofysiske parametre & *porøsiteten*
- Modstands-logs (kerneanalyse data)

- Resistivity of the zone
- Resistivity of the Water in the zone
- △ Water Saturation in the zone.



Skitse af en gennemboret sekvens og tilhørende betegnelser.

Gamma-Ray log (GR)

GR loggen måler den naturlige radioaktivitet i formationen, og anvendes især til:

1. Fastlæggelse af laggrænser
2. Bestemmelse af lerindhold
3. Korrelation mellem boringer
4. Mineral-analyse (spektral gamma log)

Bestemmelse af lerindhold (V_{clay}):

$$V_{clay} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}}$$

hvor

GR	Gamma-loggens respons i det undersøgte lag.
GR_{clean}	Gamma-loggens respons i et ikke-lerholdigt lag, f.eks. i ren ('clean') sand eller ren ('clean') kalk.
GR_{clay}	Gamma-loggens respons i rent ler ('clay').

Eksempel

Et eksempel på beregning af ler voluminet (V_{clay}) ud fra gamma loggen ($GR_{envCorr}$) er vist på næste side (data fra S.E. Adda-1x brønden). Definition af GR_{clean} og GR_{clay} .

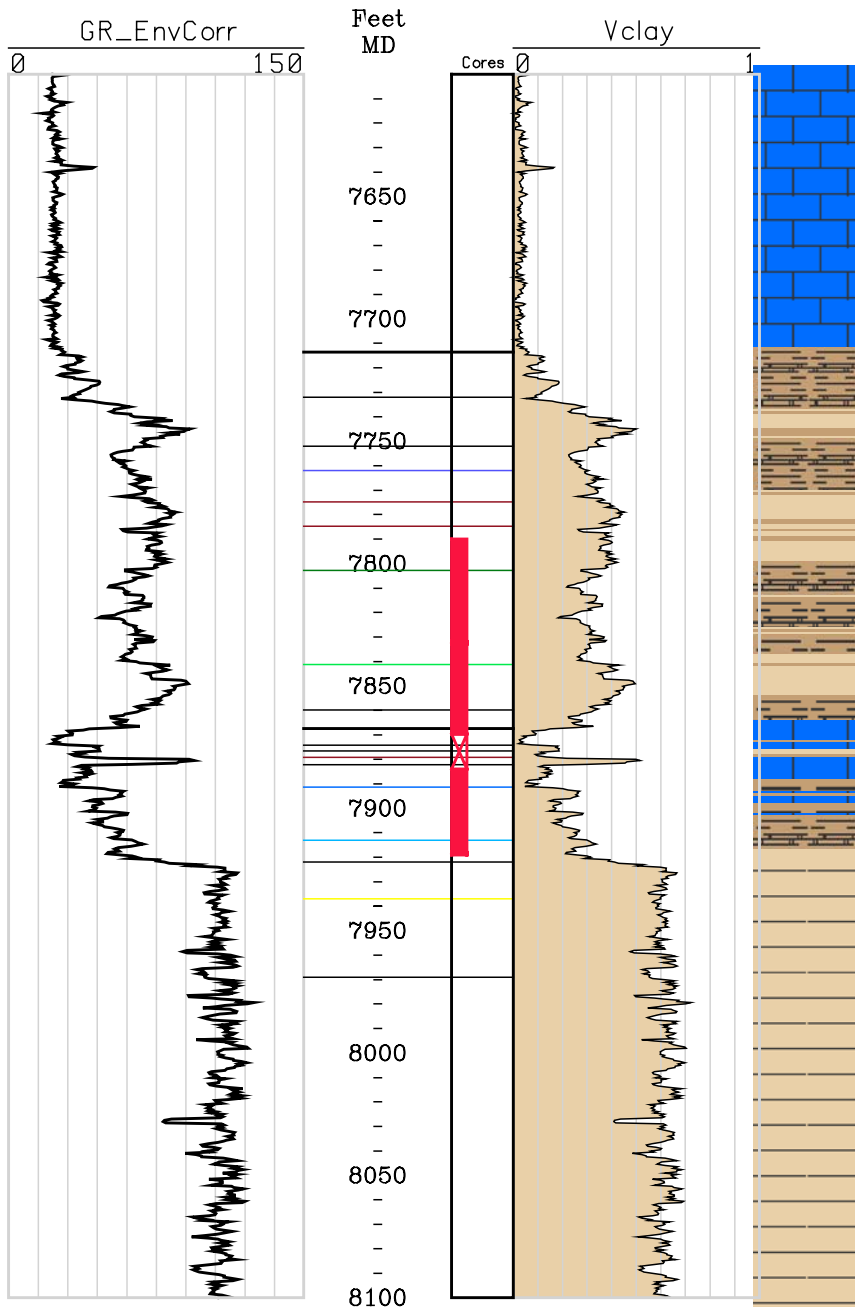
GR_{clean} : 19 API
 GR_{clay} : 165 API

GR respons 58 API, heraf fås: $V_{clay} = \frac{58 - 19}{165 - 19} = 27\%$

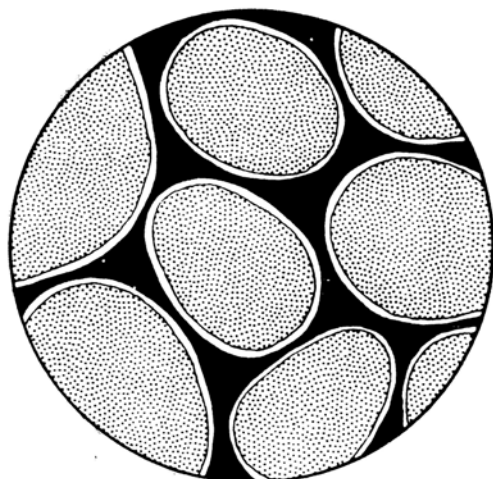
Fejlkilder

GR-responses påvirkes af borehullets størrelse og af boremudders vægtfylde. Derfor bør GR loggen korrigeres herfor – dette er gjort i eksemplet, og derfor anvendes her betegnelsen ' $GR_{envCorr}$ '.

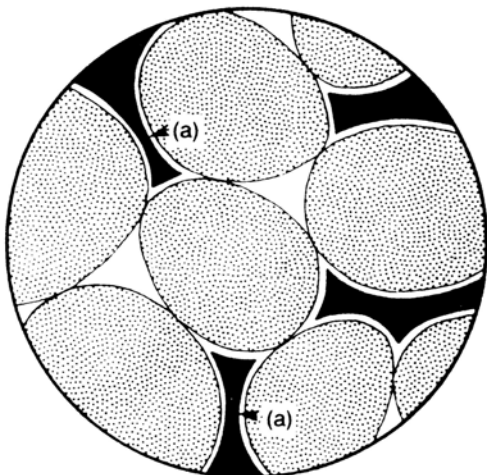
S.E. ADDA-1X



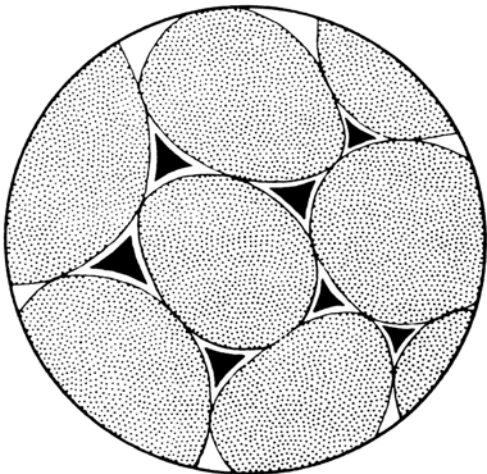
**Porøsitet og
permeabilitet**



a. Interconnected porosity



b. Connected porosity



c. Isolated porosity

Neutron loggen

Neutron loggen registrerer hovedsagelig hydrogen (brint) indholdet i formationen, dvs. log-udslaget er relateret til mængden af vand i bjergartens pore-system. I ler-fri formationer, som f.eks. sand- eller kalksten, svarer mængden af porevand til bjergartens porøsitet. Neutron-loggen er imidlertid kalibreret til kalksten, så neutron-loggen læser kun hel korrekt porøsitet i en ren kalksten.

Da ler indeholder meget bundet vand, læser loggen for høje porøsiteter i ler-holdige formationer. Omvendt fås for lave porøsiteter ud fra neutron-loggen i gas-førende formationer.

Neutron-loggen anvendes hovedsagelig til:

1. **Porøsitetsbestemmelse**
2. Bestemmelse af hvilke **bjergarter**, der findes i et gennemboret interval.
3. **Leranalyse**
4. Indikation af **gas** (i kombination med densitets-loggen).

Densitets-loggen

Densitets-loggen fungerer ved at formationen bombarderes med gamma-stråler fra en kobolt-kilde. Når gamma-strålerne rammer elektronerne i formationen, frigives energi, der måles af en modtager på log-værktøjet. Elektrontætheden kan herefter relateres til bjergartens samlede vægtfylde, som registreres af densitets-loggen. Data kan udskrives i form af en log-kurve: RHOB-kurve eller 'bulk density curve'.

Den samlede vægtfylde (RHOB) er en funktion af bjergartskornenes (matricens) vægtfylde, poreindholdets vægtfylde samt formationens porøsitet. Herudfra kan man beregne porøsiteten, når de enkelte vægtfylder er kendte.

Densitets-loggen anvendes hovedsagelig til:

1. **Porøsitetsbestemmelse**
2. Bestemmelse af hvilke **bjergarter**, der findes i et gennemboret interval.
3. Indikation af **gas** (i kombination med neutron-loggen).

Tablet over udvalgte densiteter/vægtfylder

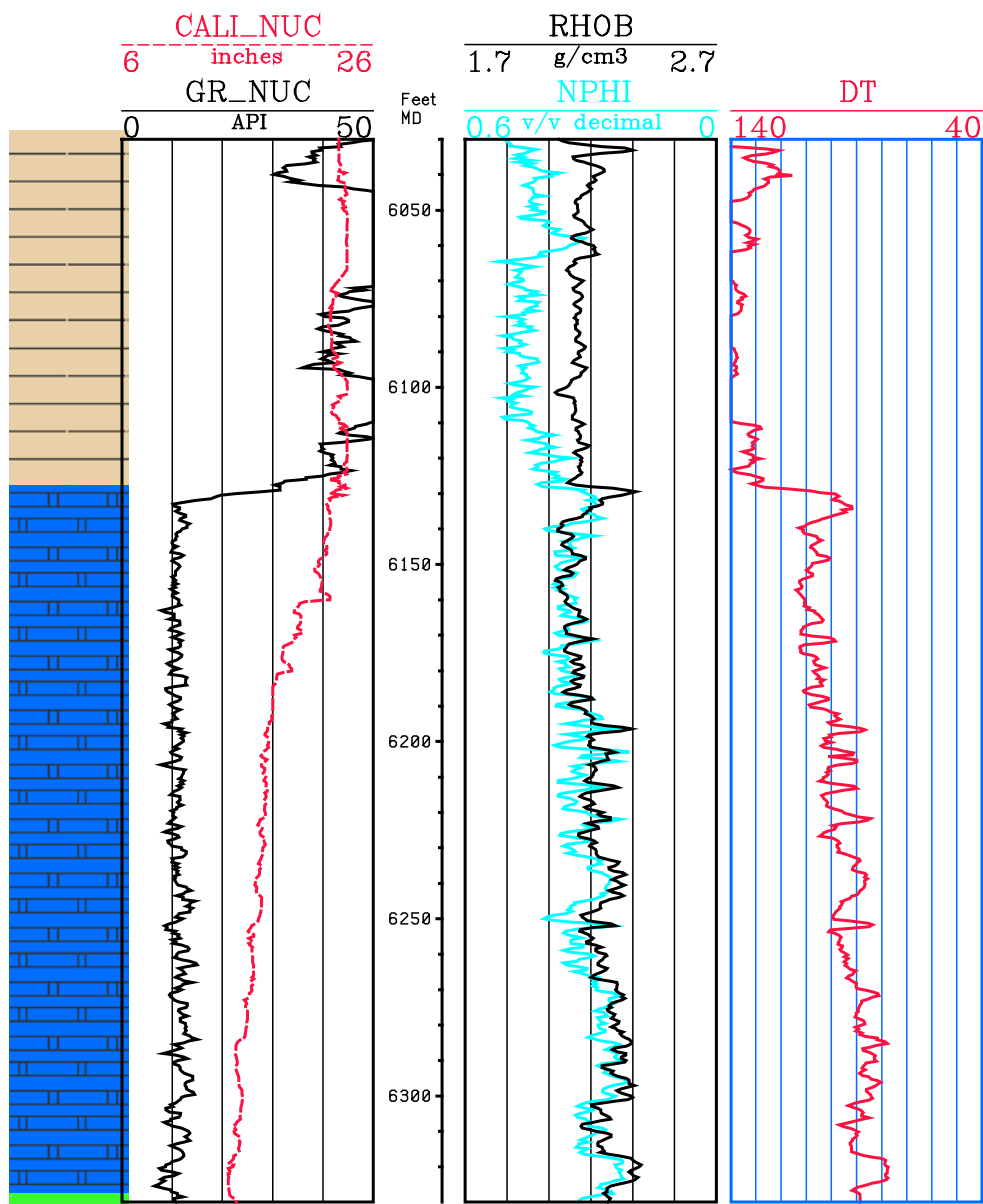
	Densitet/vægtfylde
Massiv kalksten (ingen porøsitet)	2.71 g/cc
Massiv sandsten (ingen porøsitet)	~2.65 g/cc
Ferskvand	1.00 g/cc
Saltvand	~1.05 g/cc
Olie	~0.80 g/cc
Gas	~0.20 g/cc

Udvalgte logs fra overgangen mellem lersten (brun) og kalksten (blå) i Anne-3 brønden.

GR: Gamma-Ray; CALI: Caliper; RHOB: Bulk Density;

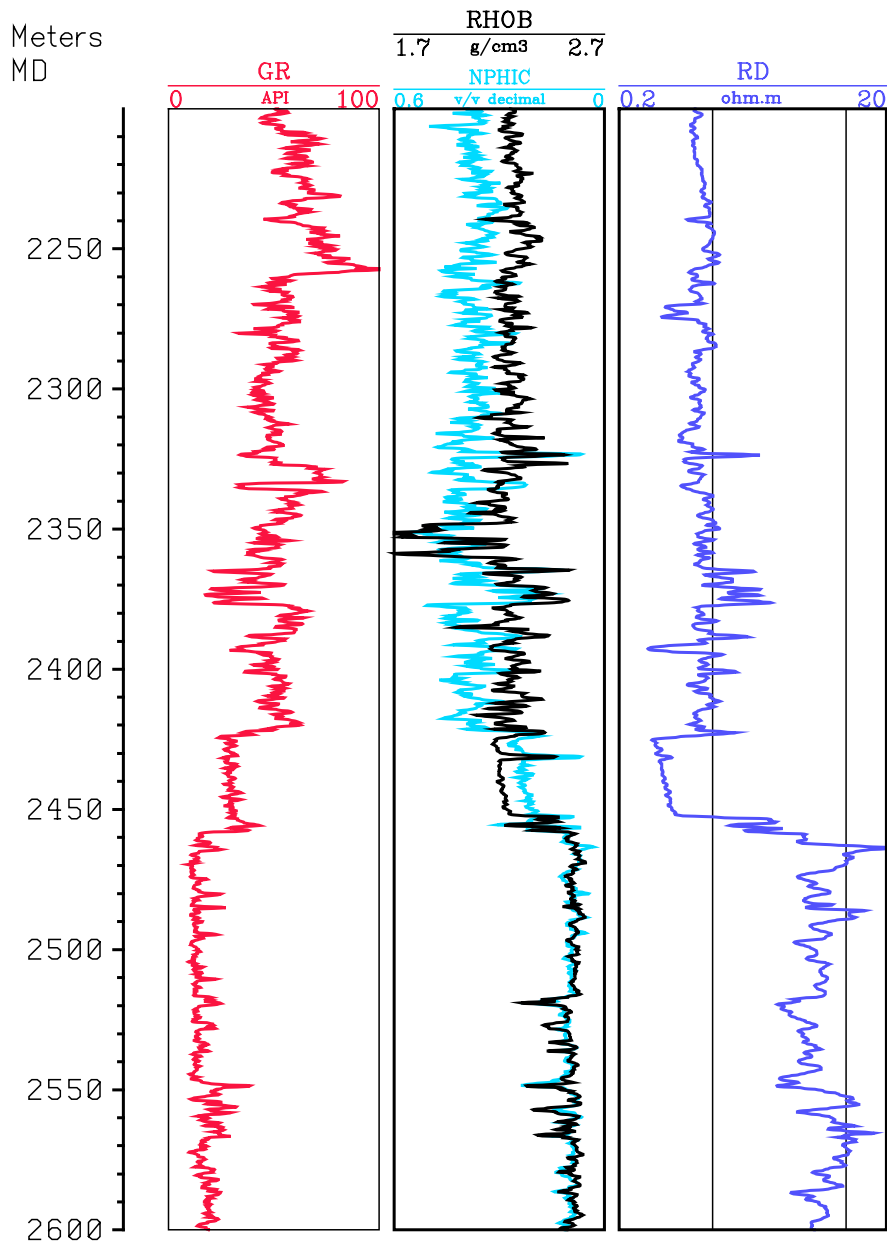
NPHI: Neutron porosity; DT: Sonic

- **Neutron log kurve: NPHI, skala 60% – 0%**
- **Densitetslog kurve: RHOB, skala 1.7 g/cc – 2.71 g/cc**
- Bemærk at med de valgte skalaer er NPHI og RHOB næsten sammenfaldende i kalk-intervallet.



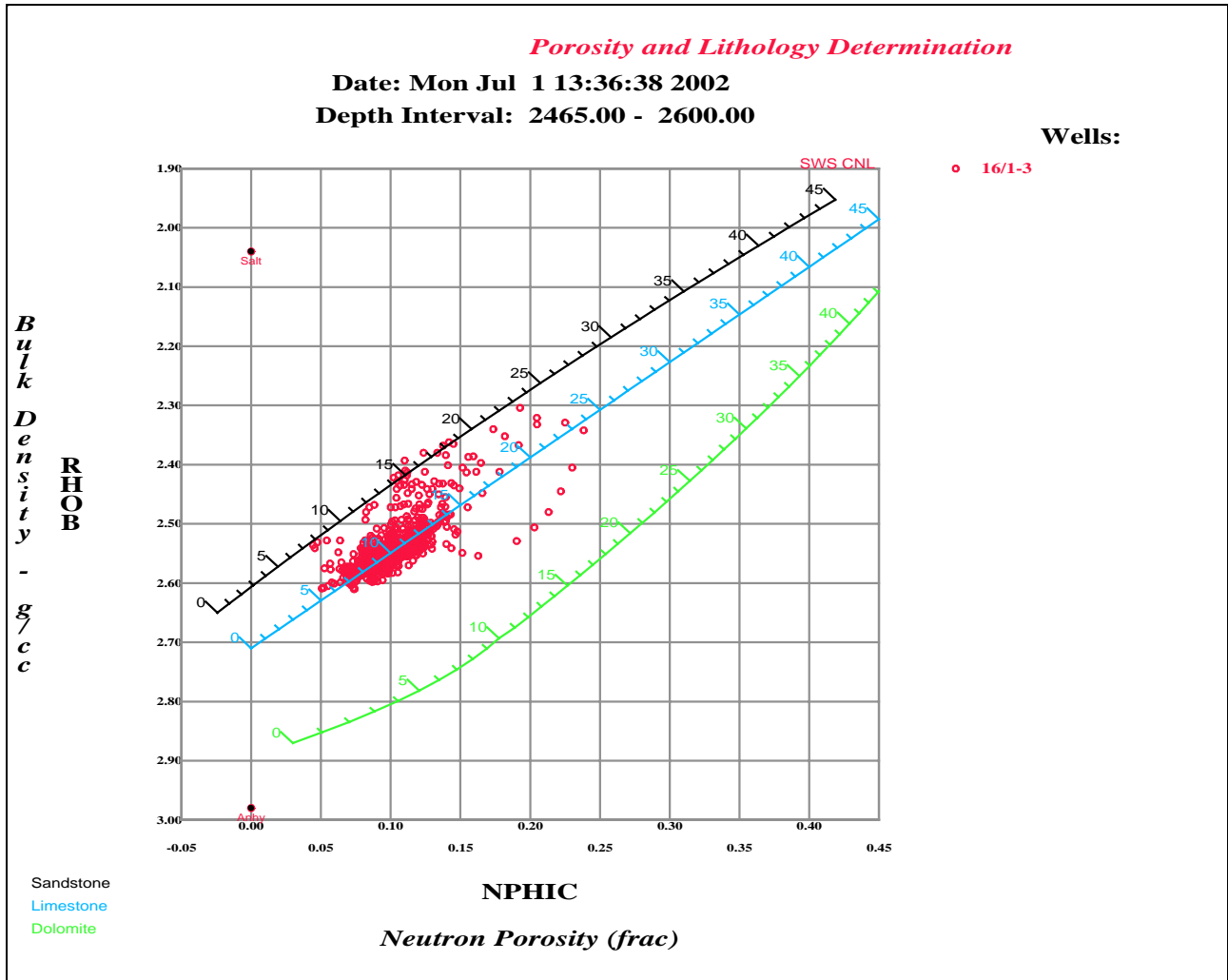
Rå logs fra 16/1-3 brønden

GR: Gamma-Ray; RHOB: Bulk Density; NPHIC: Neutron porosity;
RD: Modstandslog (resistivity).
Plottet med henblik på bestemme de forskellige bjergarter i den gennemborede lagserie.



