

En sammenligning av NMRL-data og konvensjonelle loggemetoder fra Trollfeltet

Masteroppgave

av

Agnieszka Ilnicka



Institutt for fysikk og teknologi

og

Centre for Integrated Petroleum Research

Universitetet i Bergen

April 2009

Forord

Arbeidet beskrevet i denne oppgaven har blitt utført ved Centre for Integrated Petroleum Research, CIPR ved Universitetet i Bergen i samarbeid med Baker Hughes INTEQ.

I midten av andre semesteret av masterstudiet har jeg deltatt en introduksjonskurs i Houston (Texas) arrangert av Peice, Petroleum Institute for Continuing Education. Kurset omhandlet introduksjon i loggtolkning.

Veiledere for denne oppgaven er førsteamanuensis Jan R. Lien og Arve K. Thorsen, Baker Hughes INTEQ.

Jeg vil gjerne takke Jan for hjelpen med å danne grunnlaget for denne oppgaven, som er prinsippene og måleteknikken for alle loggesondene, samt for en kontinuerlig faglig veiledning jeg fikk under studieperioden.

Jeg vil takke Arve for hans store innsats han har vist ved å introdusere meg for petrofysikkens og loggevaluerings verden sett fra industriens side. I tillegg vil jeg takke Arve for en utfordrende og spennende oppgave jeg fikk, som er et eksempel på samarbeid mellom industrien og Universitetet.

I tillegg vil jeg takke professor Arne Skauge for bidraget og nyttige forslag.

Til slutt og ikke minst, vil jeg takke min mor for hennes tro på meg, og en stor takk til Edin og mine nærmeste venner for støtte.

Agnieszka "Aga" Ilnicka (Bergen, 24. april 2009)

Sammendrag

Logger kan grupperes etter hvilke ønskede reservoarparametrene disse registrerer. Loggemetoder undersøkt i denne oppgaven kan deles inn i tre kategorier:

- Litologiske logger: Gammaloggen
- Porøsitetslogger: Tetthetsloggen (gamma-gamma logg) og nøytronlogg
- Metningslogger: Resistivitetslogg

NMRL står for Nuclear Magnetic Resonance Log og er en såkalt ”ikke-konvensjonell” loggemetode. Denne loggen er uavhengig av litologien og bergartsegenskapene. NMRL gir mulighet til å måle viktige petrofysiske parametre som porøsitet og metning, samt kan denne gi en estimering av permeabiliteten.

Utgangspunktet for oppgaven er en analyse av loggedata for en av brønnene på Trollfeltet utført av *Arve K. Thorsen* og *Tor Eiane* (ref. 1). Målet med oppgaven er å sammenligne NMRL-data med konvensjonelle loggedata. Arbeidet til Thorsen og Eiane viste flere ulikheter mellom resultatene fra de to loggemetodene både i vannmetnings- og porøsitetsbestemmelser. Glimmerrik M-sand og kalsittsementert sandstein er hovedårsaker til ulike estimeringer av porøsitet og vannmetning ved hjelp resistivitetsmålinger og NMR-målinger. Følgelig vil måledata fra de konvensjonelle logger brukt til beregninger av porøsitet og vannmetning, bli sammenlignet med NMRL målte data.

Parametrene anvendt i Archies ligning som metningsindeksen, n og sementeringsfaktoren, m vil bli variert og resultatene undersøkt.

Resultatene viser at porøsitetsresultatene bestemt av tetthetsloggen og NMR stemmer godt overens for alle tre brønner. Noen unntak er observert ved litologi med høyere innhold av glimmermineralene og kalsittsementert sandstein, som trolig er resultatet av endringer i tettheten til matriks eller fluidet til stede i bergarten.

Vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning er lavere enn NMR-estimerte vannmetningen for alle tre brønner. Archies og NMRL vannmetningskurver for hver enkel brønn viser også at de har samme form. Dette gir grunnlag for å argumentere at det forekommer et systematisk avvik mellom de to metningsbestemmelsermetoder.

Avviket er en konsekvens av en eller flere av de følgende faktorer; ulik undersøkelsesdybde for begge målesondene, høyt innhold av glimmermineraler, bestemmelsen av

hydrokarbonmetnignen vha NMRL og bestemmelsen av verdiene til parametre brukt i Archies ligning. På grunn av parametrenes indirekte avhengighet av litologi og vannmetning, vil usikkerheten tilknyttet valget av parameterens verdier utgjøre relativt store endringer ved estimering av vannmetningen.

Resultatene funnet ved tilpasning av Archies metningskurve til NMR-metningskurven, viser at det kan være hensiktsmessig å kunne benytte seg av en forskjellig verdi for metningsekspONENTEN for brønner boret i sandstein med høyt glimmerinnhold enn standardverdien $n = 2.1$. Det samme gjelder sementeringsfaktoren for denne typen sand som viser seg til å være mye høyere enn standardverdien $m = 1.97$.

NMR loggen er litologi uavhengig, men kan benyttes til enkel litologi evaluering som en alternativ litologisk logg. Den kan dessuten hjelpe til å løse litologiske tvetydighetsproblemer som oppstår ved konvensjonell loggevaluering.

NMRL data kan brukes til bestemmelse av parametrene som n og m når a er kjent. Den beste parameter estimeringen kan oppnås hvis dataene kan korreleres og sjekkes med kjerneanalyseinformasjon.

Resultatene viser hvor viktig det er å bestemme korrekte verdier for parametrene n og m . Unøyaktige verdier kan medføre større feilmarginer i videre beregninger som for eksempel mengde hydrokarboner i reservoaret, STOOIP (Stock Tank Original Oil In Place).

1 Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
1 Innholdsfortegnelse	1
2 Innledning.....	2
3 Teori	5
3.1 MWD /LWD / wireline	5
3.2 Brønnlogging.....	11
3.2.1 Gammalogg - en litologisk logg.....	11
3.2.2 Tetthetslogg/gamma-gamma logg – en porøsitetlogg	16
3.2.3 Nøytronlogg- en porøsitetlogg.....	19
3.2.4 Resistivitetslogg – en metningslogg.....	25
3.2.5 NMR (MagTrak)	34
3.3 Trollfeltet.....	61
4 Resultater og diskusjon	65
4.1 Litologi og sammenligning av porøsitet.....	65
4.2 Sammenligning av metning beregnet ved hjelp av Archies ligning og vannmetning estimert ved hjelp av NMRL.....	76
5 Konklusjon	107
6 Symboler og forkortelser.....	109
7 Referanser.....	114

2 Innledning

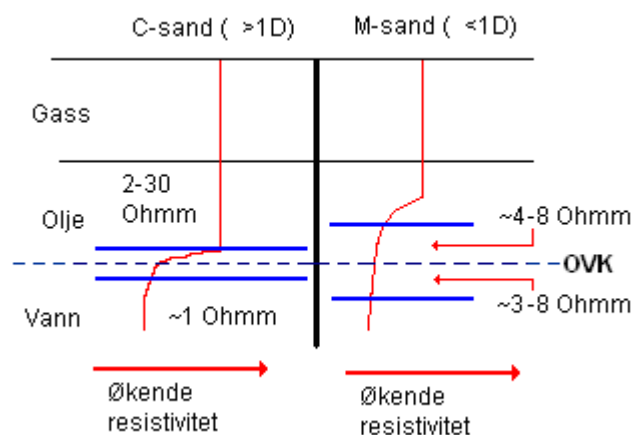
Logging og formasjonsevaluering gir viktig informasjon om metning, porøsitet og permeabilitet. Dessuten gir de også en litologisk beskrivelse av bergarten. Loggedata er som oftest indirekte målinger av disse bergarts- og fluidegenskapene, og fører til at korrekt evaluering av disse data spiller en betydelig rolle ved tolkning.

LWD (Logging While Drilling) sammen med MWD (Measurements While Drilling) gir mye viktig informasjon i sanntid, og kan brukes under selve boreprosessen.

I tillegg til dette, kan loggedata brukes til å kontrollere brønnbanen for plassering av brønnen i ønsket posisjon.

I Troll Vest Gassprovinsen er det et tynt oljeførende lag på 8 til 14 meter under en gasskolonne på opptil 200 meter. Derfor, å plassere en horisontal brønn i eksakt posisjon er en viktig forutsetning. Horisontale brønner på Troll Vest Gassprovins er plassert veldig nær, ofte bare 0,5 m over OVK (Olje Vann Kontakt) for å oppnå best utvinningsstrategi.

Vanligvis baseres plasseringen av brønnbanen på metningsverdier bestemt ved hjelp av resistivitetsmålinger, men i dette tilfellet vil M-sanden føre til at resistivitetsmålingene vil være påvirket av glimmermineralene. Av den grunn er det ønskelig å benytte NMR-metningsmålinger, som kan brukes som substitutt. C-sand og M-sand vil påvirke resistivitetsmålinger på ulike måter. Den enkleste måten å fremstille dette er å benytte seg av skissen nedenfor:



Figur 2.1 Ulike resistivitetstypologier i C- og M-sand. De røde kurvene representerer "målt resistivitet". Blå strek viser overgangssonen.

Til venstre i Figur 2.1 er det illustrert hvordan resistivitetmålingen i de ulike typer fluid ser noenlunde ut i C-sandstein. OVK kan lett gjenkjennes ved indikasjon av atskillig minkende resistivitet når den måles i dette området. Dette vises i gradienten til resistivitetskurven i overgangssonen. Derfor kan sanntidsresistivitetsdata brukes til å navigere i ønsket reservoarområde ved OVK.

Til høyre i samme skisse er endringen i resistivitetsutslaget i M-sand illustrert. På grunn av tilstedeværelse av glimmer vil det ikke være mulig å få noen resistivitetskontrast mellom vann og olje i nærheten av OVK. Glimmer vil føre til fall i resistivitet, også i oljesonen. På grunn av glimmer i sanden vil porevolumet bli mindre. Resistiviteten ser ut til å være påvirket av formasjonsvannet over et større dybdeintervall, som fører til en bredere olje- vann overgangssone med en mindre resistivitetsgradient enn i C-sand.

Dessuten er det ønskelig å legge brønnbanen for Y1H og Y2H i M-sand, og samtidig unngå å plassere brønnen i C-sand, på grunn av dens høye permeabiliteter (1-15 Darcy) som er mye høyere enn for M-sand som kan medføre strømningsproblemer ved produksjon.

I denne oppgaven er fokuset rettet mot formasjonsevaluering og de enkelte brønners loggresultater.

Målet med oppgaven er å sammenligne NMRL-data med konvensjonelle loggedata fra Trollfeltet. *Arve K. Thorsen* og *Tor Eiane* et al. (ref. 1) viste i sitt arbeid at det finnes uoverensstemmelser mellom de to loggedata typer. *Thorsen* og *Eiane* et al. viste flere ulikheter mellom resultatene fra de to loggemetodene både i vannmetnings- og porøsitetsbestemmelser.

I tillegg er lignende arbeid utført og beskrevet av *Arve K. Thorsen* og *Tor Eiane* et al. (ref. 2) i en artikkel som beskriver evalueringen av en brønn boret i kalkstein på Osebergfeltet, der porøsitet, permeabilitet og vannmetning er blitt vurdert.

Problemstillinger:

Oppgaven er å bruke tilgjengelige loggedata, der NMR-loggen (MagTrack) er blitt brukt, for videre arbeid innen tolkning og sammenligning av resultatene. Dataene kommer fra 3 avgreiningsbrønner (P24, Y1H og Y2H) fra to ulike brønner.

Ved undersøkelse av uoverensstemmelser i vannmetningen, vil analyse av resistivitetsdata og NMR metningsloggedata bli foretatt.

Parametrene anvendt i Archies ligning som metningsindeksen og sementeringsfaktoren vil bli undersøkt

Porøsitetsberegninger og estimeringer undersøkes ved å sammenligne resultatene fra tetthetsloggen og NMR-loggen.

I tillegg er det ønskelig å karakterisere og kartlegge litologien, som har en innvirkning på målte loggedata.

For å løse oppgitte problemstillinger er det nødvendig å benytte et avansert program for petrofysisk analyse. Programmet anbefalt av Baker Hughes heter GEOLOG 6.7 og er brukt av de fleste service- og oljeselskaper.

Programmet hjelper med å gjennomføre en petrofysisk analyse, en geologisk analyse og bidrar til en enkel brønndatahåndtering (*ref. 3*).

3 Teori

3.1 MWD /LWD / wireline

Wireline logging er den første og dermed eldste, men fortsatt mye brukte metoden for logging i en brønn. Denne metoden innebærer at avanserte loggeinstrumenter i en sonde senkes ned i borehullet etter at borestrengen er dratt opp til overflaten og før kompletteringen skjer. Denne loggemetoden brukes som oftest ved brønnlogging onshore på grunne og vertikale brønner. Per i dag brukes wireline til å ta fluid prøver i reservoaret, og dette er det eneste bruksområde som ikke kan gjøres ved hjelp av Measurement While Drilling (MWD) eller Logging While Drilling (LWD).

Den nye loggeteknikken LWD, ble introdusert og tatt i bruk på 1980-tallet. Denne teknikken gjør det mulig å utføre målinger mens brønnen blir boret, og gir informasjon i sanntid. For å få de beste resultatene må LWD instrumentene utføre sine undersøkelser før borevæsken trenger inn i formasjonen. De fleste "forstyrrelser" i målinger er skapt av inntrengende borevæske, og derfor fokuseres det på å konstruere loggeinstrumenter som klarer å foreta målinger dypt i formasjonen. Dette er spesielt viktig for måling av hydrokarbonmetninger der inntrengning av boreslam kan ødelegge målingene fullstendig.

I Norge er det denne LWD-metoden service selskapene benytter seg av, siden all oljeforekomst finnes offshore, og de fleste brønnene er avviksboret, det vil si ikke vertikalt. I dag bores det over lange avstander, og tynne oljesoner fører til at det er nødvendig å bore og produsere fra horisontale brønner. LWD-teknikken bidrar med viktige petrofysiske data som hjelper ved vurderinger av drivverdige lag. Både bergarts- og fluidegenskaper blir undersøkt, og resultatene sendes opp til overflaten ved hjelp trykkpulser gjennom boreslammet (*ref. 4*).

LWD sammen med MWD gir mye viktig informasjon i sanntid som brukes under selve boreprosessen. MWD gir en beskrivelse av boreretningen og andre parametre som angir brønnbanen. Slik informasjon er veldig viktig for å kunne plassere brønnen på ønsket plass i reservoaret.

Både LWD og MWD måleinstrumenter er plassert nærmest mulig borekronen på borestrengen for å få de beste resultatene. Disse er veldig avanserte, høyteknologiske verktøy som stadig blir forbedret (*ref. 5*)

Kjerneanalyse som går ut på å hente kjerneprøver opp fra brønnen, gir også litologisk og petrofysisk informasjon om reservoaret. Logging og kjerneanalyse gir informasjon som utfyller hverandre og bidrar sammen til å gi et bedre bilde av nærbrønnområdet.

Loggedata er brukt til blant annet bestemmelse av produktive soner, dybden og tykkelsen til sonene og til å skille mellom olje, gass og vann i reservoaret. Man kan også bruke loggedata til å estimere hydrokarbonreserver, som er grunnlaget for videre planleggings- og utviklingsprosesser av reservoaret.

De viktigste egenskapene som måles under loggingen er: porøsitet, litologi, mineralogi, permeabilitet og vannmetning. I tillegg er resistiviteten til bergarten en viktig parameter, fordi at denne måles direkte og er av vesentlig betydning for interpretasjonsprosessen. Disse parametrene er enten bestemt direkte ved målingen eller indirekte som en tolkning av loggedataene.

De essensielle parametrene for reservoar karakterisering, nevnt ovenfor, vil nå bli gjennomgått, slik at man kan skaffe seg mer grunnleggende forståelse av hvorfor bestemmelse av disse er av så stor betydning.

○ Porøsitet

Porøsiteten til en bergart beskriver det prosentvise porerommet i reservoaret og gir derfor informasjon om hvor mye petroleum/vann et reservoar maksimalt kan inneholde, med andre ord beskriver denne lagringskapasiteten til bergarten. Porøsitet er definert som forholdet mellom porevolumet, V_p , og bulkvolumet, V_b :

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} * 100\% = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad (1)$$

V_b = bulkvolumet, dvs det totale volumet av prøven

V_p = porevolumet, dvs det tomme rommet mellom kornene

V_m = volumet av matriks, dvs det totale kornvolumet

Sedimenterings- og kompaksjonsprosessene kan ha ført til at enkelte porer er blitt avstengt fra det åpne porerommet. Derfor kan man definere to typer porøsitet:

- den effektive porøsiteten, ϕ_{eff} , omfatter de porene som er knyttet til hverandre og derfor kan opprettholde en væskestrøm i reservoaret
- den residuelle porøsiteten, ϕ_{res} , omfatter de porene som ikke er knyttet til porenettverket.

En slik inndeling innebærer at den totale porøsiteten må defineres:

$$\phi_{tot} = \phi_{eff} + \phi_{res} \quad (2)$$

Den effektive porøsiteten avhenger av flere faktorer som type bergart, kornstørrelsen og kornstørrelsens fordeling og struktur. Andre forhold som sementering og tilstedeværelse av leiremineraler, vil også påvirke porøsiteten.

○ Permeabilitet

Permeabilitet er en egenskap ved det porøse mediet. Permeabilitet uttrykker evnen og kapasiteten det porøse mediet har til å transportere reservoarfluider. Permeabiliteten er bl.a. kontrollert av størrelsen av porehalsene i det sammenhengende poresystemet. Denne parameteren kontrollerer strømningsraten til fluidet i formasjonen. Dersom man kun har ett fluid strømmende i det porøse mediet, snakker vi om den absolutte permeabiliteten K som mediet har for en væskestrøm. For en kjerneprøve kan K uttrykkes ved hjelp av målbare størrelser som inngår i den såkalte *Darcy's lov*. I sin enkleste form kan den skrives:

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu\Delta L} \quad (3)$$

q = strømningsraten

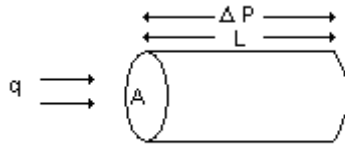
K = absolutt permeabilitet

ΔP = trykkfallet gjennom kjerneprøven

μ = viskositeten til fluidet

L = lengden av kjerneprøven

A = arealet av tverrsnittet til kjerneprøven



Figur 3.1 Illustrasjon av Darcy's lov. Fluidstrøm gjennom en kjerneplugg.

Måleenheten for permeabilitet er Darcy, men som oftest brukes millidarcy siden de fleste bergartene har en lav permeabilitet. Porøse medier har et bredt spekter av permeabiliteter, alt fra 0.1 mD og opp til mer enn 10 D. Enheten Darcy er definert som permeabiliteten til et medium med tverrsnitt 1 cm^2 som tillater $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ væske med viskositet 1 cP å passere gjennom mediet når trykkgradienten er 1 atm/cm . Ut fra (3) får vi:

$$1\text{Darcy} = \frac{10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s} \times 1 \text{ cm}^3 / \text{s}}{1 \text{ cm}^2} \times \frac{1}{1.01325 \times 10^5 \text{ Pa} / \text{cm}} = 0.98692 \times 10^{-8} \text{ cm}^2$$

Effektiv permeabilitet er evnen et fluid har til å strømme i et porøst medium når flere ikke blandbare fluider er tilstede i mediet. Den effektive permeabiliteten til ethvert fluid i reservoaret er avhengig av fluidmetningen, porestørrelsen og porestørrelsesfordelingen, fukt egenskapene til mediet og metningshistorien.

For en slik flerfasestrøm kan man definere *Darcys lov* for hvert av de tre fluidene vann, olje og gass:

$$q_i = \frac{K_i A}{\mu_i} \frac{dp_i}{dx} \quad (4)$$

der i står for vann, olje eller gass og dp/dx er trykkgradienten.

Relativ permeabilitet for en fase, k_{rw} , k_{ro} og k_{rg} er brukt for å få en relasjon mellom den effektive permeabiliteten og den absolutte permeabiliteten for mediet og med de strømmende fluidene. Dette forholdet er dimensjonsløst og er målet for bevegelseevnen til det ene fluidet, som man vil undersøke, gjennom bergarten ved tilstedeværelse av ett eller flere andre ikke blandbare fluider. Vi definerer:

$$k_{r,i} = \frac{K_i}{K} \quad (5)$$

Der: i er fasen, dvs gass, olje, vann

K_i er den effektive permeabiliteten for fase i

K er absolutt permeabilitet for mediet, f.eks målt i Darcy

Porøsiteten må sees i sammenheng med permeabiliteten. Selv om porøsiteten er høy, vil ikke reservoaret være produserbart dersom permeabiliteten er veldig lav. Derfor omtales porøsiteten og permeabiliteten som de to viktigste reservoaregenskapene ved bestemmelse av reservoarets produksjonsevne. De målte permeabilitetene brukes i simuleringsmodellene som ligger til grunn for vurderingene av reservoarets produksjonskapasitet.

○ Metning

Ved logging vil man gjerne finne ut hvilke fluider som er tilstede i reservoaret. Et reservoar inneholder vanligvis flere fluider samtidig: vann, olje og gass. Da vil strømningssegenskapene for hvert fluid avhenge av metningen til de andre fluidene.

Metning defineres som den brøkdelen av det totale porevolumet V_p som inneholder et gitt fluid:

$$\text{Vannmetning:} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (6)$$

$$\text{Oljemetning:} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (7)$$

$$\text{Gassmetning:} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (8)$$

Når porevolumet er fylt med flere fluider har vi:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (9)$$

Dersom vannmetningen er bestemt, kan man enkelt beregne hydrokarbon metningen:

$$S_{hc} = 1 - S_w \quad (10)$$

Irreduisibel vannmetning S_{iw} er også en viktig egenskap ved reservoaret. Dette er den minste vannmetningen som reservoaret kan ha og skyldes kapillarkreftene. Ved den irreduisible

metningen vil ikke vannet kunne bevege seg og den relative permeabiliteten for vann er lik null.

Residuell oljemetning S_{or} er den laveste, residuelle oljemetningen. Ved denne vil ikke oljen kunne strømme og den relative permeabiliteten for olje er lik null.

3.2 Brønnlogging

Som nevnt foran er logging en måte å registrere petrofysiske og litologiske egenskaper til bergartene ved hjelp av uavbrutt måling i borehullet under reservoarforhold. Fordelen med en slik registrering er at den skjer kontinuerlig, slik at man får et bilde over den gradvise endringen i fysiske egenskaper fra lag til lag.

Det er flere reservoarparametere man vil undersøke, og det er viktig å nevne at de egenskapene ved reservoaret man ønsker å bestemme, måles gjerne ikke direkte av loggeinstrumentene, men beregnes på grunnlag av de målte signalene (*ref. 5*).

Ved hjelp av ulike typer loggeinstrumenter, satt sammen i ulike kombinasjoner i loggesonden som sitter på borestrengen, kan man bestemme flere viktige parametere.

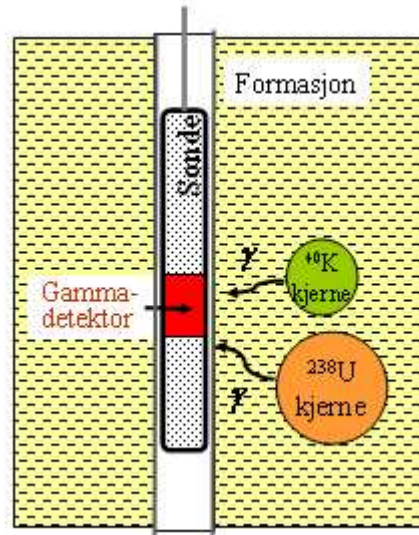
Logger kan grupperes etter hvilke ønskede reservoarparametere disse registrerer. Som oftest har man tre hovedkategorier:

- Litologiske logger
- Porøsitetslogger
- Metningslogger

3.2.1 Gammalogg - en litologisk logg

Loggen måler naturlig forekommende radioaktivitet i formasjonen og er brukt for å identifisere litologi, sonekorrelasjon og lagkorrelasjon mellom brønnene. Radioaktiviteten forekommer særlig i skifer. Derfor sies det at gammalogg måler indirekte volum av skifer, og også skifervolumet i skiferfraksjoner i skiferholdig sandstein. Å kunne skille mellom sandstein, kalkstein og skifer er veldig viktig ved bestemmelse av litologi og dermed reservoarpotensialet.

Radioaktive kjerner kan sende ut både alfa-, beta- og gammastråling, men det er bare gammastrålingen som har tilstrekkelig gjennomtrengningsevne til å gå gjennom formasjonen og nå detektoren i loggesonden. Som vist i Figur 3.2, består loggen av en scintillasjonsteller som måler gammastrålingen i formasjonen som oppstår spontant under desintegrasjon av atomer i radioaktive mineraler.



Figur 3.2 Loggeprinsippet for gammalogg (ref. 31).

Sedimentære bergarter inneholder radioaktivitet avhengig av bergartstypen. En slik formasjonsradioaktivitet forekommer særlig i leire som har egenskapen til å binde vann og andre mineraler som kan være radioaktive. Organisk materiale skiller ut uran og thorium og derfor vil også oljeskifer og algekull vise utslag på gammaloggen.

De viktigste isotopene som gammaloggen måler er:

Kalium som består vesentlig av den stabile isotopen ^{39}K , men inneholder også ^{40}K (0.012%) som sender ut enten β^- (elektron) og ender som den stabile kjernen ^{40}Ca (kalsium), eller en β^+ (positron) som etterfølges av et gammafoton 1.46 MeV, og ender som stabil ^{40}Ar (argon). Det er dette gammafotonet som blir registrert i gammasonden.

Thorium som forekommer bare i radioaktiv tilstand. Isotopen ^{232}Th sender ut 7 α – partikler, 4 β - partikler og en mengde gammafotoner som blir registrert av sonden.

Uran forekommer også bare i radioaktiv tilstand. Isotopen ^{238}U (99.3 %) er den hyppigst forekommende og sender ut 8 α – partikler, 6 β - partikler og en mengde gammafotoner før serien havner i den stabile isotopen ^{206}Pb (bly).

Følgende mineraler som kan inneholde radioaktivitet og gi utslag i gamma loggen:

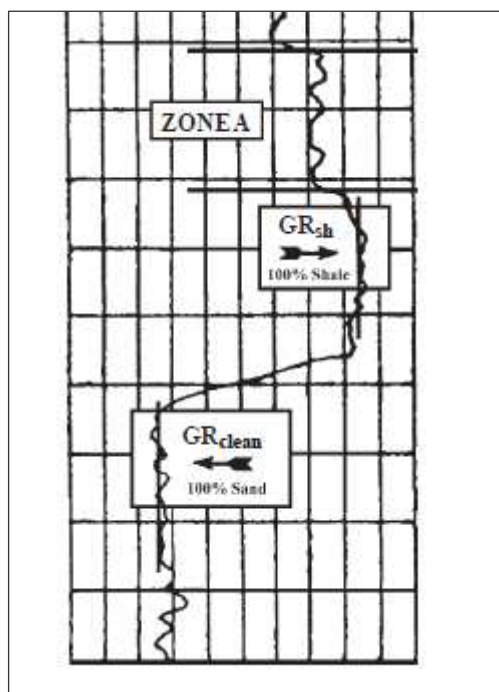
Sandstein – består hovedsakelig av kvarts (SiO_2) som har et regelmessig gitter og dermed lite rom til å ta i mot andre (radioaktive)atomer. Derfor har sandstein en lav konsentrasjon av radioaktivt materiale og viser et lavt utslag på gammaloggen.

Kalkstein – som er kalsiumkarbonat (CaCO_3), består av avsetninger av levende organismer med vanligvis lav radioaktivitet.

Dolomitt [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]– kan inneholde en del radioaktivitet, spesielt uran.

Skifer og leire inneholder mye feltspat og glimmer. Disse inneholder mest radioaktive isotoper i sine tetrahedrale strukturer. Slike strukturer inneholder mye tomrom som gjør det enkelt for kationer å okkupere dem. Det mest forekommende radioaktive mineralet er K-feltspat som inneholder kalium.

Som nevnt ovenfor er gammaloggen viktig i litologisk identifisering. Det første som må beregnes for å estimere skifervolumet, er *gammastråleindeksen*.



Figur 3.3 Eksempel på en gamma logg.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min(clean)}}{GR_{max(shale)} - GR_{min(clean)}} \quad (11)$$

Der (se Figur 3.3):

GR_{log} er den målte gammaintensiteten i en gitt dybde (her i sone A)

$GR_{max} = GR_{(shale)}$ er gammaintensiteten i en typisk ren skifersone.

$GR_{min} = GR_{(clean)}$ er gammaintensiteten i en ren sone uten skifer/leire

Det finnes lineær og flere ikke-lineære sammenhenger mellom gammastråleindeksen og det relative skifervolumet. I følge *Asquith* og *Krygowski* (ref. 6) er de ikke lineære sammenhengene basert enten på formasjonsalderen eller etter geografisk områdegruppering. De ikke-lineære responser er mer optimistiske enn den lineære. To aktuelle ikke-lineære sammenhenger er:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \times I_{GR}} - 1) \quad (12)$$

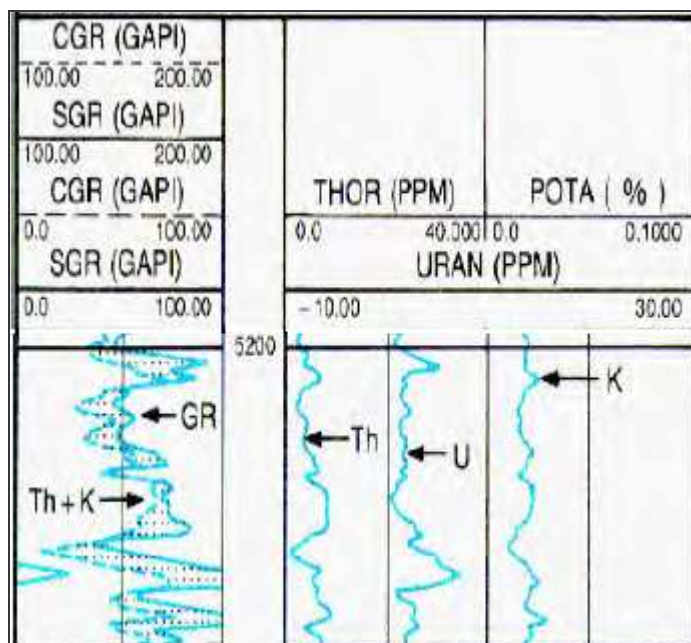
$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (13)$$

Disse formlene angir det prosentvise volumet (fraksjon) av skifer ved en gitt dybde. Verdier for V_{sh} er uten benevning og varierer mellom 0 og 1.

Den lineære sammenhengen er gitt som $V_{shale} = I_{GR}$

Gammautslaget på en logg blir ofte plassert sammen med en SP logg (Spontaneous Potential). Det blir som oftest satt en skiferlinje og utslag utover denne vil indikere endring fra for eksempel skifer til sandstein eller karbonat. Gammaloggen blir også ofte plassert sammen med caliperloggen som registrerer brønnens diameter.

Gammaloggen måler den totale gammastrålingen utstrålt av formasjonen uavhengig av energien. Det er også mulig å måle gammastrålingsintensitet som funksjon av gammaenergien, der man skiller energinivåer for de tre ulike isotoper. En slik logg som måler ulike energinivåer kalles for gammaspektrallogg og brukes til en detaljert mineralidentifisering og til å identifisere ulike skifertyper, se Figur 3.4.