Bestemmelse af reservoirbjergartens sammensætning og porøsitet

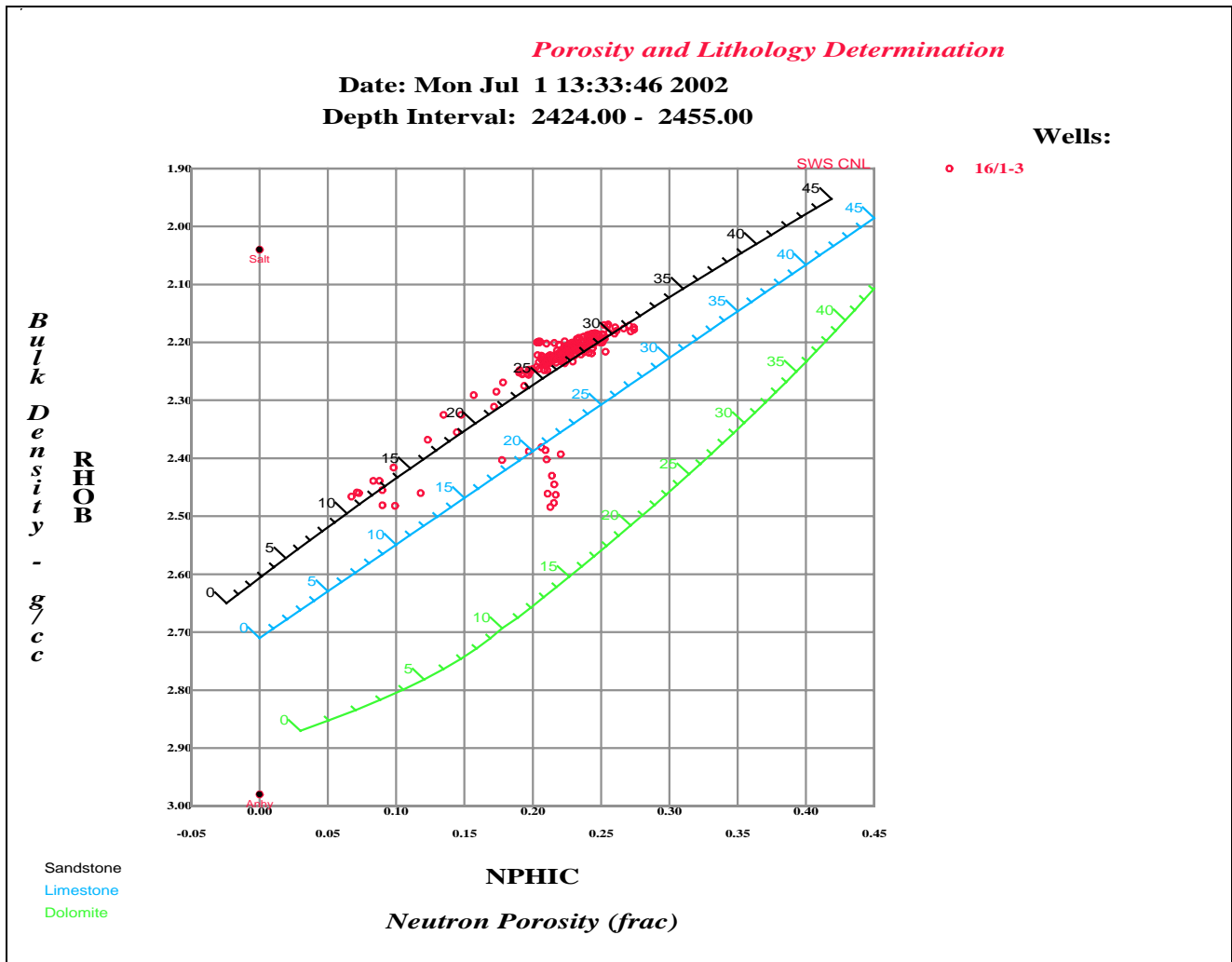
- Baseret på et krydsplot mellem Densitets-loggen (RHOB) og Neutron-loggen (NPHIC)



Krydsplottet viser, at reservoir-bjergarten overvejende består af kalksten (punkterne ligger på 'limestone' linien). Kalkstenens porøsitet kan findes ved hjælp af de blå tal langs kalkstens-linien – der fås ikke én veldefineret værdi for porøsiteten, men derimod et porøsitetsinterval. Her ud fra kan en gennemsnitsporøsitet eventuelt bestemmes.

Bestemmelse af reservoirbjergartens sammensætning og porøsitet

- Baseret på et krydsplot mellem Densitets-loggen (RHOB) og Neutron-loggen (NPHIc)

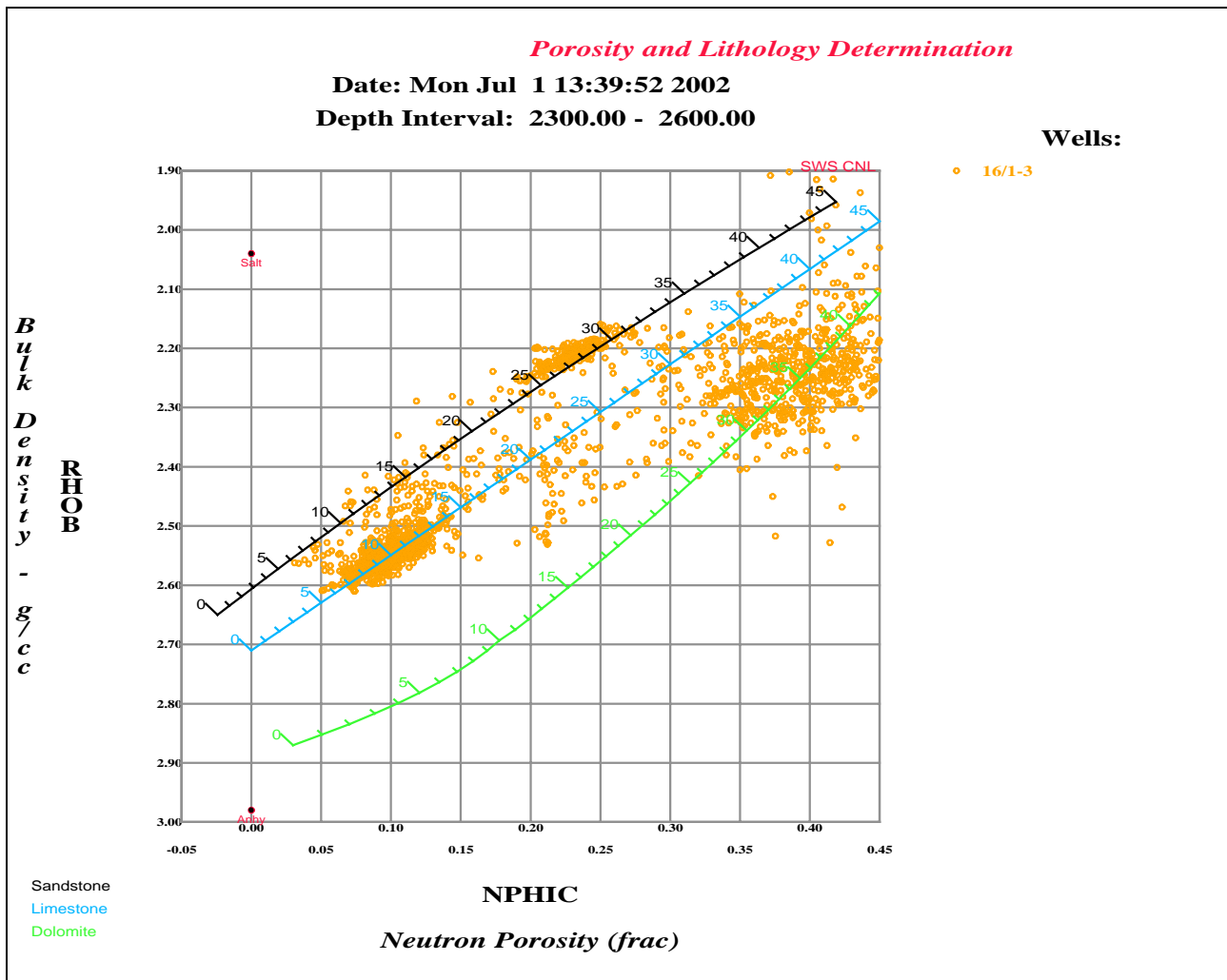


Krydsplottet viser, at reservoir-bjergarten overvejende består af sandsten ('sandstone').

Sandstenens porøsitet kan findes ved hjælp af de sorte tal langs sandstens-linien – der fås ikke én veldefineret værdi for porøsiteten, men derimod et porøsitetsinterval.

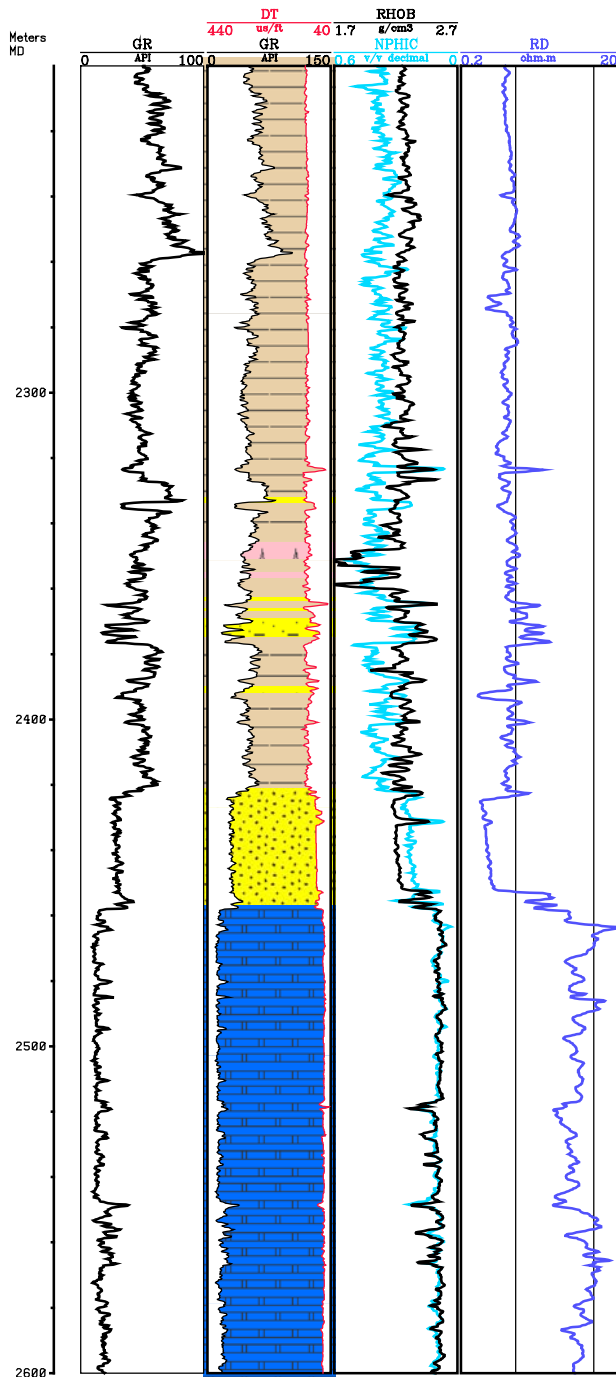
Bestemmelse af den bjergartsmæssige sammensætning og illustration af ler-effekt.

- Baseret på et krydsplot mellem Densitets-loggen (RHOB) og Neutron-loggen (NPHIC)



Krydsplottet dækker et stor interval med bl.a. kalksten og sandsten – desuden ses **effekten af ler** (shale). Punktsværmen tæt på 'dolimit-linien' skyldes således ikke tilstedeværelse af dolomit, men er derimod forårsaget af en højt ler-indhold i formationen ovenover sand- og kalkstenen.

16/1-3

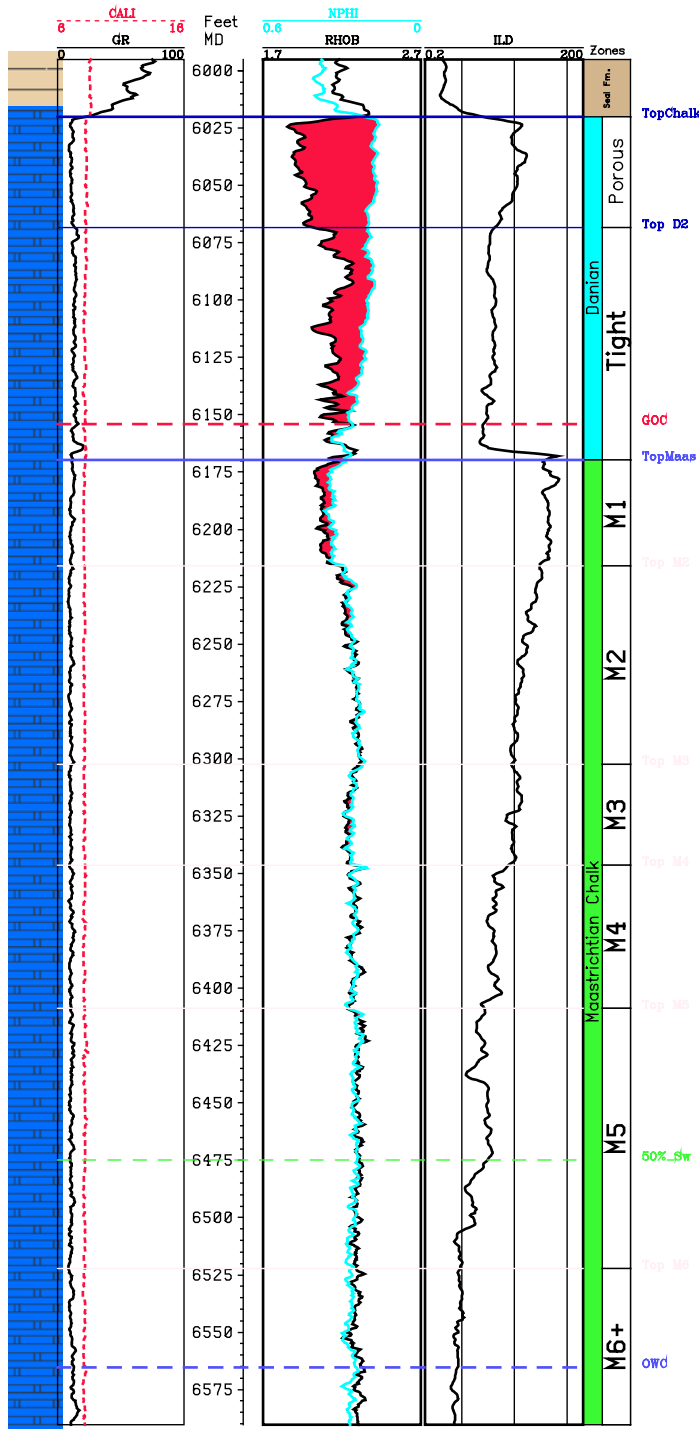


Lithologisk tolkning af loggene fra boring 16/1-3. Tolkningen er baseret på de rå logs samt krydsplot mellem densitets-log og neutron-log.

Loggene er tolket med hensyn til fordelingen mellem:
sand (gul),
kalk (blå) og
ler (brun).

Lithologi-søjlen er til venstre afgrænset af gamma loggen (GR) og til højre af Sonic loggen (DT).

ME-2



Boring i kalken; ME-2 fra Dan feltet.

Gas separation mellem neutron og densitets loggene ses i den øverste del af kalken. Markeret med rød farve.

Gas-olie kontakt (GOC) og olie-vand kontakt (OWC) indtegnet.

Kalk intervallet er underinddelt i Danien og Maastrichtien kalk. Desuden er kalken opdelt i reservoir-enheder.

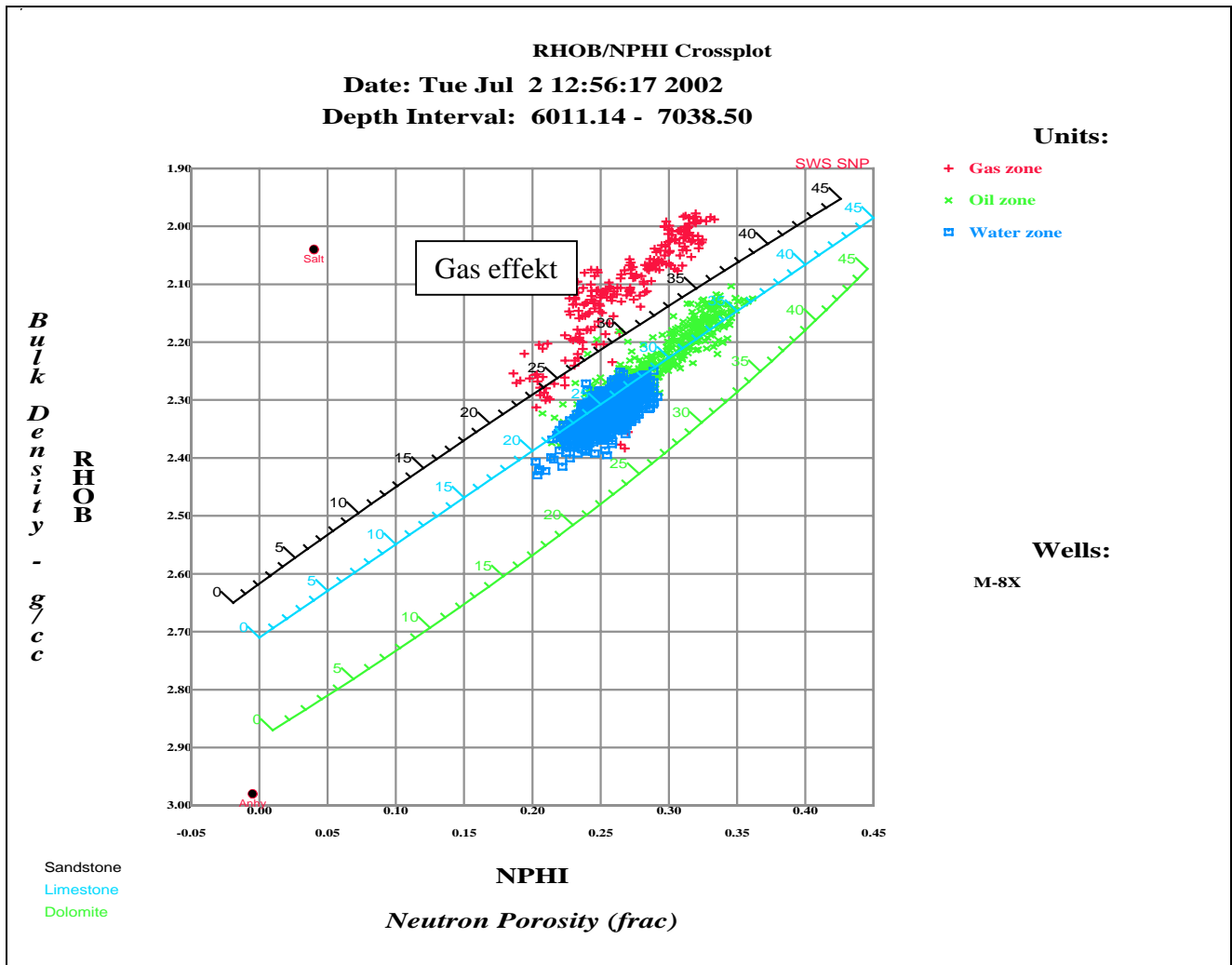
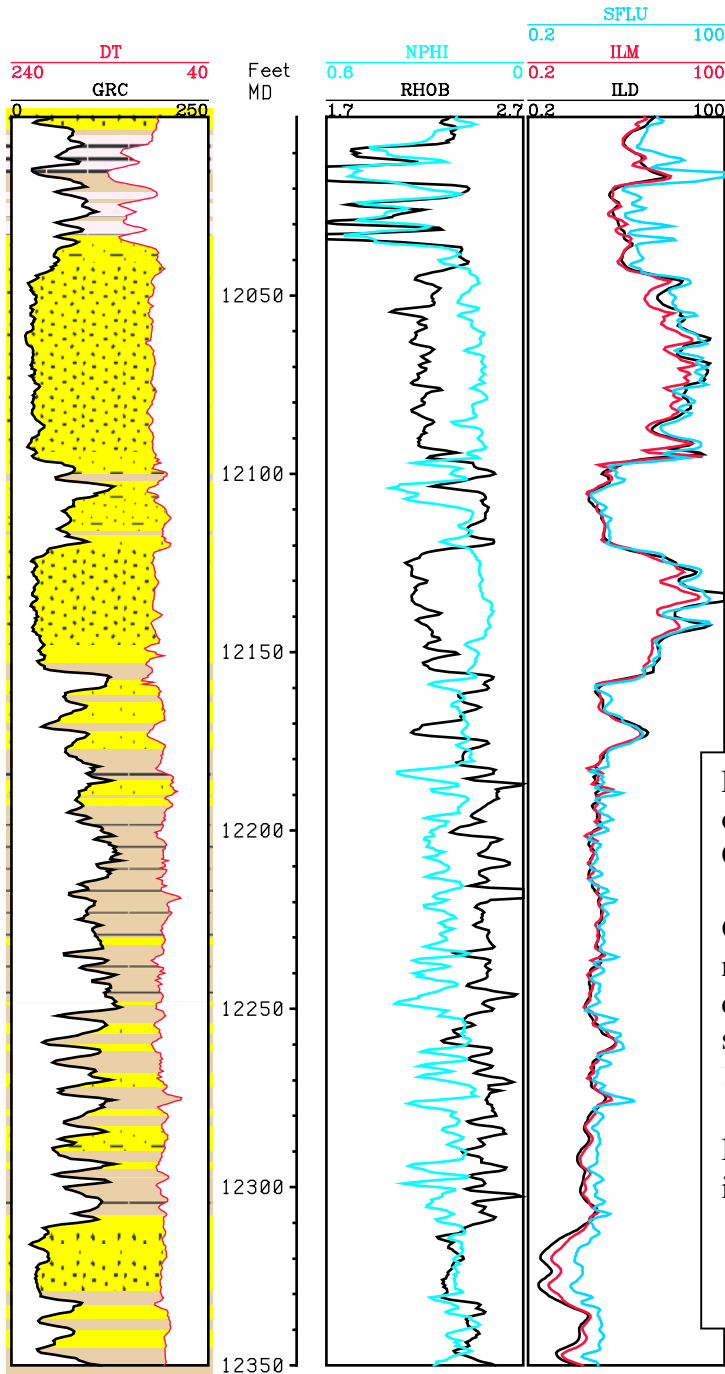


Illustration af gas-effekt ved hjælp af et krydsplot mellem Densitets-loggen (RHOB) og Neutron-loggen (NPHI) fra en kalk-brønd. I olie og gas zonen ligger punkterne på linien for kalksten. Da både densitets- og neutronloggen påvirkes af gas, fås en markant afvigelse fra kalkstens-linien i gas-zonen: Gassen trækker punkterne i retning mod "nordvest".