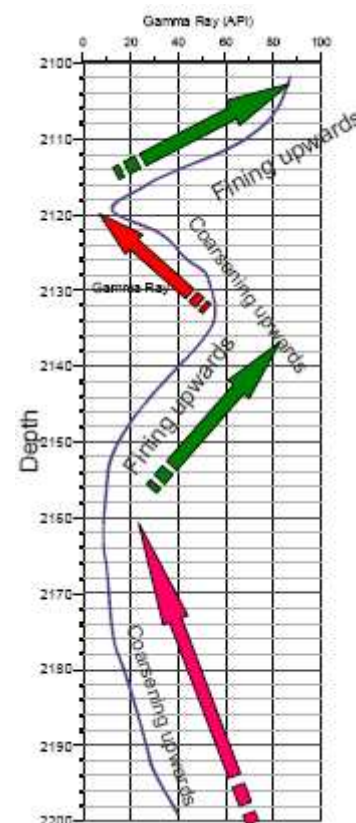


Figur 3.4 Eksempel på en gammaspektrallogg.

Et karakteristisk trekk som er lett å observere ut fra en gamma logg er kornstørrelsesfordelingen. Siden man kan skille mellom forskjellige bergartstyper som for eksempel skifer og sandstein, vet man at skifer har veldig små og godt sorterte partikler, mens sandstein har større og sorterte partikler, se Figur 3.5. Økning i GR (Gammaintensiteten) indikerer ofte mindre kornstørrelse, det vil si flere leirmineraler og mer radioaktivitet.

Minking av GR, det vil si når målinger er utført på ren sandstein, indikerer økning i kornstørrelse og mindre radioaktivitet.

Ved hjelp av denne typen observasjoner kan man også estimere laggrenser i formasjonen. Dette vil være synlig som vendepunktene på I_{GR} , gamma intensitetskurven, og vil definere overgangen mellom lagene. Dette kan også brukes for bestemmelse av dybdereferanse og for bestemmelse av perforeringssoner.

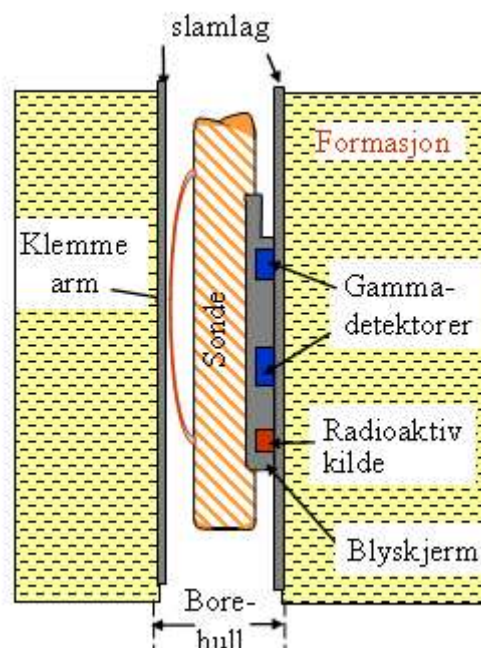


Figur 3.5 Variasjon av gamma utslag med varierende kornstørrelse.

3.2.2 Tetthetslogg/gamma-gamma logg – en porøsitetslogg

Tetthetsloggen, også kalt gamma-gamma logg, brukes til bestemmelse av litologien i formasjonen, til å detektere gass, og hydrokarboner generelt. Men den viktigste egenskapen ved denne loggen er at den måler porøsitet indirekte. Loggesonden inneholder en radioaktiv kilde som sender ut gamma stråling. I denne kilden brukes det vanligvis en ^{137}Cs – kilde (cesium) eller ^{60}Co (kobolt) med ulike energi nivåer. ^{137}Cs har bare én gammaenergi – 0.662 MeV, mens ^{60}Co har to: 1.17 MeV og 1.33 MeV. Sonden har vanligvis to scintillasjonsdetektorer som registrerer den tilbakespredte gammastrålingen fra formasjonen. Kilden og de to detektorene er skilt fra hverandre med en blyskjerm, slik at det er kun den tilbakespredte strålingen som blir målt av detektorene, se Figur 3.6

Den ene detektoren, den nedre, kalles for *nærdetektoren* fordi at den registrerer signaler fra sonen nærmest borehullet, det vil si boreslammet og det inntrengte slamfiltratet. Den andre detektoren kalles for *fjerndetektoren* siden den registrerer signaler fra en lengre avstand fra borehullet, det vil si fra den uberørte formasjonen.



Figur 3.6 Loggeprinsippet for en gamma-gamma logg (tetthetslogg) (ref. 31).

Prinsippet for gammaloggen er at platen med kilden og detektorene blir presset mot brønnveggen ved hjelp av en arm, slik at sonden ploger seg gjennom boreslammet og selve registreringen skjer i formasjonen. Dette er for å maksimalisere responsen og redusere

innvirkningen fra boreslammet. Dette er også hensiktsmessig med tanke på at tetthetsloggen har et relativt grunt utforskningsområde.

Absorpsjonen av den opprinnelige gammaenergien skjer ved tre prosesser: Compton spredning, fotoelektrisk effekt og pardannelse. Det er kun de to første effektene som er i dette tilfellet interessant å se litt nærmere på. Ved comptonspredning kolliderer gammafotonene med de ytre elektronene til atomkjernene i formasjonen. De spredte fotonene har lavere energi, avhengig av spredningsvinkelen, og tilbakespredte fotoner blir registrert av detektorene i sonden med en intensitet som er proporsjonal med elektrontettheten, ρ_e i formasjonen. Denne kan i neste omgang relateres til bulk tettheten, ρ_b gjennom relasjonen

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A} \right) \text{ for monoatomære stoffer} \quad (14)$$

og

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2\Sigma Z}{M_a} \right) \text{ for molekylære substanser} \quad (15)$$

der A er atomvekten for et stoff med atomnummer Z , og ΣZ er summen av atomnumrene for atomene som bygger opp et molekyl med molekylvekt M_a , og gjelder for molekylære substanser. Tallet i parentesene vil være nær 1 for de fleste elementer, bortsett fra for hydrogen.

Bulk tettheten er en funksjon av matrikstettheten, porøsiteten og tettheten til fluidet som finnes i porene. For å bestemme porøsiteten kan man benytte seg av formler og beregninger, der matrikstettheten og fluid type må være kjent.

Den totale bulk tettheten kan med god tilnærming skrives:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad (16)$$

der matrikstettheten ρ_{ma} i ren formasjon er kjent, og porene er fylt med en væske med gjennomsnittlig tetthet ρ_f .

Ved å løse denne ligningen med hensyn på porøsiteten finner vi:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (17)$$

De brukte tetthetsverdier finnes i Tabell 3.1:

Litologi/fluid	ρ_{ma}/ρ_{fl} (g/cm ³)	P_e (b/e)
sandstein	2.644	1.81
kalkstein	2.710	5.08
salt	2.040	5.05
ferskvann	1.000	-
saltvann	1.150	-

Tabell 3.1 Tetthets- og fotoelektrisk effekt verdier for allment forekommende bergarter og fluider

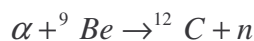
Det er viktig at loggeingeniøren bestemmer riktige verdier for ρ_{ma} og ρ_f , for å få en korrekt verdi for porøsiteten. Ofte blir porøsiteten overestimert dersom matrikstettheten ρ_{ma} er lavere enn den aktuelle porøsiteten i formasjonen (*ref. 7*). Det omvendte forholdet gjelder for fluidtettheten ρ_f . Når ρ_f er lavere enn den aktuelle fluid tettheten i formasjonen, vil porøsiteten bli underestimert, og omvendt dersom en bruker en for høy ρ_f .

Som nevnt ovenfor kan tetthetsloggen også brukes til litologibestemmelser. Da utnyttes det den fotoelektriske effekten P_e , som er absorpsjon av lavenergetisk gammastråling, som måler det såkalte absorpsjonstverrsnittet P_e i barn per elektron (b/e). Dette er sterkt avhengig av litologien til formasjonen og lite avhengig av porøsiteten. Ofte brukes den fotoelektriske effekten for å verifisere andre litologiske logger (*ref. 7*).

P_e verdier for de mest forekommende bergarter og fluider er gitt i Tabell 3.1.

3.2.3 Nøytronlogg- en porøsitetslogg

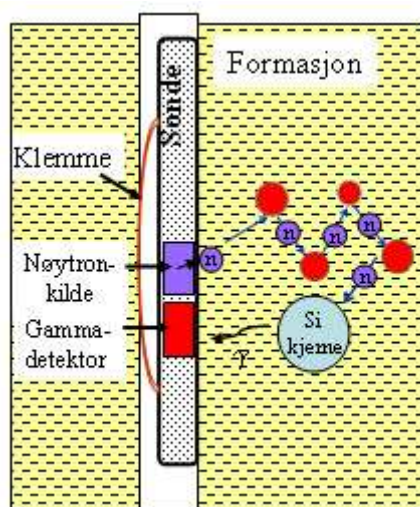
Som navnet tilsier inneholder loggen en nøytronkilde som vanligvis består av plutonium-beryllium (Pu-Be), americium-beryllium (Am-Be) eller radium-beryllium (Ra-Be). Kilden sender kontinuerlig ut nøytroner som dannes ved kjernereaksjonen:



Energien til nøytronet som blir sendt ut er vanligvis på flere MeV, og avhenger av energien til α -partikkelen, dvs av om den kjemiske kilden inneholder Pu, Am eller Ra.

I dag brukes også det såkalte nøytrongeneratorer som er en liten akselerator som akselererer døytroner (${}^2\text{D}$) mot trioner (${}^3\text{T}$). Ved denne kjernereaksjonen produseres 14.1MeV nøytronpulser.

Nøytronloggen er en *porøsitetslogg*, og måler konsentrasjonen av hydrogen som er tilstede i det porøse mediet. Mengden av hydrogen gir et uttrykk for mengden av vann, olje og gass som fyller porene og dermed porøsiteten.



Figur 3.7 Loggeprinsippet for en nøytronlogg (ref. 31).

For at nøytrondetektoren i sonden skal registrere nøytronene må de først bremses ned. De opprinnelige høyenergetiske nøytronene, også kalt hurtige nøytroner, kolliderer med atomkjernene i formasjonen, og gjennom gjentatte slike kollisjoner blir de bremsset ned. Den mest effektive moderatoren er hydrogenkjerner, som fører til et maksimalt energitap, siden massene til disse to er omtrent like. Kollisjonene foregår i form av ”biljardkuleprinsippet”, der den utgående partikkelen (protonet) overtar den kinetiske energien ved en elastisk

kollisjon med den utsendte partikkelen (nøytronet) som blir liggende omtrent i ro. Nøytronene, etter en så rask nedbremsing, vil nå ha en kinetisk energi mindre enn 1 eV og blir kalt for termiske nøytroner.

Etter det store energitapet er sannsynligheten for at de termiske nøytronene blir innfanget og absorbert av tyngre atomkjerner, som Cl og Si, mye større. Ved en slik hendelse dannes det en høyt eksitert radioaktiv kjerne som sender ut gammastråling.

På grunn av de to ulike resultater fra nøytronaktivering, kan nøytronloggesonder utføre to typer registreringer ved hjelp av to ulike detektorer:

- Nøytron – gamma: registrerer gammastråling sendt ut ved absorpsjon av termiske nøytroner i en gammadetektor som er innebygd i sonden. Responsen fra denne detektoren er proporsjonal med porøsiteten.
- Nøytron - nøytron: registrerer mengden termiske nøytroner ved hjelp av en nøytrondetektor.

Begge registreringstyper representerer hydrogentettheten i formasjonen. Derfor er det mulig å måle både den høyenergetiske gammastrålingen og termiske nøytroner, men siden det er vanskelig å detektere nøytroner generelt, inneholder nøytronloggen som oftest to detektorer som måler gammastrålingsintensiteten.

I noen tilfeller kan nøytrondetektoren i tillegg måle epitermiske nøytroner, det vil si nøytroner med kinetisk energi høyere enn 1 eV. Responsen fra nøytron – nøytron detektoren er da omvendt proporsjonal med porøsiteten.

Dersom hydrogenkonsentrasjonen omkring brønnen er høy, vil antallet termiske nøytroner være høyt og tilsvarende vil gammastråleintensiteten være høy. Dette er fordi porøsiteten er høy og hydrogenkjerner i porene fører til en rask nedbremsing og absorpsjon av nøytronene med påfølgende gammautsending. Utslaget på den nærmeste detektoren vil da være høyt, og lavt på den som befinner seg lengre i fra kilden. Dersom porøsiteten i nærområdet av brønnen er lav, vil nøytronene kunne vandre lengre ut i formasjonen før de bremses, og følgelig vil antallet termiske nøytroner registrert i nærdetektoren være lavt. I dette tilfellet vil detektoren med lengre avstand fra kilden vise et høyt utslag av gammastråling.

Som nevnt ovenfor gjenspeiler nøytronloggen mengden hydrogen i formasjonen. Det vil si at den gjenspeiler den såkalte hydrogenindeksen (HI). Denne er et mål for mengde hydrogen per volumenhet. Hydrogenindeksen for rent vann er lik 1, for hydrokarboner mellom 0 og 1 og

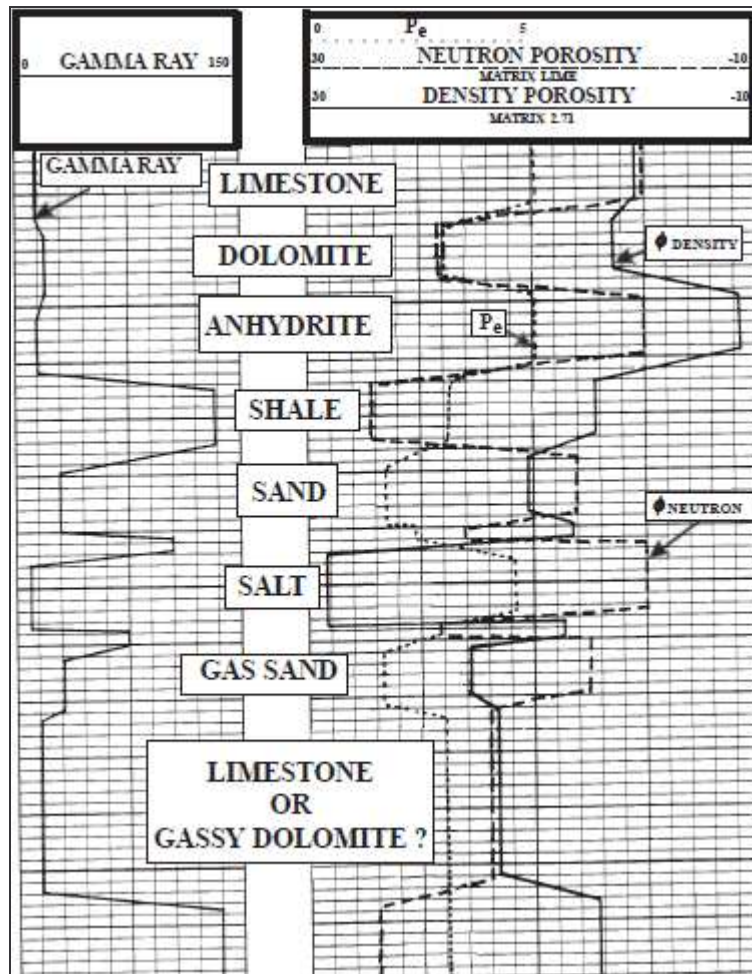
for rene bergartskorn nær 0. Forskjellige fluider har ulikt hydrogeninnhold, og for å bestemme riktig porøsitet for en bergart er det viktig å bestemme hydrogeninnholdet i væsken som befinner seg i formasjonen. Et viktig resultat som kan fås ved anvendelse av nøytronloggen er at den også påviser gass i formasjonen. Når porene i formasjonen er fylt med gass, vil nøytronporøsiteten være lavere enn den aktuelle porøsiteten i formasjonen. Dette skjer fordi at gassen inneholder en mindre mengde hydrogen enn vann og olje, det vil si har lavere HI. En slik reduksjon i nøytronporøsiteten forårsaket av gass, kalles for gaseffekten (*ref. 8*). Det er denne egenskapen som brukes til å detektere gass i formasjoner med uniform porøsitet, hvis porøsiteten er kjent fra andre målinger.

Det finnes også en annen effekt, den såkalte skifereffekten, som forårsaker en økning i nøytronporøsiteten (*ref. 8*) samt (*ref. 9*). Leire og skifer med sine uvanlige mineralstrukturer inneholder ofte kjemisk bundet vann. Nøytronloggen vil da, i tillegg til hydrogen i porene i form av vann, olje eller gass, detektere "ekstra" hydrogen bundet i skiferholdige formasjoner. Dette fører til at nøytronporøsiteten vil bli overestimert, slik at avlesningene må korrigeres for denne effekten.

Nøytronloggen er vanligvis kalibrert for å måle i LPU, det vil si Limestone Porosity Units, der loggen gir en bestemt respons målt i vannholdig kalkstein (*ref. 10*). Formasjonskalibrering kan også bli utført for andre typer litologier, som sandstein eller dolomitt, for begge logger.

Ved å kalibrere tetthetsloggen for vannholdig kalkstein, slik som nøytronloggen, kan man plassere begge loggekurvene i samme spor (*ref. 10*). En slik kombinasjon av nøytron- og tetthetsloggen er den mest brukte porøsitetsloggkombinasjonen. Ved bruk av de to loggemetoder sammen, kan et mye bedre porøsitetsestimat oppnås, samtidig er det mulig å interpretere litologien.

Figuren nedenfor viser forskjellige utslag i loggplottene for nøytron- tetthetslogg kombinasjonen:



Figur 3.8 Eksempel på en nøytron- tetthetslogg (ref. 11).

Figur 3.8 viser hvordan utslagene til nøytron- og tetthetsloggene varierer med ulike litologier og gass tilsted. Ved å plote loggekurver på denne måten, er det mulig å bestemme enkle(single)-litologier, dog med en viss tvetydighet. Ved hjelp av andre logger, som gamma (litologilogg) eller den fotoelektriske effekten, er det mulig å unngå uklarhetene og enklere bestemme litologien.

Beskrivelse av de viktigste tetthets- og nøytron responsene er beskrevet nedenfor. Responsene er tolket ut fra Figur 3.8. Det er flere måter å sette opp logge responsene for de to loggene. Her stiger verdiene på skalaene for begge loggene i samme retning, fra høyre til venstre.

- Respons fra kalibreringslitologien (her kalkstein):

Når loggingen foregår i en formasjon som loggen er kalibrert for, vil utslaget til nøytron og tetthetsporøsiteten være cirka lik, $\phi_N \approx \phi_D$. Det vil si at man kan observere overlapping av

kurver, men bare hvis formasjonen er fylt med vann eller olje. Hvis det finnes gass eller andre fluider i dette tilfellet (kalkstein), vil man likevel få separasjon av kurvene.

- Respons fra skifer:

Skifer gir et høyere utslag på både nøytron porøsiteten ϕ_N (på grunn av bundet vann) og tetthetsporøsiteten ϕ_D (på grunn av tunge mineraler). En slik separasjon er typisk for skifer og er den motsatte separasjonen enn den som kan observeres for f. eks sandstein. En slik ”krysning” kan også observeres for dolomitt, men med mindre separasjon. Her er $\phi_D < \phi_N$.

- Respons fra sandstein:

Ved måling i sandstein vil nøytron- og tetthetsporøsiteten avta i forhold til leire og ha en motsatt separasjon av kurvene. Det vil si at man får en krysning mellom de to kurvene, der utslaget for begge kurvene ϕ_N og ϕ_D minker. Det forutsettes da at det ikke er noe vann eller hydrokarboner i sanden.

I dette tilfellet får man $\phi_N < \phi_D$.

Den enkleste måten å beregne porøsitet for en vann- eller oljeholdig formasjon er å ta gjennomsnittsverdien for nøytron- og tetthetsporøsiteten:

$$\phi = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (18)$$

- Respons fra gass i sandstein:

I en gassone vil man observere en økning i tetthetsporøsiteten og reduksjon i nøytronporøsiteten, i forhold til sandstein. Dette er den såkalte gasseffekten, se Figur 3.8. Gassen fører til et for høyt utslag på tetthetsloggen, og gir dermed en for høy porøsitet i forhold til den virkelige formasjonsporøsiteten. Gasseffekten gir en overestimert tetthetsporøsitet, selv om gassen har en lavere tetthet enn vann og olje. Dette skyldes at en ofte vil bruke for høy ρ_f i formel (17) i avsnitt 3.2.2. En nøytronlogg vil derimot gi et lavere porøsitetsestimat i forhold til den virkelige formasjonsporøsiteten, siden det er lavere hydrogen konsentrasjon i gassen. Det er relativt lett å oppdage en gass sone, siden loggene får en stor separasjonssone, som er større enn for sandstein. I denne sonen er nøytronporøsiteten ϕ_N lavere enn tetthetsporøsiteten ϕ_D og sonen starter ved krysningspunktet mellom de to

kurvene ($\phi_N < \phi_D$). Størrelsen på separasjonen kan kvalitativt indikere gassmetningen, siden separasjonen er kvalitativt avhengig av formasjonstrykket.

Porøsiteten i en gassone kan likevel bli estimert ved hjelp av ”2/3 metoden (ref. 11) som baserer seg på formelen:

$$\phi_{NDgass} = \frac{1}{3}(2\phi_D + \phi_N) = \frac{2}{3}\phi_D + \frac{1}{3}\phi_N \quad (19)$$

Figur 3.8 er hentet fra *Peice utdanningsheftet* og beskrivelsen av responsene er skrevet ved hjelp av redegjørelsene til *Peice* (ref. 11) og *Asquith og Krygowski* (ref. 12).

3.2.4 Resistivitetslogg – en metningslogg

Resistivitetsloggen måler resistiviteten i formasjonen, det vil si motstanden mot å lede elektrisk strøm. Hovedformålet med resistivitetsmålingene er å finne porøsiteten og vannmetningen i reservoaret. Denne loggen hjelper oss også å bestemme om det er vann, olje eller gass i formasjonen.

I denne delen blir sentrale resistivitetsbegrep og fomler definert for å få en innsikt i hva resistivitetsloggene måler og hvordan metningen, porøsiteten og fluidtypen kan bestemmes.

Porene i bergarter er som regel fylt med formasjonsvann som inneholder en del oppløste salter. Det er disse salter som danner ioner som transporterer elektrisk strøm. Saltkonsentrasjonen i formasjonsvannet avgjør hvor mye strøm som vil bli ledet.

Bergartene omtales som oftest som isolatorer, det vil si at de har meget stor resistivitet og leder dermed i praksis ikke strøm. Hydrokarboner har også stor resistivitet.

Resistiviteten, R kan defineres på følgende måte:

$$R = r \frac{A}{L} \quad (\text{Enhet: Ohm meter}) \quad (20)$$

der motstanden r er definert som

$$r = \frac{U}{I} \quad (\text{Enhet: Ohm}) \quad (21)$$

A er tverrsnittet, L lengden av prøven, U spenningsfallet som er lagt over prøven og I er strømmen. Merk at bruken av symbolene R og r i loggesammenhengen er der motsatte av det som ofte er vanlig konvensjon.

Man kan også definere ledningsevnen til materialet, konduktiviteten betegnet σ , som er den inverse av resistiviteten:

$$\sigma = \frac{1}{R} \quad (\text{Enhet: siemens}) \quad (22)$$

Ved resistivitetsmåling i et borehull kan ulike typer resistivitet defineres:

R_t – totalresistiviteten til formasjonen (inneholder formasjonsvann og hydrokarboner, kalles også for den sanne resistiviteten)

R_0 – resistiviteten til bergarten fylt 100 % med saltholdig formasjonsvann

R_w – resistiviteten til formasjonsvannet

Det er rimelig å anta at resistiviteten til formasjonen er avhengig av porøsiteten, vannmetningen og formasjonsvannets resistivitet. $R_t = R_t(\phi, S_w, R_w)$ (ref. 13).

Når resistiviteten til en formasjon som inneholder saltvann er målt, vil saltvannets resistivitet påvirke R_t . Jo mer saltholdigvann, jo lavere resistivitet til formasjonsvannet og dermed vil den målte resistiviteten for bergarten bli lavere.

For å vise at R_t er avhengig av fluidmetningen, kan man se på hva som kommer til å skje hvis man nå fortrenger formasjonsvannet i porene til bergarten med olje. En slik endring fører til at bergarten nå vil inneholde et resistivt fluid. Dette medfører at resistiviteten målt for bergarten vil være høyere, siden oljen har fortrent det ledende vannet, minket det effektive vannarealet og økt den effektive lengden som strømmen må passere.

Hvis porøsiteten i bergarten reduseres, vil det være mer isolerende materiale tilstede og mindre plass til formasjonsvannet, og det er det naturlig at den totale resistiviteten R_t øker.

På grunn av denne avhengigheten, der resistiviteten til bergarten avhenger av elektriske- og petrofysiske egenskaper, defineres det en såkalt *formasjonsfaktor*, F som er en proporsjonalitetsfaktor:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (23)$$

Det er påpekt tidligere at bergartens resistivitet har direkte sammenheng med porøsiteten. Utfordringen er at denne sammenhengen varierer med bergartstypen og derfor må det brukes en empirisk sammenheng. Archie foreslo følgende uttrykk, som kalles for Archies 1.ligning:

$$F = a\phi^{-m} \quad (24)$$

Konstanten m kalles *sementeringssfaktoren* og avhenger av forholdet mellom porevolum og porehalser, mens proporsjonalitetsfaktoren a er avhengig av porestørrelsesfordelingen og *tortuositeten* (kronletheten) til porekanalene.

For eksempel for kornete sandsteinsbergarter vil uttrykket se slik ut:

$$F = 0.62\phi^{-2.15} \quad (25)$$

Det er også hensiktsmessig å introdusere *resistivitetsindeksen*, I :

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (26)$$

Som er forholdet mellom resistiviteten i bergarten med den aktuelle metningen av hydrokarboner og formasjonsvann, relativt til bergarten fylt 100 % med formasjonsvann.

Resistivitetsindeksen uttrykker altså det forhold at totalresistiviteten R_t er avhengig av mengden av det elektrisk ledende formasjonsvannet som er til stede i formasjonen. Denne relasjonen kan f. eks. uttrykkes:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{1}{I} \quad (27)$$

der S_w er vannmetningen og n kalles *metningsekspONENTEN* og er den eksponentielle verdien til vannmetningen.

I praksis skrives ligningen ofte på denne måten:

$$I = aS_w^{-n} \quad (28)$$

der a er en funksjon av tortuositeten og n er metningsekspONENTEN. Ligningen med $n=2$ kalles Archies 2. ligning.

Prosedyren for bestemmelse av vannmetningen kan være følgende:

- 1) Bestemme R_0 ved hjelp av resistivitetsmålinger i en sone med 100 % vannmetning, eller alternativt beregne formasjonsfaktoren $F=R_0/R_w$, og dermed R_0 fra Archies 1. ligning $F = a\phi^{-m}$ dersom porøsiteten er kjent fra andre metoder.
- 2) Måle formasjonens resistivitet R_t i de hydrokarbonførende lag, og derfra beregne resistivitetsindeksen I fra ligning $I = \frac{R_t}{R_o}$
- 3) Bruke Archies 2.ligning $I = aS_w^{-n}$ til å beregne vannmetningen og dermed hydrokarbonmetningen $S_h = 1 - S_w$.

Denne prosedyren innebærer å kombinere ligningene ovenfor, til:

$$S_w^n = \frac{aFR_w}{R_t} \quad (29)$$

Som oftest setter man $n = 2$ og $a \approx 1$

Archies ligning ble utviklet i 1941 basert på undersøkelser på ren, konsolidert sandstein fra Mexicogulften med en uniform litologi (ref. 29). En kompleks litologi som i denne oppgaven forenset sandstein vil gi en større usikkerhet i bruk av Archies ligning (ref. 24).

Faktumet at resistiviteten er avhengig av metningen skaper flere problemstillinger som det må tas hensyn til ved resistivitetsmålinger.

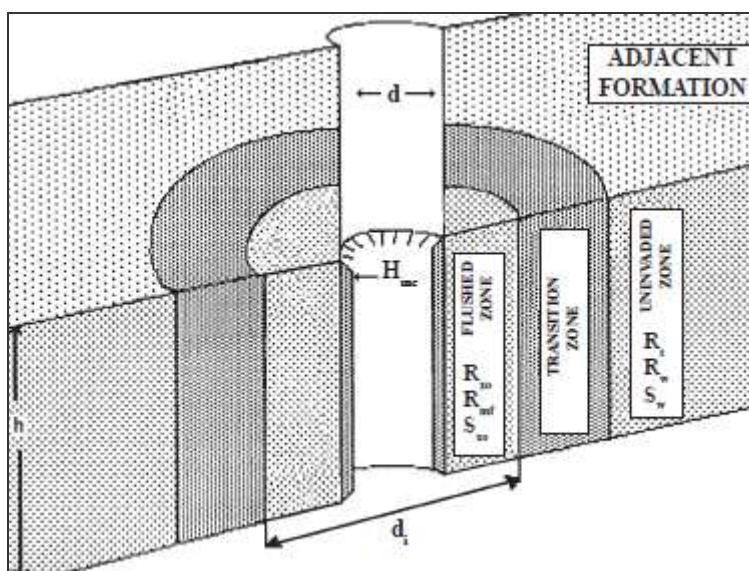
Ved boring av en brønn brukes det en olje- eller vannbasert borevæske. Man vet også at boreslammet vil legge seg utenpå brønnveggen eller trenge inn i formasjonen og fortrenge opprinnelig fluid, olje, gass eller formasjonsvann. Dette gjør at den målte resistiviteten ikke blir helt korrekt.

Omkring brønnen finnes forskjellige typer resistivitetssoner. Disse er illustrert i Figur 3.9.

Invadert sone (flushed zone) – her måles det resistivitet nært borehullsveggen. I denne sonen vil man helst bestemme resistiviteten til denne sonen, R_{xo} , resistiviteten til borevæsken (mudfiltratet), R_{mf} og vannmetningen S_{xo} i denne sonen. I en utvasket sone vil formasjonsfluidene være nesten fullstendig fortrengt, og dermed vil ikke gjenspeile de sanne verdiene for resistiviteten.

Urørt sone (uninvaded zone) – i denne sonen er invasjonseffekten til borevæsken minimal eller ingen. Her ønsker man å bestemme resistiviteten til den urørte formasjonen, R_f , resistiviteten til formasjonsvannet, R_w og vannmetningen S_w i denne formasjonen.

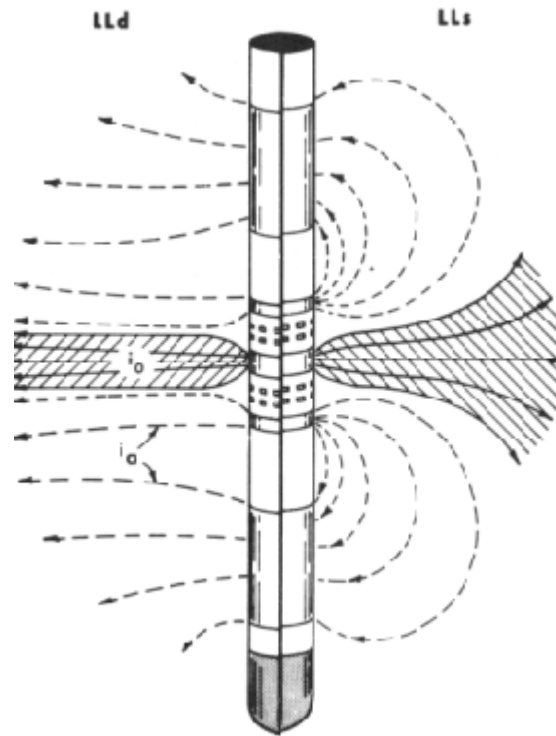
Overgangssone (transition zone) – denne sonen er overgangssonen mellom den invaderte og ikke invaderte sonen, der filtratet delvis har fortrengt reservoarfluidene.



Figur 3.9 Borehullsomgivelser og symboler.

På grunn av disse fenomenene brukes det flere målesonder som måler med forskjellig rekkeveidde innover i formasjonen. En slik kombinasjon gjør det mulig å måle resistiviteten nær brønnen, litt dypere inn, og dypt i formasjonen. På denne måten kan man bestemme hvor langt filtratet har trengt inn og hvilken type fluid som befinner seg i formasjonen. Sonder som kalles for laterallogger, sender strøm inn i formasjonen og måler det resulterende elektriske feltet som vil være proporsjonal med resistiviteten.

Karakteristisk for en laterallogg er at den har av en eller flere elektroder, og at den kan brukes til både grunne målinger og dype målinger i tynne og tykke lag. Målingen av motstand blir registrert i elektroder som fokuserer strømlinjene vinkelrett inn i formasjonen. Utviklingen av teknologien førte til at disse loggesondene består nå av flere elektroder med ulik fokus. Slike loggesonder kalles for Dual Laterolog og kan utføre flere dybde målinger samtidig. Ulik avstand mellom elektrodene gjør det mulig å måle i ulike inntrengningsdybder. Vanligvis er det tre avstander målinger blir tatt: dypt i formasjonen (LLd-deep), grunnere i formasjonen (LLs-shallow) og veldig grunt i formasjonen (MSML). Den sistnevnte er en såkalt mikroresistivitetslogg som har en kort avstand mellom elektrodene og er mikroversjonen av dyptmålende sonder. Denne sonden har små elektroder montert på puter som er presser mot borehullsveggen ved logging. Disse måler veldig grunt, slik at det er mulig å bestemme resistiviteten i den invaderte sonen og tykkelsen av mudkaken. Disse parametrene spiller en viktig rolle ved bestemmelse av resistiviteten iden urørte sonen, R_t .



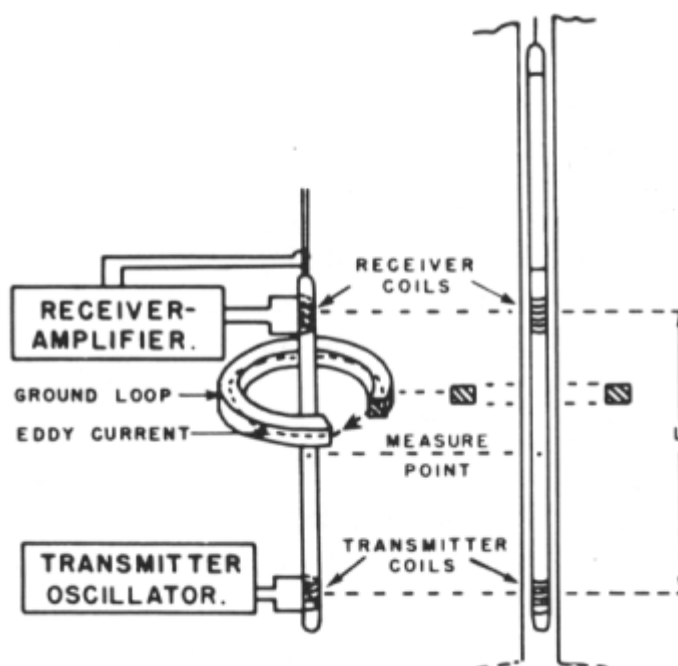
Figur 3.10 En laterallogg sonde. Dypt måling til venstre, grunn til høyre.

Som nevnt ovenfor er laterallogg en elektrodesonde som sender strøm inn i formasjonen. Dette gjør lateralloggen avhengig av å få kontinuerlig tilførsel av strøm gjennom borevæsken, og har derfor best funksjonalitet ved bruk av saltvannbasert borevæske (ref. 14). Resistiviteten av mud filtratet er da nesten den samme som resistiviteten til formasjonsvannet ($R_{mf} \approx R_w$), og derfor ved anvendelse av saltvannbasert borevæske, vil ikke invasjonen i formasjonen påvirke R_t noe stort. Invasjonen vil få en større innflytelse dersom det brukes en mindre saltholdig borevæske. Derfor blir ikke bruken av laterallogg anbefalt i dette tilfellet.

Loggen vil heller ikke virke like bra ved bruk av oljebasert borevæske eller i luftfylte borehull, på grunn av at det ikke er mulig å lede strøm ned til sonden.

En annen type resistivitetssonder kan anvendes ved bruk av andre typer av borevæske enn den saltvannholdige. En sonde som klarer å utføre målinger ved bruk av for eksempel en oljebasert borevæske, er induksjonsloggen. Denne skiller seg fra andre elektriske logger ved at den produserer et magnetfelt i et kort tidsrom, som skaper strøm i formasjonen. Dette høyfrekvente feltet danner sirkulære induksjonsstrømmer i formasjonen rundt borehullet, se Figur 3.11. Denne strømmen er loddrett på loggeaksen, og skaper et magnetisk felt som induserer et signal i mottakerspolen. Det mottatte signalet er proporsjonalt med ledningsevnen til

formasjonen, slik at man kan lese av ledningsevnen direkte fra målingene. Konduktiviteten er den inverse av motstanden til formasjonen, slik at denne metoden stiller på en lik linje med de elektriske resistivitetsloggene.



Figur 3.11 En induksjonslogg. Til venstre en induksjonsspole.

Induksjonsloggens inntrengningsdybde, er på samme måte som ved laterallogg, avhengig av avstanden mellom sender- og mottakerspolen og derfor er det blitt utviklet en dual versjon av denne sonden.

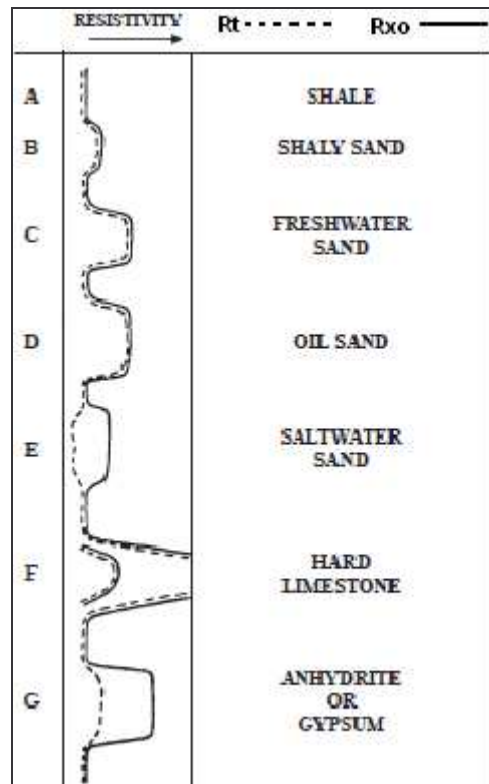
En slik teknologiutvikling gjør det mulig å utføre to ulike induksjonsmålinger samtidig og registrere konduktiviteten ved ulike frekvenser og avstander fra brønnen.

En dual induksjonslogg består av en dyptmåleende enhet som måler R_t , og en enhet som måler konduktiviteten i den invaderte sonen. I tillegg brukes det en mikroresistivitetslogg for å måle resistiviteten veldig grunt i formasjonen, dvs R_{xo} .

Ved det bruk av en ledende borevæske, for eksempel ferskvann, med resistiviteten, R_{mf} , som er høyere enn for formasjonsvannet, R_w anbefales det bruk av induksjonsloggen (ref. 14). Dette er fordi lateralloggen vil bli strekt påvirket av invasjonen, siden $R_{mf} > 3R_w$ så vil den høye resistiviteten dominere i forhold til den resistiviteten man ønsker å måle. Dermed vil den sonen som har størst resistivitet, i dette tilfellet R_{mf} for den invaderte sonen, få størst innflytelse på målinger i alle dybder.

Resistiviteten i formasjonen har også noe å si ved utvelgelse av type resistivitetslogg. Lateralloggen fungerer best i formasjoner med medium til høy resistivitet, mens induksjonsloggen er anbefalt i soner med lavere resistivitet.

Også andre faktorer som ujevnheter i borehullet og lagtykkelsen er med på å avgjøre hva slags målesonde som bør brukes.



Figur 3.12 Eksempel på en resistivitetslogg (Peice).

De fleste mineraler er veldig gode isolatorer. Bare leirmineraler og salt har en viss ledningsevne. Nesten all ledning skjer i væske fasen, og motstanden er derfor først og fremst avhengig av porevæsken.

- Skifer eller leirstein inneholder vanligvis mye formasjonsvann, som har god ledningsevne. Dette vises som lave resistivitetsverdier på en resistivitetslogg. Ledningsevnen til disse mineralene avhenger av saltinnholdet i vannet.
- Hydrokarbon leder ikke elektrisk strøm, slik at et olje- eller gassbærende lag vil ha en høy resistivitet. På grunn av disse egenskapene er det mulig å skille vann fra olje og gass.
- Kalkstein er gode isolatorer. Dersom den er godt sementert, har den da en svært høy resistivitet. Dette er et karakteristisk trekk som hjelper å identifisere kalksteinlag.

- Kullag har enda større resistivitet fordi at rent kull har tilnærmet null ledningsevne. Et kullag vil dermed vise et høyt utslag på resistivitetsloggen.

3.2.5 NMR (MagTrak)

Som nevnt tidligere, har teknologiutviklingen innen logging ført til oppfinnelse av nye loggemetoder. I over 30 år ble det forsket på hvordan kjernemagnetiske effekter kan brukes i sammenheng med formasjonsevaluering. Den første NMR-loggen i brønnloggingsindustrien ble introdusert i 1991 av NUMAR (som i dag er en del av Halliburton), som også først startet bruken av NMR i petroleumsbransjen.

NMR står for Nuclear Magnetic Resonance, eller kjernemagnetisk resonans på norsk, og bygger på kvantemekanikken.

Kjernemagnetisk resonans logging (NMRL) gir mulighet til å måle viktige petrofysiske parametre som porøsitet, porestørrelsesfordeling og metning, direkte i borehullet, og uten å benytte seg av radioaktive kilder. Man kan også bestemme fraksjoner til fluidene i reservoaret, samt at loggen kan gi en estimering av permeabiliteten. En av de største fordelene er at metoden er uavhengig av litologien og bergartsegenskapene, sammenlignet med konvensjonelle porøsitets- og resistivitetslogger.

3.2.5.1 Prinsippet for NMR, kjernemagnetisk effekt

Kjernemagnetisk effekt får man fra kjernespinnet i spesielle atomer som har oddetall av protoner og/eller nøytroner i kjernen og derfor et totalt angulært moment \mathbf{J} forskjellig fra null.

Eksempler på disse kan være ^1H , ^3H , ^{13}C og ^{17}O . I NMRL brukes det ^1H fordi vanlig hydrogen har det høyeste gyromagnetiske forholdet, γ , sammenlignet med andre isotoper. Det gyromagnetiske forholdet er av stor betydning hvis man ønsker å få et sterkt signal og dermed gode målinger.

Hydrogenkjernen (protonet) roterer og har derfor angulært moment (spinn), \mathbf{J} , og følgelig også magnetisk dipolmoment, $\boldsymbol{\mu}$. Sammenhengen mellom kjernespinnet \mathbf{J} og det magnetiske dipolmomentet $\boldsymbol{\mu}$ basert på kvantemekanikken er:

$$\boldsymbol{\mu} = \gamma \cdot \mathbf{J} \quad (30)$$

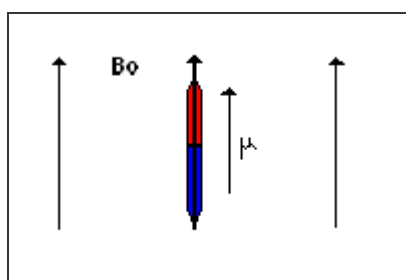
der γ er det gyromagnetiske forholdet.

For å få kjernemagnetisk effekt må man plassere kjernene i et ytre statisk magnetisk felt \mathbf{B}_0 , som vil utøve et kraftmoment på disse. Kraftmomentet $\boldsymbol{\tau}$ som feltet utøver på det magnetiske dipolmomentet, er gitt ved:

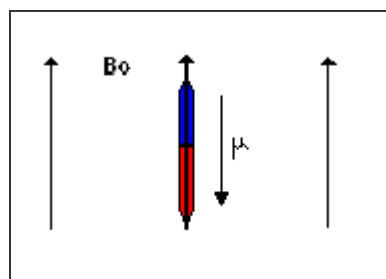
$$\boldsymbol{\tau} = \boldsymbol{\mu} \times \mathbf{B}_0 \quad (31)$$

der \mathbf{B}_0 er flukstettheten til det ytre magnetfeltet.

Utenfor magnetisk felt vil hydrogenkjernenes magnetiske dipolmoment være tilfeldig orientert. I et magnetisk felt vil disse orientere seg parallelt eller antiparallelt til feltretningen.

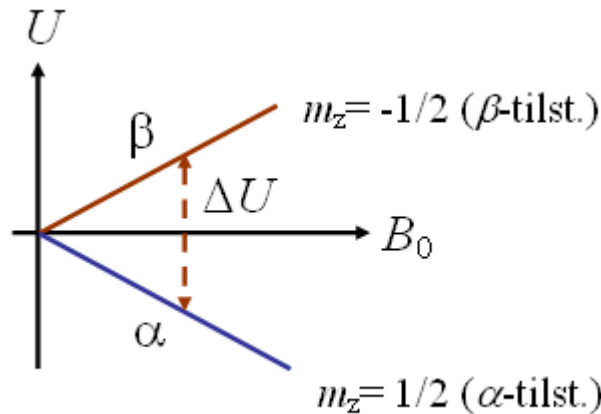


Figur 3.13 Parallelt spinn(α -tilstand)



Figur 3.14 Antiparallelt spinn(β -tilstand)

En hydrogenkjerne plassert i et ytre magnetisk felt vil ha to energitilstander. Hvis spinnen er parallelt med feltvektoren, er protonet i en såkalt α -tilstand der man har en stabil likevekt mellom $\boldsymbol{\mu}$ og \mathbf{B}_0 med lav potensiell energi, se Figur 3.13. Dersom derimot spinnen er antiparallelt med feltvektoren, er protonet i β -tilstanden, (Figur 3.14), med ustabil likevekt mellom $\boldsymbol{\mu}$ og \mathbf{B}_0 med høy potensiell energi. De to spinnorienteringene representerer altså to forskjellige energitilstander.



Figur 3.15 Energitilstandene for et proton i et ytre magnetisk felt (ref. 32).

Energiforskjellen mellom de to tilstandene, der \mathbf{B}_0 definerer z -aksen, kan bestemmes ut i fra:

$$U = -\bar{\boldsymbol{\mu}} \cdot \bar{\mathbf{B}} = -\mu_z B_0 = -\gamma \hbar m_z B_0 \quad (32)$$

der det såkalte magnetiske kvantetallet m_z kan ha de to verdiene $+1/2$ (α -tilstanden) og $-1/2$ (β -tilstanden). Ved innsetning finner vi at energidifferansen mellom de to tilstandene er:

$$\Delta U = \gamma \hbar B_0 \quad (33)$$

Etter påvirkningen av det ytre magnetiske feltet \mathbf{B}_0 vil en del protoner være i den høyeste energitilstanden, men flesteparten vil befinne seg i α -tilstanden. Fordelingen av kjerner i høy- og lavenergitilstanden er styrt av Boltzmannfordelingen som er termisk betinget. Dersom man ønsker å forandre denne fordelingen, slik at flere protoner løftes fra α - til β -tilstanden, må systemet tilføres energikvanta i form av fotoner, som er elektromagnetiske bølger med en gitt frekvens f gitt ved Plancks lov:

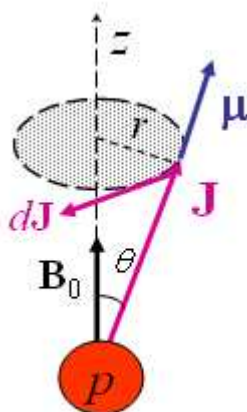
$$\Delta U = hf = \gamma \hbar B_0 \quad (34)$$

Frekvensen til fotonet er gitt ved resonansbetingelsen:

$$f(\text{MHz}) = \frac{\gamma}{2\pi} B_0 = 42.577 B_0 \quad (35)$$

Fotonets frekvens, som eksiterer det magnetiske dipolmomentet til en høyere energitilstand, må være lik Larmor-frekvensen, f_L , som protonet har i presesjonen om det statiske feltet \mathbf{B}_0 .

Larmor-frekvensen kan vises ved hjelp av et semiklassisk resonnement:



Figur 3.16 \mathbf{J} -angulærmomentvektorens presisjon omkring det statiske feltet, \mathbf{B}_0 (ref. 32).

Ved en slik presisjon gjelder spinnsatsteorien fra den klassiske mekanikken. Spinnsatsen definerer kraftmomentet τ_1 som beskriver \mathbf{B}_0 -feltets virkning på dipolmomentet $\boldsymbol{\mu}$:

$$\boldsymbol{\tau} = \boldsymbol{\mu} \times \mathbf{B}_0 = \frac{d\mathbf{J}}{dt} \quad (36)$$

Formel (36) innebærer at $d\mathbf{J}$ er orientert vinkelrett på $\boldsymbol{\mu}$ og \mathbf{J} , som medfører at \mathbf{J} -vektoren må rotere med vinkelhastigheten ω_L om \mathbf{B}_0 med Larmor presisjonen.

I en slik situasjon roterer \mathbf{J} -vektoren med Larmor-frekvensen som er gitt:

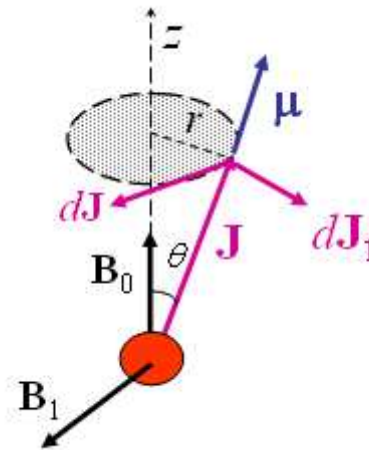
$$f_L = \frac{\omega_L}{2\pi} = \frac{\gamma}{2\pi} B_0 = f \quad (37)$$

For å erverve et foton med den rette frekvensen må man innføre et nytt magnetfelt \mathbf{B}_1 som er vinkelrett på både \mathbf{J} og \mathbf{B}_0 . Dette feltet er et elektromagnetisk felt, og kalles for oscillerende felt eller RF-felt. For å oppfylle alle kravene for tilstandendringen, må også det oscillerende feltet \mathbf{B}_1 rotere om \mathbf{B}_0 med Larmor-frekvensen.

\mathbf{B}_1 feltet vil påvirke spinnets (\mathbf{J}) bevegelse og i følge spinnsatsen utsettes dipolmomentet for et nytt kraftmoment τ_1 :

$$\boldsymbol{\tau}_1 = \boldsymbol{\mu} \times \mathbf{B}_1 = \frac{d\mathbf{J}_1}{dt} \quad (38)$$

der $d\mathbf{J}_1$ er endringen i \mathbf{J} som skyldes det oscillerende feltet. Figur 3.17 viser at $d\mathbf{J}_1$ står vinkelrett på både $\boldsymbol{\mu}$ og \mathbf{B}_1 .



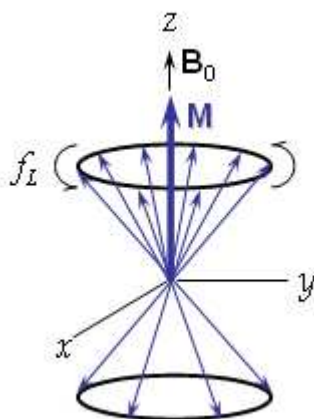
Figur 3.17 Effekten av det oscillerende feltet B_1 : det angulære momentet J , tippes fra B_0 (ref. 32).

Effekten av en slik påvirkning er at J tippes nå kontinuerlig over, slik at J er motsatt rettet i forhold til det statiske feltet B_0 . Den tippede J tilsvarer altså den høye energitilstanden, β .

Man er interessert i å måle den samlede magnetiseringen som oppstår når magnetiske momentene blir påvirket av et magnetisk felt. Den totale magnetiseringen er en makroskopisk egenskap som er målbar, og er vektorsummen av alle magnetiske dipolmomentene til de enkelte protonene, se Figur 3.18.

$$M_0 = \sum_i^N \mu_i \quad (39)$$

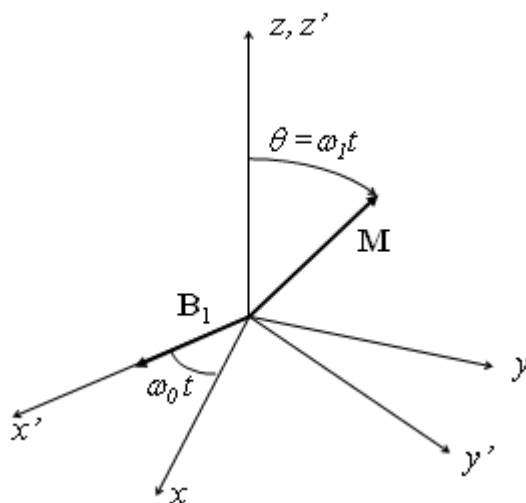
Magnetiseringsprosessen kan oppsummeres ved hjelp av den totale magnetiseringen på følgende måte: Når en prøve plasseres i en statisk felt B_0 oppstår det en magnetisering M_0 , som roterer om B_0 med Larmor-frekvensen, f_L . Når en anvender en RF puls, f.eks en $90^\circ_{x'}$ -puls, vil de enkelte magnetiske dipolmomentene klumpe seg sammen i presesjon om B_0 feltet, som vist i Figur 3.18. M (magnetiseringen i prøven) vil da bli tippet ned i x' , y' planet og $M_z=0$. Dette er den såkalte fasekoherensen. Denne forklares nærmere senere i teksten ved definisjon av T_2 relaksasjonstiden.



Figur 3.18 Individuelle magnetiske dipolmoment summeres sammen, slik at det oppstår en M_y komponent (ref. 32).

I en slik situasjon oppstår det en termisk likevektsfordeling av magnetiske dipolmomenter imellom α - og β -tilstander. Ved anvendelse av det oscillerende feltet \mathbf{B}_1 vil likevektsfordelingen forstyrres, slik at populasjonsfordelingen forandres ved at protoner som opprinnelig er i α -tilstanden, går over til β -tilstanden. Ved denne overgangen absorberes det energi og magnetiseringen tippes, se Figur 3.19. \mathbf{M}_0 benevner den opprinnelige magnetiseringen som blir endret til \mathbf{M} og tippet ved hjelp av det oscillerende feltet.

For at det skal være enklere å kunne vise endringer og bevegelsene til \mathbf{M} , plasseres feltene og magnetiseringene i et roterende koordinatsystem (x' , y' og z') som roterer om z -aksen med vinkelhastigheten ω_0 , lik frekvensen til det oscillerende feltet. Siden det statiske feltet ligger langs z' -aksen, er det nå mulig å observere effekten av det oscillerende feltet \mathbf{B}_1 som nå "ligger i ro" langs x' -aksen, se Figur 3.19.



Figur 3.19 Det roterende koordinatsystemet (x' , y' og z') (ref. 32).

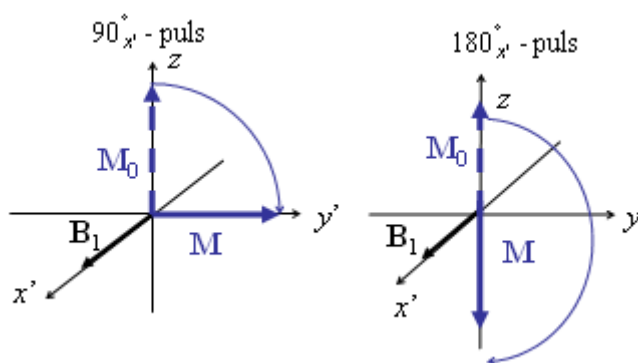
For å kunne eksitere flere frekvenser samtidig, og med sikkerhet dekke resonansfrekvensen, benytter man seg av såkalt pulset NMR teknikk. Dette representeres av mange sinuskurver som til sammen danner en firkantpuls som inneholder et helt bånd av frekvenser omkring den innstilte frekvensen for RF-feltet. Hvis en slik firkantpuls varer over en kort tidspuls τ_p , typisk $10 \mu\text{s}$, vil alle kjernene kunne eksiteres samtidig. Det er tiden pulsen varer τ_p , som avgjør hvor langt \mathbf{M}_0 tippes. Den tippes da med en pulsvinkel θ , som avhenger av styrken til det oscillerende feltet \mathbf{B}_1 og tiden pulsen anvendes:

$$\theta = \omega_1 \tau_p = \gamma \mathbf{B}_1 \tau_p \quad (40)$$

Bredden på RF-pulsen i pulset NMR er en viktig faktor for NMR-eksperimentet og analysen av de påfølgende data. I NMR-sammenheng benytter man seg av en serie ulike pulser etter hverandre. En slik serie kalles en *pulssekvens*.

Når man tar bort RF-feltet vil de eksiterte protonene falle tilbake til den lavere energitilstanden, α . Dette medfører at også magnetiseringsvektoren \mathbf{M} går tilbake til sin opprinnelige verdi \mathbf{M}_0 langs z -aksen. Denne prosessen kalles for *relaksasjon*, og tiden dette tar kalles *relaksasjonstiden*. Det er to forskjellige relaksasjonstider, T_1 og T_2 man kan undersøke for å finne ønskede petrofysiske egenskaper. Relaksasjonstiden er avhengig av kjernens omgivelser og gir derfor informasjon om mediet. Som nevnt ovenfor brukes det ulike pulssekvenser, som består av forskjellige pulstyper, ved NMR målinger. For å kunne måle de to relaksasjonstidene benytter man seg av to pulssekvenskombinasjoner; inversion recovery og CPMG, som måler T_1 og T_2 henholdsvis.

De forskjellige pulstypene betegnes etter hvor langt og om hvilken akse \mathbf{M}_0 tippes. For eksempel en $90^\circ_{x'}$ -puls ($\theta=90^\circ$) vil tippe \mathbf{M}_0 90° ned i det tverrliggende (x',y') -planet. En $180^\circ_{x'}$ -puls tipper \mathbf{M}_0 slik at den ligger langs den negative z -aksen, se Figur 3.20



Figur 3.20 Figuren viser en 90° -puls langs x' -aksen til venstre og en 180° -puls langs x' -aksen til høyre (ref. 32).

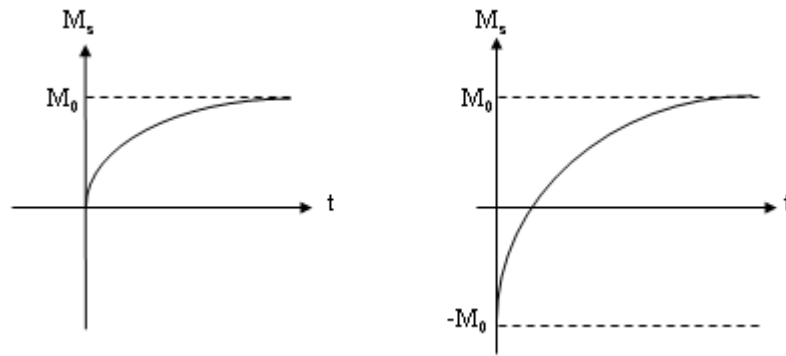
Hvis man antar, i likhet med radioaktiv desintegrasjon, at antall kjerner som relakserer per tidsenhet er proporsjonal med avviket fra den opprinnelige likevektsverdien M_0 langs z -aksen, kan man skrive:

$$\frac{dM_z}{dt} = -\frac{M_z - M_0}{T_1} \quad (41)$$

Inversion recovery-metoden benytter seg av de to pulstyper for å måle T_1 . Denne relaksasjonstiden, som tilsvarer den radioaktive halveringstiden, kalles for *longitudinellrelaksasjonstid*, T_1 (spinn – lattice). Her vil energien bli utvekslet mellom spinnsystemet og omgivelsene og derfor forventes det at T_1 -tiden er avhengig av kjernens omgivelser og derfor gir opplysninger om mediet. Metoden benytter sekvensen $[180^\circ_{x'} - \tau - 90^\circ_{x'}]$ for å måle relaksasjonstiden. Her anvender man først en $180^\circ_{x'}$ -puls og venter en viss tid τ til magnetiseringsvektoren langs z -aksen reduseres, for å deretter anvende en $90^\circ_{x'}$ -puls. T_1 -tiden er egentlig tiden det tar å magnetisere en prøve, som tar like lang tid som relaksasjon. Siden mottakerspolen kun kan detektere magnetiseringen i (x', y') -planet må magnetiseringsvektoren tippes opp i dette ved $90^\circ_{x'}$ -puls. Ved å gjenta målingen for ulike verdier av τ kan man måle punkter som danner kurven i Figur 3.21. Dette gjør det mulig å finne eksperimentelle data for kurven, slik at T_1 kan bestemmes. Ved å integrere formel (41) med hensyn på tid får man:

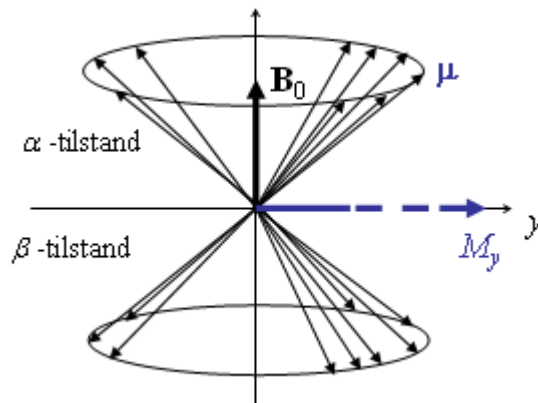
$$M_z = M_0(1 - 2e^{-\tau/T_1}) \quad (42)$$

Problemet med å måle T_1 er at denne metoden tar lengre tid sammenlignet med CPMG metoden som utføres for å måle T_2 tiden.



Figur 3.21 Relaksasjonskurvene for M_z etter henholdsvis en 90°_x -puls og en 180°_x -puls til høyre (ref. 32).

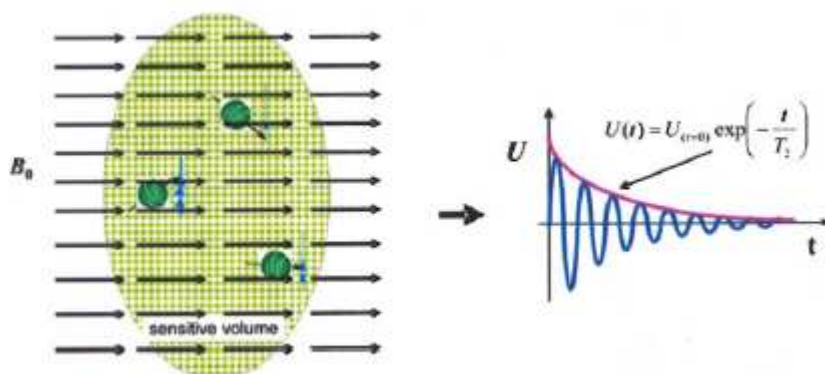
Når \mathbf{B}_1 -feltet anvendes over de polariserte protonene, og en 90°_x -puls anvendes, vil det dannes en netto magnetiseringskomponent i y' -retningen som presererer i det tverrliggende (x',y') -planet. Dette skyldes et fenomen som kalles for *fasekoherens*, der enkelte kjerners dipolmomenter $\boldsymbol{\mu}$, klumper seg sammen og danner en magnetiseringsvektor som er målbar.



Figur 3.22 Fasekoherens-individuelle magnetiske dipolmomenter klumpet sammen, slik at en netto M_y -komponent dannes (ref. 32).