WESTLULU-3



Fordeling mellem sand (gul) og ler (brun) er tolket ud fra GR-log og Sonic-log.

Gas-separation mellem neutron-log (NPHI) og densitets-log (RHOB) ses i sandstenen 12040'-12095' og 12120'-12160'.

Ingen gas i sandstens-intervallet 12310'-12332'

Beregning af porøsiteten

Når loggene skal tolkes så præcist som muligt, er det ofte ikke nok at anvende diagrammer og krydsplot til at bestemme porøsiteten. Det er i den forbindelse nødvendigt af foretage en beregning ved hjælp af et computer-program, og i handelen findes der adskillige EDB-programmer til dette formål.

Traditionelt beregnes porøsiteten i en reservoirbjergart ud fra neutron- og densitetsloggene efter at loggene er korrigeret for ler-effekt. Som allerede nævnt foretages beregningen ofte ved hjælp af et computer-program, da de bagved liggende formler er ret komplicerede.

Det er dog også muligt at beregne porøsiteten alene ud fra densitetsloggen efter at loggen er korrigeret for ler-effekt. Som regel anvendes følgende formel:

$$\text{Porøsitet} = \frac{RHO_{matrix} - RHOB}{RHO_{matrix} - RHO_{fluid}}$$

-hvor

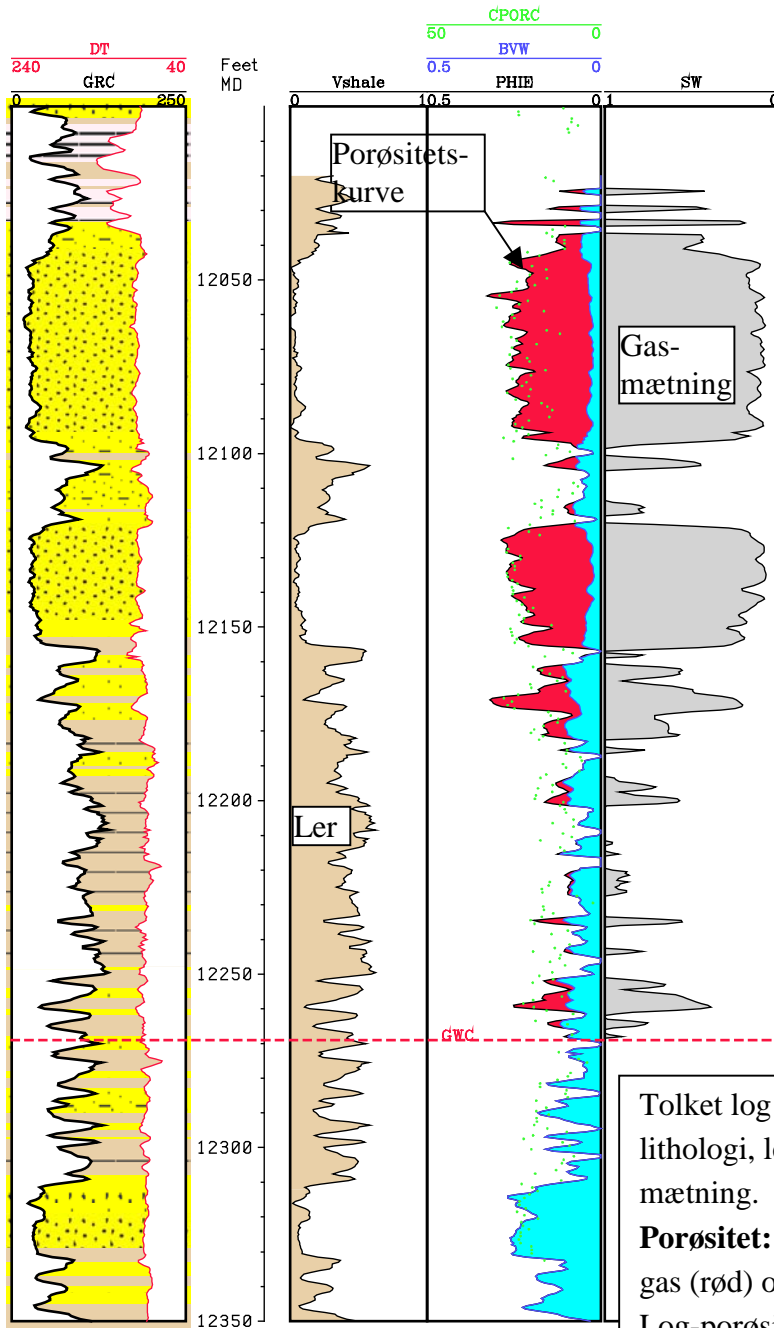
$RHOB$ er log-aflæsningen på densitetsloggen.

RHO_{matrix} er densiteten for reservoirbjergarten korrigeret for ler-effekt.

RHO_{fluid} er densiteten for porevæsken (ofte mest saltvand).

Når der korrigeres for ler-effekt, beregnes reservoirbjergartens effektive porøsitet.

WESTLULU-3



Tolket log fra W.Lulu-3 brønden med lithologi, ler-mængde, porøsitet og mætning.

Porøsitet: Porerummet er udfyldt med gas (rød) og vand (blå).

Log-porøsiteter er sammenlignet med kerne-porøsiteter (grønne prikker).

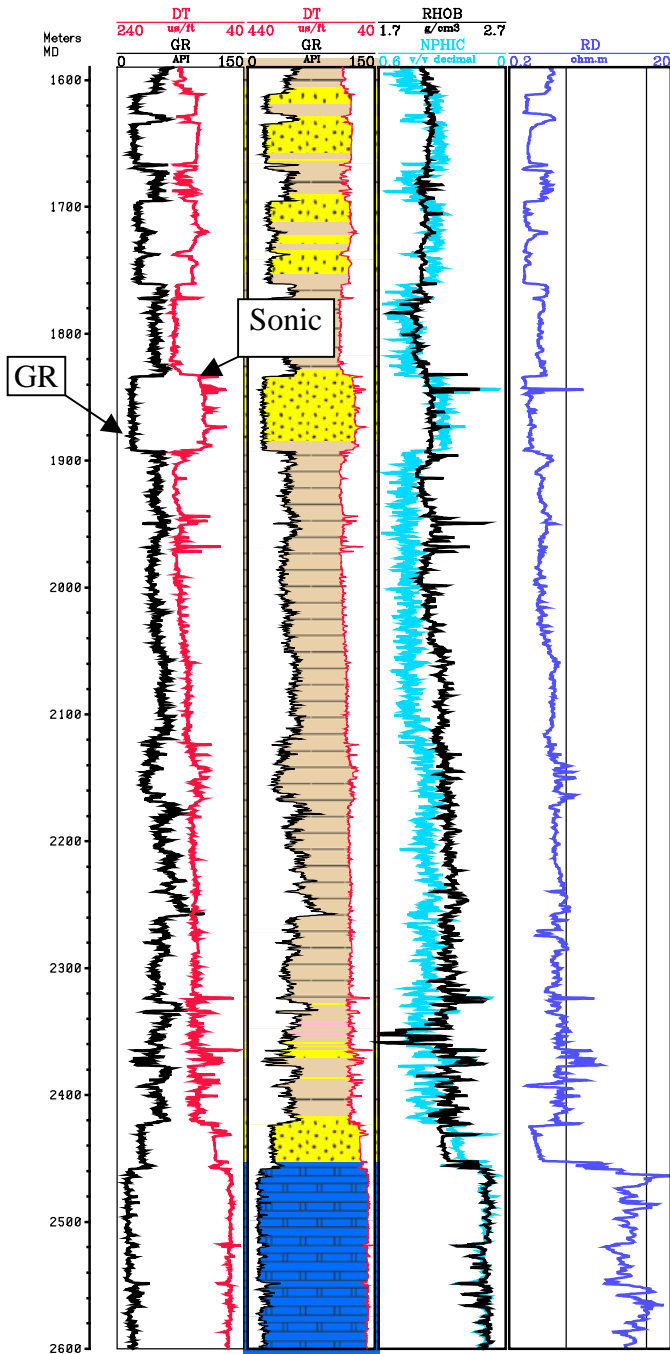
Sonic Log

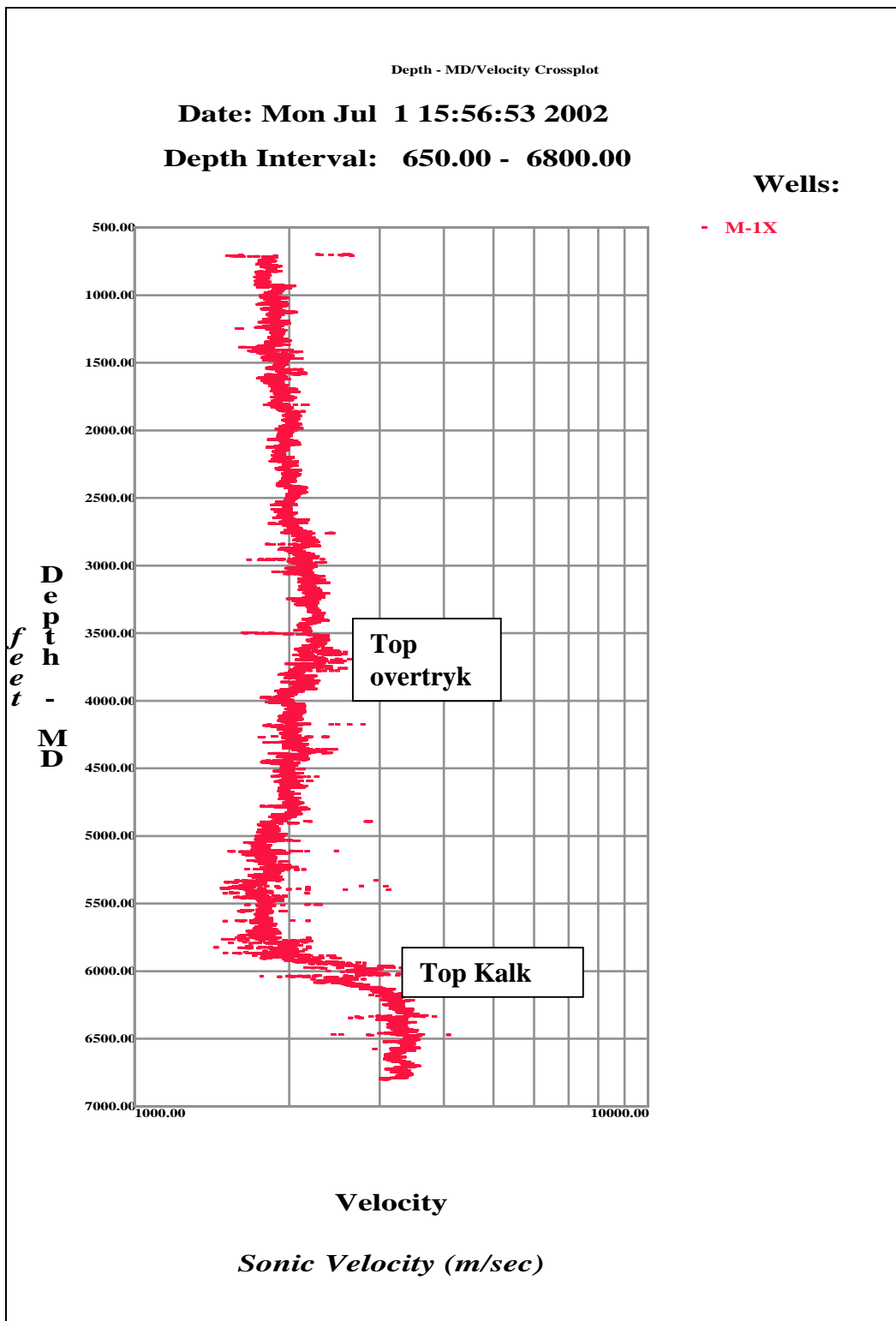
Lydbølger udsendes fra en transmitter og modtages via en receiver; herved måles transit-tiden (løbetiden) for lydbølgen. Løbetiden kan herefter omregnes til en hastighed. I en boring giver sonic-hastigheden en indikation af, hvilken bjergart der er gennemboret.

Geologisk anvendes Sonic loggen til bestemmelse af

1. Bjergarter
2. Laggrænser
3. Porøsitet
4. Gas
5. Forbindelsesled til seismik (geofysik)
6. Sprække identifikation
7. Cement kontrol

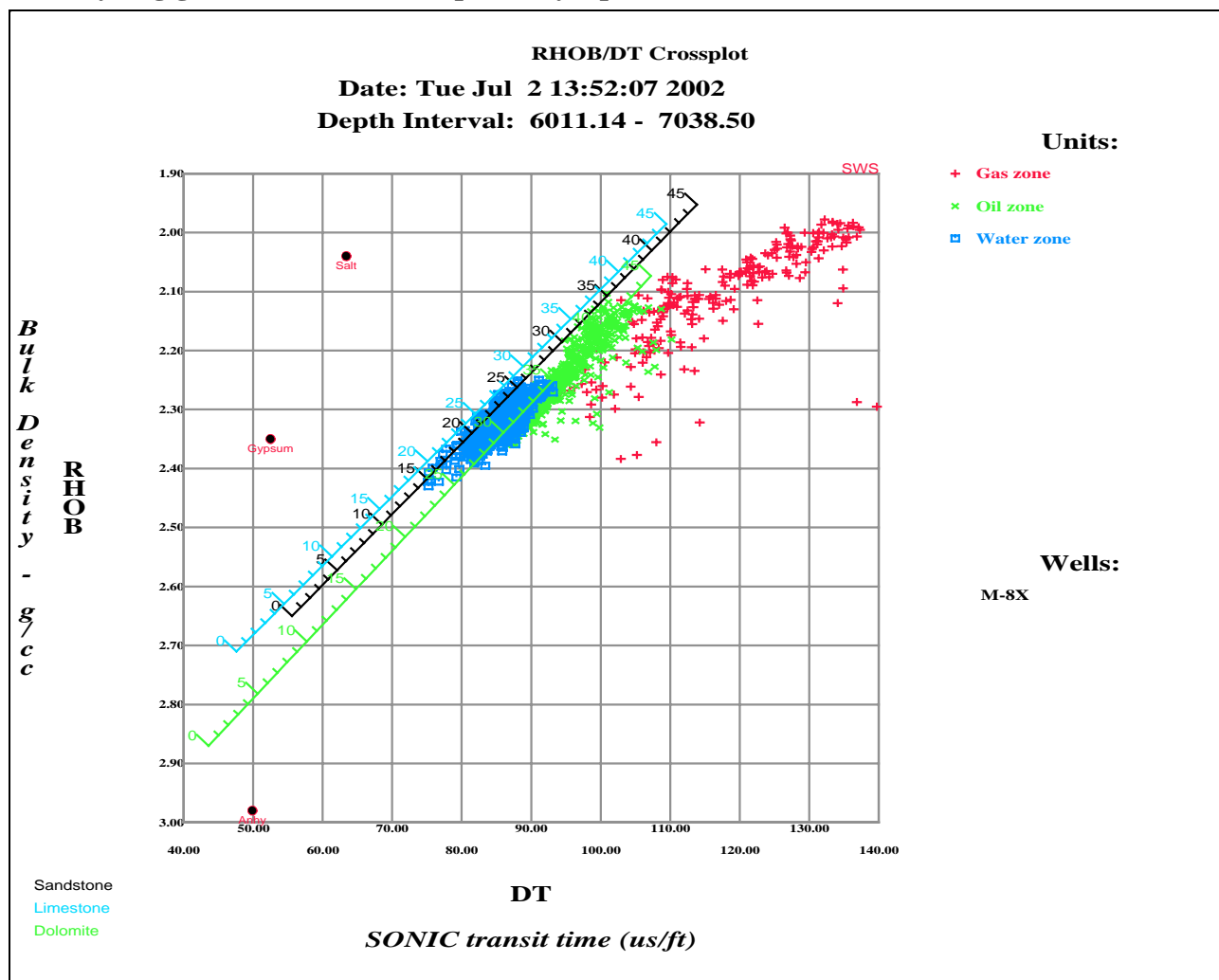
16/1-3





Sonic-log optaget i den lerede sekvens, der ligger over kalken. Normalt vil hastigheden stige med dybden i en sådan ler-holdig formation ("Tertiary shale"), men i Dansk Nordsø falder hastigheden med dybden fra et vist dybdeniveau at regne på grund af, at der opbygges et overtryk i den nederste del af formationen. Overtrykket fortsætter ned i kalken. Bemærk: Logaritmisk x-akse.

Overtryk og gas-effekt (illustreret på et krydsplot RHOB/DT):



Krydsplot mellem sonic-log og densitets-log fra M-8x brønden, Dan feltet. På grund af overtryk i reservoiret er det vanskeligt at bruge krydsplottet til at bestemme den bjergartsmæssige sammensætning af intervallet. Andre kilder viser imidlertid, at der er tale om kalksten (og ikke dolomit som man kunne tro ud fra krydsplottet!). Både sonic-loggen og densitets-loggen påvirkes herudover af tilstedeværelsen af gas (rød).

Modstandslogs

Der findes en mængde forskellige modstandslogs til måling af en formations specifikke modstand. Loggene er f.eks. forskellige med hensyn til læsedybden, der bl.a. afhænger af afstanden mellem strøm-elektrode og måle-elektrode. Modstandslogs er vigtige i formations evaluering, da kulbrinte-mætningen er en funktion af formationsmodstanden (se senere). Olie og gas er dårlige ledere for elektrisk strøm – i modsætning til f.eks. salt formationsvand.

Modstandslogs med stor læsedybde/ indtrængningsdybde:

LLD: Laterolog Deep – dyb laterolog (ved salt boremudder)
ILD: Induction Log Deep – dyb induktionslog (ved fersk boremudder)
AIT-90: Array Induction Imager Tool-90 – dyb induktionslog med en læsedybde på ca. 90 tommer.

Modstandslogs med moderat læsedybde/ indtrængningsdybde:

LLS: Laterolog Shallow – medium laterolog
ILM: Induction Log Medium – medium induktionslog
AIT-90: Array Induction Imager Tool-60 – dyb induktionslog med en læsedybde på ca. 60 tommer.

Modstandslogs med kort læsedybde/ indtrængningsdybde:

MSFL: Micro Spherically Focused Log
SFL: Spherically Focused Log ('averaged' (A) eller 'unaveraged' (U))
MLL: Micro LateroLog.
AIT-20: Array Induction Imager Tool-20 – dyb induktionslog med en læsedybde på ca. 20 tommer.

Ingen af disse logs måler direkte formationens sande modstand (R_t), men R_t kan beregnes ved at kombinere 3 modstandslogs med henholdsvis stor, moderat og kort læsedybde. En modstandslog med stor læsedybde måler dog tilnærmelsesvis R_t , men påvirkes alligevel til en vis grad af det boremudder, der trænger ind i formationen.

Modstandslogs med kort læsedybde giver bl.a. information om modstandsforholdene tæt på borehullet. Anvendes f.eks. i forbindelse med beregning af den bevægelige oliemængde. En modstandslog med kort læsedybde kan opløse tyndere lag end en modstandslog med stor læsedybde.

Beregning af olie- og gasmætninger

I ler-fri og næsten ler-fri bjergarter beregnes vandmætningen (S_w) som regel ved hjælp af Archie's ligning:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{(PHIE)^m R_t}}$$

hvor,

S_w er vandmætningen (i fraktion).

$PHIE$ er effektiv porøsitet (i fraktion).

R_w er formationsvandets modstand (i ohm-m).

R_t er formationens 'sande' modstand (i ohm-m).

a Archie konstant.

n mætnings-eksponent.

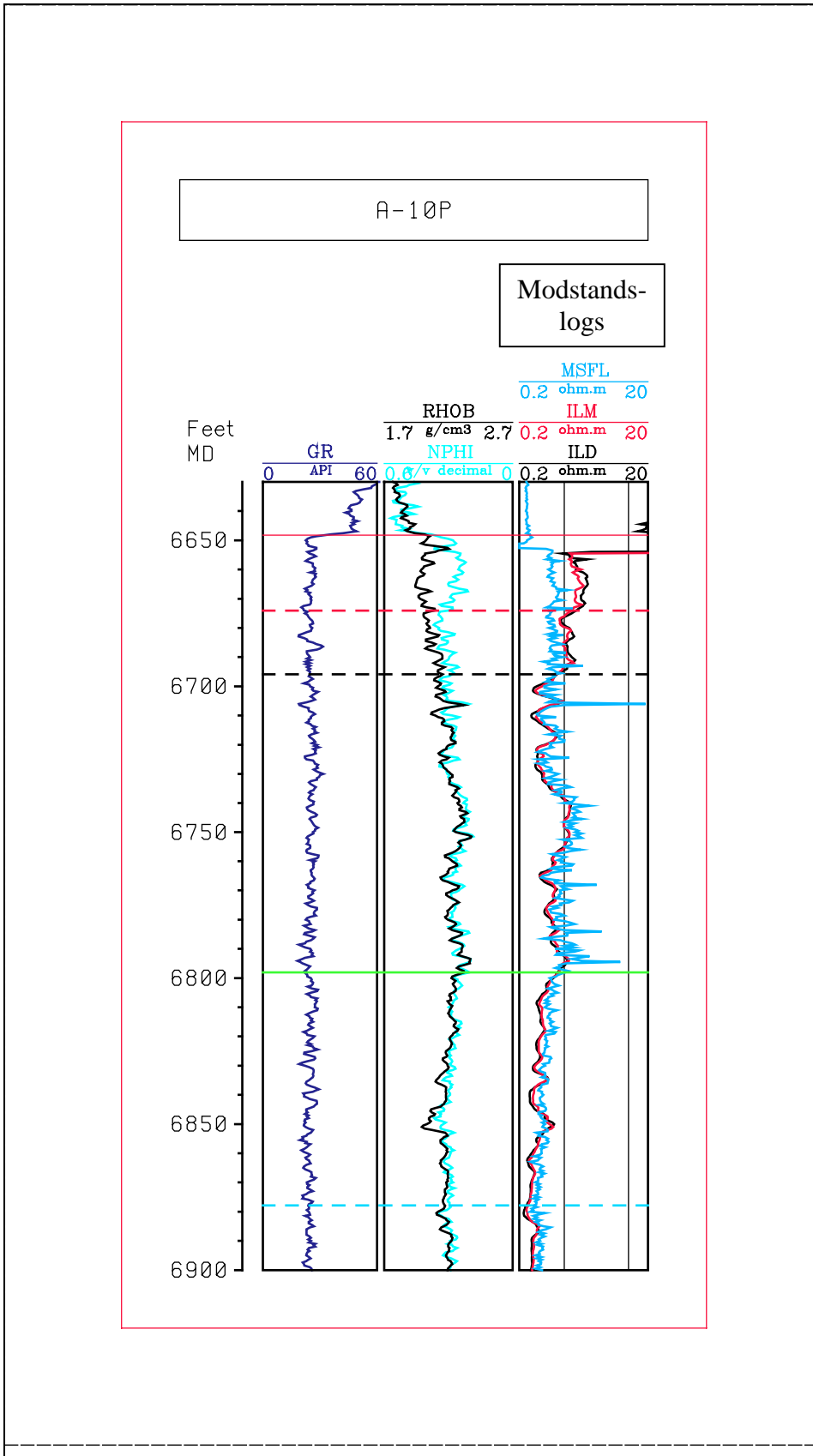
m cementations-eksponent.

Vandmætningen regnes altså som den **procentvise mængde vand i porevoluminet**. Når vandmætningen (S_w) er fundet, kan olie- eller gasmætningen bestemmes som 100% minus S_w .

Hvorfra fås input data?:

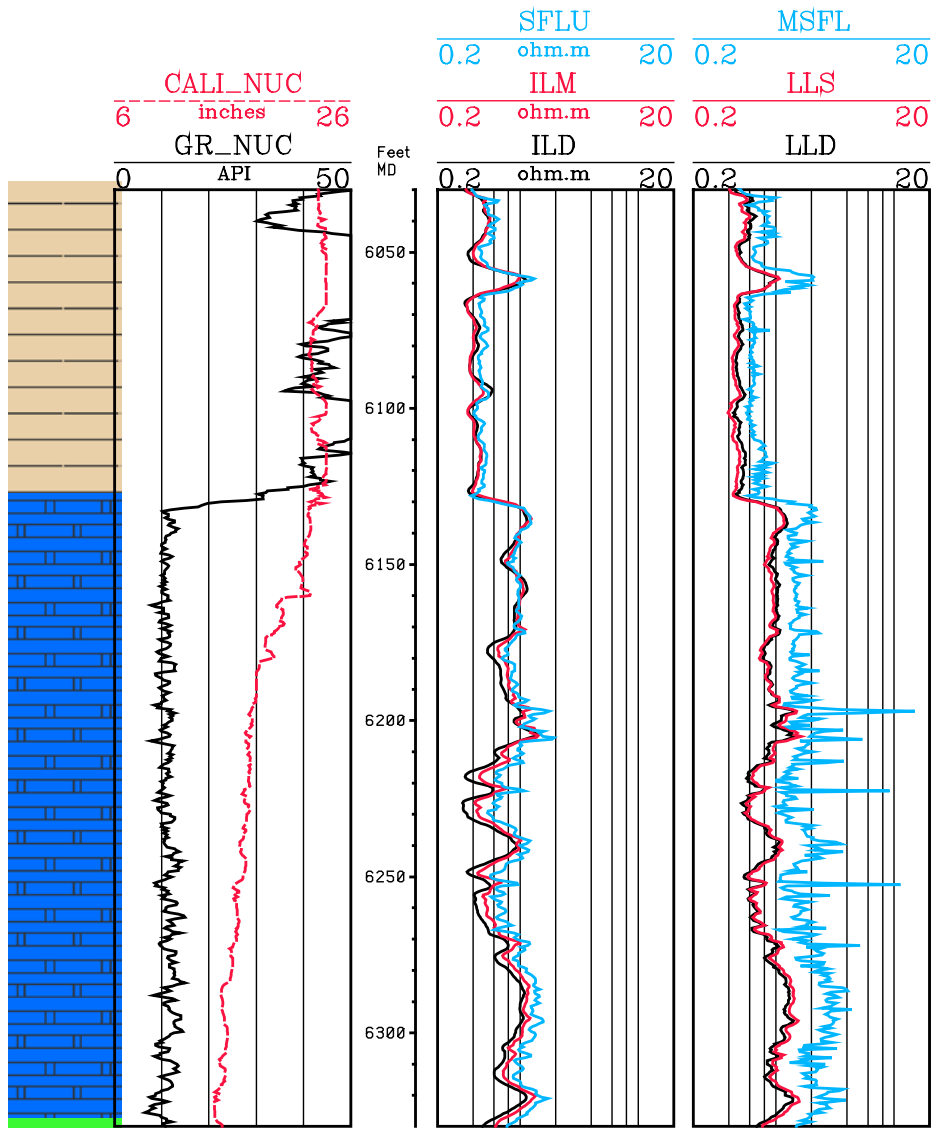
- $PHIE$: den effektive porøsitet bestemmes ud fra tolkning af GR- og porøsitetsloggene, dvs. densitets-, neutron- eller sonic-loggen – som beskrevet ovenfor.
- Oplysning om R_w fås enten ud fra et Pickett plot eller gennem direkte måling, f.eks. på en prøve af porevæsken (vandprøve).
- Som R_t kan man bruge en modstandslog med stor læsedybde (indtrængningsdybde), men der opnås et mere korrekt resultat, hvis den dybe modstandslog først korrigeres for indtrængning af boremudder ('invasion correction').
- Oplysninger om de petrofysiske konstanter a , m , n fås via speciel kerneanalyse. Cementations-eksponenten m og Archie's konstant a bestemmes ud fra målinger af formationsfaktoren (FF), ofte vælges det dog at sætte $a = 1$. Mætnings-eksponenten n bestemmes ud fra målinger af Resistivitets Index (RI). Målinger af FF og RI bør udføres under tryk.

Modstandslogs med forskellige indtrængningsdybder

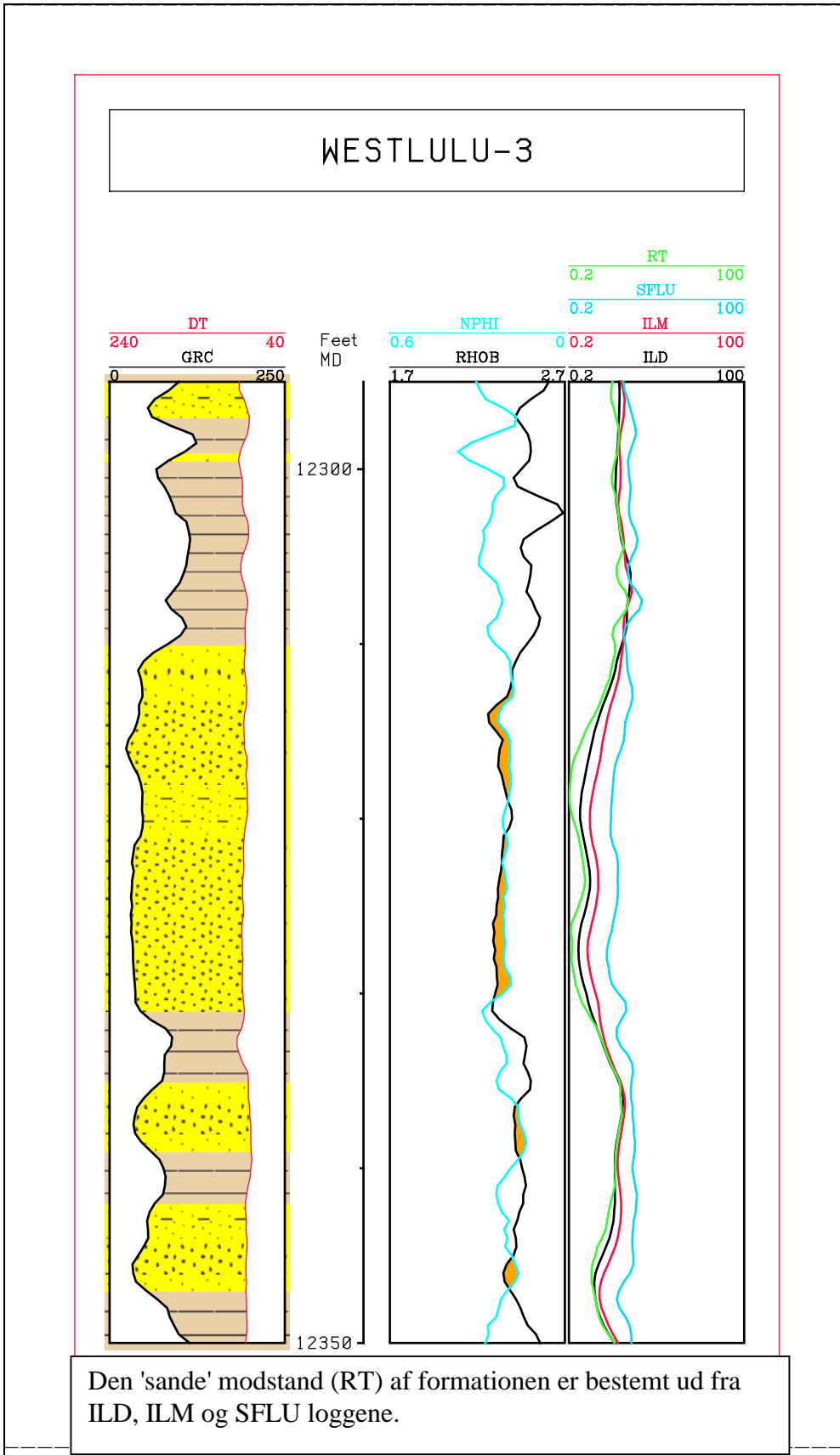


GR og Caliper – Dual Induction Log (ILD, ILM) – Dual Laterolog (LLD, LLS)

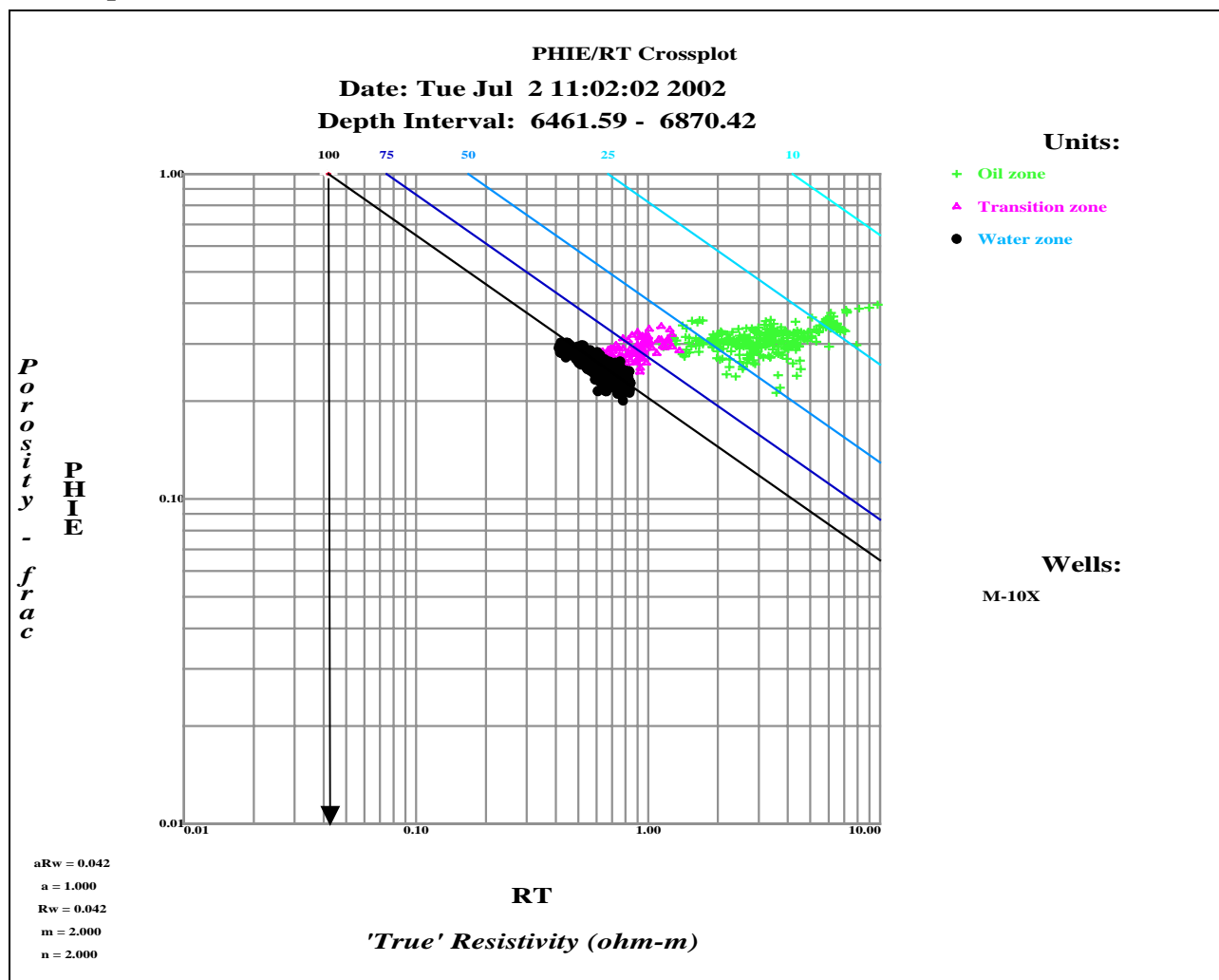
ANNE-3



Beregning af modstanden i den uforstyrrede del af formation (RT)



Pickett plot til bestemmelse af R_w

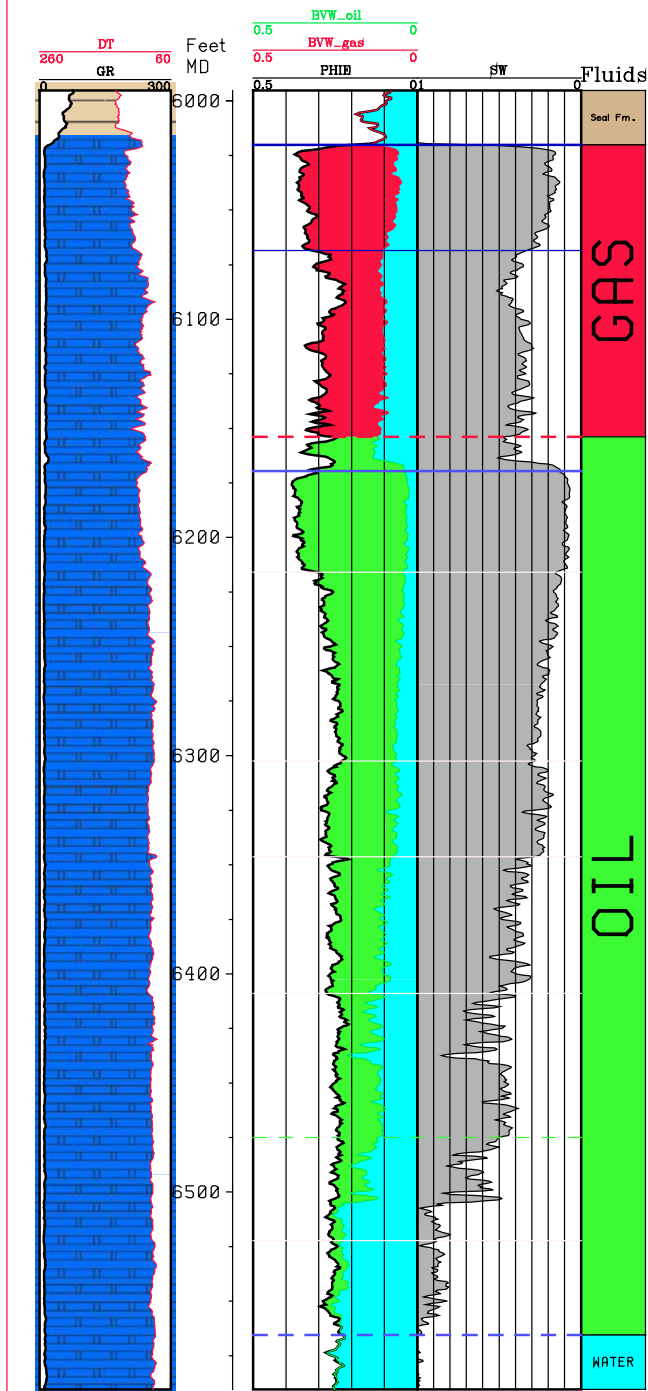


Krydsplot mellem formations-modstanden (RT) og porøsiteten (PHIE) – et såkaldt Pickett plot. Modstanden af formationsvandet (R_w) aflæses på x-aksen ved pilen. R_w -værdien er udledt på baggrund af de sorte punkter, der beskriver forholdene i en ren vandzone ($S_w = 100\%$). Punkter fra transitions- og oliezone kan ikke bruges til bestemmelse af R_w , men er medtaget for at vise, hvordan tilstedeværelse af olie påvirker punktsværmens beliggenhed i plottet.