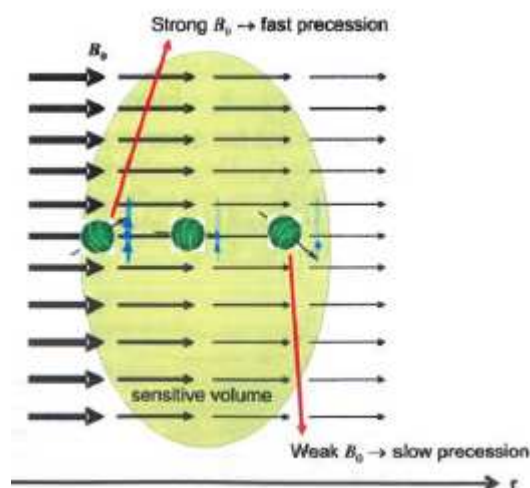
Når magnetiseringsvektorenes komponent i (x',y') -planet skal måles, må dipolmomentene være samlet. Men det er faktorer som påvirker dipolmomentenes fasekoherens, som fører til at lengden til magnetiseringsvektoren avtar med tiden:

- Den egentlige T_2 -relaksasjonen som er en irreversibel prosess og en konsekvens av molekylære vekselvirkninger i stoffer som fører til defasing av fasekoherensen. Denne prosessen er illustrert i Figur 3.23. I dette tilfellet antas det at \mathbf{B}_0 er konstant over hele prøven.



Figur 3.23 Den egentlige T_2 -relaksasjonen (ref. 15).

- Inhomogeniteter i \mathbf{B}_0 vil føre til uønsket defasing av magnetiseringsvektoren, \mathbf{M} . Inhomogeniteten fører til at isochromatene vil rotere med ulike hastigheter. Isochromatene er kjerner som føler eksakt samme felt og bygger tilsammen magnetiseringen \mathbf{M} . Prosessen har samme effekt som selvdifusjon, men det er mulig å korrigere denne ved hjelp av CPMG-sekvensen, slik at den reelle T_2 -relaksasjonstiden kan bli målt. Inhomogeniteten til det statiske feltet i en MagTrak sonde er 2 G/cm (0,02 T/m). Dette betyr at styrken til \mathbf{B}_0 feltet avtar svakt med avstanden fra sonden, som vist i Figur 3.24 (ref. 15).

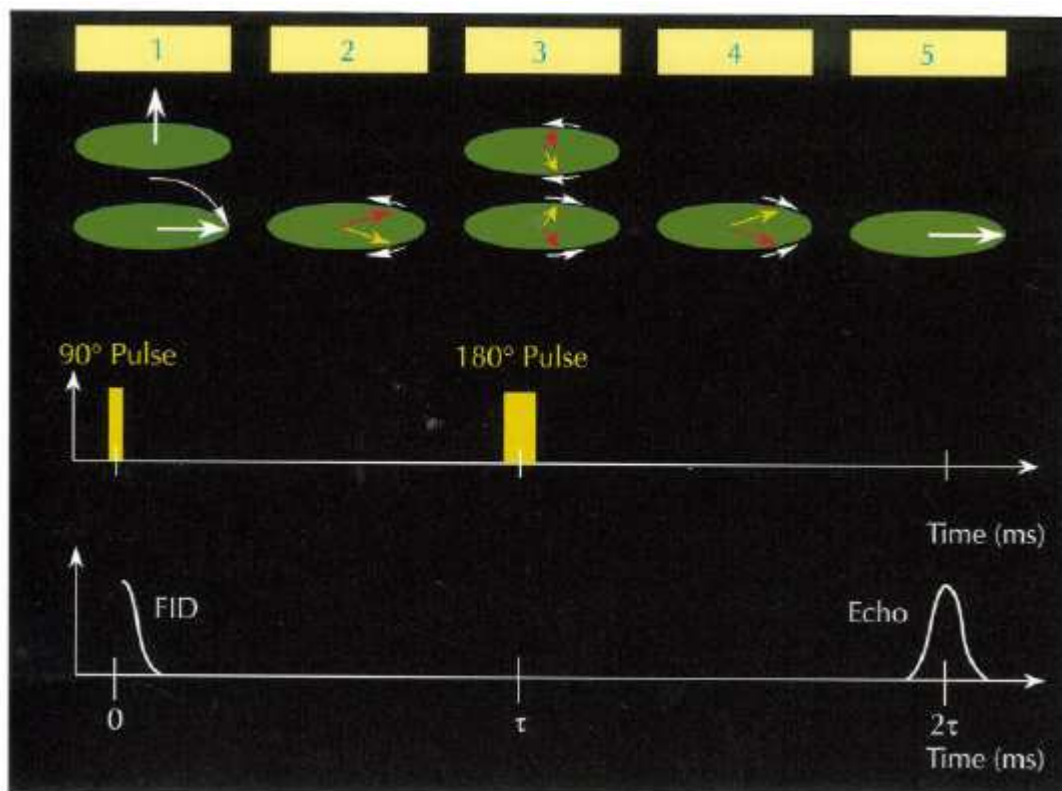


Figur 3.24 Inhomogeniteter i \mathbf{B}_0 -feltet fører til at isochromatene roterer med ulike hastigheter (ref. 15).

- Selvdifusjon er en prosess som skjer i væsker og gasser. Denne effekten fører til at i løpet av ekko tiden vil ikke isochromatene oppleve samme felt i defasing og refasing delene av sekvensen og vil dermed bidra til dempingen av magnetiseringen. Denne

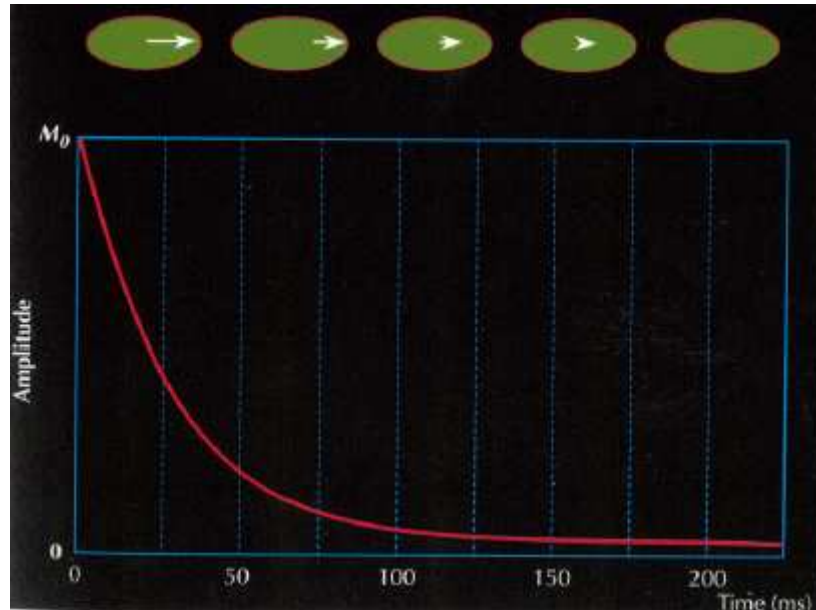
effekten tas det ikke hensyn til i NMR-logging, siden det ikke brukes ekstern feltgradient.

Ved presesjon vil enkelte dipolmomentene være spredt, pga årsakene som nettopp ble nevnt, og fasekoherensen vil etter hvert gradvis oppheves selv om $n_\alpha = n_\beta$ forblir like store. I denne relaksasjonsprosessen er det ingen utveksling av energi med omgivelsene. Derimot vil energien bli utvekslet mellom de enkelte kjernene, der overgangen $\alpha \rightarrow \beta$ inntreffer med samme rate som $\beta \rightarrow \alpha$. Den transverselle relaksasjonsprosessen skyldes derfor oppheving av fasekoherensen over tid. I tillegg, vil de forskjellige isochromatene presesere med ulike Larmor frekvenser på grunn av inhomogeniteter i det statiske magnetfeltet, se punkt 2, Figur 3.25. Men den repeterende faseforskyvningen forårsaket av inhomogeniteter i det magnetiske feltet, kan bli rettet ved å anvende en 180°_y -puls, en tid τ etter 90°_x -puls. En slik puls gjør at dipolmomentene vendes 180° (speiles) om aksen og starter refasingen, se punkt 3, Figur 3.25. Som vist i punkt 4, klumper isochromatene seg sammen igjen, slik at man kan måle magnetiseringsvektoren \mathbf{M} etter en tid 2τ , igjen, se punkt 5, Figur 3.25. Amplituden til magnetiseringsvektoren målt etter hver 180°_y -puls, kalles for spinn-ekko signalet, der 2τ er ekkotiden.



Figur 3.25 CPMG-sekvensen vist trinnvis (ref. 33).

Relaksasjonen som skyldes molekylære vekselvirkninger er ikke-reversibel, og fører til at amplituden til relaksasjonskurven avtar, det vil si magnetiseringsvektoren avtar. Defasingen skjer med en konstant tid, T_2 , og er avhengig av type materiale.



Figur 3.26 Den avtagende amplituden til spinn ekkoer gir en eksponentiell kurve med tidskonstant T_2 (ref. 33).

Den siste pulsssekvensen, kalt for ekko $\left[(180^\circ_{y'} - 2\tau)_n \right]$, foretas n ganger helt til \mathbf{M} ikke er målbar. Det er denne metoden som kalles for CPMG-sekvensen (etter Carr, Purcell, Meiboom og Gill)

$$\left[90^\circ_{x'} - \tau - (180^\circ_{y'} - 2\tau)_n \right]$$

På samme måte som for T_1 måles det punkter på nå den transverselle relaksasjonskurven. For å finne T_2 må man tilpasse de målte datapunktene til en eksponentialfunksjon. Denne funksjonen kan bestemmes ved hjelp av Bloch ligningene, se formel (43).

Når magnetiseringsvektoren er tippet ned i det transverselle (x', y') -planet vil $M_z = 0$, og følgelig $n_\alpha = n_\beta$. Siden \mathbf{M} ligger nå i (x', y') -planet vil $M_{x'}$ og $M_{y'}$ ha en verdi forskjellig fra null. Derfor kan man skrive, som for z -komponenten (se formel (41)), at forandringen av $M_{x'}$ og $M_{y'}$ per tidsenhet er proporsjonal med den øyeblikkelige verdien:

$$\frac{dM_{x'}}{dt} = -\frac{M_{x'}}{T_2} \quad \text{og} \quad \frac{dM_{y'}}{dt} = -\frac{M_{y'}}{T_2} \quad (43)$$

der løsningen er:

$$M_{x'} = M_{y'} = M_0 \exp\left(-\frac{t}{T_2}\right) \quad (44)$$

hvor M_0 er størrelsen av FID, dvs. den transverselle magnetiseringen ved $t=0$ etter at $90^\circ_{x'}$ -puls har vært anvendt.

For at målestabilitikken skal være bedre gjentas CPMG-sekvensen etter at magnetiseringen har dødd ut. Det er da viktig å vente lenge nok, ca $T_r = 4T_1$, mellom hver serie, slik at spinnsystemet er tilbake i den termiske likevektstilstanden, det vil si at prøven blir polarisert på nytt med magnetiseringsvektoren \mathbf{M}_0 langs \mathbf{B}_0 feltet. Denne tiden, T_r kalles for ventetiden eller recovery time.

Oppsummert består NMRL-måleprosessen av 4 basissteg:

- Polarisering av hydrogenkjernene ved hjelp av det statiske \mathbf{B}_0 feltet
- Tipping av magnetiseringsvektoren \mathbf{M}_0 ved hjelp av det oscillerende \mathbf{B}_1 feltet
- Detektering av spinn-ekkoer
- Repolarisering av hydrogenkjernene

NMR er lite følsom, så det skal til en stor mengde protoner for at magnetiseringen skal være målbar. En mengde på ca 10^{16} - 10^{18} protoner. Men det er flere elementer av betydning som bestemmer styrken til det målte signalet.

Effekten til signalet antas å være avhengig av tre faktorer (*ref.* 17).

- overgangssannsynligheten mellom de to energitilstandene, $P = \langle \alpha | \hat{T} | \beta \rangle$. En kvantemekanisk beskrivelse av denne sannsynligheten gir: $P \propto \gamma^2 B_1^2 g(f)$, hvor $g(f)$ er en signalformfaktor.
- populasjonsdifferansen (Boltzmann-statistikk), $\Delta n_0 \cong \frac{\gamma \hbar B_0}{2kT} N$, der N er antall kjerner i prøven ($N = n_\alpha + n_\beta$)
- energidifferansen mellom de to tilstandene, $\Delta E = E_\beta - E_\alpha = hf = \hbar \gamma B_0$

Signalstyrken kan da skrives:

$$S = \frac{R}{B_1} = a \gamma^4 N B_0^2 B_1 g(f) / T \quad (45)$$

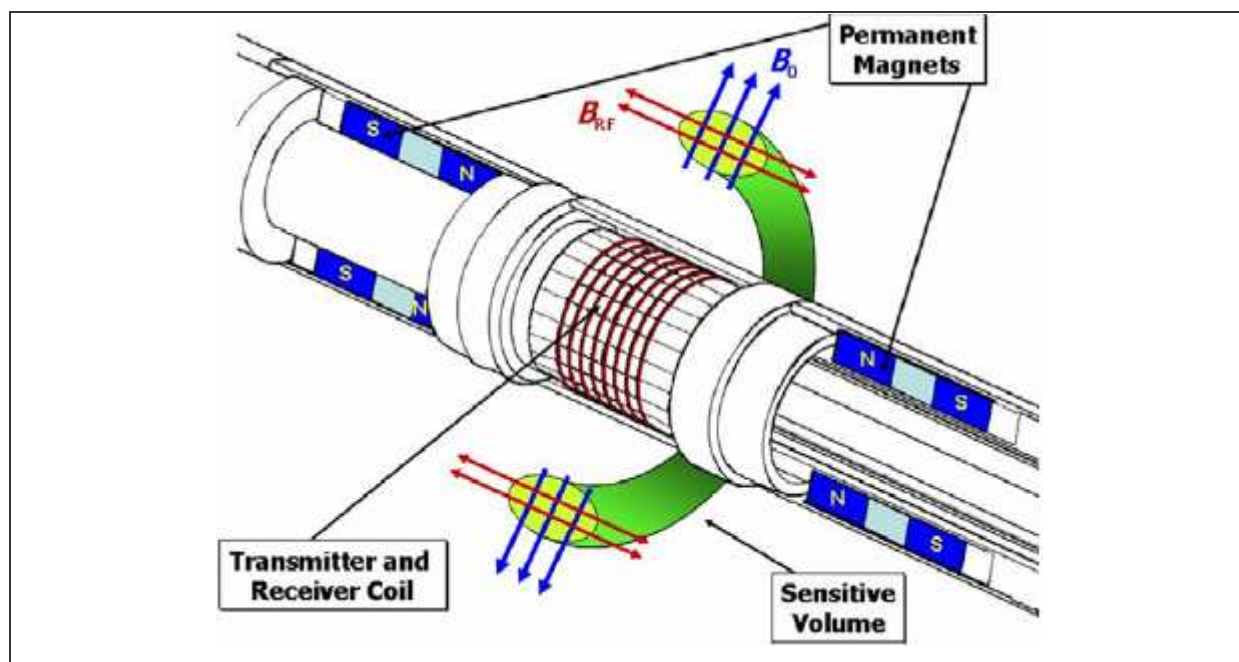
hvor a er en proporsjonalitetsfaktor og T temperaturen.

Formel (45) viser at signalet er proporsjonal med N , og derfor er det nødvendig at prøven er så anriket i den aktuelle isotop som mulig. Signalets sterke avhengighet av γ innebærer at nuklider med høy γ , og dermed høy resonansfrekvens gir en vesentlig sterkere NMR-signal. Vi ser også at det statiske feltet \mathbf{B}_0 bør være så sterk som mulig, og at signalstyrken er

omvendt proporsjonal med temperaturen som medfører et ønske om å utføre målingene ved lave temperaturer.

3.2.5.2 Måleprinsippet for en NMR-logg, MagTrak.

Figur 3.27 viser hvordan en NMRL-sonde er oppbygd. Her ser man den permanente magneten som lager det statiske feltet B_0 radielt ut fra brønnaksen, og spolen som er vinklet longitudinelt rundt magneten. Denne spolen lager RF-feltet med B_1 parallelt med brønnaksen.



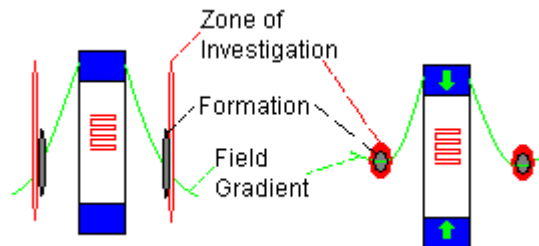
Figur 3.27 MagTrak's loggeprinsipp (ref. 15).

De to magnetiske dipolene står normalt på hverandre, slik at B_0 og B_1 vil være perpendikulære overalt. Den permanente magneten produserer et statisk magnetfelt med en svakt avtagende gradient radielt ut i formasjonen, som fører til at Larmor frekvensen varierer noe med en radiell avstand fra sonden. Når RF-feltet settes på er det mulig å stille inn frekvens og båndbredde. Siden frekvensen til RF-feltet skal være lik resonansfrekvensen til det statiske feltet vil resonansbetingelsen være oppfylt i et toroideformet volum omkring magnetaksen. Volumet som undersøkes er ca 1 Liter, diameter på 32 cm, og vertikal utstrekning på 7 cm.

Vanligvis benytter instrumentet seg av flere adskilte frekvensbånd, slik at målingen kan bli mer effektiv. Dette gjør det mulig å kjøre CPMG-sekvenser kontinuerlig uten å vente på longitudinell relaksasjon mellom sekvensene.

Siden loggesonden senkes ned i borehullet, må den dermed tåle høyt hydrostatisktrykk (1725 bar), høye reservoar temperaturer (150 °C) og store mekaniske påkjenninger. Sondene bør også ha en tidseffektiv elektronikk. Den største utfordringen så langt har vært

vibreringseffekter som kom fra bevegelser av borestrengen. Slike vibrasjoner førte til at målingene var mindre nøyaktige og presise. Figur 3.27 viser at måleområdet er elliptisk formet. Vibrasjoner kan føre til at magnetiske felt ikke møter hverandre, som innebærer at måleprosessen blir avbrutt. Dette problemet er blitt løst ved å introdusere: en nær null feltgradient, kort inter-ekko tid og stabilisatorer som demper bevegelsene. Alt dette for å minimalisere vibrasjonens innflytelse på målinger og dens følger.



Figur 3.28 Forskjeller på bruk av et høy-gradient felt og et nær-null gradient felt (ref. 15).

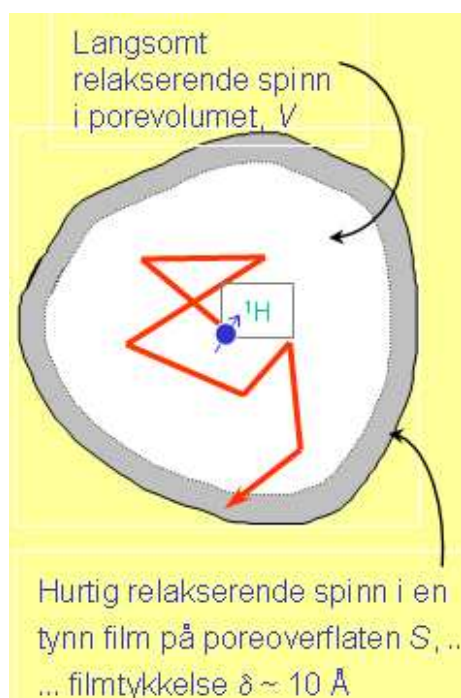
Figur 3.28 (til venstre) viser at når det brukes et høy gradientfelt vil undersøkelsessonen være avlang og 1 millimeter tynn. I dette tilfellet er det lett å få avbrutt måleprosessen hvis en liten lateral forflytning inntreffer. Ved å benytte seg av en feltgradient nesten lik null i undersøkelsessonen, vil både vertikal og lateral bevegelse ikke kunne forstyrre måleprosessen. Tegningen til høyre i Figur 3.28 viser at tverrsnittet av undersøkelsessonen nå har form av en ellipse.

3.2.5.3 Måling av T_1 og T_2

Etter at den grunnleggende fysikken bak NMR-målingene er beskrevet er det ønskelig å se på hvordan måling av T_1 og T_2 kan brukes til å få informasjon om petrofysiske parametere.

For at det skal være enklere å forstå, vil utgangspunktet tas i forklaringen av prosessen ut fra en enkel pore med kun én væskefase tilstede.

Porevolumet V , vist i Figur 3.29 deles inn i bulkvolumet, og overflaten som er en tynn væske film δ langs poreoverflaten.



Figur 3.29 Skjematisk tegning av en pore som er delt opp i et overflatelag og bulkvolum (ref. 32).

Den inverse av relaksasjonen er relaksasjonshastigheten som vil ha bidrag fra både bulk- og overflaterregionene. Relaksasjonstiden kan da skrives:

$$\frac{1}{T_i} = \left(1 - \frac{\delta \cdot S}{V}\right) \frac{1}{T_{ib}} + \frac{\delta \cdot S}{V} \frac{1}{T_{is}} \quad \text{der} \quad i = 1, 2 \quad (46)$$

T_{ib} er relaksasjonstiden for bulkvolumet og T_{is} for overflaten. Siden overflatetykkelsen, δ , er veldig liten, kan det siste leddet i parentesene neglisjeres. Overflaterelaksasjonen vil foregå mye hurtigere enn bulkrelaksasjonen, på grunn av paramagnetiske ioner i poreveggen som har en mye større magnetisk dipolmoment. Dette betyr at relaksasjoner skjer på poreoverflaten, som innebærer at man kan se bort fra $1/T_{ib}$. Formelen for relaksasjonstiden kan nå skrives:

$$\frac{1}{T_i} = \frac{\delta \cdot S}{V} \frac{1}{T_{is}} \quad \text{der} \quad i = 1,2 \quad (47)$$

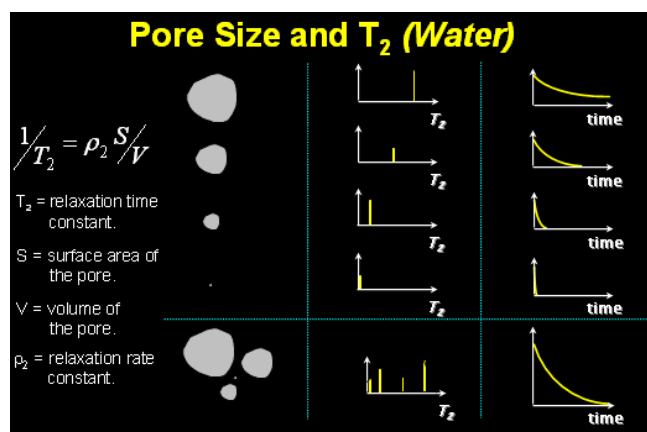
Det innføres en faktor $\rho = \frac{\delta}{T_{is}}$ som kalles *overflaterelaksiviteten* og er et mål på styrken til relaksasjonsprosessene på poreoverflaten. Omfattende undersøkelser viser at ρ er uavhengig av porestørrelsen. Derfor er T_1 og T_2 et mål for porestørrelsen eller "porediameteren" som er forholdet mellom pores volum og overflaten.

$$d = \frac{V}{S} = \rho T_{1,2} \quad (48)$$

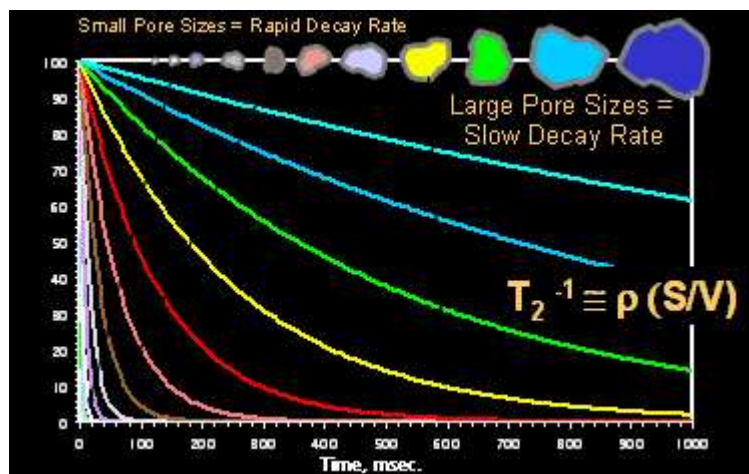
Dette er den såkalte hurtige diffusjonsapproksimasjonen som gjelder når $\rho d/D \ll 1$ og er grunnlaget for bruk av NMR til måling av porestørrelsesfordelinger. D er den molekulære selvdifusjonskoeffisienten.

Det er blitt nevnt tidligere at ved NMR–logging benytter man seg vanligvis av CPMG-målemetoden og at det er T_2 -relaksasjonstiden som måles framfor T_1 .

Sett på et reelt porøst medium, for eksempel sandstein, vet man at porestørrelsene er veldig varierende. Ekko–spektrumet vil da være et bidrag fra forskjellige T_2 verdier, som skyldes variasjonen i porestørrelsen og at porene inneholder flere enn en type fluid. Dette kan illustreres ved hjelp av figurene:



Figur 3.30 Sammenhengen mellom T_2 fordelingen og porestørrelser (med vann i porene)

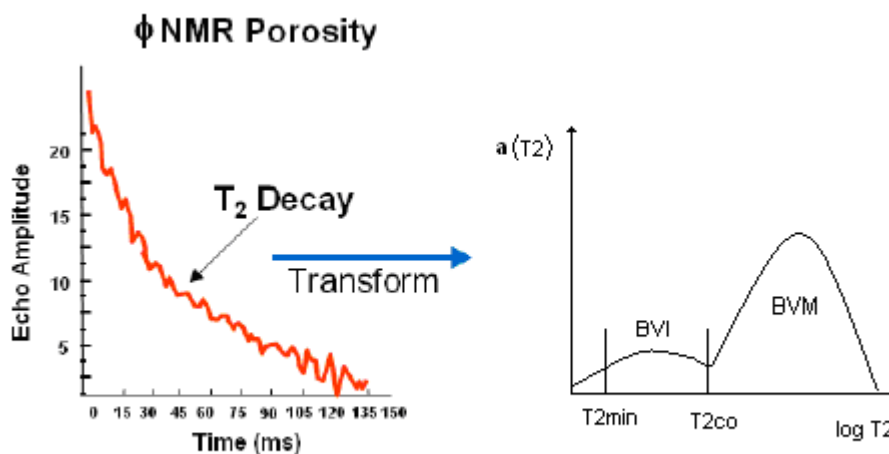


Figur 3.31 Sammenhengen mellom porestørrelser og T_2 – relaksasjonsraten.

På grunn av denne variasjonen må (47) skrives som en multi-eksponential for å tilpasse CPMG-dataene:

$$M(t) = M_0 \sum_j^n a_j(T_{2j}) \exp(-t/T_{2j}) \quad (49)$$

hvor $a_j(T_{2j})$ representerer bidraget fra porer med relaksasjonstid T_{2j} , det vil si med en bestemt ”porediameter” d_j . De såkalte populasjonskoeffisientene $a_j(T_{2j})$ kan bestemmes ved å tilpasse målt $M(t)$ til den multieksponentielle funksjonen. Koeffisientfordelingen vil være proporsjonal med porestørrelsesfordelingen og kan illustreres som:



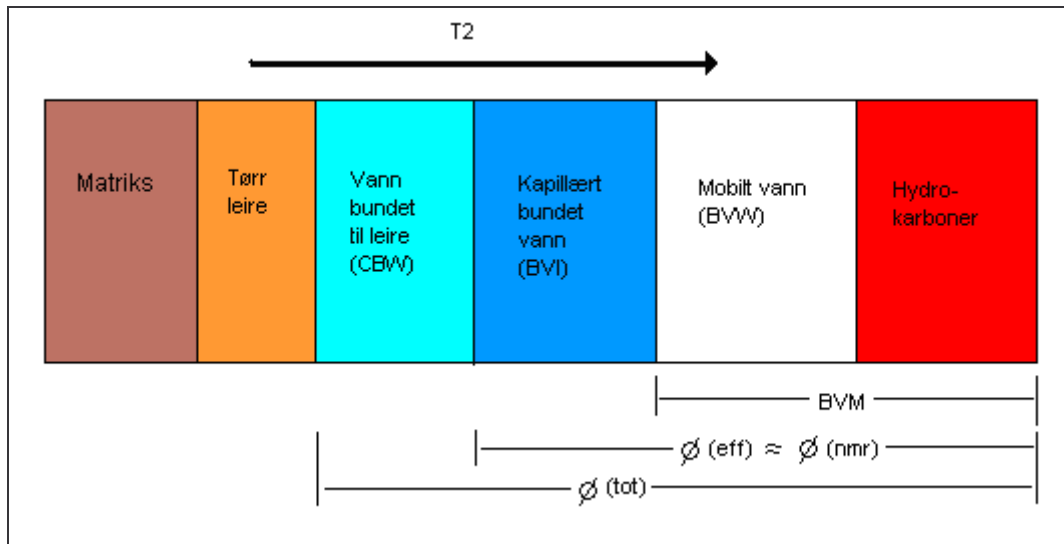
Figur 3.32 Volumetrisk porefordeling fra NMR. BVI-Bulk Volume Irreducible, BVM-Bulk Volume Movable.

Den totale initielle amplituden av relaksasjonskurven, vist på figuren over til venstre, er direkte proporsjonal med det totale antallet hydrogen atomer i fluidene som finnes i porene. Ved å summere hele fordelingen, dersom den er riktig normalisert, kan man finne porøsiteten ved hjelp av formel:

$$\phi_{NMR} = c \sum_{j=T_{2min}}^n a_j(T_{2j}) \quad (50)$$

hvor c er normaliseringskonstanten som må finnes gjennom kalibrering mot en kjent porøsitet. T_{2min} er den nedre summeringsgrensen. Verdiene lavere enn T_{2min} skyldes vann som er fanget av leire (CBW-Clay Bound Water) og vil derfor ikke inngå i porøsitetsberegningen.

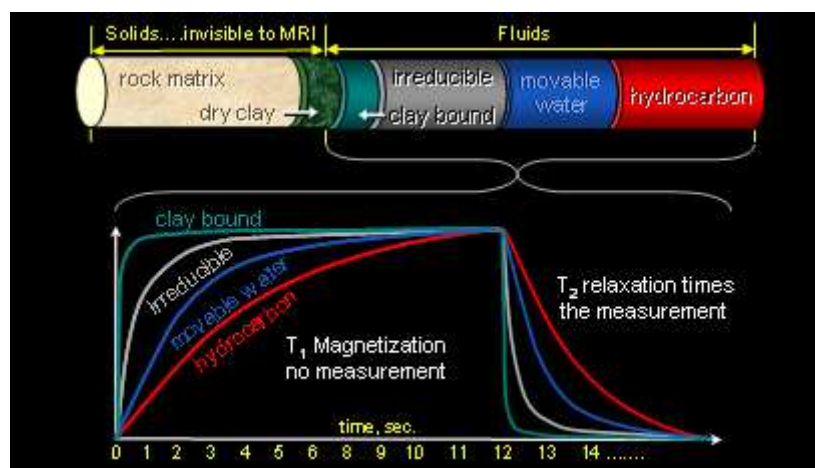
T_2 kan rangeres skjematisk etter hvor de forskjellige T_2 -bidragene kommer fra et vannvåt, hydrokarboninnholdende porøst medium.