Modstanden af formationsvandet er stærkt afhængig af temperaturen, derfor bør den temperatur ved hvilken R_w er målt altid oplyses (kunne f.eks. være reservoir-temperaturen eller en standardtemperatur ($\sim 25^\circ\text{C}$)). Oplysning om temperaturens variation med dybden kan fås via en log (temperatur-log) eller via interpolation mellem overfladetemperatur og bundhulstemperatur (BHT).

Alternativt kan modstanden af formationsvandet beregnes, hvis formationsvandets salinitet er kendt.

ME-2



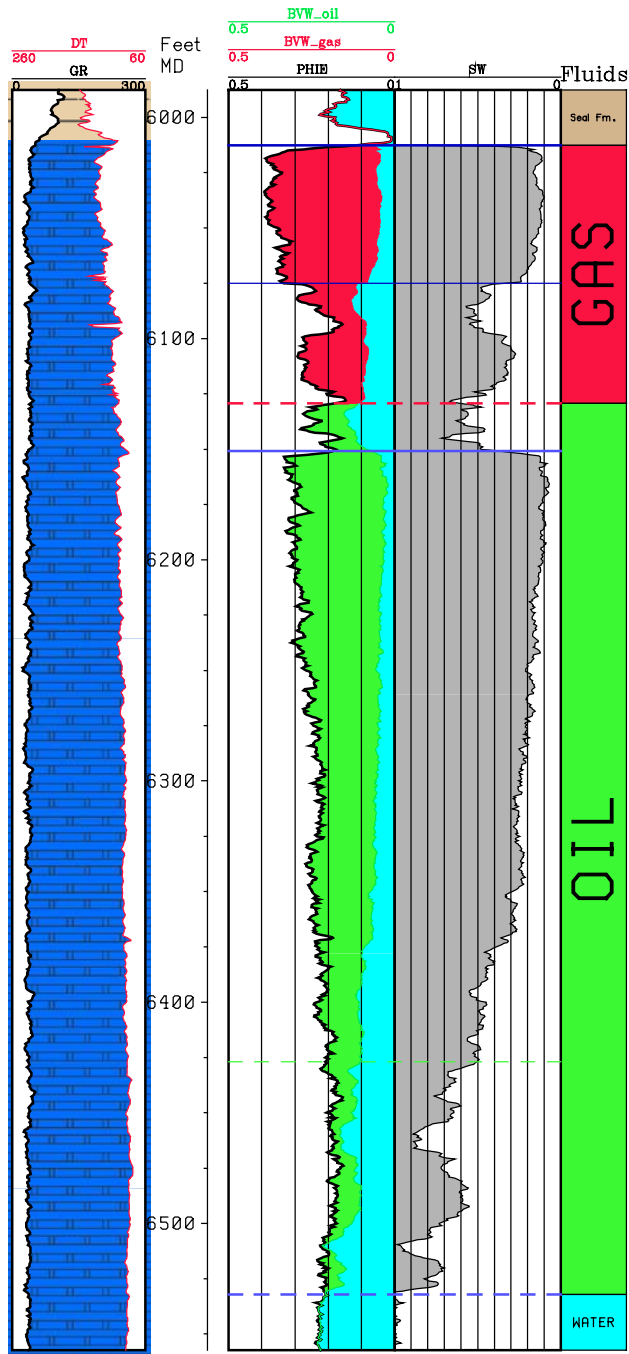
Log-tolkning af ME-2 brønden, - kalkbrønd fra Dan feltet.

Porøsitetstolkningen (PHIE) ses i det midterste spor (spor 2), skalaen er: 50% (tv.) – 0% (th.).
Porerummet er udfyldt med:

- Gas (rød)
- Olie (grøn)
- Vand (blå)

Vandmætningstolkningen (SW) ses i det sidste spor (spor 3), skalaen er: 100% (tv.) – 0% (th.).
Kulbrintemætningen er frem-hævet med grå farve.

M-8X



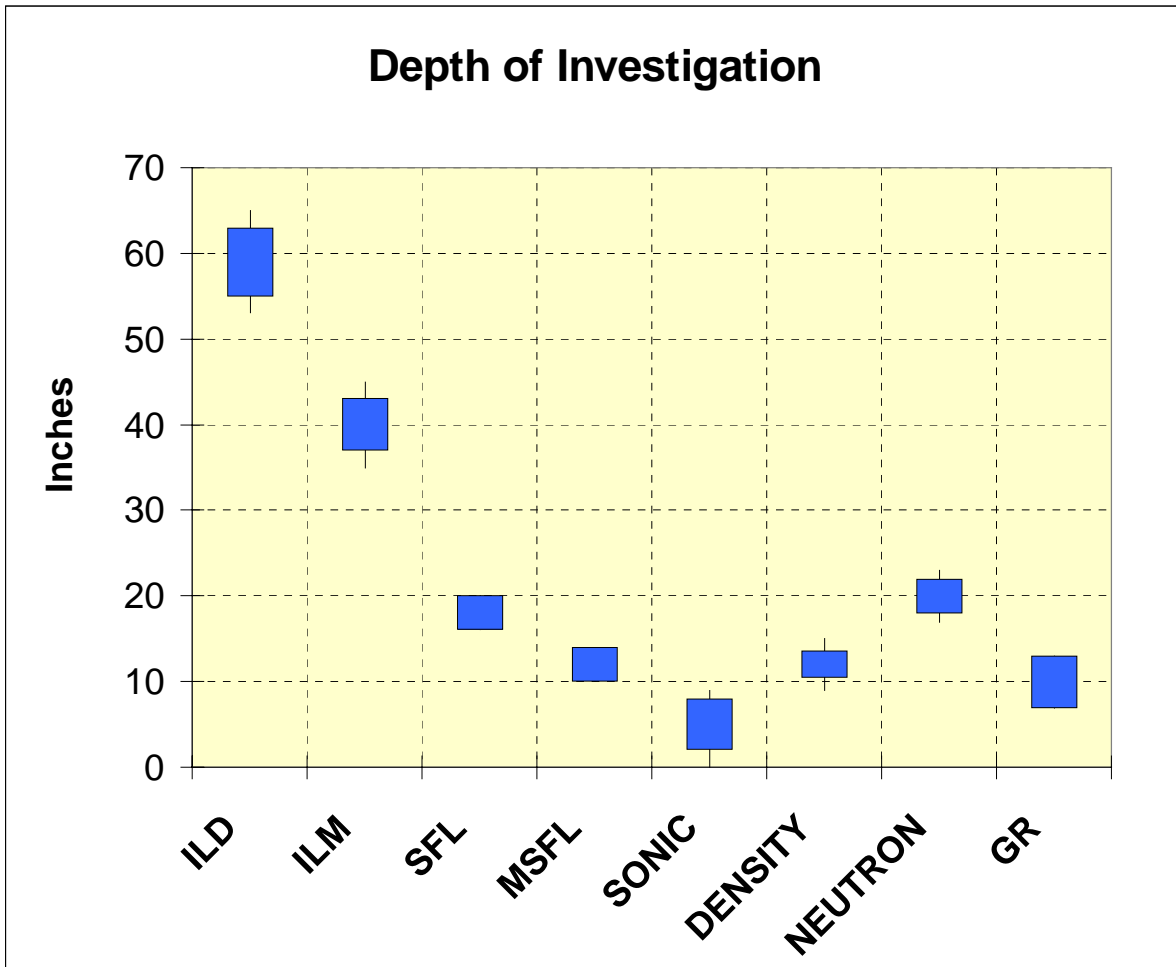
Log-tolkning af M-8x, - kalk-brønd, Dan feltet

Porøsitetstolkningen (PHIE) ses i det midterste spor (spor 2), skalaen er: 50% (tv.) – 0% (th.). Porerummet er udfyldt med:

- Gas (rød)
- Olie (grøn)
- Vand (blå)

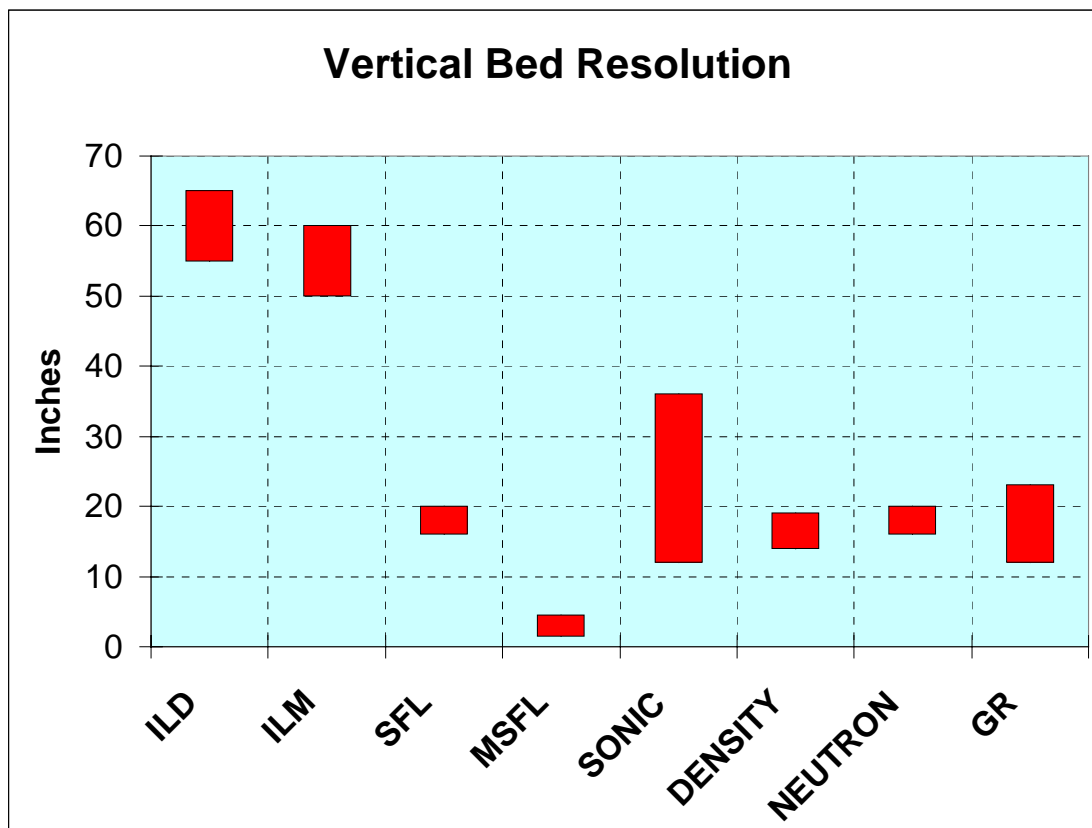
Vandmætningstolkningen (SW) ses i det sidste spor (spor 3), skalaen er: 100% (tv.) – 0% (th.). Kulbrintemætningen er fremhævet med grå farve.

Indtrængsningsdybde



Læsedybder (indtrængningsdybder) for forskellige logs i tommer (inches). 1 tomme = 2.54 cm.

Opløsningsevne



Vertikal opløsningsevne for forskellige logs i tommer (inches). 1 tomme = 2.54 cm. Logs med kort læsedybde kan identificere meget tyndere lag end logs med stor læsedybde. Lagene skal mindst være så tykke som vist i diagrammet for af loggen kan opløse lagene.

Øvelser

i

log-tolkning

Øvelse 1

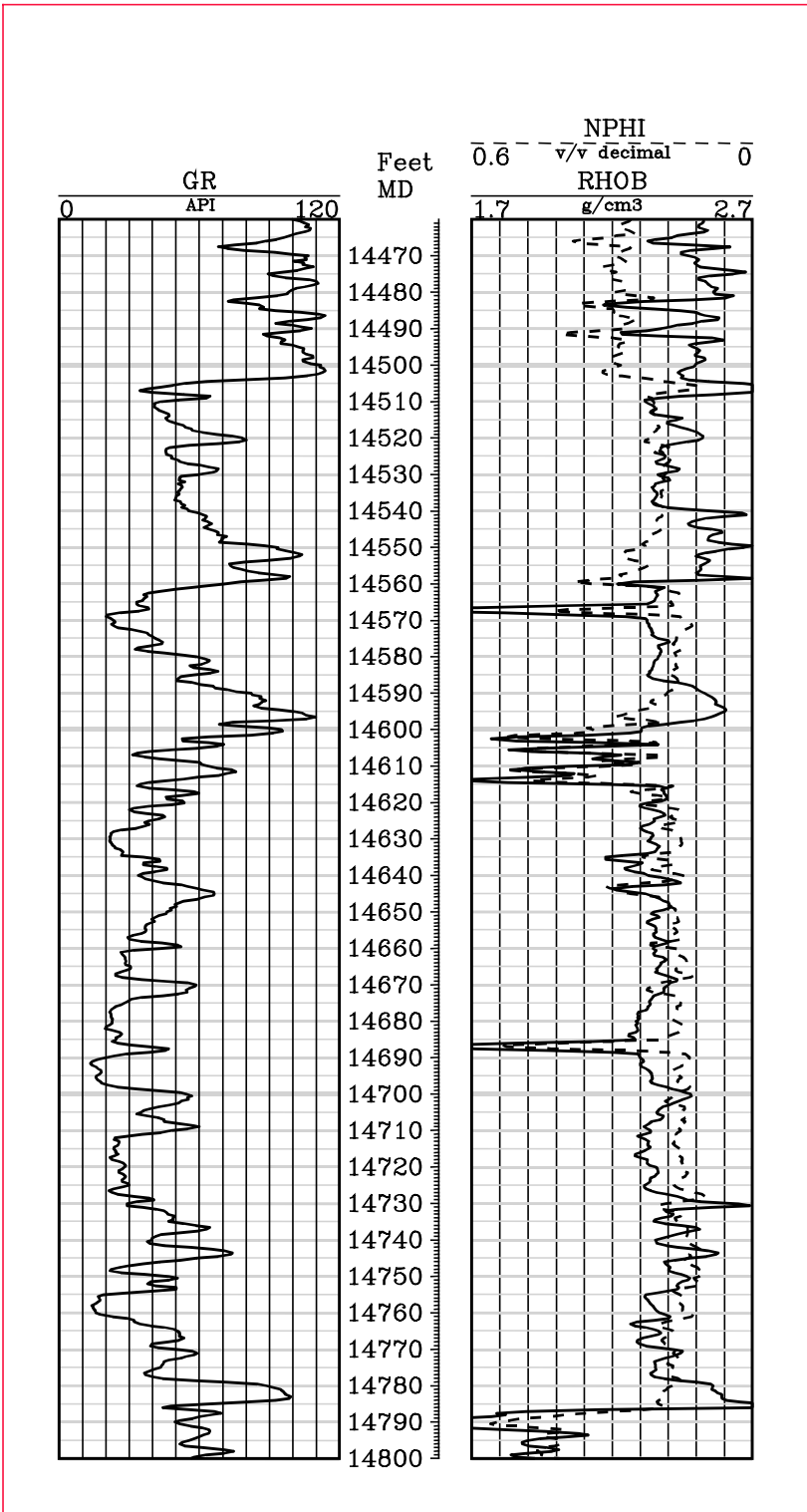
Vurdering af mængden af ler i en bjergart

Gamma-loggen (GR) anvendes bl.a. til at bestemme mængden af ler i formationen. På vedlagte plot er der vist 3 logs fra et interval, der består af en blanding af ler- og sandsten. Gamma-loggen er vist i det venstre spor, mens både neutron-loggen og densitets-loggen er vist i det højre spor.

Brug gamma-loggen til at beregne, hvor mange procent ler, der omtrent er i segl-formationen i intervallet 14460-14502 fod; tag f.eks. udgangspunkt i forholdene ved dybden 14500 fod. På baggrund af log-udsvingene vurderes en minimumsværdi for gamma-loggen (GR_clean) og som maksimumsværdi (GR_clay) anvendes 120 API.

Intervallet 14525-14540 fod består overvejende af leret sandsten – bemærk at der ikke er nogen "sandstens-separation" mellem densitets- og neutron-loggen. Brug gamma-loggen til at beregne, hvor mange procent ler der cirka er i formationen i intervallet 14530-14540 fod.

Øvelse 1



Øvelse 2

Bestemmelse af bjergartstype og porøsitet

På vedlagte plot er følgende er responset fra følgende logs udtegnet:

Gamma log (GR kurve)

Densitets log (RHOB kurve)

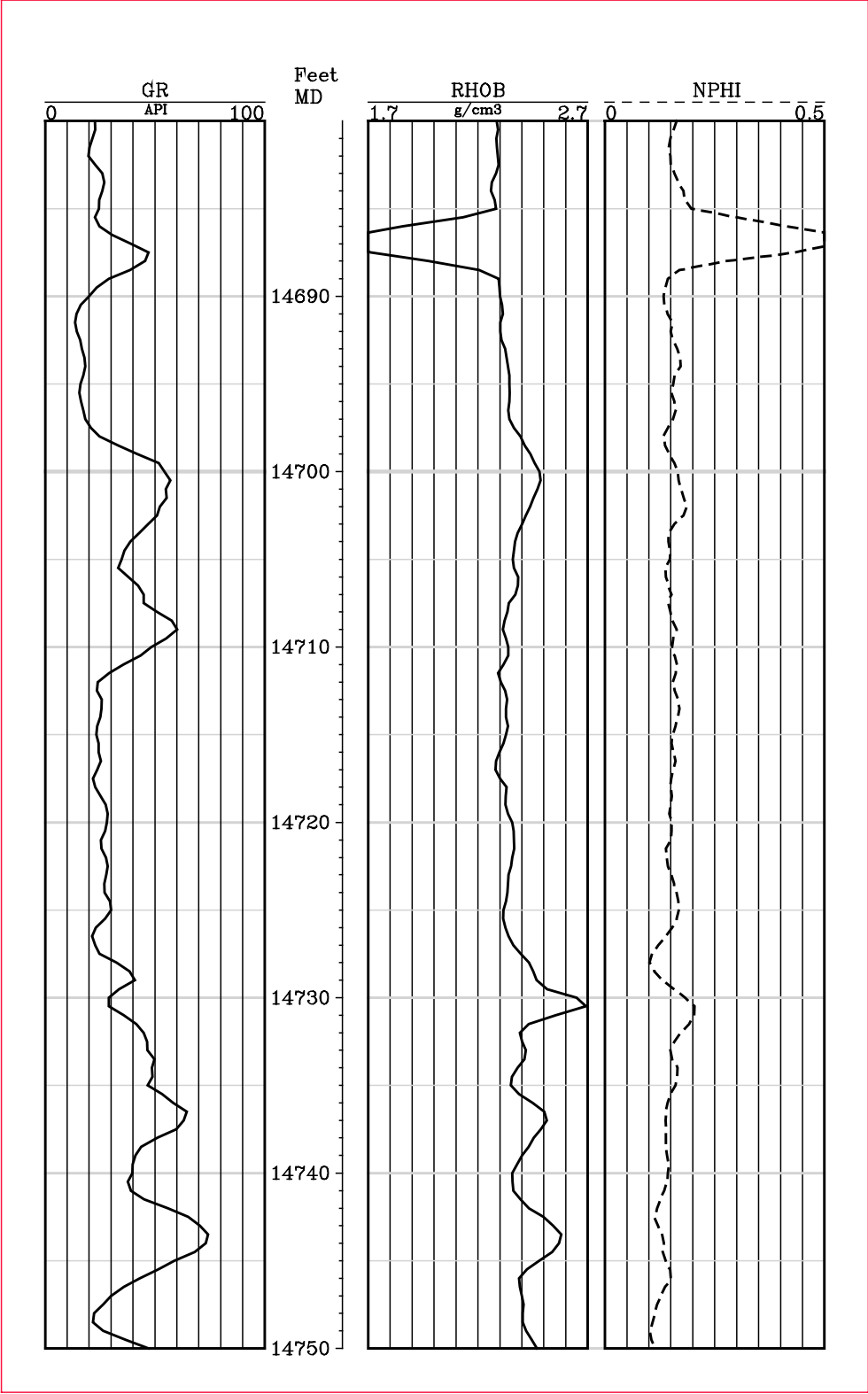
Neutron log (NPHI kurve)

- Hvilken bjergart dominerer i intervallet 14706-14727 fod?. Som hjælpemiddel bruges det vedlagte skema (chart) fra Schlumberger: "Porosity and lithology determination from Formation Density log and Compensated Neutron log". Find samhörrende værdier for RHOB og NPHI og plot derefter værdierne i skemaet fra Schlumberger.

Dybde (ft)	RHOB (g/cc)	NPHI (fraktion)	Bjergart
14710			
14715			
14720			
14725			

- Hvilken porøsitet har bjergarten (ca.)?