Figur 3.33 Skjematisk oppdeling av T_2 – spektrumet etter de forskjellige bidragene (BVM – bevegelig vann + hydrokarboner)

De korteste T_2 relaksasjonstidene for bergarten (matriks) og tørr leire er så korte at de ikke blir registrert av NMRL. Den første registreringen av T_2 vil komme fra vann bundet til leire, CBW. Denne er brøkdelen av den totale porøsiteten og er ikke bevegelig. Med høyere T_2 verdier, til høyre for CBW finner man responsen fra kapillært bundet vann, BVI (Bound Volume Irreducible). Denne registreringen svarer til den irreducible vannmetningen S_{iw} .

Videre finner man bidrag fra det mobile vannet, BVW (Bound Volume Water) som er lik $\phi_{eff} S_w$. Sammen med T_2 -bidraget fra hydrokarbonene utgjør dette det såkalte BVM (Bulk Volume Moveable), også kalt FFI (Free Fluid Index).



Figur 3.34 Eksempel på et relaksasjonstidsspektrum for et felt som inneholder hydrokarboner.

Bestemmelse av BVI (kapillært bundet vann) er et viktig anvendelsesområde ved NMR logging. Ved å benytte seg av forholdet mellom BVI og BVM kan man estimere den absolutte permeabiliteten og vannproduksjonen. Det er beskrevet to måter for bestemmelse av BVI:

Bestemt Cutoff BVI, $T_{2\text{cutoff}}$ og spektral BVI. Den første metoden baserer seg på inndelingen av T_2 -fordelingskurven i to områder BVI og BVM, som vist på Figur 3.32 til høyre. Denne metoden antar at vannet som er bundet befinner seg i de minste porene. Vannet i disse porene vil ikke kunne strømme, og derfor vil de produserbare fluidene befinne seg i de største porene. Grensen mellom de to områdene kalles cutoff-verdien, $T_{2\text{cutoff}}$. Denne verdien varierer ikke bare med litologien, men også med innholdet av magnetiske mineraler i bergarten (kjemisk sammensetning) og flere lite forståtte forhold. Denne metoden benytter seg av fastsatte $T_{2\text{cutoff}}$ verdier for gitte litologier. For sandstein brukes det $T_{2\text{co}}=32$ ms og for karbonater $T_{2\text{co}}=92$ ms. Siden T_2 er proporsjonal med porestørrelsene, vil $T_{2\text{cutoff}}$ representere porestørrelse-cutoff eller kapillærtrykk-cutoff (ref. 18) og (ref. 19).

Den andre metoden, spektral BVI, refererer til vannet som ikke blir fortrent av hydrokarboner. Denne metoden bruker vektfunksjoner som definerer fraksjonen av bundet vann knyttet til alle porestørrelser knyttet til ulike T_2 -verdier (ref. 20).

Begge metodene innebærer usikkerheter ved bestemmelse av BVI. Ved å beregne BVI ved hjelp av begge metodene, og velge den med høyest BVI verdi er den såkalte "best practice" fremgangsmåten.

Den absolutte permeabiliteten kan beregnes ved hjelp av T_2 -inndelingen, der man benytter seg av forholdet mellom det kapillært bundet vannet, BVI, og det bevegelige vannet +

hydrokarboner, BVM. Denne metoden kalles for Free Fluid eller Coats modell og kan skrives som:

$$k = \left(\frac{\phi_{NMR}}{C}\right)^4 \left(\frac{BVM}{BVI}\right)^2 = \left(\frac{\phi_{NMR}}{C}\right)^4 \left(\frac{\phi_{NMR} - BVI}{BVI}\right)^2 \quad (51)$$

der C er en konstant, vanligvis er $C=10$, men varierer med formasjonstypen.

En annen mye brukt ligning baserer seg på den logaritmiske middelveiden av T_2 -spektrumet.

$$k = a\phi_{NMR}^4 \overline{T_2^2} \quad (52)$$

der $\overline{T_2^2}$ er den logaritmiske middelveiden (geometrisk middelveid) og a er en koeffisient som varierer med formasjonstypen. Den sistnevnte ligningen vil gi noe feil permeabilitetsestimat når hydrokarboner er tilstede i porene.

Tidligere ble relaksasjonstidens respons i en vannfylt pore beskrevet, der relaksasjonen i bulk området ble neglisjert. Ved introduksjon av hydrokarboner i porene vil disse forandres og flere relaksasjonsmekanismer vil forekomme (*ref. 21*). I dette tilfellet må man ta hensyn til tre ulike relaksasjonsmekanismer:

- relaksasjon i bulkområdet, påvirker både T_1 og T_2
- overflaterelaksasjon, påvirker både T_1 og T_2
- diffusjon i tilstedeværelse av magnetiske gradienter, påvirker bare T_2

Formel (46) kan nå skrives for T_2 og T_1 , henholdsvis:

$$\frac{1}{T_{2(CPMG)}} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D(\gamma G_0 \tau)^2}{12} \quad (53)$$

og

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \frac{1}{T_{1surface}} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \rho_1 \frac{S}{V} \quad (54)$$

der D er selvdifusjonskoeffisienten, G_0 en eventuell ekstern feltgradient og τ halve inter-ekko avstanden.

De tre relaksasjonsmekanismene er avhengige av: type fluid i porene, størrelsen av porene, overflaterelaksiviteten, ρ , og vætningen til bergartsoverflaten. Generelt, for en vannvåt bergart, gjelder følgende påstander:

- Relaksasjonstiden T_2 for formasjonsvann, er dominert av $T_{2\text{surface}}$.
- Relaksasjonstiden T_2 for tung olje, er dominert av $T_{2\text{bulk}}$
- Relaksasjonstiden T_2 for olje med intermediær-viskositet og lett olje, domineres av både $T_{2\text{bulk}}$ og $T_{2\text{diffusjon}}$ og er avhengig av viskositeten.
- Relaksasjonstiden T_2 for gass, er dominert av $T_{2\text{diffusjon}}$

Faktumet at diffusjonen bidrar til relaksasjonstiden T_2 gjør det vanskelig å måle den effektive porøsiteten ved hjelp av NMR-logging når det finnes gass i reservoaret. Som følge av diffusjonen vil gassresponsen i T_2 -spektrumet falle under området som tilsvarer kapillært bundet vann, slik at BVI (S_{wi}) blir overestimert, og målingen av porøsiteten og permeabiliteten kan bli feil. Ved å se nærmere på NMR egenskapene til reservoar væskene blir det enklere å forstå de to basisprinsippene som brukes for å løse det såkalte gaseffektproblemet, og atskille de ulike typer fluider.

	$T_1(\text{ms})$	$T_2(\text{ms})$	HI	$D(10^{-5} \text{ cm}^2/\text{s})$
Vann	1- 500	0.67 - 200	1	7.7
Olje	5000	460	1	7.9
Gass	4400	40	0.38	100

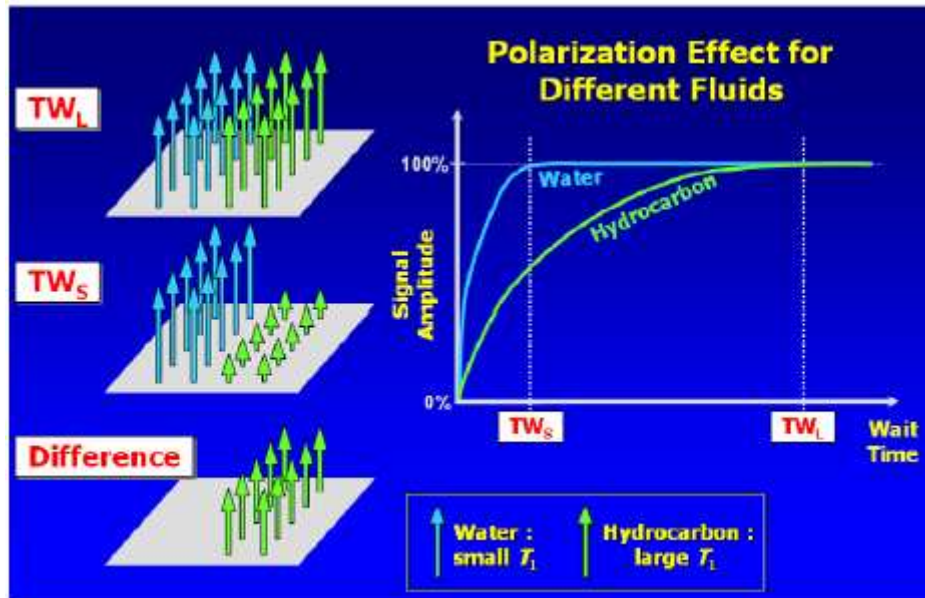
Tabell 3.2 Sandsteinreservoar med $T=90^\circ\text{C}$, $P=4500$ psi, salinitet 120 kppm og oljeviskositeten 0.2cP

Ved å benytte seg av væskenes NMR-egenskaper, se Tabell 3.2, for bestemmelse av viktige parametere kan man dra nytte av ulikheter innen T_1 relaksasjonstiden (polariseringstiden) eller diffusjonskoeffisientene. Metodene bruker NMR-måledata til å bestemme parametere som: porøsitet, permeabilitet og klassifisering av hydrokarboner.

Den første metoden er differensspektrum-metoden (DSM), som benytter seg av faktumet at T_1 for vann er mye kortere enn for olje og gass (*ref. 15*) og (*ref. 16*). Tabellen viser også at T_1 for olje og gass overlapper. Metoden utnytter situasjonen til å skille ut bidraget fra vann. DSM går ut på å måle T_2 ved hjelp av CPMG med to forskjellige ventetider (recovery time), en lang $T_{r,1}$ og en kort $T_{r,s}$.

Ved korte ventetider, vanligvis $T_{r,s} \approx 2$ s, vil T_2 -responsen fra olje og gass undertrykkes. Hydrokarboners magnetisering rekker ikke å gjenopprette den opprinnelige likevektsstillingen, det vil si $\mathbf{M} \rightarrow \mathbf{M}_0$, slik at det er stort sett bidraget fra vann som registreres i T_2 -spektrumet mellom hver CPMG-sekvens. Deretter foretas det en ny måling med lengre ventetid $T_{r,1} \approx 6$ s.

Denne er lang nok til at magnetiseringen til alle tre fluidene greier å gå tilbake til sin opprinnelige likevektsstilling langs z -aksen. Derfor vil bidraget i T_2 -spektrumet komme fra alle tre fluider, der vannspektrumet er tilnærmet det samme for begge ventetidene, se Figur 3.35.



Figur 3.35 Prinsippet for differensspektrum-metoden med to ulike ventetider (ref. 15)

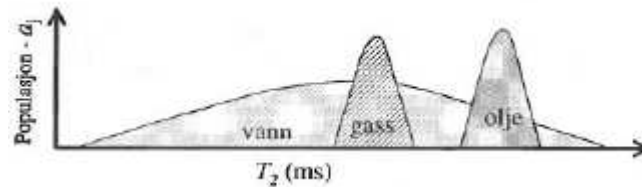
For å eliminere bidraget fra vannet subtraherer man de to spektrumene fra hverandre. Bidragene fra olje og gass kan nå skilles fra hverandre ved hjelp av differansen mellom T_2 tidene for olje og gass, se Tabell 3.2. Denne metoden brukes kvantitativt til å påvise gass.

En forbedret metode som bygger seg på samme prinsipp er blitt innført. Denne kalles for TDA (Time Domain Analysis) metoden (ref. 19). Forskjellen mellom de to er at TDA foretar subtraheringen i det ordinære tidsområdet t , istedenfor direkte i T_2 . Differansen blir til slutt konvertert til T_2 -fordelingen. Denne metoden gir følgende fordeler:

- differansen beregnet over det ordinære tidsområdet er mer sikker og gir en mer sikker korleksjon for den ikke polariserte delen av hydrogen- og for HI-effekten.

Metodene som utnytter forskjellen i T_2 relaksasjonstidene, DSM og TDA, kan brukes kontinuerlig i løpet av loggingen, slik at man får oversikt over hydrokarbonmetningen som funksjon av dybden. Det er derfor mulig å bestemme metningen til de enkelte fluidene, ved hjelp av NMR.

Vann er vanligvis den vætende fasen i et sandsteinsreservoar, og derfor vil dette gi et bidrag over et bredt intervall av spektrumet. Olje og gass som ikke-vættende fasene vil bidra over korte intervaller av T_2 -spektrumet, som Figur 3.36 viser. Ved å analysere bidragene i et T_2 -spektrum er det mulig å beregne metningen til de enkelte fasene.



Figur 3.36 T_2 spektrumet for vann, olje og gass (ref. 32).

Summen av de tre bidragene; vann, gass og olje henholdsvis, kan skrives:

$$P(T_r, T_2) = \alpha(T_r, T_{1w})P_w(T_2) + \alpha(T_r, T_{1g})P_g(T_2) + \alpha(T_r, T_{1o})P_o(T_2) \quad (55)$$

Koeffisientene $\alpha(T_r, T_1)$ skyldes den ufullstendige T_1 relaksasjonen før neste 90° puls i CPMG-sekvensen, og kan skrives som:

$$\alpha(T_r, T_1) = 1 - \exp^{-T_r/T_1} \quad (56)$$

$P_w(T_2)$, $P_g(T_2)$ og $P_o(T_2)$ er spektrene henholdsvis for vann, gass og olje. Når ventetiden T_r går mot uendelig kan uttrykkene for porevolum til de enkelte fasene skrives:

$$\begin{aligned} \phi_w &= \int P_w(T_2) dT_2 \\ \phi_g &= \frac{1}{HI_g} \int P_g(T_2) dT_2 \\ \phi_o &= \int P_o(T_2) dT_2 \end{aligned} \quad (57)$$

Der HI_g er hydrogenindeksen for gass. HI for vann og olje er 1, se Tabell 3.2. Ved å dividere ligningene på den effektive porøsiteten, ϕ_{eff} , finner man metningen til de enkelte fasene:

$$S_w = \frac{1}{\phi_{eff}} \int P_w(T_2) dT_2 \quad S_o = \frac{1}{\phi_{eff}} \int P_o(T_2) dT_2 \quad S_g = \frac{1}{\phi_{eff} HI_g} \int P_g(T_2) dT_2 \quad (58)$$

Ved hjelp av DSM-metoden, subtraherer man bidragene $P(T_r, T_2)$ fra olje og gass for en kort og en lang ventetid og får:

$$\Delta P(T_2) = [\alpha(T_{r,l}, T_{1g}) - \alpha(T_{r,s}, T_{1g})] P_g T_2 + [\alpha(T_{r,l}, T_{1o}) - \alpha(T_{r,s}, T_{1o})] P_o(T_2) \quad (59)$$

Bidraget fra vann er det samme for de to ventetidene og derfor faller bort i differansen. Ved å integrere over hele T_2 -spektrumet, kan man bestemme metningen dersom den effektive porøsiteten er kjent for gass og olje henholdsvis:

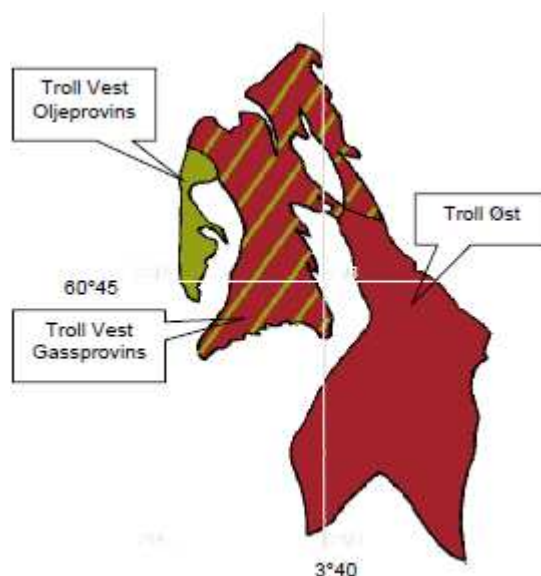
$$S_g = \frac{\int_{T_{d,min}}^{T_{d,max}} \Delta P(T_2) dT}{\phi_{eff} H I_g [\alpha(T_{r,l}, T_{1,g}) - \alpha(T_{r,s}, T_{1,g})]} \quad S_o = \frac{\int_{T_{1o}-\xi}^{T_{1o}+\xi} \Delta P(T_2) dT}{\phi_{eff} [\alpha(T_{r,l}, T_{1o}) - \alpha(T_{r,s}, T_{1o})]} \quad (60)$$

Integrasjonsgrensene med bredde 2ξ omkring T_{1o} er satt til å dekke henholdsvis gass- og oljetoppen i differansespektrumet. (ref. 16)

3.3 Trollfeltet

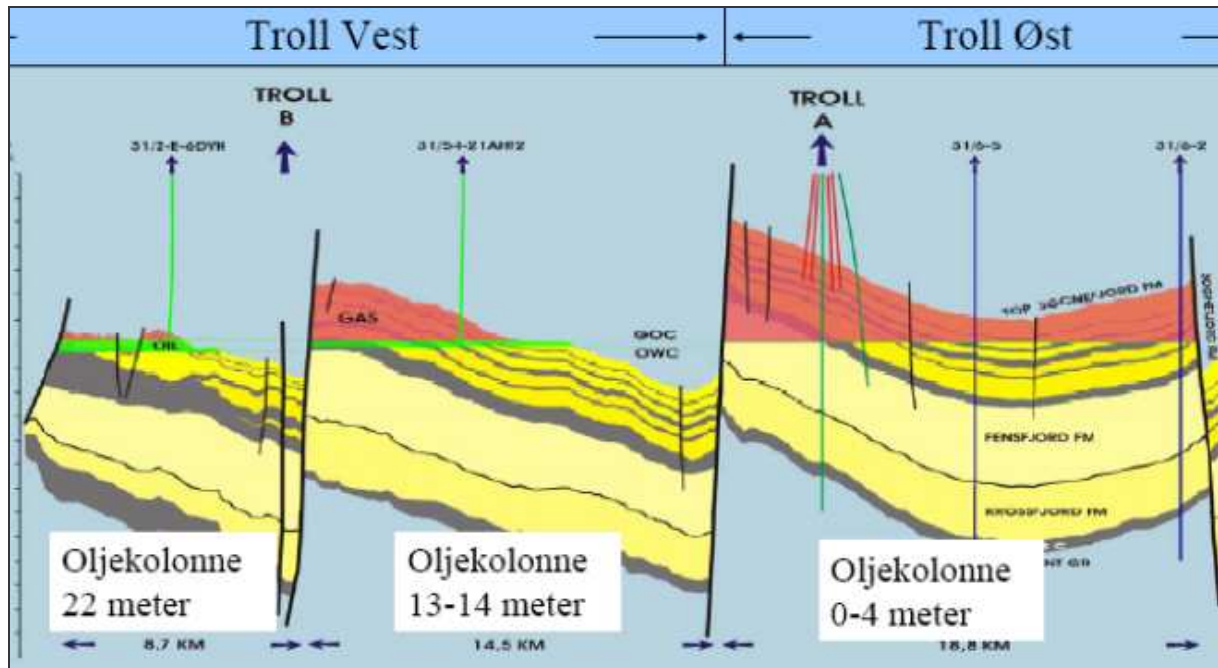
StatoilHydro skriver i sin rapport "Troll Videreutvikling" (ref. 22) at Trollfeltet er et gass- og oljefelt på 750 km² i den nordlige delen av Nordsjøen, og ligger vest for Kolsnes i Hordaland. Troll er det største gassfunnet i Nordsjøen og regnes også som et av verdens største gassfelter. Samtidig har feltet de største gjenværende oljevolumene på norsk kontinentalsokkel.

Feltet består av to geologiske hovedstrukturer; Troll Øst og Troll Vest. De to områdene overlapper hverandre delvis, og regnes derfor i de fleste sammenhenger som samme felt.



Figur 3.37 Hovedstrukturer på Trollfeltet (Troll Videreutvikling).

Da man oppdaget Trollfeltet ble det regnet som et gassfelt. Senere ble det oppdaget et tynt oljelag under gassen i den vestlige delen av feltet. Derfor er Troll Vest igjen delt inn i to provinser; Troll Vest Gassprovins og Troll Vest Oljeprovins. Se hovedstrukturer på Figur 3.37.



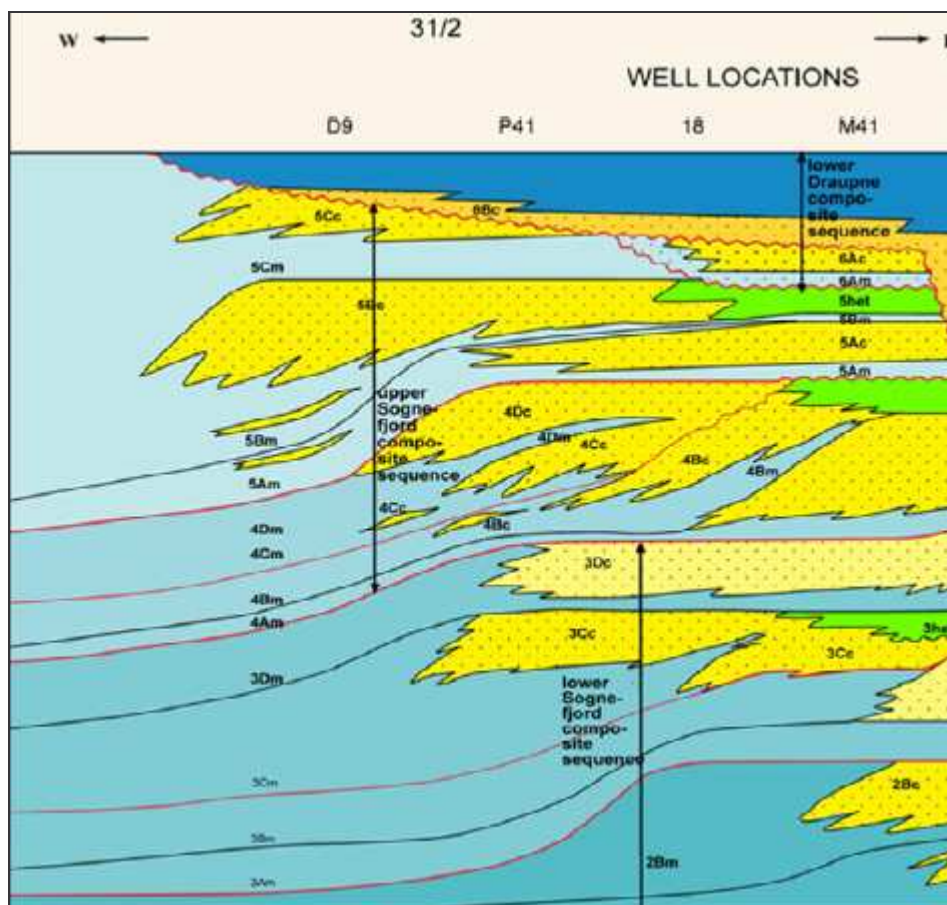
Figur 3.38 Tverrsnitt av geologiske strukturer i ulike deler av Trollfeltet (ref. 1).

Et tynt oljeførende lag som ligger under gassen over hele Trollfeltet, er kun funnet drivverdig i Troll Vest. Hydrokarbonene i Troll Vest ligger i to provinser, som vist på Figur 3.37 og Figur 3.38. I oljeprovinsen er de oljeførende lagene 22 til 27 meter tykke, og ligger under en tynn gasskappe. I gassprovinsen er det et tynt oljeførende lag på 8 til 14 meter under en gasskolonne på opptil 200 meter, se Figur 3.38. Troll Vest Oljeprovins hadde opprinnelig 231,7 MSm³ olje og i slutten av 2007 ble gjenværende reserver estimert til å være 50,6 MSm³.

Oljen fra Troll Vest blir produsert gjennom horisontale brønner som er boret i den tynne oljesonen, like over kontakten mellom olje og vann. Utvinningsstrategien for Troll Vest har i hovedsak vært kontinuerlig boring av nye brønner kombinert med gass løft i brønnene ved hjelp av gasskappe gassløft. Oljen i Troll Vest produseres via en rekke havbunnsrammer som er koplet opp mot Troll B og C med rørledninger. Oppboring av Troll Vest med horisontale produksjonsbrønner fra havbunnsrammene pågår kontinuerlig med opptil fire borerigger samtidig. Produksjonsbrønnene er såkalte flergrensbrønner med opptil 6 greiner i samme brønn. En slik boreteknikk bidrar til å øke produksjonen og oljereservene fra Troll. Hittil er det boret godt over 110 oljeproduserende brønner i Troll Vest.

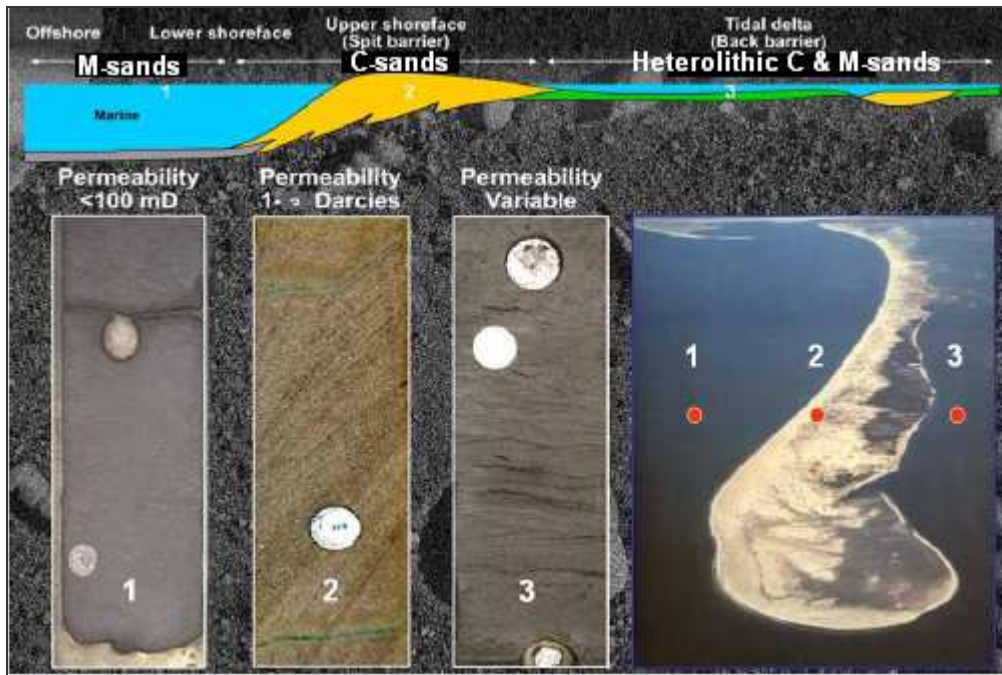
Hydrokarboner i Troll Vest feltet er lagret i sandavsetninger fra slutten av juratiden. Sognefjordformasjonen består av middels til grov sandstein. Denne sandsteinen ble avsatt i den såkalte Sognefjorddeltaet. Formasjonen er en stabil lagpakke bestående av vekslende

sandige og siltige sedimenter med total tykkelse på 100-170m. Sandene ble avsatt som en del av spit systemet som bygger seg ut mot vest, se Figur 3.39.



Figur 3.39 Sekvens stratigrafi av Troll Vest fra vest til øst (ref. 1).

C-sandstein, som er reservoar sanden, er medium til grovkornet, for det meste ikke konsolidert og har permeabiliteter fra 1 til 20 D. Vekselvis i C-sanden finner man M-sand som er finkornete glimmerholdige avsetninger med noe dårligere reservoar egenskaper. M-sandene inneholder ca 30 % av hydrokarbonvolumer funnet i feltet, se Figur 3.40. Skifer innholdet på Troll er neglisjerbar og skifer volumet (V_{sh}) er satt til å være 0 i Sognefjord- og Fensfjord formasjonene (ref. 1).



Figur 3.40 Avsetningsmiljøet på Troll Vest (ref. 1).

Geologi- og felt beskrivelser er skrevet ved hjelp av redegjørelsene til Thorsen og Eiane et al. (ref. 1).

4 Resultater og diskusjon

4.1 Litologi og sammenligning av porøsitet

Lignende problemstillinger er også beskrevet av *D. Marzorati* et al. (ref. 23) og *M. Borghi* et al. (ref. 24), der ugunstige litologiske forhold møtt på i andre felt fører til at konvensjonelle metoder svikter. Brønnen beskrevet av *D. Marzorati* et al. er boret offshore i Adriaterhavet utenfor kysten til Italia. I dette eksemplet består litologien av tynne sandlag forurenset av tunge mineraler, som fører til at gammaloggen ikke klarer å skille mellom leire og sand. I artikkelen til *M. Borghi* et al. skaper litologien i en brønn boret onshore i nord Italia, problemer for gamma- og tetthetsloggen. I dette tilfellet inneholder sanden mye glimmermineraler og tunge mineraler.

I disse artiklene er den nye loggemetoden NMRL tatt i bruk, slik som i dette tilfellet.

Som nevnt i teoridelen, avsnitt 3.2.4 er Archies ligning utviklet for rene sandsteiner. I denne oppgaven undersøkes det glimmerforurenset sand som skaper andre forhold enn det forutsatt av Archie.

Inndelingen mellom de ulike sandtypene på dette feltet og dette avsetningsmiljøet, bestemmes i utgangspunktet ved hjelp av gammaloggen, som viser mengden av naturlig gammastråling fra mineralene.

Denne loggen kan skille mellom tre ulike typer litologi, se Tabell 4.1. I tillegg dobbeltsjekkes dette med utslagene i de andre konvensjonelle loggekurver, som vist i Figur 4.1.

Mica-sand inneholder mineralet glimmer, som inneholder det radioaktive grunnstoffet kalium. Grenseverdier for de ulike typer sand er gitt:

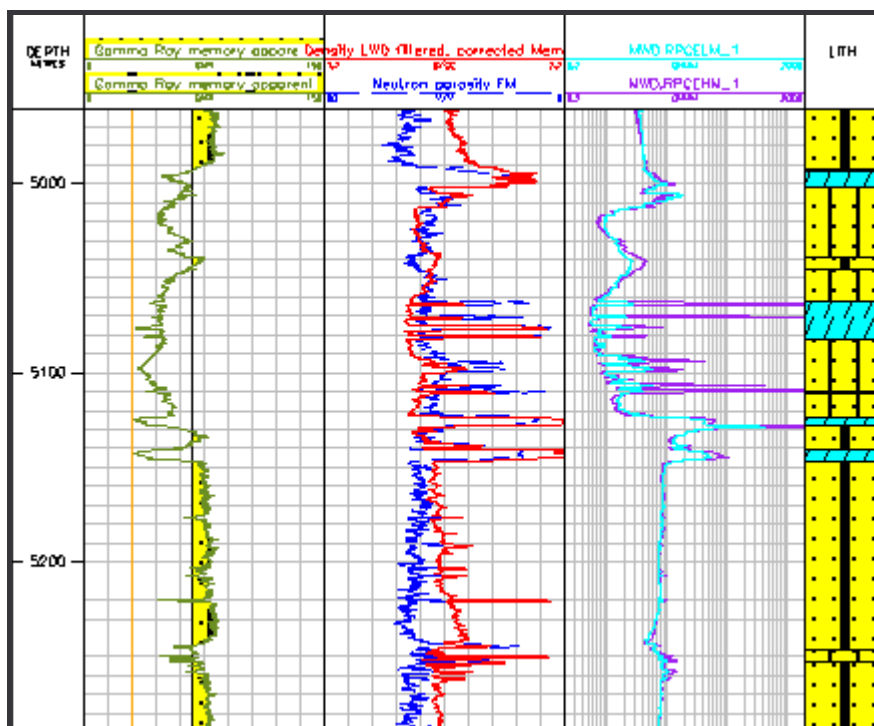
	Mica-sand	Mica-forurenset C-sand	kalsittsementert C-sand/ ren C-sand
GR utslag	> 68 gapi	30 < 68 gapi	< 30 gapi

Tabell 4.1 Grenseverdier som benyttes ved litologitolkning ved hjelp av en gammalogg.