Øvelse 2



Øvelse 3

Reservoirbjergart, segl og fluid-kontakter

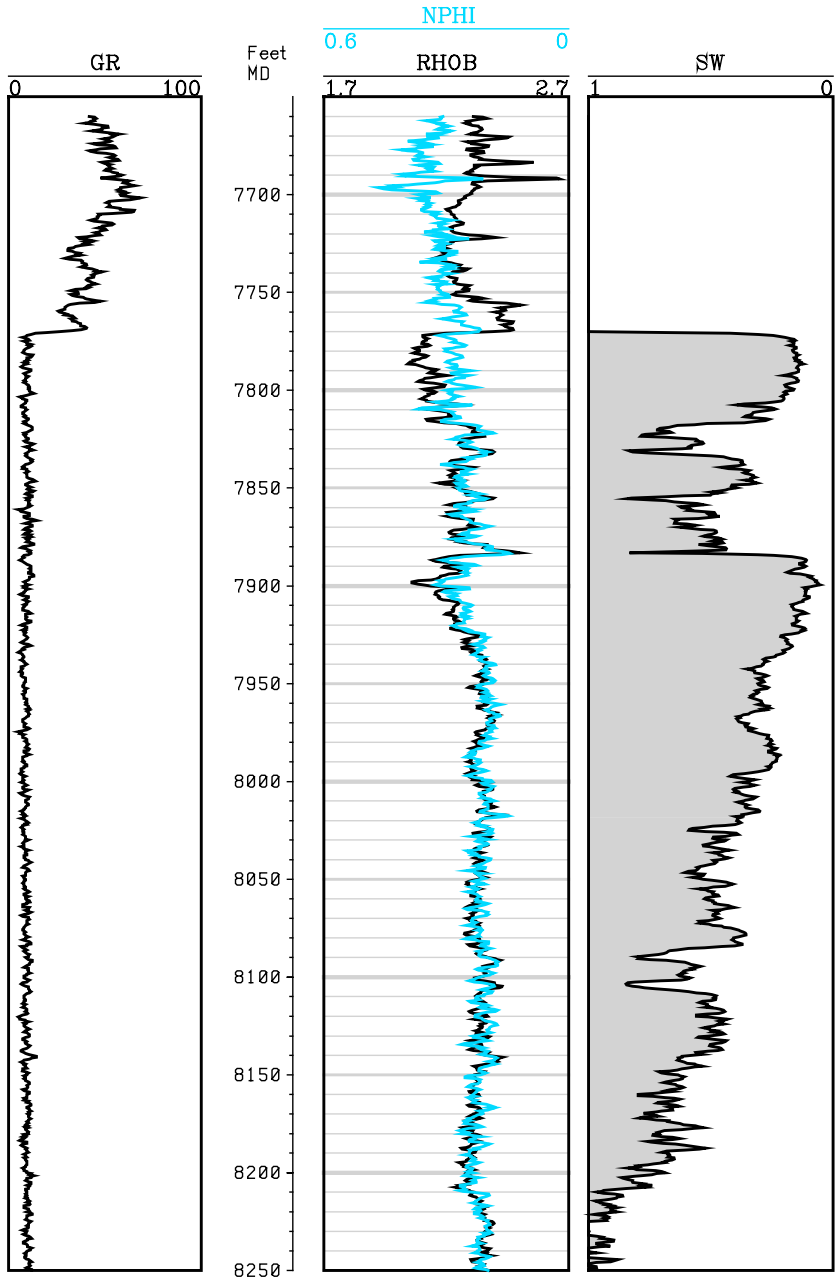
Plottet på næste side viser udvalgte log-kurver samt en beregnet vandmætningskurve for MFA-4 brønden fra Dan feltet.

GR kurve	Gamma-ray log.
RHOB kurve	Densitets log.
NPHI kurve	Neutron log.
SW kurve	Vandmætningskurve, grå fyldfarve viser kulbrintefordelingen.

- Hvordan ses det ud fra log-kurverne, at MFA-4 borer i kalk og ler?
- Indtegn beliggenheden af grænsen mellem ler og kalk, dvs. grænsen mellem reservoiret og seglet.
- Indtegn beliggenheden af gas-olie kontakten (GOC).
- Markér gas-zonens udstrækning med rødt – Hvor tyk er gas-zonen omtrentligt i denne brønd?
- Indtegn beliggenheden af olie-vand kontakten (OWC), dvs. første gang oliemætningen i reservoiret falder til 0 %. Markér olie-zonens udstrækning med grøn farve.

Øvelse 3

MFA-4



Øvelse 4

Beregning af porøsiteten i en kalk-brønd

Se vedlagte plot med log-kurver fra M-10x brønden, der stammer fra Dan feltet hvor reservoiret består af porøs kalksten. I kalkbjergarter beregnes porøsiteten ofte ud fra densitets-kurven (RHOB) efter at der er korrigeret for ler-effekt. Som regel anvendes følgende formel til beregning af porøsitet/PHIE:

$$\text{Porøsitet} = \text{PHIE} = \frac{RHO_{matrix} - RHOB}{RHO_{matrix} - RHO_{fluid}}$$

I Dan feltet er ler-mængden i kalken generelt set lille, og i denne opgave har vi derfor valgt at se bort fra tilstedeværelsen af evt. ler. Derfor bruges ren kalksten med en densitet på 2.71 g/cc (RHO_{matrix}). Densiteten af formationsvandet (RHO_{fluid}) sættes til 1.05 g/cc.

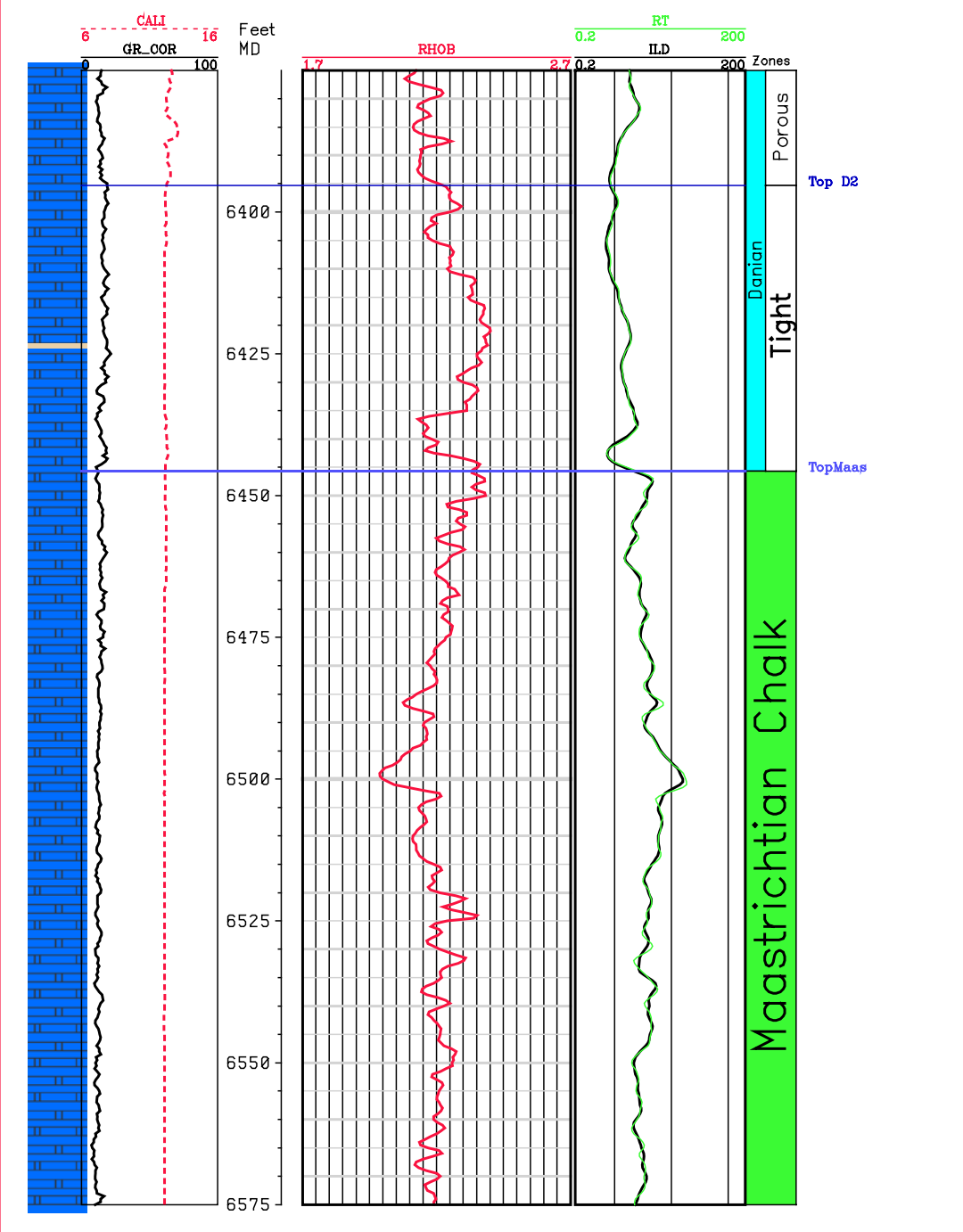
Aflæs RHOB-kurven i udvalgte dybder (se nedenfor) og beregn herefter porøsiteten ved hjælp af følgende formel, der er en modificeret udgave af den tidligere beskrevne formel:

$$\text{Porøsitet} = \text{PHIE} = \frac{2.71 - RHOB}{2.71 - 1.05} = \frac{2.71 - RHOB}{1.66}$$

Dybde (ft)	RHOB (g/cc)	Porøsitet (fraktion)	Reservoirzone i kalken
6390			Danian Porous (D1)
6421			Danian Tight (D2)
6495			Maastrichtian chalk

- I hvilken reservoir-zone fås generelt set de højeste porøsiteter ?
- På plottet markeres de intervaller, der har porøsiteter på over ca. 30%.

M-10X



Øvelse 5

Beregning af olie-mætning

I denne opgave fortsættes med en analyse af log-data fra M-10x boringen fra Dan feltet. For udvalgte dybder i reservoiret beregnes vand-mætningen (S_w) ved hjælp af Archie's ligning:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{(PHIE)^m R_t}}$$

hvor,

S_w er vandmætningen (i fraktion).

$PHIE$ er porøsitet (i fraktion).

R_w er formationsvandets modstand (i ohm-m).

R_t er formationens 'sande' modstand (i ohm-m).

a Archie constant.

n mætnings-exponent.

m cementations-exponent.

Brug log-plottet på næste side og aflæs formationsmodstanden (R_t) i udvalgte dybder (R_t har stort set samme værdier som den dybe induktionslog ILD). Porøsiteten ($PHIE$) er allerede listet i tabellen nedenfor. Med hensyn til de petrofysiske parametre anvendes: ' a ' = 1, ' m ' = 2, ' n ' = 2 og $R_w = 0.05$ ohm-m, således at Archie's ligning kan reduceres til:

$$S_w = \sqrt{\frac{0.05}{(PHIE)^2 \cdot R_t}}$$

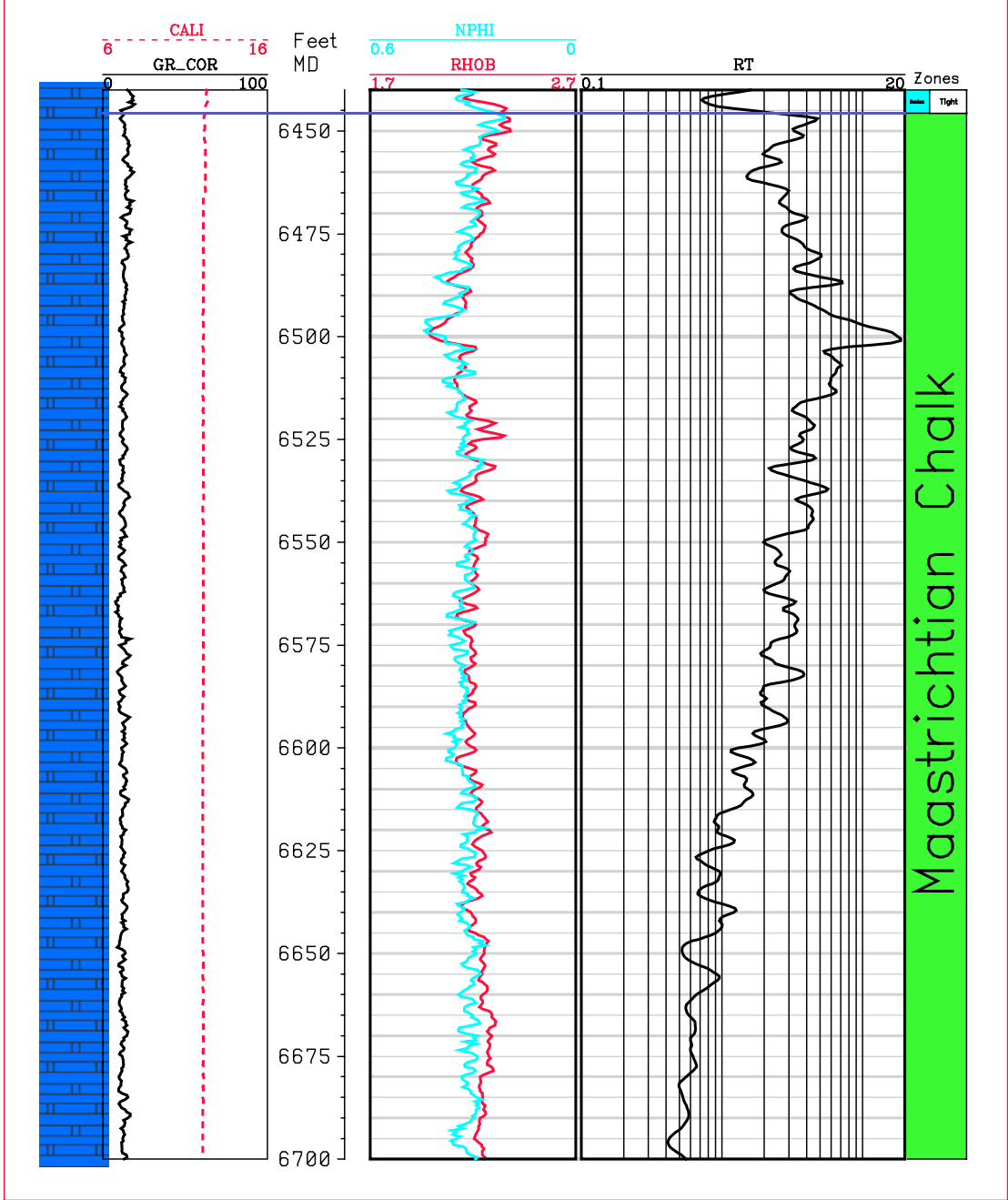
Oliemætningen beregnes herefter som $1 - S_w$.

Dybde	R_w	'a'	'm'	'n'	PHIE	R_t	S_w	$S_o=1-S_w$
6500	0.05	1	2	2	0.40			
6550	0.05	1	2	2	0.25			
6601	0.05	1	2	2	0.27			
6682	0.05	1	2	2	0.26			

- Fra hvilken dybde tror du, at oliemætningen er faldet til 50% eller derunder? Gæt evt.

- Hvor omtrent tror du, at olie-vand kontakten er beliggende? Gæt evt.

M-10X



II del

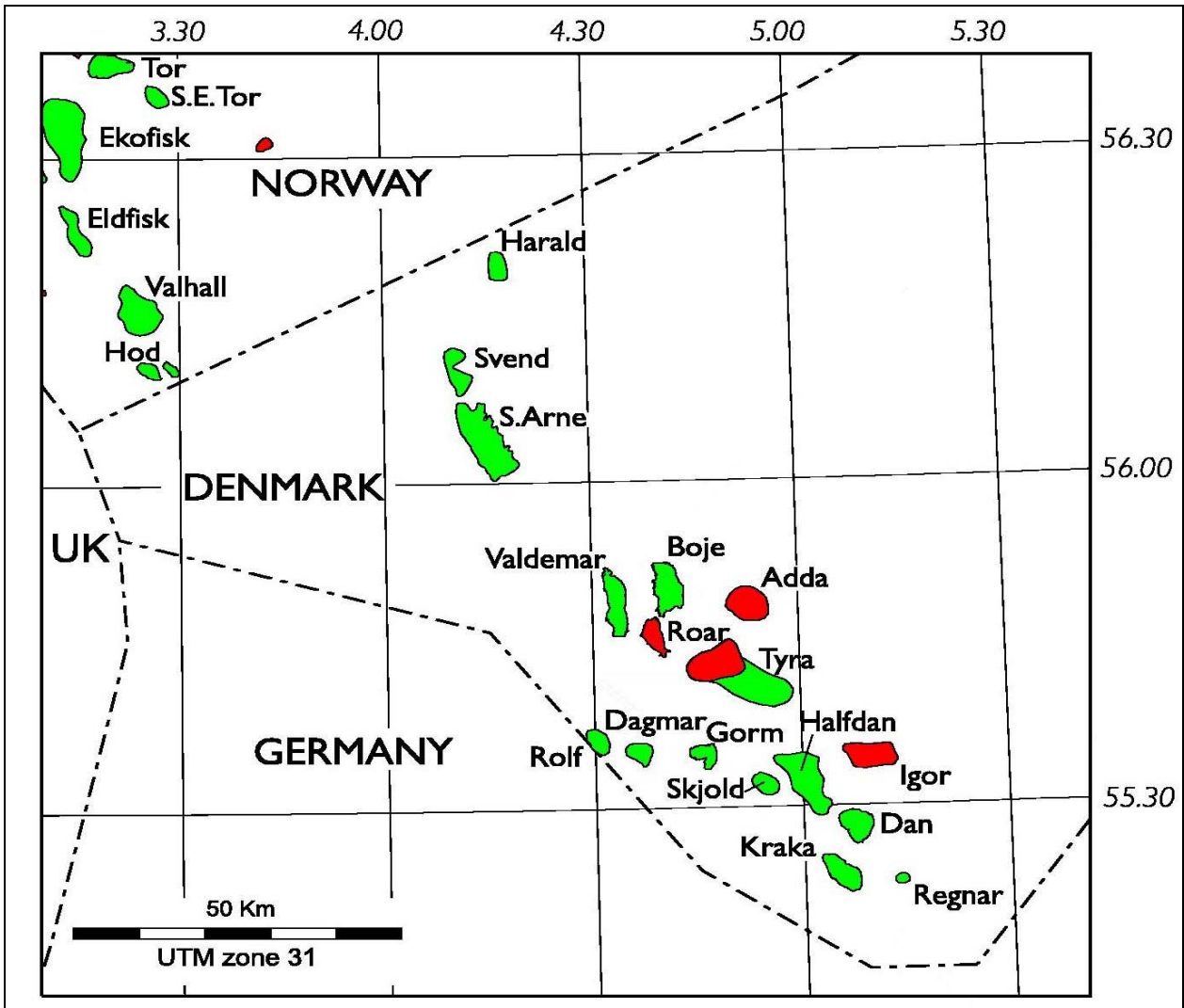
Olie- og gasfelter

- Reservoirkortlægning

- Tilstedeværende kulbritermængder

samt reserver

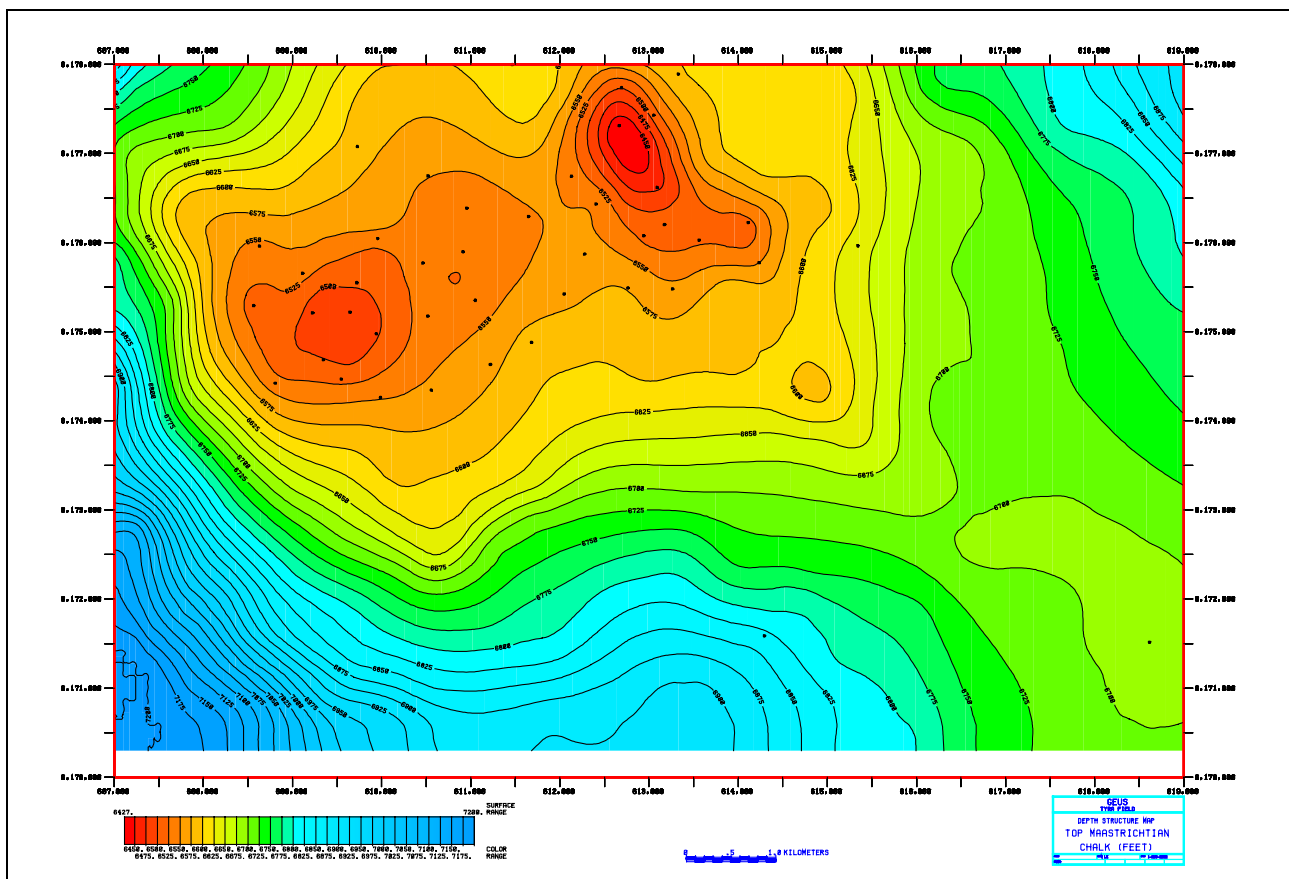
**Danske olie og gas felter -
- med kalk som reservoirbjergart**



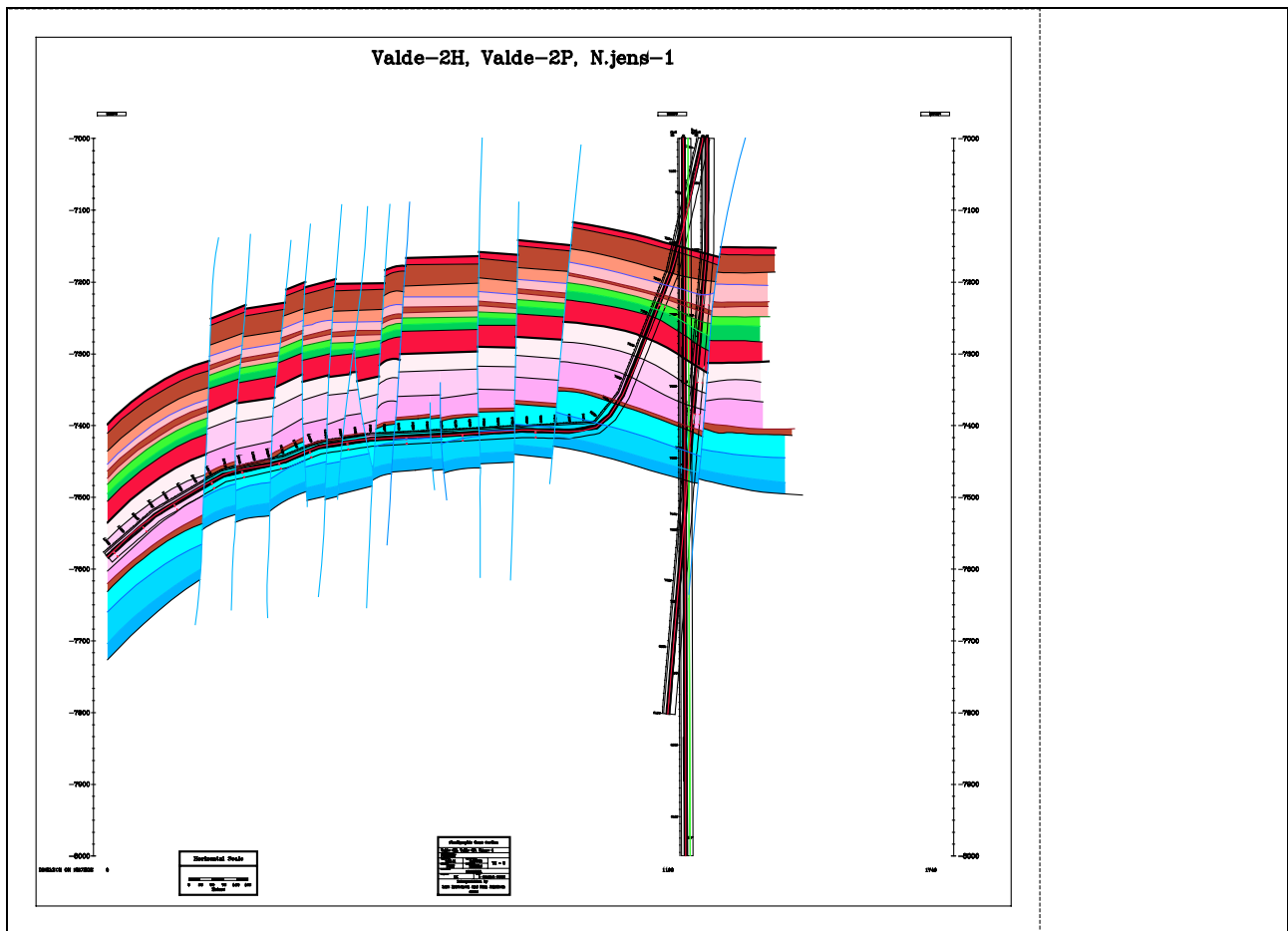
Reservoirkortlægning

1. Top reservoir kort
2. Opdeling reservoir-sektionen i lag eller reservoir-enheder
3. Tykkelseskort for hvert lag (herefter kan der fremstilles et top kort hvert lag)
4. Porøsitetskort for hvert lag
5. Mætningskort for hvert lag
6. Net-gross kort for hvert lag
7. HCPV kort for hvert lag

Eksempel på et 'top reservoir kort' Toppen af Maastrichtien kalken – Tyra feltet



Inddeling af reservoir-sektion i lag



Eksempel på en **reservoir-zonering** i Nedre Kridt intervallet på Valdemar feltet. Tværsnit langs brøndene Nord Jens-1, Valdemar-2P samt den horisontale valdemar-2H brønd. Der er i alt 16 lag, lagene med lyse farver (pink, blå, lys grøn) er egentlige reservoir-enheder med gode porøsitets- og permeabilitets-egenskaber, mens lag ikke-reservoirlag er markeret med mørke farver (brun, rød).

For hvert lag (reservoir-enhed) fremstilles:

- Et tykkelseskort (isochore kort)
- Et porøsitetskort
- Et mætningskort.

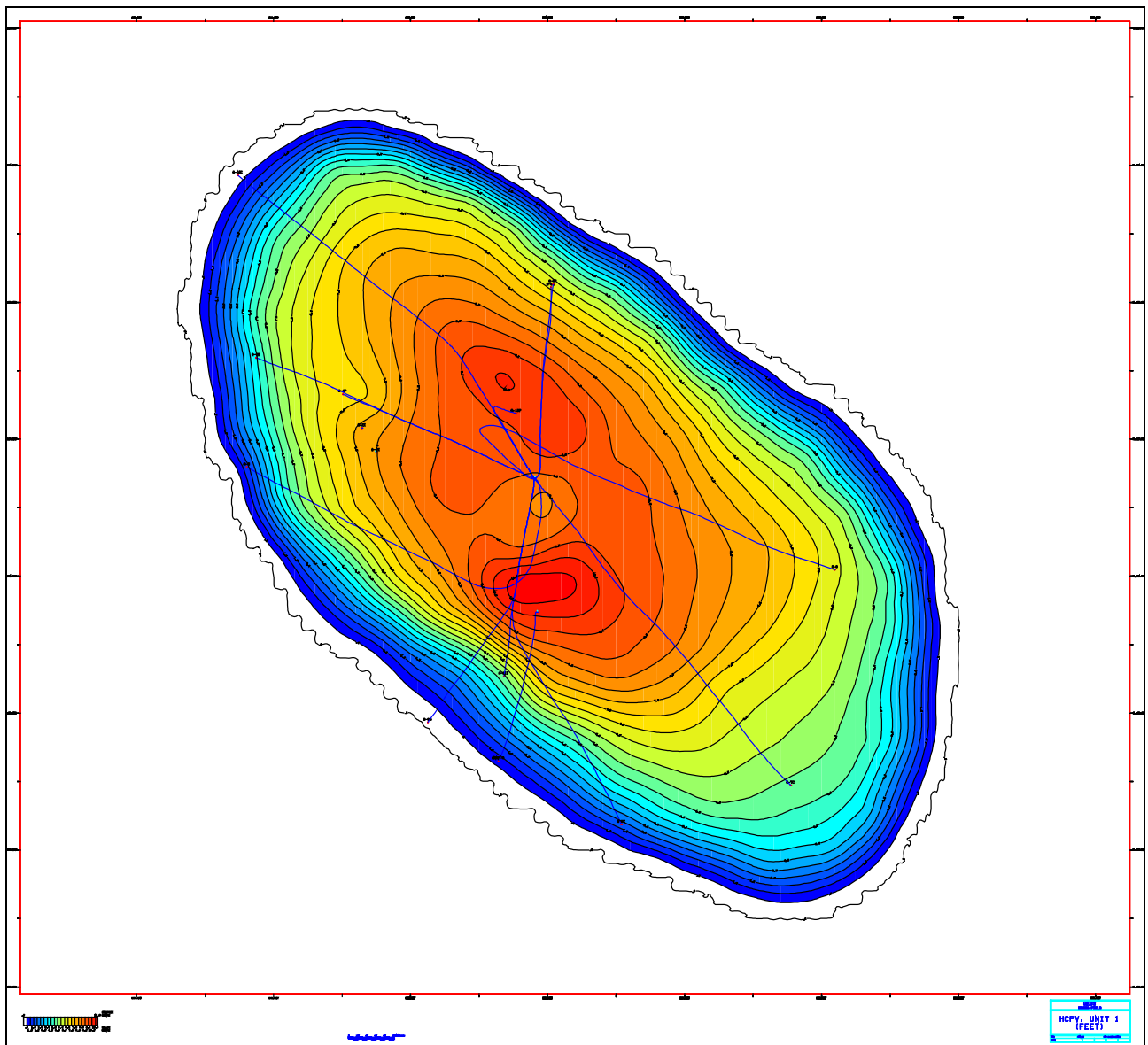
Kortene fremstilles på baggrund af de udførte log-tokninger i brøndene. Udenfor brøndkontrol er det ofte nødvendigt at bruge interpolation, ekstrapolation og/eller modellering.

Hvor meget olie er der i reservoiret?

For hvert lag fremstilles herefter et kort over "olie-højden", og følgende 3 kort ganges i princippet sammen:

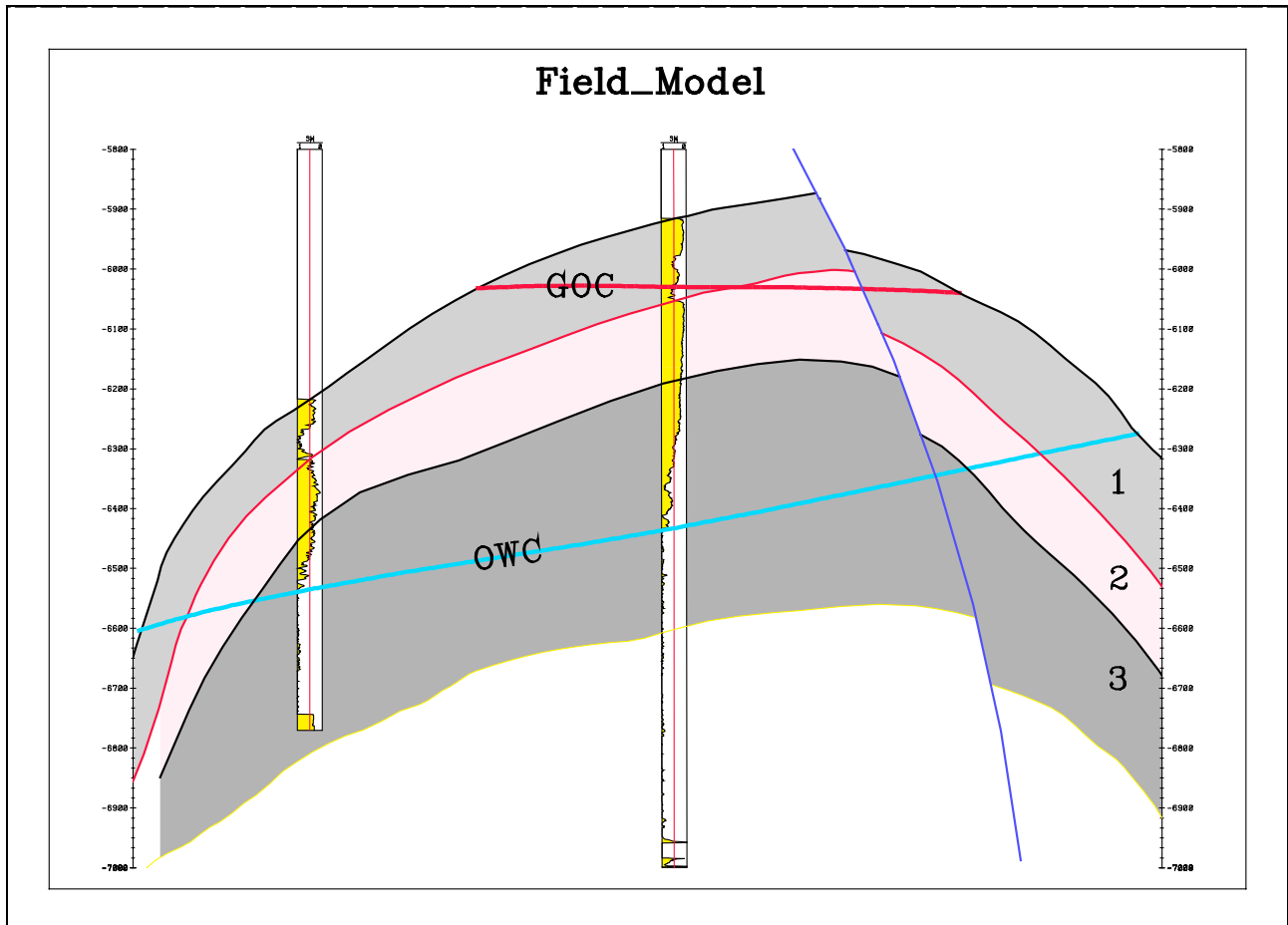
$$\text{Tykkelse} \times \text{Porøsitet} \times \text{Oliemætning}$$

Når man samtidig kender feltets udbredelse (areal) kan oliemængden (olie-voluminet) i laget herefter beregnes.



Eksempel på et 'olie-højde kort' ("Hydrocarbon-feet Map"). Reservoir-enhed #1, Kraka feltet.

I forbindelse med beregningen af olie-voluminet bør der tages hensyn til beliggenheden af gas-olie kontakten (GOC) og olie-vand kontakten (OWC): Og med hensyn til estimering af lag-tykkelse "skæres der således af ved kontakterne", se figuren nedenfor.



Reserver

Når den tilstedeværende oliemængde i et felt er beregnet, kan oliereserven bestemmes som:

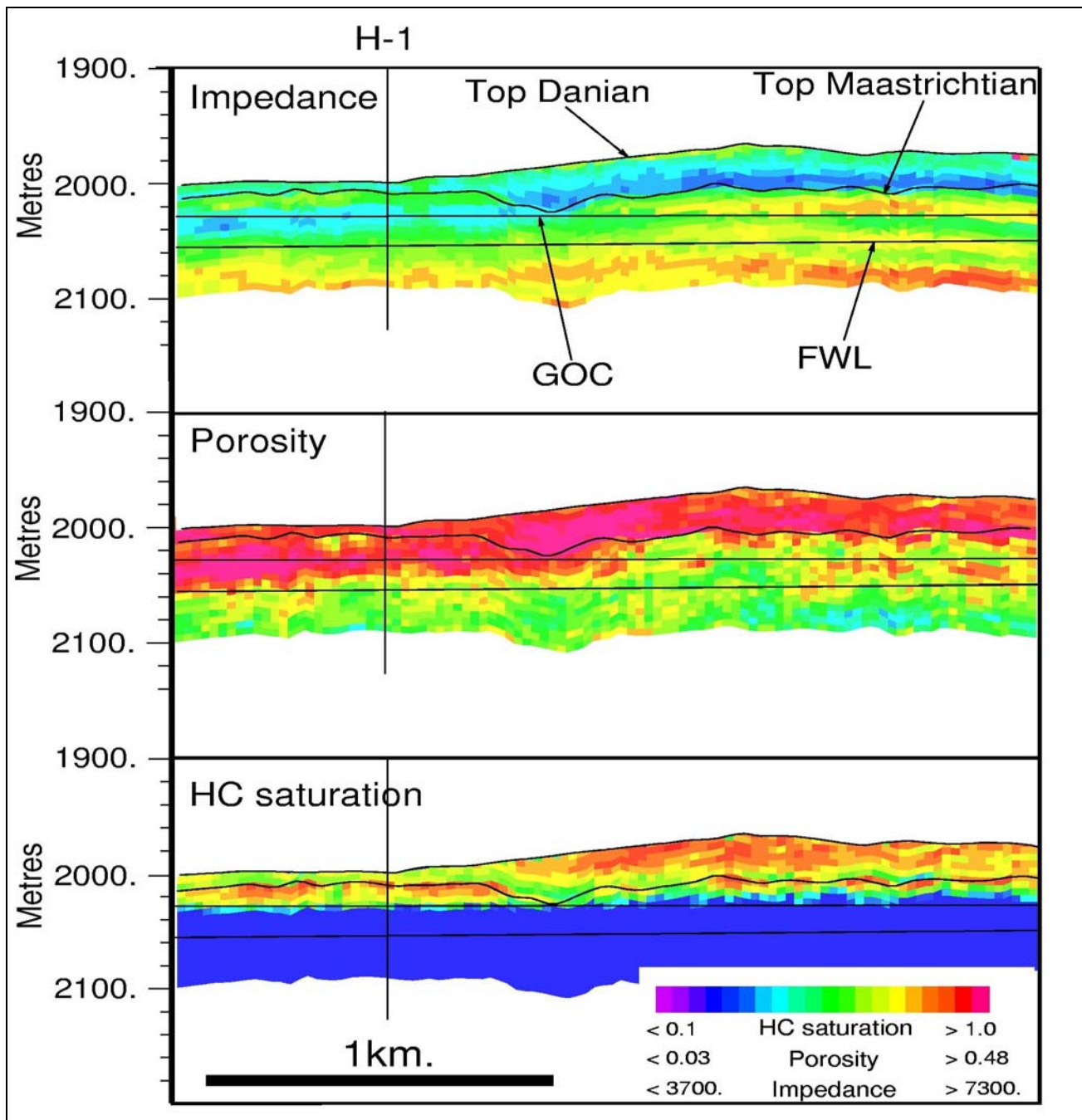
$$\text{Tilstedeværende oliemængde} \times \text{indvindingsgraden}$$

En reservoirsimulering vil ofte kunne give information om indvindingsgraden.