Gamma-, tetthets-, nøytron- og resistivitetsloggene er også blitt brukt ved bestemmelse av litologi. Tolkningen av utslagene på de ulike loggekurver er utført som beskrevet i teoridelen.

Det er viktig å benytte seg av andre loggemetoder, som gjør det mulig å skille mellom ren C-sand og kalsittsmentert sandstein, siden begge litologier har identisk gammautslag. Kalsittsmentert sandstein kan lett gjenkjennes ved å se på tetthetsloggen, som vil vise verdier høyere enn 2.65 g/cm^3 og resistivitetsloggen som vil oftest vise tegn til artefakter.

Til høyre i Figur 4.1 er det tegnet inn tolket litologi fra målingene til de konvensjonelle loggene.



Figur 4.1 Figuren viser loggekurver som ble brukt til bestemmelse av litologi. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: Gammaloggkurven (gapi) med merket grense for ren C-sand/kalsitt sementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå: nøytronloggkurven (P.U), rød: tetthetsloggkurven (g/cc). Kolonne D: Lyseblå: grunnstøkende resistivitetskurve (Ohmm), lilla: nærsøkende resistivitetskurve (Ohmm). Kolonne E: Tolket litologi.

En slik tolkning er foretatt for alle tre brønner, og omfatter reservoardelene.

Målet med denne delen av oppgaven er å bestemme litologien for å undersøke sammenhengen mellom litologi og porøsitetmålinger og beregninger. I tillegg er det ønskelig å kartlegge områder med kalsittsmentert sand som i de fleste tilfeller fører til artefakter. En slik kartlegging vil være behjelpelig ved bestemmelse av vannmetningen ut fra resistivetsmålinger og NMRL.

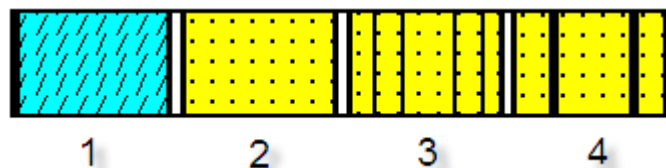
I noen intervaller for enhver brønn kan man observere at resistivetsutslagene viser veldig høye verdier og at kurvene separeres. I disse områder kommer hovedresponsen fra såkalte artefakter.

Artefakt er et resultat av kombinasjonen av formasjonsegenskapene og måten de fysiske målingene er foretatt. Målinger foretatt vinkelrett på formasjoner vil gi ulike resultater enn målinger foretatt parallelt med formasjoner. Derfor sies det at artefakt er et resultat av forholdet omkring geometrien av målingene og formasjonen, og er avhengig av konstruksjonen av måleinstrumentet og de fysiske forhold som virker inn (*ref. 25*) I teknologiguide for resistivitetsmålesonden (*ref. 26*) er det beskrevet formasjonsforhold som bidrar til artefakter. Usikkerheten til målingene øker med stigende resistivitet. Dessuten vil den vertikale oppløsningen være dårligere med økende resistivitetsverdier.

Formasjoner med høyere resistivitet, som i dette tilfellet kalsittsementert sandstein, i forhold til formasjoner med relativt lav resistivitet fører til at resultatene fremstilt som loggekurver vil ha avvikende utslag. Målingene er reelle og korrekte, men gjengir ikke resistiviteten til intervallet som er målt på grunn av fysikken og forholdene som ligger til grunn.

En metode som kan brukes for å forstå og samtidig unngå at slike effekter påvirker den endelige loggtolkningen er å sette en øvre grense på resistivitetsverdier, kun hvis geologien og de forventede resistivitetsverdiene er kjente. Hvis loggingen foregår i et reservoar der slike artefakter forekommer er alternativet å benytte seg av NMR loggen som også angir metningen som i denne oppgaven.

Følgende sandtyper ble definert ved litologitolkning:



Figur 4.2 Bildeforklaring for ulike litologityper.

Typiske egenskaper til de ulike typer litologi

- 1) Kalsitt sementert sandstein; lavt gammautslag, høy tetthet (over 2.65 g/cm^3), gir artefakter for resistivitetsmålinger. Viktig å kartlegge til videre arbeid med vannmetningsbestemmelse, der intervaller med kalsitt sementert sandstein blir tatt bort ved analysen av data, på grunn av unøyaktige svar.

- 2) Ren sandstein, C-sand; lav gammautslag, tetthet ($\sim 2.1 \text{ g/cm}^3$), lav resistivitet (1-3 Ohmm), høy permeabilitet (1-3 D). Betegnes som ren sandstein med over 30% porøsitet. Ellers viktig å kartlegge for produksjonsplanlegging.
- 3) C-sand forurenset av glimmer mineralene; alle logg- verdier befinner seg i intervallet mellom ren C-sand og M-sand.
- 4) M-sand; høyt gammautslag, tetthet ($\sim 2.3 \text{ g/cm}^3$), resistivitet (3-8 Ohmm). Ellers viktig å kartlegge for produksjonsplanlegging.

Den totale porøsiteten bestemt ved hjelp av formel (17), ble beregnet i GEOLOG programmet. Fluidtettheten for fluidene i C-sand (P24) er $\rho_{fl} = 0.97 \text{ g/cm}^3$ og M-sand (Y1H og Y2H) er $\rho_{fl} = 0.98 \text{ g/cm}^3$. Følgende input-data ble brukt:

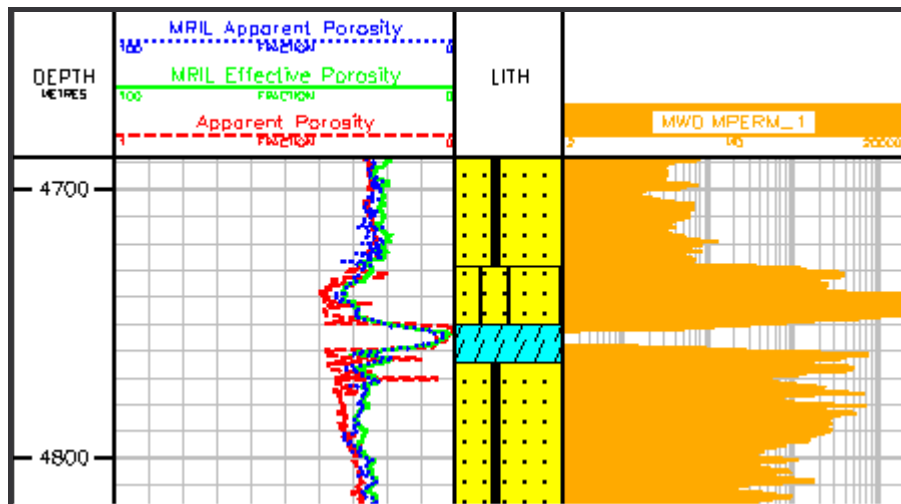
Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Matrix density	G/C3	RHO_MA	2.66
2	Constant	In_Out	Fluid density	G/C3	RHO_FL	0.97
3	Constant	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	No
4	Constant	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	No
5	Log	Input	Density log	G/C3	RHO	BDCFM
6	Log	Output	Apparent porosity from density	V/V	PHIA_DEN	PHIA_DEN
7	Log	Output	Limited apparent porosity	V/V	PHIA	PHIA

Figur 4.3 Oversikt over input-data for beregning av porøsitet i GEOLOG programmet. Fluidtettheten endres for Y1H og Y2H til 0.98 g/cm^3 (markert i rødt).

Brønn P24

Etter litologibestemmelsen, ble porøsiteten beregnet ut fra tetthetsmålinger ved hjelp av formel (17) som vist ovenfor. Tettheten til matriks er 2.66 g/cm^3 og fluidet for denne brønnen 0.97 g/cm^3 , bestemt ved laboratorieanalyse.

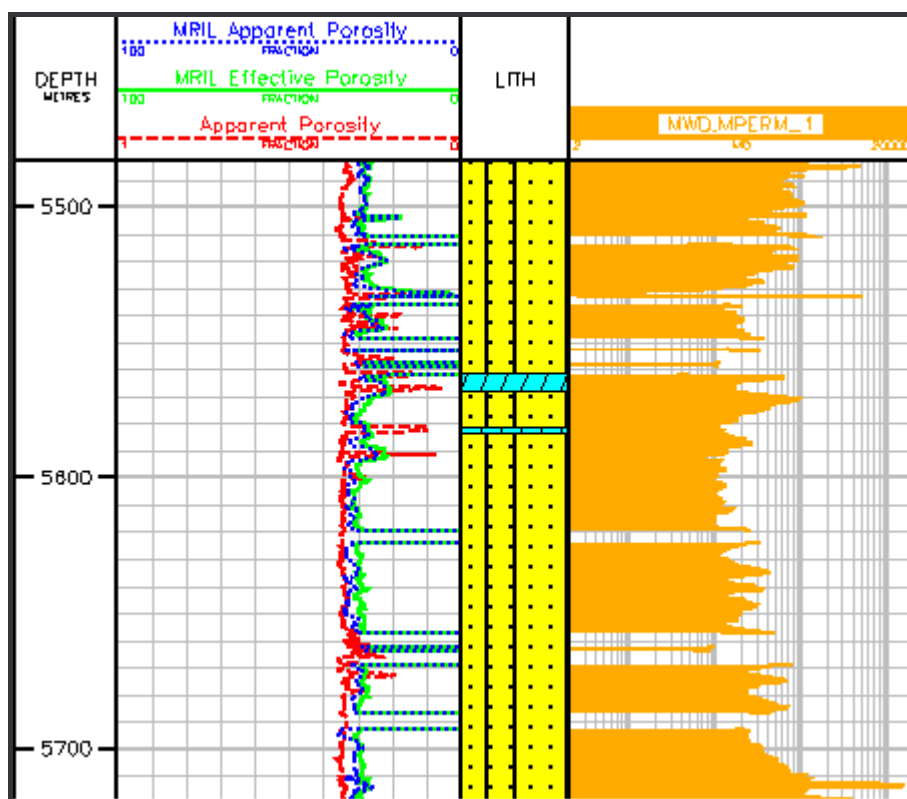


Figur 4.4 Porøsitetssammenligning, eksempel P24. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: rød; total porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, grønn; effektiv porøsitet bestemt av NMRL målinger, blå; total porøsitet bestemt ved hjelp av NMRL målinger. Kolonne C: Tolket litologi. Kolonne D: permeabilitetsindeksen estimert av NMRL.

Generelt over hele brønnen stemmer porøsitetresultatene fra de to målesonder godt overens. Figur 4.4 og Figur 4.5 viser tilfeller der små avvik forekommer. Figur 4.4 viser eksempel på kalsittsementert sandstein med et C-sand lag over og M-sand under. Det første avviket kan observeres i C-sand der tetthetsloggen angir høyere porøsitet enn NMR-loggen. Dette kan være forårsaket av endringen i matriks- eller fluidtettheten. I oppgaven brukes det konstante verdier for disse parametrene, og ingen korreksjoner for endringer i fluidtype, metning og tetthet ble foretatt. Dette er på grunn av at feltet er i produksjon og de ulike væskene er i bevegelse.

Til høyre i Figur 4.5 er permeabilitetsindeksen fra NMR-loggen plottet for å kunne observere sammenhengen mellom endringer i litologi og permeabilitetsindeksen. Indeksen viser ikke den nøyaktige permeabiliteten til bergarten, men angir en unormalisert oversikt over permeabiliteten. Endringer i permeabilitetsindeksen gjenspeiler i dette tilfellet endringer i kvaliteten til sandsteinen. Et høyt utslag i permeabilitetsindeksen i C-sand, svarer til en høypermeabel sandstein som stemmer med teorien. M-sand med dårligere kvalitet viser lavere

utslag. I kalsittsementert sandstein observeres det ingen eller veldig lavt utslag i permeabilitetsindeksen.



Figur 4.5 Porøsitetssammenligning, eksempel P24. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: rød; total porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, grønn; effektiv porøsitet bestemt av NMRL målinger, blå; total porøsitet bestemt ved hjelp av NMRL målinger. Kolonne C: Tolket litologi. Kolonne D: permeabilitetsindeksen estimert av NMRL.

I den nederste delen av P24 brønnen, med mye forurenset C-sand, viser porøsitetsskurven beregnet ved hjelp av tetthetsloggen høyere verdier enn NMRL. For denne delen av brønnen er resistiviteten noe høyere enn tidligere, som kan tyde på en økt hydrokarbonmetning, og dermed endring i fluidtettheten.

Forskjellen kan også begrunnes med endringen i matrikstettheten.

Områder der NMRL-porøsiteten viser verdier lavere enn null skyldes midlertidig målestans. Dette gjenspeiles også på permeabilitetsindeksens verdier.

Over hele lengden av brønnen, i områder med kalsittsementert sandstein, observeres det lavere verdier for tetthetsporøsitet enn for NMRL. Årsaken til dette er den høye tettheten til den kalsittsementerte sanden, som i noen tilfeller fører til negative verdier for beregnet

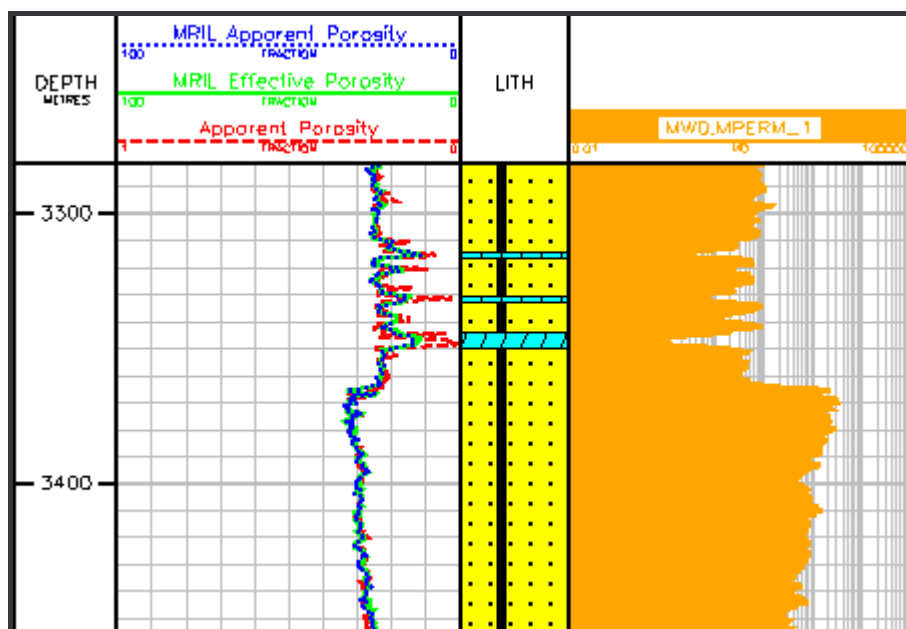
porøsitet, dersom bulk tettheten ρ_b er høyere enn matriksetettheten ρ_{ma} , se formel (17). NMR loggen viser i slike tilfeller en mer korrekt porøsitet på 4-5 %.

Brønn Y1H

Tettheten til matriks er 2.66 g/cm^3 og fluidet for denne brønnen 0.98 g/cm^3 , bestemt ved laboratorieanalyse.

Brønnbanen til denne brønnen har andre litologiske omgivelser enn P24. Denne brønnen er planlagt boret gjennom reservoaret som består av M-sand. Her foretrekkes det å ikke bore i C-sand som har mye bedre strømningsegenskaper. Slike høypermeable sandsoner vil fungere som tyvsoner med en tidlig vannkutt som skaper strømningsproblemer ved produksjon.

Store deler av forekomsten til C-sand i denne brønnen ser ut til å være kalsittsementert, slik at det kun er to typer litologi; M-sand og kalsittsementert sandstein, se Figur 4.6.

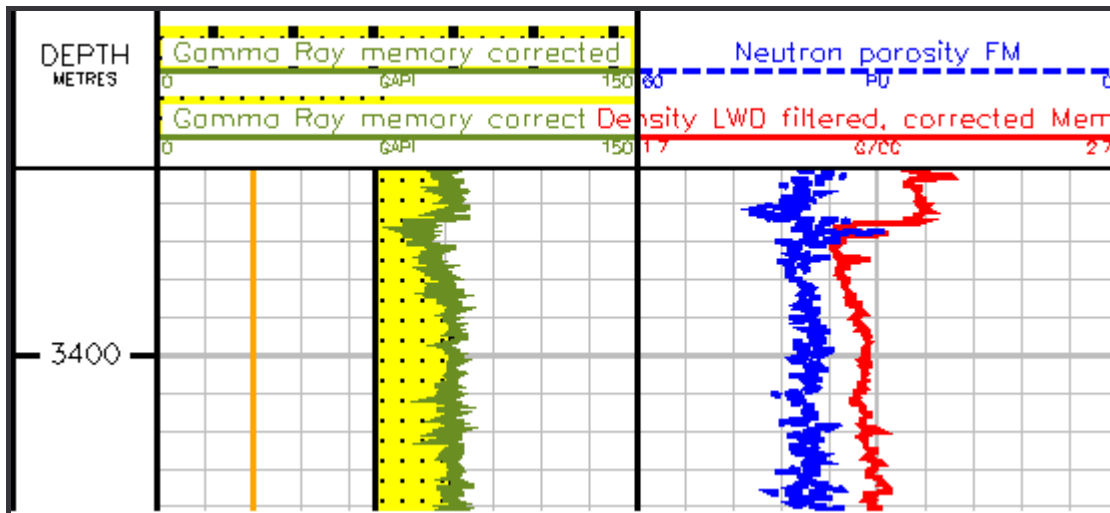


Figur 4.6 Porøsitetssammenligning, eksempel Y1H. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: rød; total porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, grønn; effektiv porøsitet bestemt av NMRL målinger, blå; total porøsitet bestemt ved hjelp av NMRL målinger. Kolonne C: Tolket litologi. Kolonne D: permeabilitetsindeksen estimert av NMRL.

Det kan også observeres samme preg for denne brønnen som i P24, der tetthetsporøsiteten er lavere i kalsittsementert sandstein, se Figur 4.6.

Den beregnede og målte porøsiteten stemmer godt overens over hele lengde av brønnen.

En ting å merke er den klare indikasjonen på endring av sandkvaliteten vist av NMRL, der porøsiteten og permeabilitetsindeksen øker. Ved konvensjonell loggtolkning er denne endringen kun mulig å observere ved at nøytron- og tetthetslogkurven nærmer seg hverandre, som tyder på bedre sandkvalitet, illustrert til høyre i Figur 4.7.



Figur 4.7 Litologibestemmelse, eksempel Y1H. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: gammalogg kurven med inntegnet grense for ren C-sand/kalsitt sementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå; nøytronlogg kurven, rød; tetthetslogg kurven.

Kurve-separasjonsmetoden er en alternativ indikator, og en mer kvalitativ undersøkelse kreves for å kunne trekke korrekte slutninger. Det er da nødvendig å korrelere tetthet/ nøytronlogg separasjonsavstanden til de ulike sandkvalitetene i reservoaret (*ref. 27*). Gammalloggen, til venstre i Figur 4.7, viser relativt høyt utslag, som ikke gir noe antydning til endring i litologi ut fra bestemte grenser. Mye M-sand og høy gammaaktivitet påvirker gammalloggen, slik at det er problematisk å se intervaller med mindre innhold av radioaktive mineraler. I dette intervallet befinner gammakurven seg over grensen og indikerer M-sand, som gjør at endringen til en bedrekvalitets, uren C-sand kan lett bli oversett ved litologi tolkning.

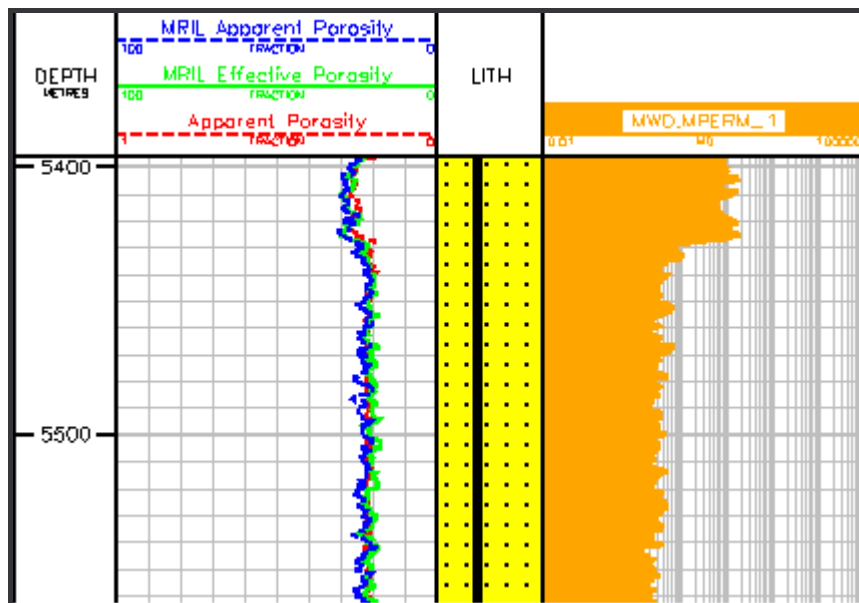
Som Figur 4.7 viser, er ikke gammalloggen i dette tilfellet en pålitelig metode til å kunne skille mellom små endringer i sandkvaliteten. Derfor er det viktig at tolkningen kan bekreftes av flere logger samtidig. Dette viser at også NMR loggen kan brukes ved litologibestemmelser, som et tilleggsalternativ for forbedrede beslutninger.

Dette er også kommentert i sluttrapporten fra Baker Hughes, og resultatet funnet her er en bekreftelse på dette. Det lignende eksemplet beskrevet for brønn Y2H er ikke nevnt i sluttrapporten.

Brønn Y2H

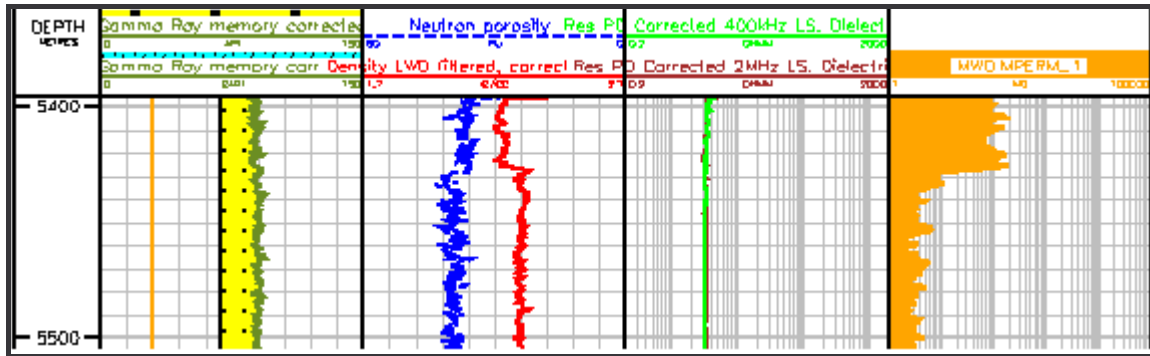
Tettheten til matriks er 2.66 g/cm^3 og fluidet for denne brønnen 0.98 g/cm^3 , bestemt ved laboratorieanalyse.

Denne brønnen har også planlagt brønnbane i M-sand, og litologien svarer til den beskrevet for Y1H. Forskjellen for denne brønnen er veldig lite varierende litologi, det vil si mye M-sand med varierende kvalitet, og få intrusjoner av C-sand eller kalsittsementert sandstein.



Figur 4.8 Porøsitetssammenligning, eksempel Y2H. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: rød; total porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, grønn; effektiv porøsitet bestemt av NMRL målinger, blå; total porøsitet bestemt ved hjelp av NMRL målinger. Kolonne C: Tolket litologi. Kolonne D: permeabilitetsindeksen estimert av NMRL.

Figur 4.8 viser nok et eksempel på sandkvalitetsendringen, som er vanskelig å observere og tolke ved hjelp av konvensjonelle loggemetoder, mens NMRL resultatene viser en klar endring. Det er i hovedsak permeabilitetsindeksen som viser endring i litologien, mens gammaloggen viser en liten endring i gammamålinger som er lett å overse, se Figur 4.9



Figur 4.9 Litologibestemmelse, eksempel Y2H. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: gammaloggkurven med merket grense for ren C-sand/kalsitt sementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå; nøytronloggkurven, rød; tetthetsloggkurven. Kolonne D: Grønn; langtøkende resistivitetskurven, grønn; nærsøkende resistivitetskurven. Kolonne E: permeabilitetsindeksen estimert av NMRL.

Over hele brønnlengden viser porøsitetskurvene overensstemmelse mellom resultatene. I intervaller med kalsittsementert sandstein, forekommer det den samme problemstillingen som for de to tidligere brønner, der tetthetsloggen viser en lavere porøsitet enn NMRL.

Resultatene viser at porøsitetsbestemmelsene stemmer godt overens for alle brønner. Eksemplene som viser differanser mellom NMRL og tetthetslogg porøsitetskurvene, skyldes den konsistente bruken av tetthetene til matriks og fluidene i hele intervallet.

Porøsitetssammenligningen viser også at den effektive porøsiteten er relativt lik de totale porøsitetene for begge loggene, men med mest likhet med NMRL porøsitetskurven.

I noen områder kan avvik mellom den effektive og total tetthetsporøsiteten observeres, men differansen ser ikke ut til å være større enn $\pm 5\%$ porøsitetsavvik.

Denne litologivurderingen viser at Y2H har den mest uniforme litologien og følgelig færrest artefakter, som vil medføre minst feilmargen ved beregning av vannmetningen. Den mer varierende litologien for P24 og Y1H vil da ha større innvirkning på den beregnede vannmetningen, og derfor innebære en mer grundig undersøkelse av data påvirket av artefakter.

For brønner boret i M-sand vil resistivitetsloggens og gammaloggens målinger være påvirket av tilstedeværelse av glimmer. I slike lag vil resistiviteten være høyere og ikke vise endringer av fluidet i reservoaret, som kan være problematisk ved plassering av brønnen. Det samme gjelder kalsittsementert sandstein der høye resistivitetsutslag gir underestimerte resultater av vannmetning for disse lagene, som følge av feil tolkning av resistivitet i nærliggende områder.

4.2 Sammenligning av metning beregnet ved hjelp av Archies ligning og vannmetning estimert ved hjelp av NMRL

Vannmetningen bestemt ved hjelp av Archies ligning, ble beregnet i GEOLOG programmet. Følgende input-data for en standard beregning ble brukt:

Parameters						
	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Tortuosity constant		A	1
2	Constant	In_Out	Option for cementation exponent	ALPHA*8	OPT_M	CONSTANT
3	Constant	In_Out	Cementation factor		M	1.75
4	Constant	In_Out	Saturation exponent		N	2.1
5	Constant	In_Out	Option for RW	ALPHA*8	OPT_RW	MEASURED
6	Constant	In_Out	Resistivity of formation water	OHMM	RWS	0.0675
7	Constant	In_Out	Temperature of RWS value	DEGF	RWT	70
8	Log	Input	True formation resistivity	OHMM	RT	MWD.RPCEHM
9	Log	Input	Flushed zone resistivity	OHMM	RXO	MWD.RPCELM
10	Log	Input	Limited total porosity	V/V	PHIT	RESULTATER.PHIA_DEN
11	Log	Input	Limited effective porosity	V/V	PHIE	RESULTATER.PHIA_DEN
12	Log	Input	Formation temperature	DEGF	FTEMP	70
13	Log	Input	Mud filtrate resistivity	OHMM	RMF	0.06
14	Log	Input	SWT irreducible	V/V	SWT_IRR	0
15	Log	Output	SWT from Archie	V/V	SWT_ARCH	SWT_ARCH
16	Log	Output	Limited unflushed zone tot sat'n	V/V	SWT	SWT
17	Log	Output	SWE from Archie	V/V	SWE_ARCH	SWE_ARCH
18	Log	Output	Limited unflushed zone eff sat'n	V/V	SWE	SWE
19	Log	Output	Limited flushed zone tot sat'n	V/V	SXOT	SXOT
20	Log	Output	Limited flushed zone eff sat'n	V/V	SXOE	SXOE
21	Log	Output	Unflushed zone volume of water	V/V	VOL_UWAT	VOL_UWAT
22	Log	Output	Flushed zone volume of water	V/V	VOL_XWAT	VOL_XWAT

Figur 4.10 Oversikt over input-data for beregning av metning ved hjelp av Archies ligning i GEOLOG programmet. Parametere n og m som skal varieres er markert i rødt.

Data beregnet av Geolog kopieres og undersøkes i Excel.

Videre, vil parametrene metningsekspONENTEN n og sementeringsfaktoren m bli variert og undersøkt. Kjerneanalyserapportene oppgir et spektrum av verdier for m og n , som skal brukes ved variasjonen, se Tabell 4.2. Dette gjøres ved å endre verdier i programmet som beregner Archies metningsverdier, se område markert i rødt i Figur 4.10.

NMR-vannmetningen blir beregnet av $S_w = 1 - S_{hc}$, der hydrokarbonmetningen S_{hc} er blitt ekstrahert fra måleresultatene til NMR-loggen. Som omtalt i avsnitt 4.2.5.3 registrerer denne hydrokarbonmetningen ved hjelp av T_2 -målinger som funksjon av dybden.

På grunn av en stor datamengde og begrensninger for mengde data Excel kan håndtere, er det hensiktsmessig å kun undersøke intervaller av reservoardelen i de horisontale brønner.

Brønn	Dybde MD (m)	Intervall (m)
P24	4250 - 4850	600
Y1H	4450 - 5150	700
Y2H	4650 - 5650	1000

Tabell 4.2 MD dybde og intervall for analyserte områder for brønnene.

MD står for målt dybde (Measured Depth) og beskriver lengden av brønnen.

Studier over hele feltet og empiriske metoder er anvendt for å komme frem til Archies konstantene, som gjelder for Trollfeltet (*ref.* 28).

Ingen kjerneanalyse ble utført for de tre gitte brønner. Standardverdier for parametrene a , n og m ble bestemt ved hjelp av kjerneanalyseopplysninger fra nærliggende brønner med lignende egenskaper og litologi. Kjerneanalyserapportene oppgir følgende verdier:

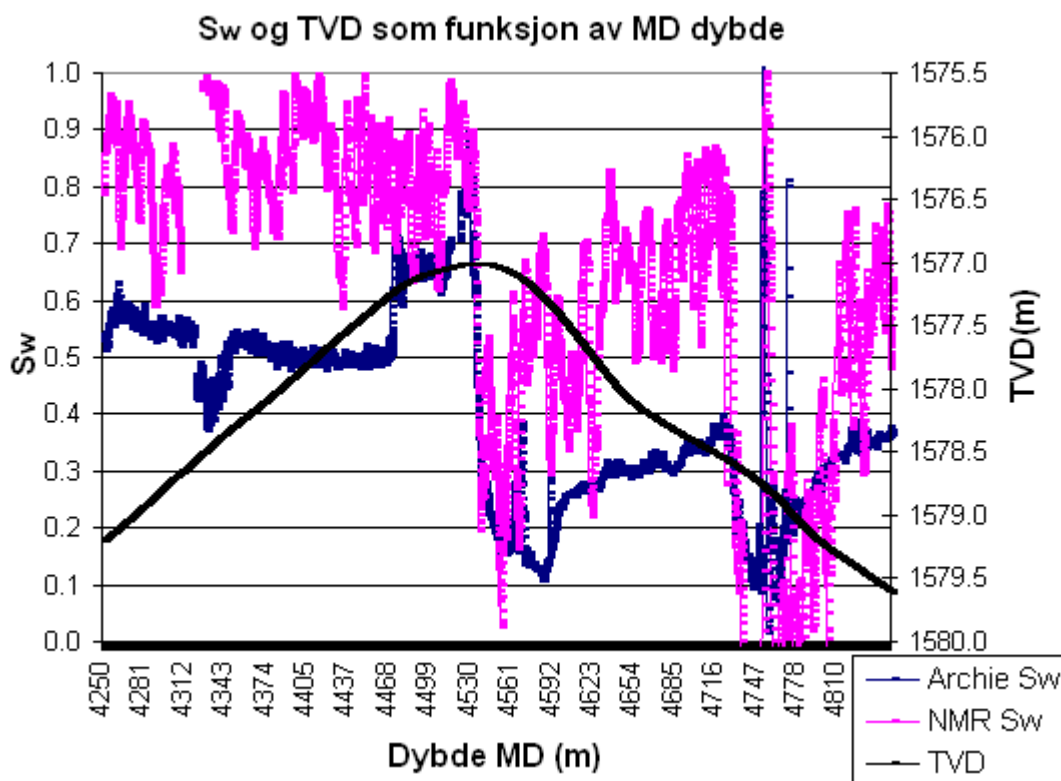
	P24	Y1H	Y2H
a	1.00	1.00	1.00
n	2.10	2.10	2.10
m	1.75	1.97	1.97
Variasjonsintervallet n	1.64 - 2.58	1.64 - 2.58	1.64 - 2.58
Variasjonsintervallet m	1.55 - 2.10	1.65 - 2.40	1.65 - 2.40

Tabell 4.3 Verdiene for a , n og m parametrene for brønnene, hentet fra kjerneanalyserapporten.