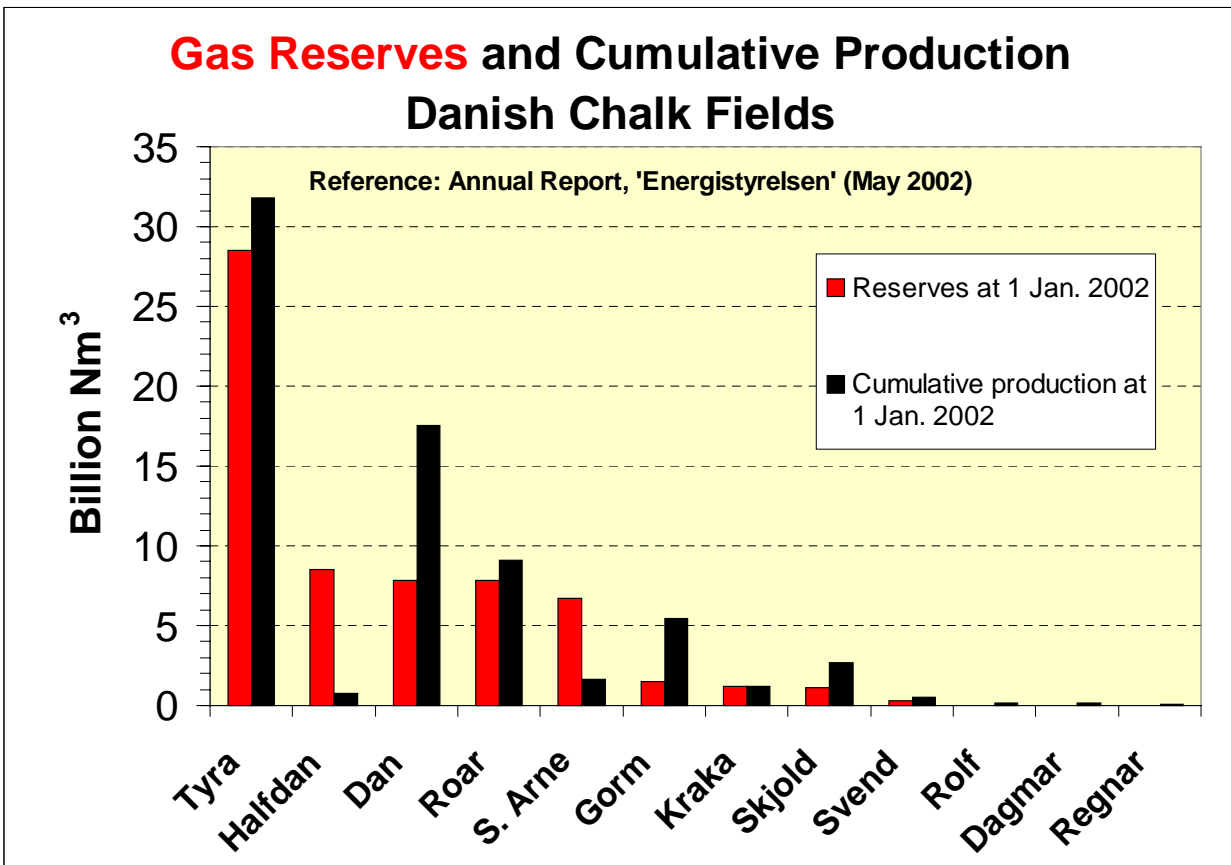
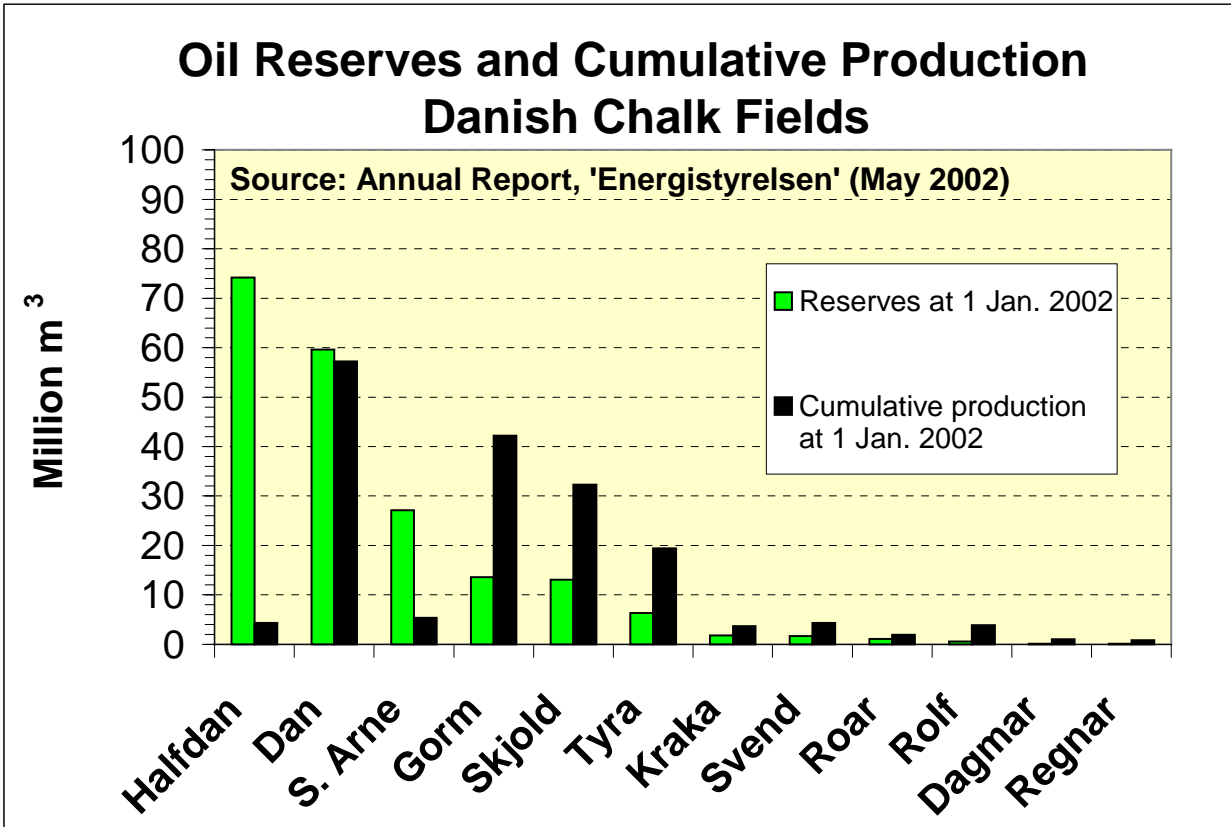
Udnyttelse af seismiske data ved reservoir-kortlægning

I de senere år har man indsamlet en stor mængde højopløselig seismik af virkelig god kvalitet (3D seismik). De seismiske data kan laves om til akustisk impedans (inverteres), og da ofte kan etableres en fornuftig sammenhæng mellem akustisk impedans og porøsitet, kan de seismiske data tit anvendes som grundlag for en modellering af porøsiteten.

Herefter kan kulbrinte-mætningen modelleres. Mætningen afhænger hovedsagelig af porøsiteten og dybden. I stedet for dybde bør man rettelig bruge "højde over det fri vandspejl (FWL)", se figur:

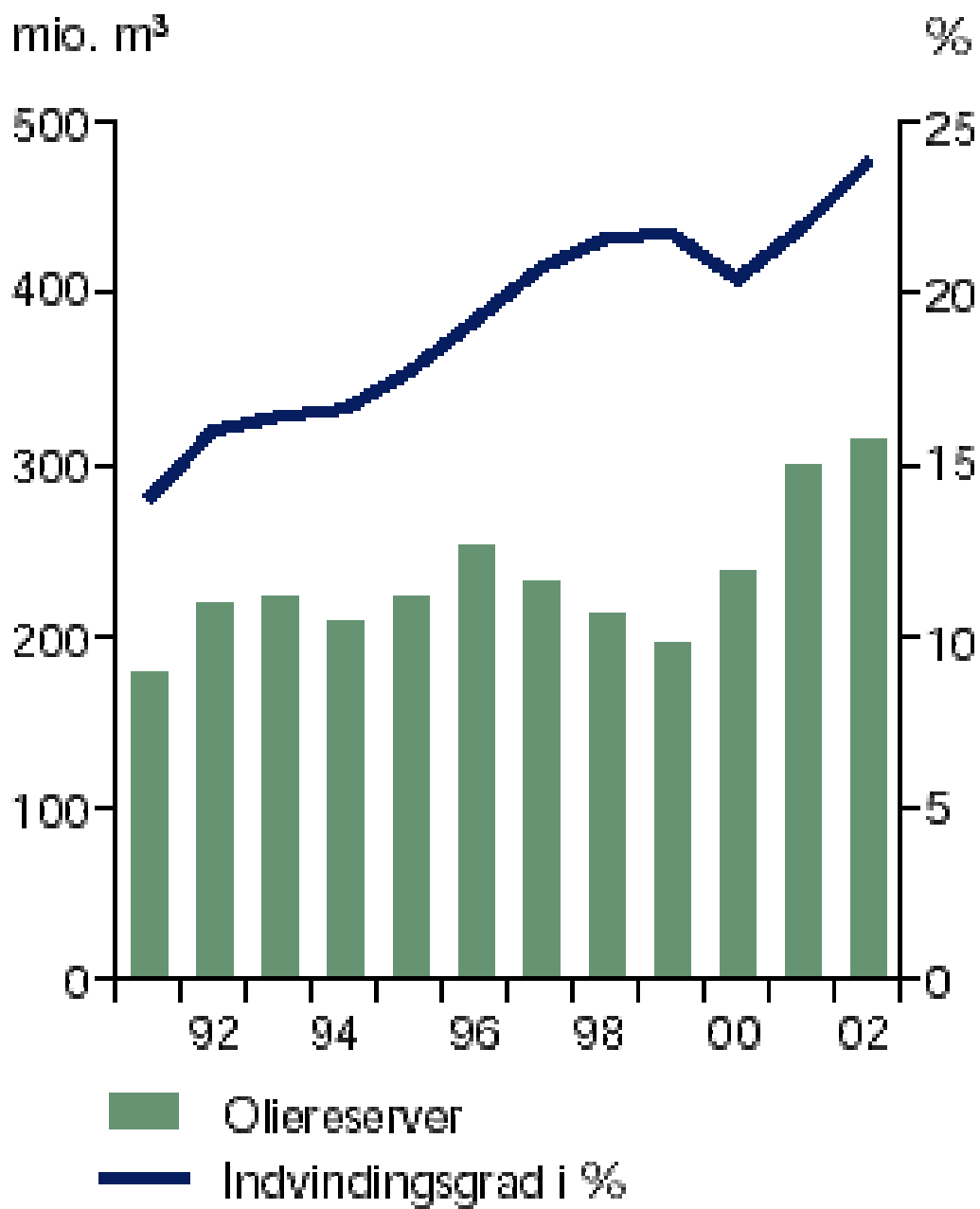


Reserver – danske kalkfelter



Oliereserver og indvindingsgrad

Reference: Energistyrelsens årsrapport for år 2001 (udgivet maj 2002).

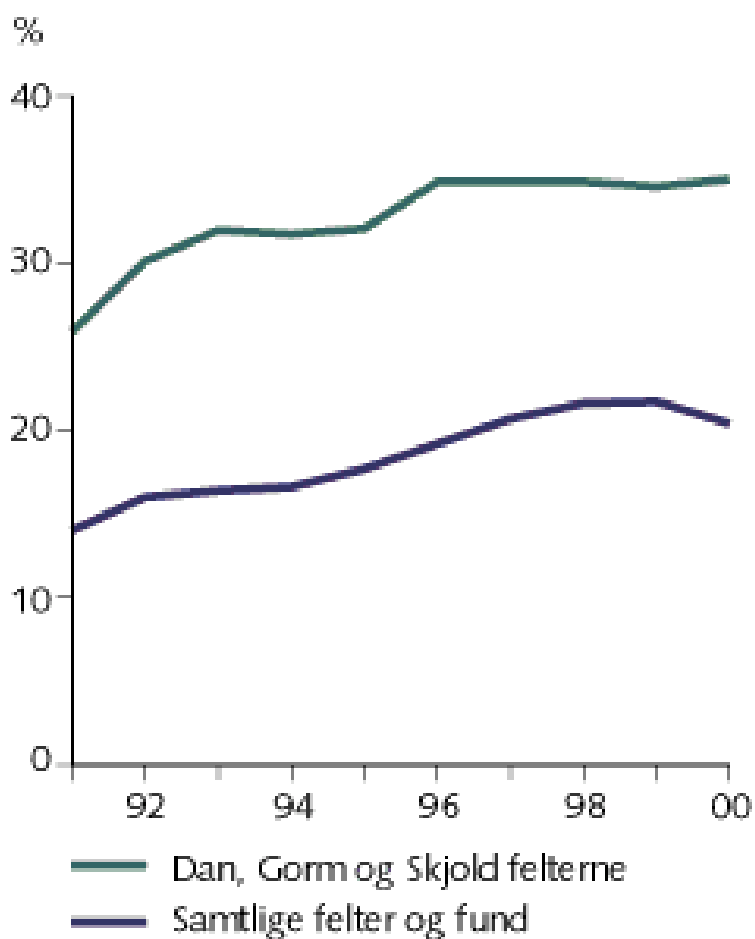


Indvindingsgrad for

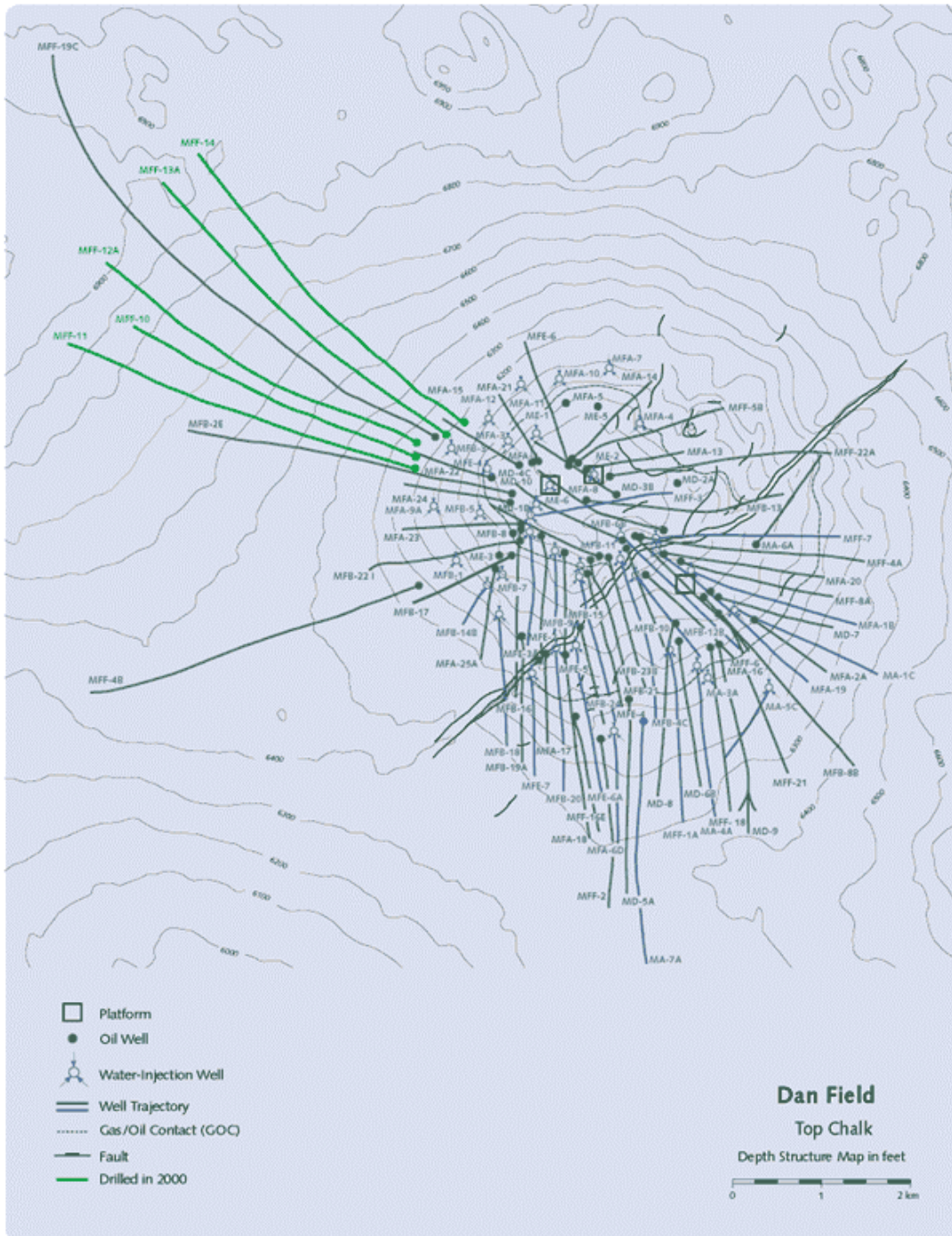
1. Dan, Gorm og Skjold felterne
2. Samtlige felter og fund

Reference: Energistyrelsens årsrapport for år 2000 (udgivet maj 2001).

fig. 5.9 Indvindingsgrad

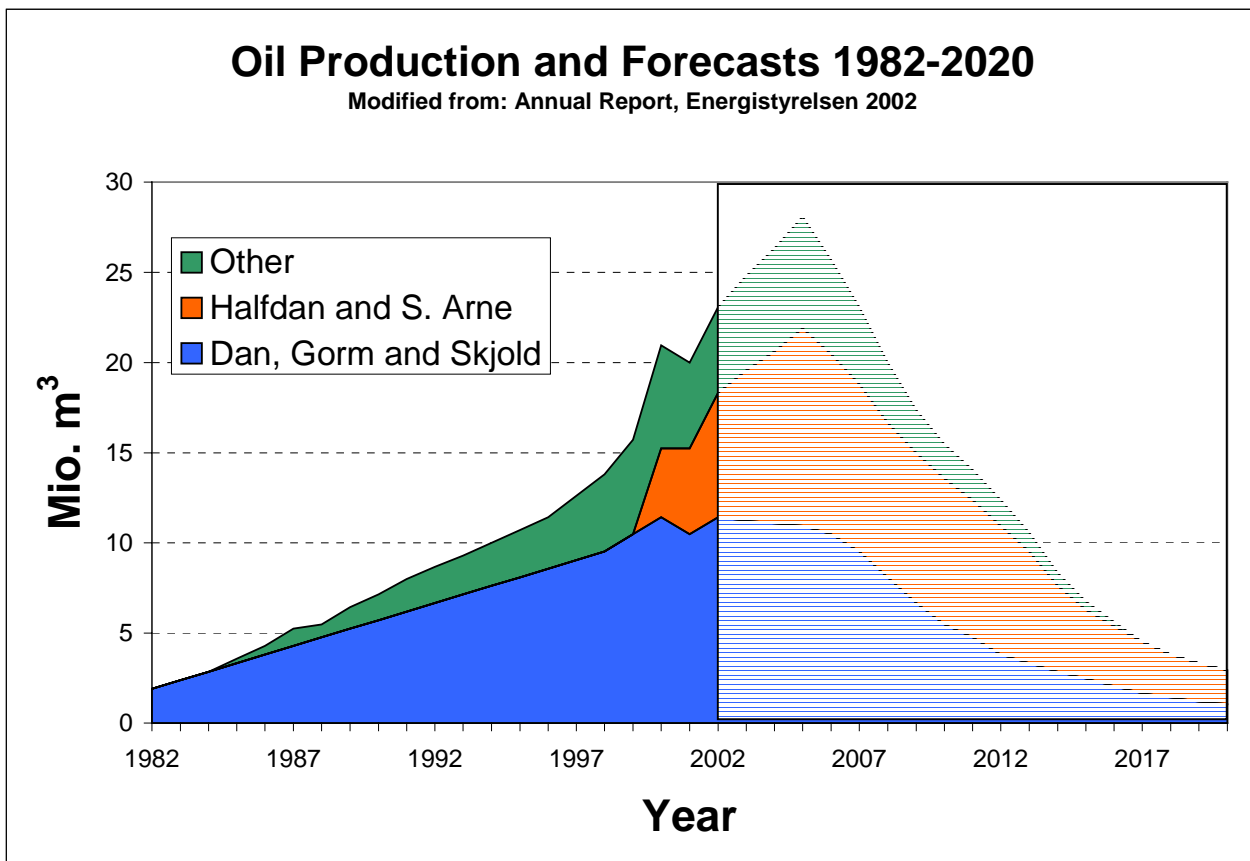


Dan feltet – mange og tætliggende horisontale brønde



Danmarks olieproduktion i perioden 1982-2002
- samt prognose for perioden 2002-2020.

Reference: Energistyrelses årsrapport for år 2001 (udgivet maj 2002); figuren er modificeret på enkelte punkter.



Reserver

Den del af de tilstedeværende mængder, der kan produceres i hele feltets levetid, betegnes endelig indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den mængde, der er produceret på et givet tidspunkt, kaldes reserven (Energistyrelsens definition).

Samlede danske olie- og gasreserver*

(kilde: Energistyrelsen, 2002)

Olie-reserver	1. januar 2002	313 millioner m ³
	1. januar 2001	299 millioner m ³
Gas-reserver	1. januar 2002	141 milliarder Nm ³
	1. januar 2001	144 milliarder Nm ³

*Opgjort som følgende sum:

Igangværende og besluttet indvinding + Planlagt indvinding + Mulig indvinding

I perioden jan. 2001 – jan. 2002 er den samlede indvindingsgrad for olie steget fra 22% til 24%. Dette skyldes hovedsagelig en nedskrivning af de tilstedeværende mængder på Dan feltet samt en opskrivning af reserverne på Dan og Halfdan felterne (citat fra Energistyrelsens årsrapport udgivet maj 2002).

Hvis man alene betragter Danmarks 3 ældste felter: Dan, Gorm og Skjold, forventer Energistyrelsen en gennemsnitlig indvindingsgrad på ca. 35% (jf. årsrapporten for 2000). For felterne Dan, Gorm, Skjold, Halfdan og Syd Arne forventer Energistyrelsen nu en gennemsnitlig indvindingsgrad på 37% (jf. årsrapporten for 2001).