Brønn P24

For denne brønnen strekker undersøkelsesintervallet seg over 600 m av reservoardelen, over en dybde 4250 til 4850 meter MD.

I Figur 4.11 er det plottet vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies lov, vannmetningen ekstrahert fra NMR-målinger, og brønnbanens relative dybde i TVD (True Vertical Depth) forhold til OVK (Olje Vann Kontakt). Trajektorien beskriver hvordan boreddybden endrer seg i forhold til olje/vann kontakten. For ingen av brønnene finnes det noe informasjon om hvor dypt OVK befinner seg, men målet for alle brønner er å plassere brønnbanene 0.5 m over OVK. Dette blir etterstrebet under boringen og variasjonene i TVD er som følge av aktiv styring av brønnbane. OVK har flyttet seg med produksjonen og er varierende avhengig av sandkvalitet/permeabilitet, derfor kan en forvente store endringer over korte avstander (*ref.* 25).



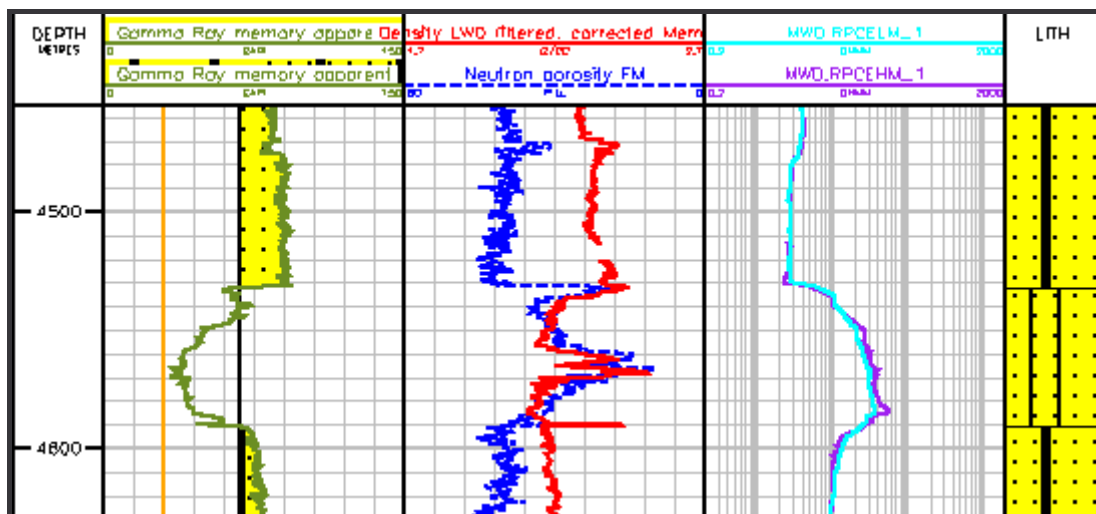
Figur 4.11 Vannmetning og den vertikale dybdevariasjonen plottet som funksjon av målt dybde (MD) for brønn P24. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Svart kurve: brønnbanens relative dybde i forhold til OVK.

S_w beregnet ved hjelp av Archies ligning ligger 0.3 – 0.4 under den NMRL bestemte metningen i områder med størst differanse mellom metningskurvene. Den drastiske

overgangen til lavere metningsområde, ved 4530 m MD, indikert av begge logger, skyldes overgangen fra M- til C-sand med høyere oljemetning. Overgangen skyldes mest sannsynlig en forkastning (ref. 25). Området på Archie S_w -kurven med den høye vannmetningen rett før 4530m MD tyder at det kan være sprekker med høyt innhold av vann tilstede rundt forkastningen.

De konvensjonelle loggene i Figur 4.12 kan tolkes, ved 4530 m MD, som om det er en brå endring i sandtype. Dette er indikert av gammalloggen og tetthetsloggen. Rett før sandendringen kan det observeres område med sprekker med lavere resistivitet og som følge høyere vannmetning. Generelt for brønner boret på Troll vil det være lite endring i litologien, siden brønnene bores horisontalt og det er kun 1 grad helning på lagene.

Etter forkastningen kan det observeres minkende vannmetning som er indikert resistivitetsloggen. Endringen i TVD ved denne dybden viser at boringen foregikk høyere over OVK (se Figur 4.11), der vannmetningen er lavere. Etter 4530 m MD ser det ut til at brønnbanen legges nærmere kontakten, som resulterer i økende vannmetning. Merk at OVK ser ut til å være endret med den loddrette forskyvningen til forkastningen.



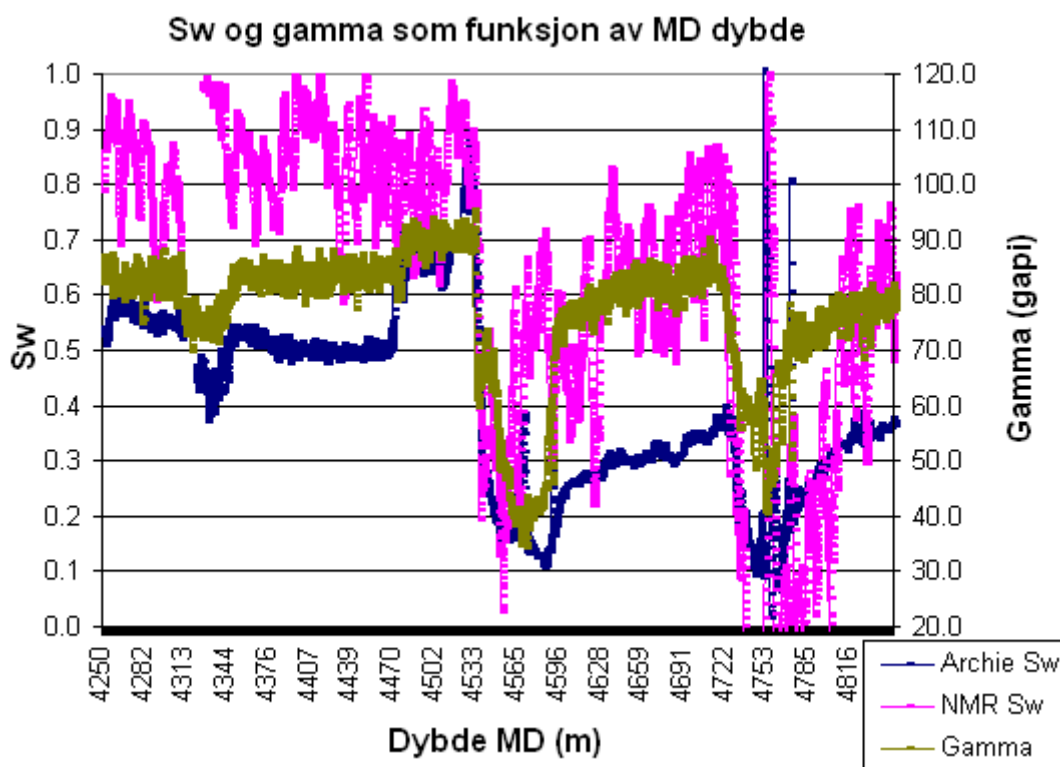
Figur 4.12 Endring i litologi indikert av de konvensjonelle loggene. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: Gammaloggkurven (gapi) med merket grense for ren C-sand/kalsittsementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå: nøytronloggskurven (p.u.), rød: tetthetsloggskurven (g/cc). Kolonne D: Lyseblå: langtøkende resistivitetskurve (Ohmm), lilla: nærsøkende resistivitetskurve (Ohmm). Kolonne E: Tolket litologi.

Videre indikerer begge metningskurvene i Figur 4.11 økende metning frem til dybden 4720 m MD, der endringen i sandtypen og metningsmiljøet gjentas. Det høye utslaget, ved 4752 m MD for Archie metningskurven er forårsaket av kalsittsementert sandstein og er et eksempel på et artefakt, som resulterer i S_w høyere enn 2. I slike intervaller og i sand med veldig høy

glimmerinnhold kan ikke den sanne resistiviteten, R_t benyttes som hydrokarbonindikator siden den er mest påvirket av bergartstypen og ikke av formasjonsvæsken (ref. 25).

Grunnene for differansen mellom S_w kurvene er forskjellig undersøkelsesdybde for målesondene, usikkerheten for utvalgte standard Archie parametre og litologivariasjon.

Basert på usikkerheten for de valgte standardparametrene, er det nå ønskelig å undersøke variasjonen av n og m verdiene, samt prøve å tilpasse den beregnede Archie S_w til NMR- S_w ved parametervariasjon, slik at n og m størrelsene kan bestemmes. Først er det ønskelig å imidlertid sammenholde metningsvariasjonene i brønn P24 med gammallogen i samme brønn.



Figur 4.13 Vannmetning og verdier for gammamålinger plottet som funksjon av målt dybde. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Grønn kurve: Gammaverdier målt av gammallogen (20-120 gapi)

Dette er gjort i Figur 4.13 som viser at varierende sandkvalitet gir ulike metningsdifferanser mellom de to loggemetodene for metningsbestemmelse. I tilfellet der gammaverdiene er høye, og indikerer M-sand med dårligere kvalitet, er det stort avvik mellom metningskurvene. I områder med lav gammaaktivitet som indikerer en bedre sandkvalitet, C-sand, er avviket mellom metningskurvene mindre.

Sander som inneholder glimmermineraler vil innføre en større usikkerhet i bruk av Archie. n og m bør derfor varieres som en funksjon av glimmerinnhold, som igjen er etablert gjennom gammamålinger. Dette betyr egentlig at n og m må avledes med egne verdier for hvert enkelt nivå på gammakurven, siden den er bestemt av glimmerinnholdet (*ref.* 25).

Denne observasjonen gir grunnlag for undersøkelse av hvordan endring i sandkvaliteten, som følge av varierende mengde glimmermineraler i sanden, fører til variasjoner i Archies parametere.

MetningsekspONENTEN, n

I teoridelen, avsnitt 4.2.4 beskrives n som den eksponentielle verdien til vannmetningen. S_w er igjen definert av forholdet mellom resistiviteten til den fluidfylte bergarten og den aktuelle resistiviteten til bergarten. Derfor er det ønskelig å undersøke hvordan parametrene varierer med endret litologi, som medfører endring i resistiviteten til bergarten og vannmetningen. *Paulus S. Adisoemarta et.al. (ref. 29)* bemerker at verdien for n kan variere fra 1 til opptil 20 i ekstreme tilfeller, og at den antatte standardverdien, $n = 2.00$ alt for ofte aksepteres som korrekt.

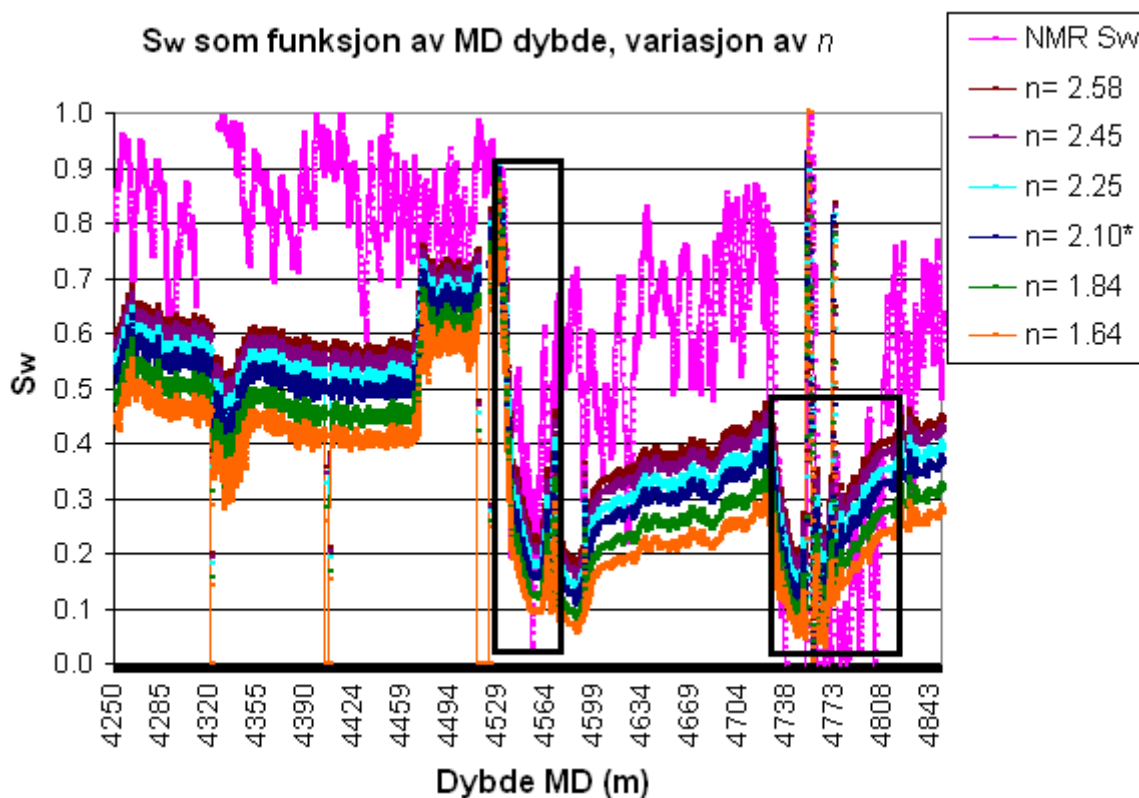
I denne delen av oppgaven, er det ønskelig å variere n verdien og sammenligne resultatene etter variasjonen, samt bestemme n verdien ved å tilpasse Archies S_w til NMR- S_w . I tillegg er det ønskelig å undersøke hvordan sandkvaliteten påvirker metningsekspONENTEN, n .

Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av n :

n	2.58	2.45	2.25	2.10*	1.84	1.64
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.4 Verdier brukt ved variasjon av metningsindeksen, n . *standardverdi for n .

m verdien holdes konstant under variasjonen, og er satt til å være 1.75. Denne verdien brukes for P24 brønnen, siden det forekommer mer C-sand enn i de to andre brønnene. $m = 1.75$ og $n = 2.10$ er såkalte standardverdier for denne brønnen, og er de verdiene som Baker Hughes bruker ved beregning av vannmetning ved hjelp av Archies ligning.



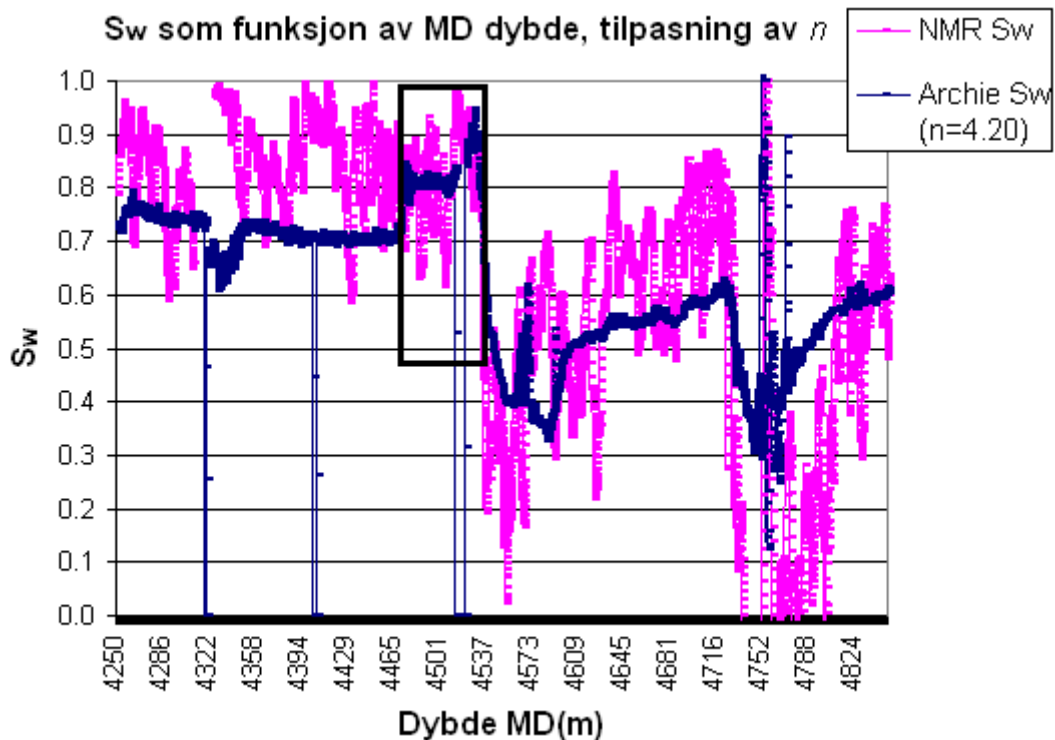
Figur 4.14 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), variasjon av metningsindeksen, n . Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike n verdier (se tegnforklaring). Områder merket i svart indikerer C-sand.

Figur 4.14 viser at den maksimale n verdien i n -variasjonsintervallet, ikke er tilstrekkelig høy for å nå den høye NMR- S_w kurven i områder med dårligere sandkvalitet (M-sand). Dette betyr at n må ha en mye høyere verdi enn 2.58 for å samstemme med NMR- S_w i disse områdene.

I C-sand, områder markert med svarte ruter, overlapper metningskurvene hverandre selv om metningsekspONENTEN endres. I disse områder er det nesten ikke nødvendig å variere metningsindeksen, siden metningene er like, se Figur 4.13 og Figur 4.14.

Den maksimale metningsdifferansen mellom kurvene med varierende n er på ± 0.16 i M-sand. Avviket mellom Archie- S_w og NMR- S_w ligger på 0.1 på det laveste og 0.4 på det høyeste i områder med M-sand, og viser at en bestemt verdi vil ikke gi en helhetlig overlapping av Archie- og NMR metningskurvene.

For å finne n verdien som best passer NMR- S_w kurven ble begge metningskurvene plottet mot målt dybde (MD), og n tilpasset helt til kurvene i en viss grad overlapper hverandre, se Figur 4.15.



Figur 4.15 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsindeksen, n til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset metningsekspONENT med $n = 4.20$. Område merket i svart indikerer glimmerrik M-sand.

Figur 4.15 viser at det er vanskelig å få en bra tilpasning for begge sandstein typer og $n = 4.20$ er langt over det kjerneanalysebestemte intervallet.

I C-sand områder er nå situasjonen blitt omvendt, der Archie metningen er noe høyere enn NMR- S_w . I M-sand derimot, er n verdien fortsatt litt for lav, slik at Archies metningskurve ligger under den NMR-bestemte kurven. Dette gjelder ikke området med en veldig glimmerrik M-sand (markert med svart) som har høye metningsverdier i utgangspunktet.

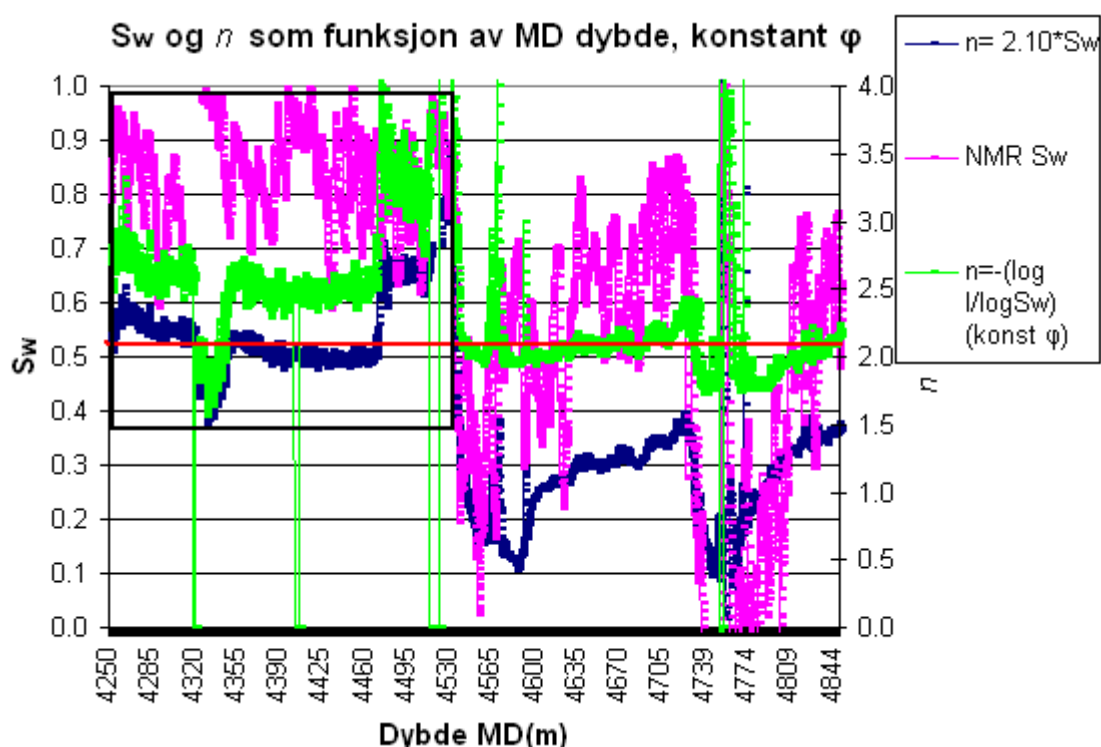
Dette viser at n eksponenten varierer med litologien, i dette tilfellet typen sandstein. I M-sand vil det generelt være høyere vannmetning, siden glimmermineralene vil "holde" på vannet, redusere porøsiteten, som igjen fører til lavere kapillartrykk og dermed høyere vannmetning. Derfor kan det sies at vannmetningen har en sammenheng med litologien, og det er ønskelig å undersøke hvordan metningsekspONENTen varierer med vannmetningen når porøsiteten holdes konstant.

Figur 4.15 gir en indikasjon på at n har ulike verdier for de ulike typer litologi (metningsområder). For å oppnå en så stor økning i metningen for Archies kurve i områder med størst differanse mellom metningskurvene, må n verdien være veldig stor. Det er ingen differanse mellom metningskurvene i C-sand (lav metningsområde).

Variasjonen til metningsekspONENTEN med varierende vannmetning kan vises ved å beregne metningsekspONENTEN ved hjelp av forholdet $\log(I) = -n \log(S_w)$, der I er definert som:

$$I = \left(\frac{(R_t)}{\left(\frac{a}{\phi^m} * R_w\right)} \right) \text{ og er utledet ved hjelp av kombinasjonen av formlene (23), (24), (26) og$$

(27) i teoridelen 3.2.4.



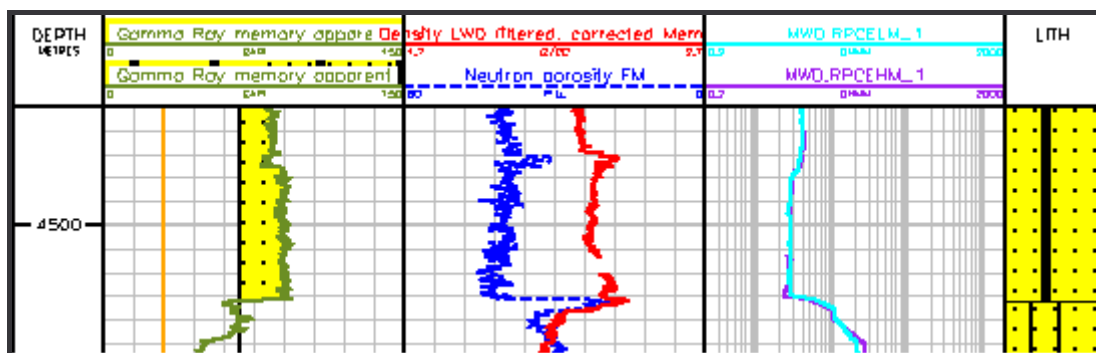
Figur 4.16 Vannmetning og beregnet metningsekspONENT (med konstant porøsITETSVERDI) som funksjon av målt dybde. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archie's ligning, med standardverdien for metningsekspONENTEN med $n = 2.1$. Grønn kurve: beregnet metningsekspONENTEN (med konstant porøsITET). Rød linje: $n = 2.1$.

I Figur 4.16 er $n = -\left(\frac{\log(I)}{\log(S_w)}\right)$ beregnet og plottet, sammen med Archie og NMR

metningskurvene, for å vise hvordan metningsekspONENTEN, n varierer med vannmetningen. PorøsITETEN holdes konstant, i dette tilfellet $\phi = 0.26$. Vannmetningen brukt i beregningen er bestemt ved hjelp av Archie's ligning, med standardverdier for n og m parametre, $n = 2.1$ og $m = 1.75$.

Den lysegrønne kurven viser variasjonen av metningsekspONENTEN, med varierende metning basert på resistivitetsmålingene. MetningsekspONENTENSKURVEN har som ventet omtrent samme

form som Archie's metningskurven, og viser at n avviker fra standardverdien i området med dårligere sandkvalitet, høyere vannmetning og lavere prøsitet enn antatt (glimmerrik M-sand, markert med en svart rute). Den røde linjen i Figur 4.16 indikerer $n = 2.1$ Figur 4.17 viser utslagene til de konvensjonelle loggene som indikerer glimmerrik M-sand, samme område som markert med en svart rute i Figur 4.15. Det virker som endringen i n , er størst ved høye vannmetninger, over 0.6. For vannmetningen lavere enn 0.5, fluktuerer verdiene for n i intervallet ± 0.4 . Dette viser altså hvordan n varierer med vannmetningen, som i dette tilfellet også er avhengig av kvaliteten på sanden.



Figur 4.17 Endring i litologi indikert av de konvensjonelle loggene. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: Gammaloggkurven (gapi) med merket grense for ren C-sand/kalsitt sementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå: nøytronloggskurven (P.U.), rød: tetthetsloggskurven (g/cc). Kolonne D: Lyseblå: langtøkende resistivitetskurven (Ohmm), lilla: nærsøkende resistivitetskurve (Ohmm). Kolonne E: Tolket litologi helt til høyre i figuren.

Ut fra Figur 4.14 og Figur 4.15 kan det tolkes som at det er nødvendig å benytte seg av ulike n verdier for de ulike litologi typer. Det er vist at C-sand trenger ingen endringer, der kurvene overlapper hverandre og kan tyde på at $n = 2.1$ er korrekt. I områder bestående av M-sand med størst differanse mellom metningskurvene, trengs det en stor n verdi ($n > 4.2$) for at metningskurvene skal overlappe, selv om metningseksponeksturve ikke varierer så mye i disse områder.

Sementeringsfaktoren, m

I teoridelen, avsnitt 4.2.4 er det nevnt at sementeringsfaktoren er avhengig av forholdet mellom volumet til porehalsene og porekroppene. Paulus S. Adisoemarta et.al. (ref. 30) skriver at denne koeffisienten kan variere fra alt mellom mindre enn 1 og 6, og at den er avhengig, liksom med n , av ulike bergartsegenskaper.

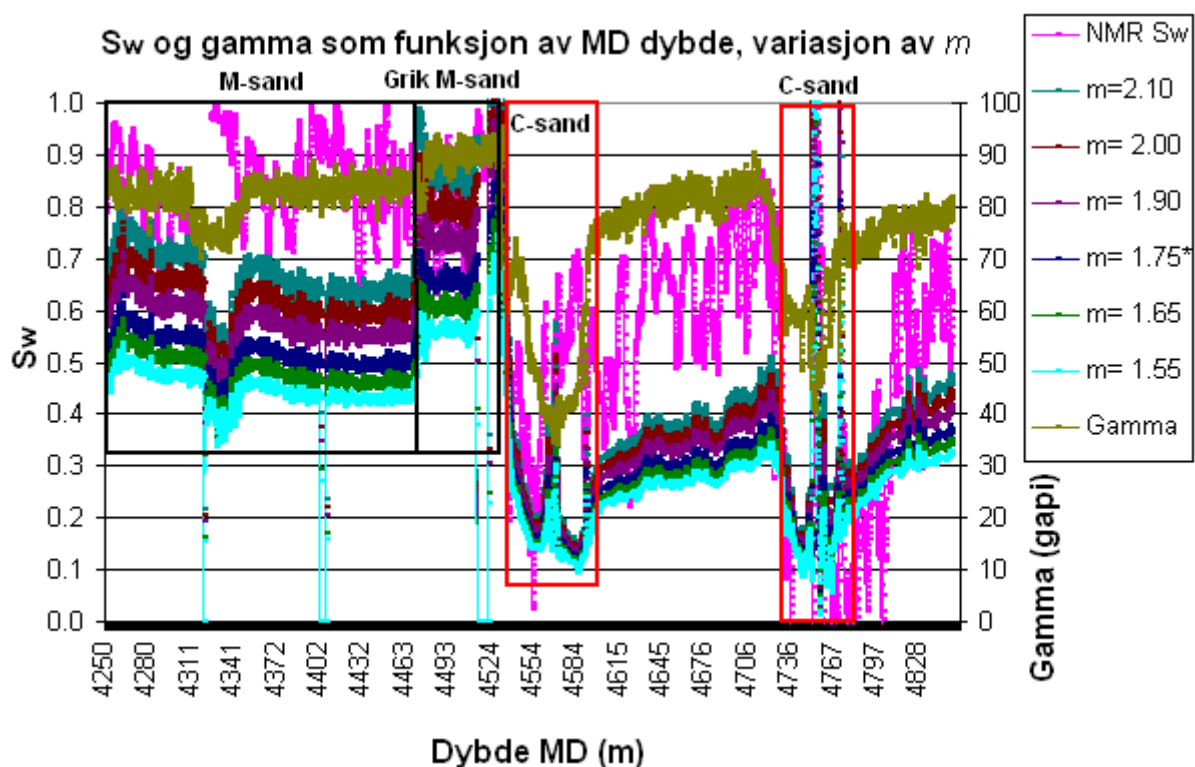
Sementeringsfaktoren bestemmes på laboratoriet ved at en 100 % vannmettet kjerne, med en bestemt litologi undersøkes. En slik bestemmelse innebærer usikkerhet når hydrokarbon kommer inn i bildet, samt varierende litologi (ref. 28).

Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av m for P24-bønnen:

m	2.10	2.00	1.90	1.75*	1.65	1.55
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.5 Verdier brukt ved variasjon av sementeringsfaktoren, m . *standardverdi for m .

Verdien for metningsekspONENTEN n holdes konstant under variasjonen av m , og er bestemt til å være 2.1.



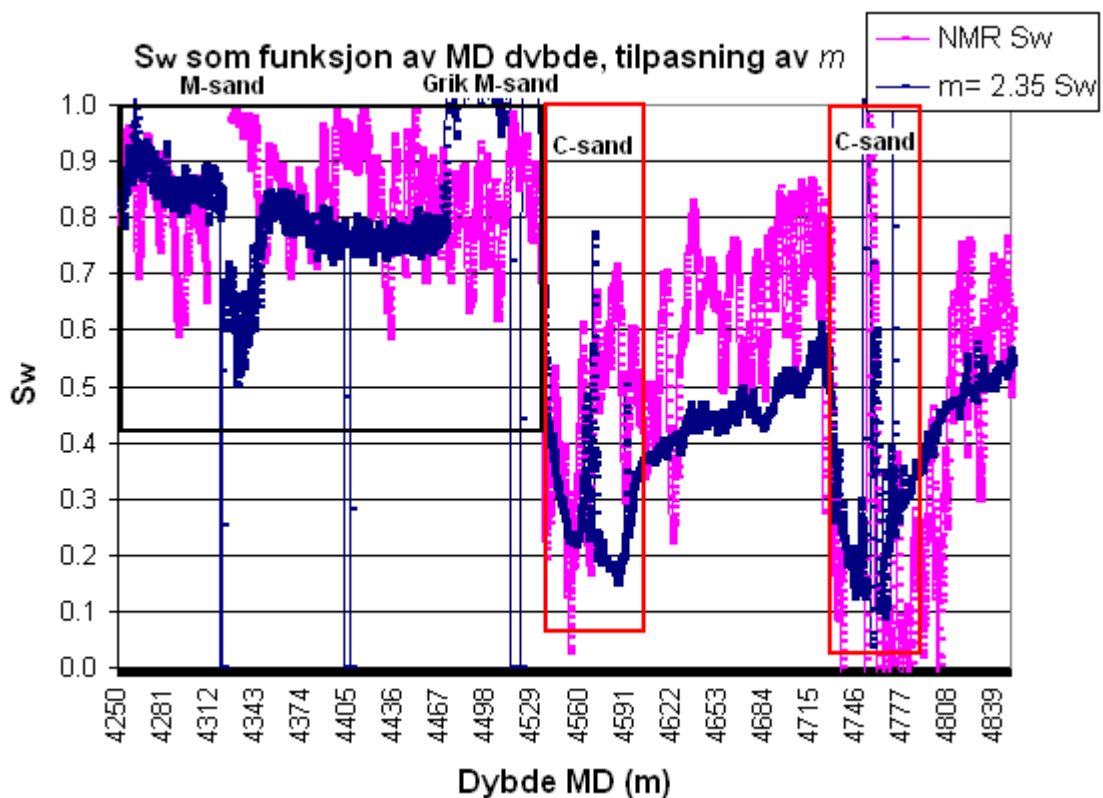
Figur 4.18 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD). Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike m verdier (se tegnforklaring). Grønn kurve: Gammaverdier målt av gammaloggen (0-100 gapi). Områder markert i svart: M-sand og veldig glimmerrik M-sand. Områder markert i rødt: C-sand.

Den maksimale m verdien gir en større økning i vannmetningen enn den maksimale n verdien, frem til den første overgangen mellom M-sand og C-sand ved 4530 m MD. Differansen i metningen mellom den høyeste og laveste m verdien ligger nå på opp til 0.25 frem til denne dybden. Dette betyr at m faktoren har en større innvirkning på metningsendringen enn

metningsekspONENTEN som hadde en forskjell på 0.16. Men ved å sammenligne Figur 4.14 og Figur 4.18 viser det seg at metningsekspONENTEN har større påvirkning i områder med lavere vannmetning (fra 5430m MD), mens sementeringsfaktoren vil føre til størst endring i vannmetning i områder med høyere vannmetning (frem til 4530 m MD).

Gammaloggen i Figur 4.18 viser litologivariasjonen. I tillegg er det også inntegnet områder med M- og C-sand. I disse områder kan det observeres den store differansen mellom S_w kurvene med varierende m som i M-sand eller nesten ingen differanse som i C-sand. I glimmerrik M-sand er differansen i vannmetning mellom kurvene med den minste og største m verdien veldig stor, og i C-sand er variasjonen minimal. Dette viser at endringen i vannmetning med varierende m kan forbindes med litologivariasjonen.

Også i dette tilfellet viser det seg at m må være større enn den maksimale m verdien for at Archie S_w -kurven skal overlape NMR- S_w kurven.

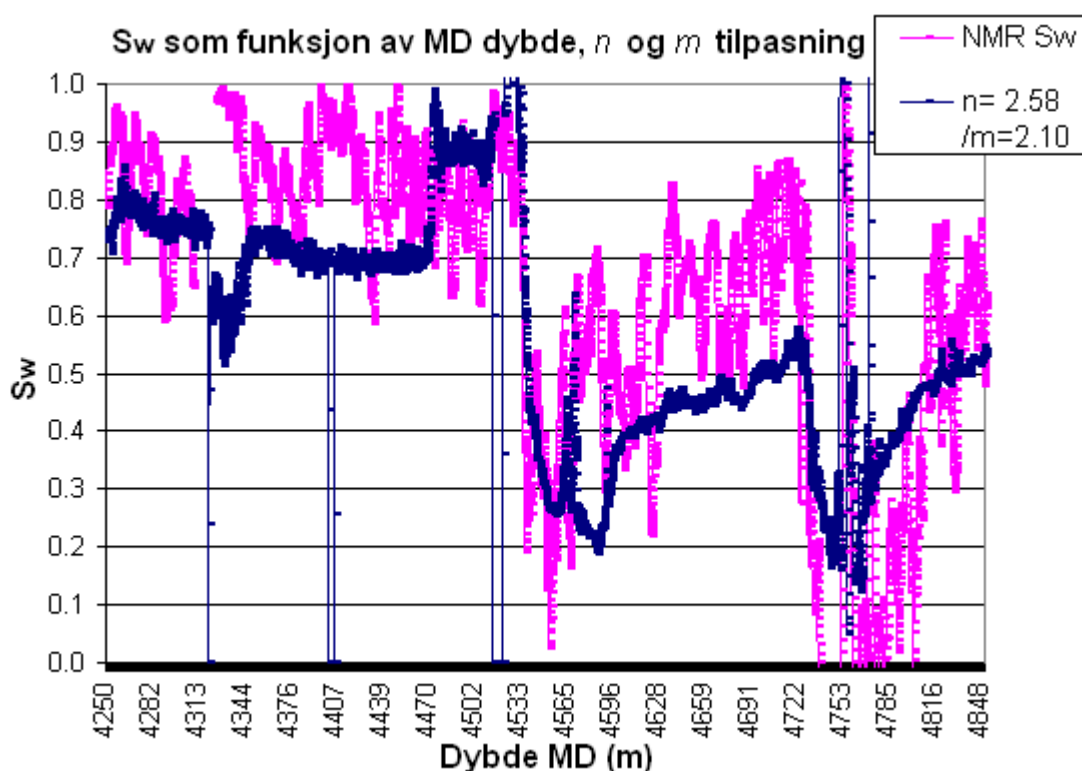


Figur 4.19 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av sementeringseksponenten, m til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset sementeringseksponent med $m = 2.35$. Områder markert i svart: M-sand og veldig glimmerrik M-sand. Områder markert i rødt: C-sand.

Den tilpassede $m = 2.35$ befinner seg over det oppgitte intervallet fra kjerneanalysen, Tabell 4.3. n er satt til 2.1, og er standardverdien.

Figuren over viser at ved å sette den maksimale verdien for m , vil ikke tilpasningen være så bra. Det kan observeres at i noen områder vil kurvene overlappes, men i for det meste er det fortsatt en stor differanse. I dette tilfellet kan det ikke sies at det er noe sammenheng mellom områdene med bra og dårlig tilpasning, og litologien. Som vist i Figur 4.19, har ikke endringen i m innført noe stor forandring for metningen i C-sand, men i M-sandområder er metningsverdiene forandret veldig mye. I M-sand områder (markert svart i Figur 4.19) er kurvene enten bra tilpasset eller det fortsatt er et avvik mellom Archie og NMR vannmetningskurver.

Observasjonene over viser innflytelsen begge parametrene, n og m hver for seg har på vannmetningen og hvordan disse varierer med litologien. Ved å endre begge parametrene samtidig, kan det undersøkes om det er mulig å få en bra tilpasning av Archie S_w - og NMR- S_w kurven uten å benytte seg av verdier som avviker fra det oppgitte intervallet, se Tabell 4.3.



Figur 4.20 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsekspONENTEN, n og m , til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset metningsekspONENT og sementeringssekspONENT med $n = 2.58$ og $m = 2.10$.

Figur 4.20 viser NMR-metningskurven og Archies metningskurve med verdier $n = 2.58$ og $m = 2.10$, som begge er de høyeste verdiene i intervallet for P24, gitt i Tabell 4.3. Figuren viser at det fortsatt er noe avvik mellom kurvene i områder med M-sand og høy vannmetning. I

området med glimmerrik M-sand litologi og C-sand, overlapper metningskurvene hverandre. Det tidligere ble vist at ved separat variasjon av m og n parametrene innfører størst endring for glimmerrik M-sand. Sementeringsfaktoren innfører størst endring i vannmetningen før den første M-sand til C-sandovergangen, mens etter denne vil n ha mest betydning. De ulike differanseverdiene mellom kurvene med varierende n og m i område med høy og lav vannmetning er vist i Tabell 4.6:

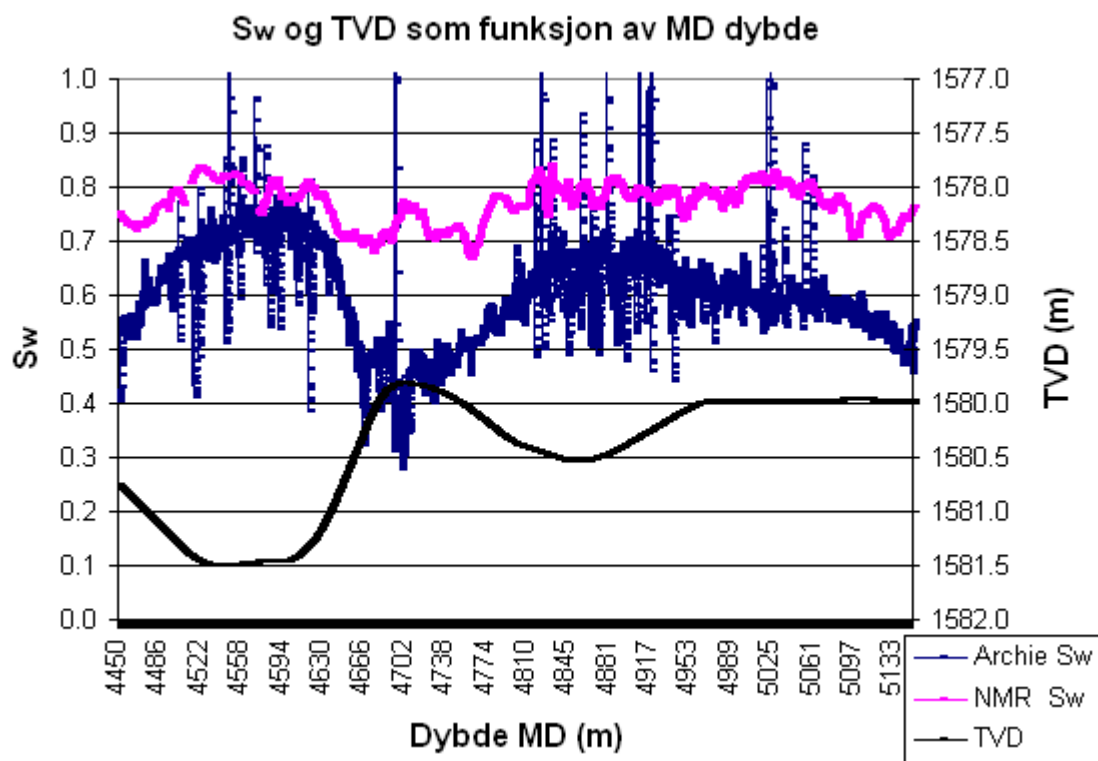
MD	Område med høy S_w < 4530 m MD		MD	Område med lav S_w >4530 m MD	
	ΔS_w for n	ΔS_w for m		ΔS_w for n	ΔS_w for m
4375.98	0.155	0.216	4674.35	0.162	0.115
4376.05	0.155	0.216	4674.43	0.162	0.115
4376.13	0.155	0.215	4674.51	0.163	0.116
4376.21	0.156	0.211	4674.58	0.163	0.118
4376.28	0.157	0.207	4674.66	0.163	0.121
4376.36	0.157	0.205	4674.73	0.163	0.124

Tabell 4.6 Sammenligning av de ulike differanseverdier mellom metningskurvene med varierende n og m verdiene i område med høy og lav vannmetning

Der er også vist at Archies metningskurve blir mest påvirket av endring i m med en størst differanseverdi på over 0.20, se Tabell 4.6. Differansen mellom metningskurvene i Figur 4.20 viser at m verdien bør være høyere for at kurvene skal matche, siden sementeringsfaktoren medfører mest endring. Men høyere m verdi vil da befinne seg utenfor det kjerneanalyse bestemte intervallet. Dette viser at for en brønn med en så varierende litologi, er det nødvendig å bruke ulike m verdier for ulike litologier.

Brønn Y1H

For denne brønnen strekker undersøkelsessonen seg over 700 m av reservoardelen, over en dybde 4450 – 5150 m MD.



Figur 4.21 Vannmetning og den vertikale dybdevariasjonen plottet som funksjon av målt dybde (MD) for brønn Y1H. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Svart kurve: brønnbanens relative dybde i forhold til OVK.

TVD-kurven stemmer overens med metningsendringene. Intervallet i M-sanden med lavere vannmetning, 4660 – 4765 m MD, er området med høyere resistivitet som kan tyde på en økning i hydrokarbonmetningen, se Figur 4.22. NMR- S_w holder seg forholdsvis konstant.

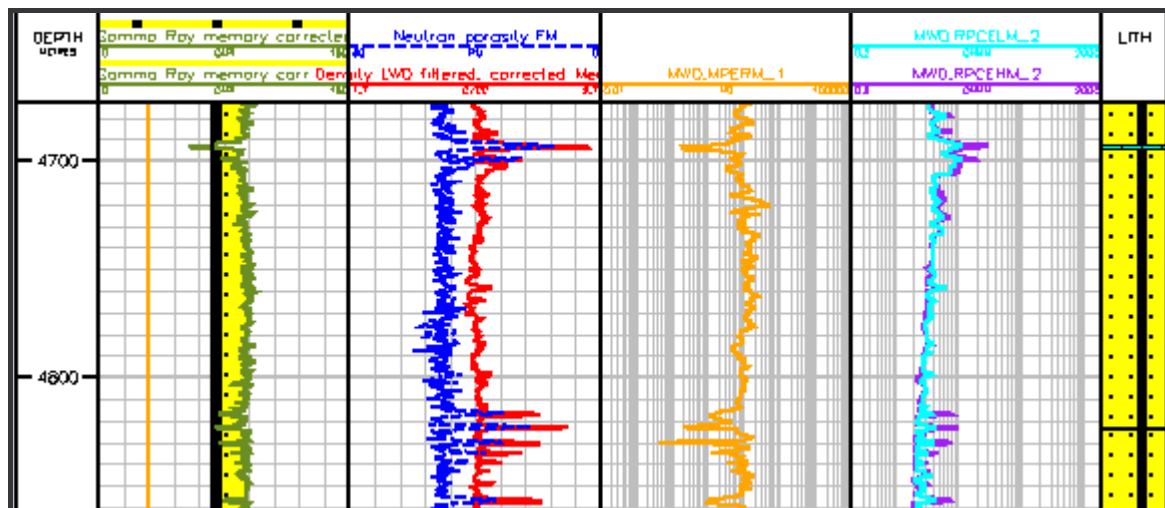
Det kan observeres at den økte resistiviteten til bergarten på grunn av glimmermineraler resulterer i lavere metningsberegninger i forhold til den NMR-bestemte metningen.

De to brede toppene med høyere metningsverdier indikert i begge metningskurvene stemmer med at brønnen er boret lavere i overgangssonen i forhold til OVK. Det motsatte kan observeres når TVD verdiene minker igjen og brønnbanen forflyttes oppover i forhold til OVK, som svarer til en nedgang i vannmetningen.

Differansen i S_w beregnet ved hjelp av Archies ligning og målt av NMR er ikke så betydelig som i P24 tilfellet.

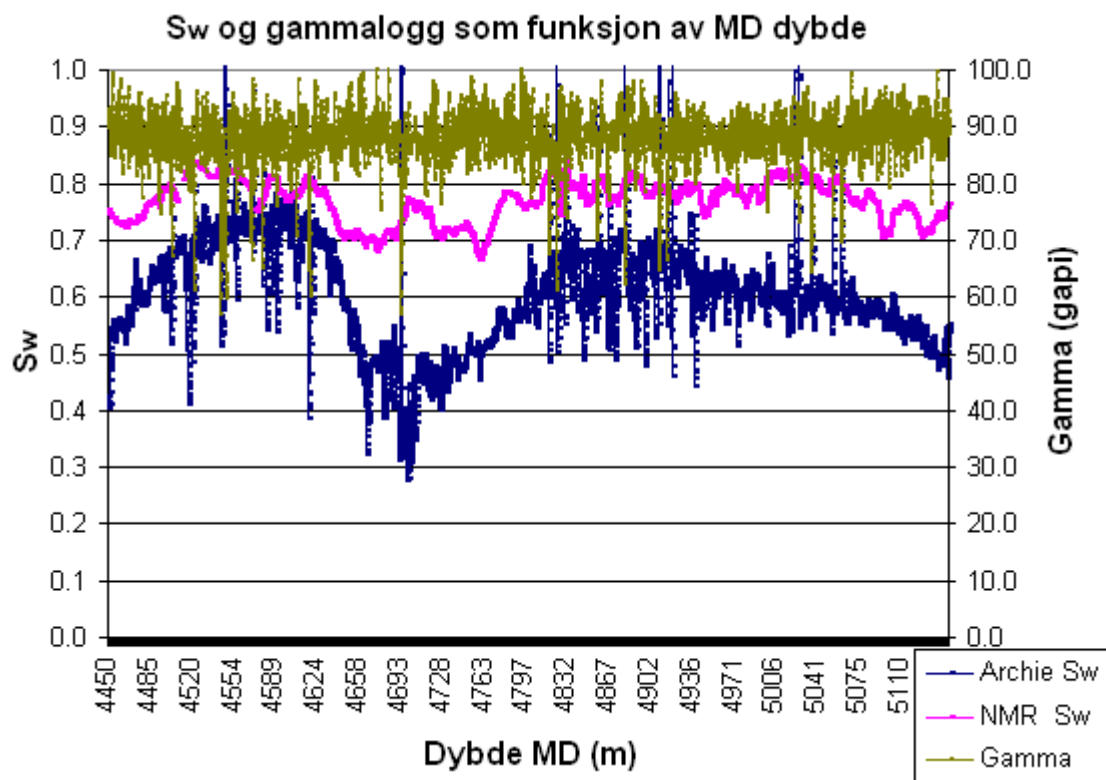
Brønnen i dette avstandsintervallet er boret kontinuerlig gjennom M-sand, slik at endringene i metningen kommer mest trolig fra endringen i brønnbanens relative dyp TVD i forhold til OVK. Dette betyr at når TVD øker, og borestrengen befinner seg i område med høyere oljemetning, vil resistivitetssonden måle en høyre motstand, og dermed søke seg enda høyere oppe i overgangsonen. Det vil si at resistivitetssonden fortsatt ser mer hydrokarbon enn NMR loggen gjør. Dessuten i kalsittsementerte områder eller i delvis sementerte områder, måler resistivitetssonden veldig høye verdier. Slike høyresistive lag fører til at sonden vil få en enda større undersøkelsesdiameter og medføre mer usikre målinger i områder med kalsittsementerte lag og i det omkringliggende område.

De høye, tynne metningstoppene i Archies-metningskurven i Figur 4.21 er mest sannsynlig forårsaket av intervaller med renere, delvis kalsittsementerte C-sand som ikke er indikert av artefakter i resistivitetsmålingene.



Figur 4.22 M-sand intervallet med tynne kalsittsementerte sandstein lag uten tegn til artefakter: Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: Gammaloggkurven (gapi) med merket grense for ren C-sand/kalsitt sementert sand (oransje) og M-sand (svart). Kolonne C: Blå: nøytronloggkurven (P.U.), rød: tetthetsloggkurven (g/cc). Kolonne D: Oransje: Permeabilitetsindeksen estimert av NMRL (mD). Kolonne E: Lyseblå langtøkende resistivitetskurven (Ohmm), lilla: nærsøkende resistivitetskurve (Ohmm). Kolonne F: Tolket litologi.

Disse korte intervaller med kalsittsementert sandstein fører ikke til artefakter for resistivitetsloggene, men viser en høy tetthet og høyere resistivitet, samt en lav permeabilitetsindeks. I slike intervaller observeres det en veldig lav porøsitet og høyere resistivitet som vil påvirke S_w beregningen.



Figur 4.23 Vannmetning og verdier for gammamålinger plottet som funksjon av målt dybde. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Grønn kurve: Gammaverdier målt av gammallogen.

Gammallogen i Figur 4.23 viser at litologien er uniform, og indikerer en glimmerrik M-sand. Loggen viser verdier på ca 90 gapi over hele intervallet. Kun noen punkter med lavt gammautslag i kalsittsementerte områder.

Det ser ut til at resistivitetsmålingene for denne brønnen er mye mer påvirket av glimmerinnholdet, endringer i TVD og ulikheten i undersøkelsesdybden for måleinstrumentene, enn i tilfellet for P24.

Metningseksponenten n

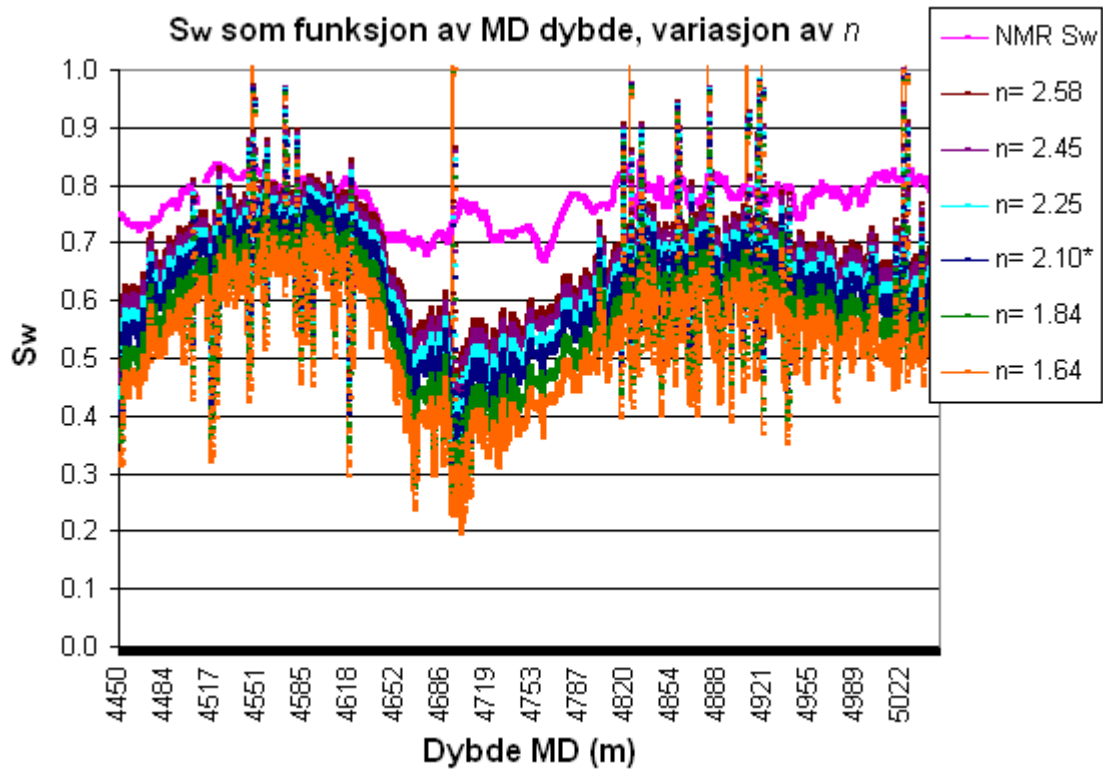
Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av n :

n	2.58	2.45	2.25	2.10*	1.84	1.64
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.7 Verdier brukt ved variasjon av metningsindeksen, n . *standardverdi for n .

m verdien holdes konstant under variasjonen, og er satt til å være 1.97. Denne verdien brukes for Y1H brønnen siden litologien består hovedsakelig av glimmerrik M-sand.

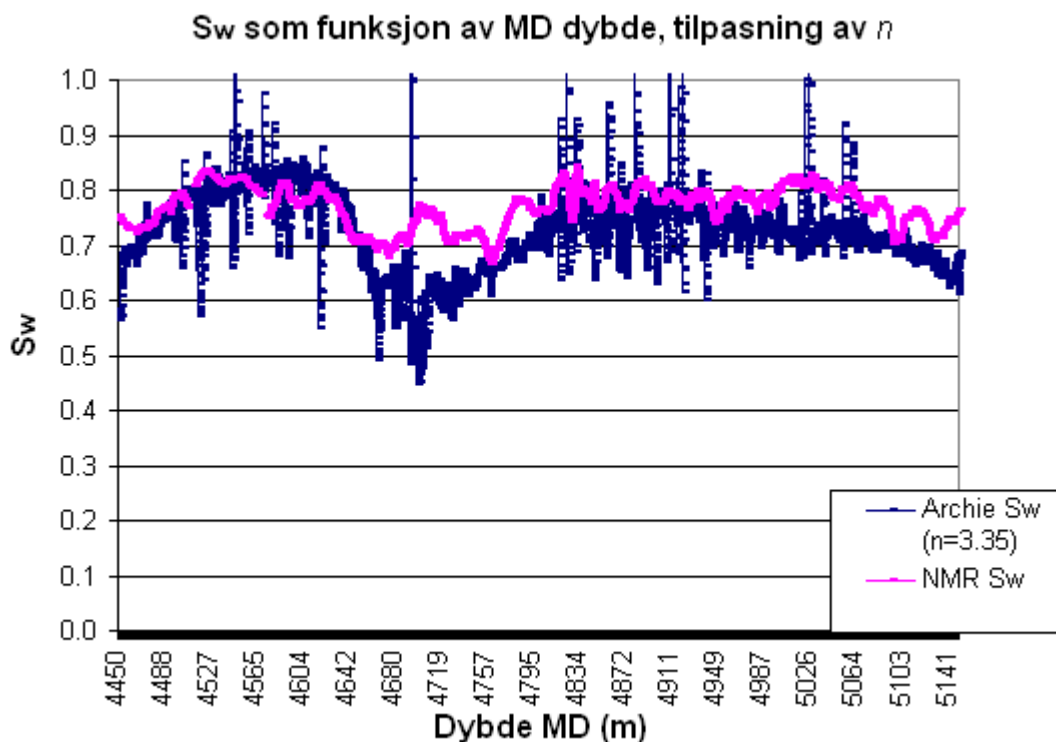
$m = 1.97$ og $n = 2.1$ er såkalte standardverdier for denne brønnen, og er de samme verdiene som brukes ved beregning av Archie metning. Disse markeres med *.



Figur 4.24 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD). Rosa kurve: Metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike n verdier (se tegnforklaring).

Den maksimale n -verdien gir relativt høye metningsverdier som i noen intervaller, der vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning er høy, nesten matcher den NMR-bestemte vannmetningen. Differansen i vannmetningen mellom kurvene med den laveste og den høyeste n -verdien ligger på omtrent 0.15.

Videre undersøkes det hva n -verdien må være for få best å tilpasning mellom Archies metningskurven og NMR-kurven.



Figur 4.25 Vanntetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsindeksen, n til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vanntetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vanntetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset metningseksponent med $n = 3.35$.

Archies metningskurve tilpasses ved å variere metningsindeksen i GEOLOG-programmet, helt til den overlapper NMR-bestemte metningskurven. m -verdien holdes konstant, og er lik 1.97 som oppgitt for M-sand.

Tilpasningen avsluttes når n nærmer seg 3.35. Overensstemmelsen mellom kurvene er ganske bra for denne verdien, og viser det største avviket i vanntetningen i området der TVD kommer høyere i oljekolonnen (4650 - 4750 m MD) med korresponderende høyere resistivitet, som vist i Figur 4.21. Denne variasjonen skyldes mest sannsynlig forskjellig undersøkelsesdybde for sondene. I dette området bores det litt grunnere, i forhold til OVK, slik at resistivitetsloggen med sin ekstensive undersøkelsessone måler lengre opp i reservoaret der oljemetningen er høyere. Dette vises i Figur 4.25, der endringen i vanntetningen i dette området har mye større utslag for den resistivitetsbestemte vanntetningen enn for NMR-metningskurven som indikerer kun en lav nedgang.

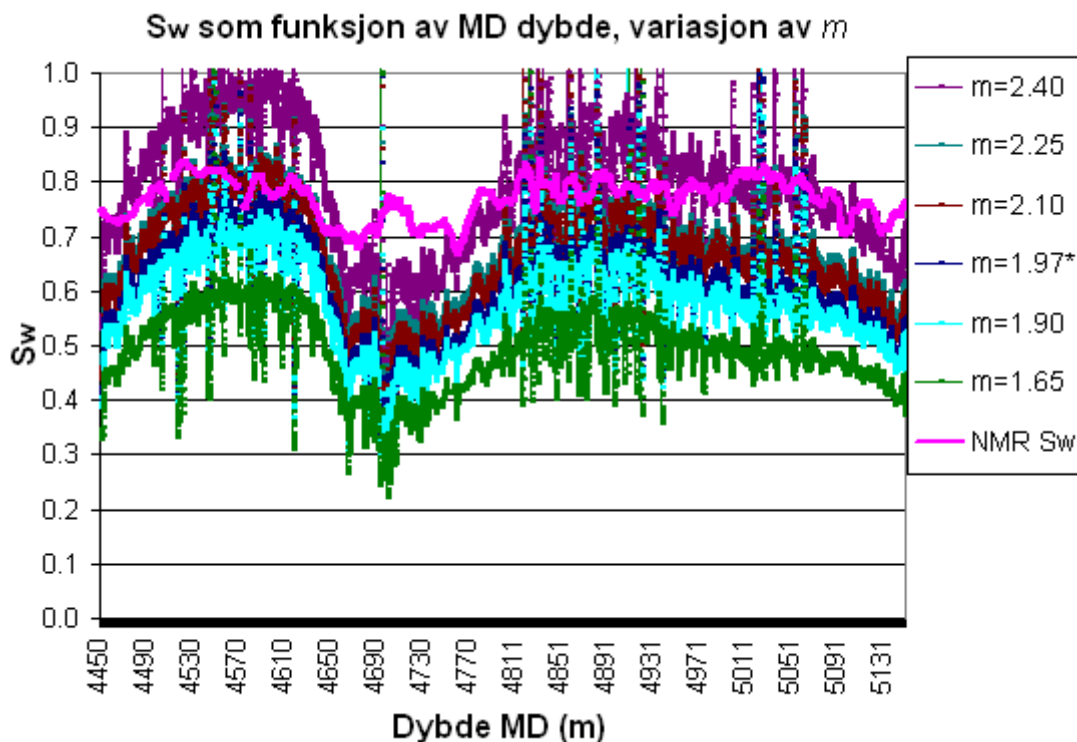
Sementeringsfaktoren, m

Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av m :

m	2.40	2.25	2.10	1.97*	1.90	1.65
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.8 Verdier brukt ved variasjon av sementeringsfaktoren, m . *standardverdi for m .

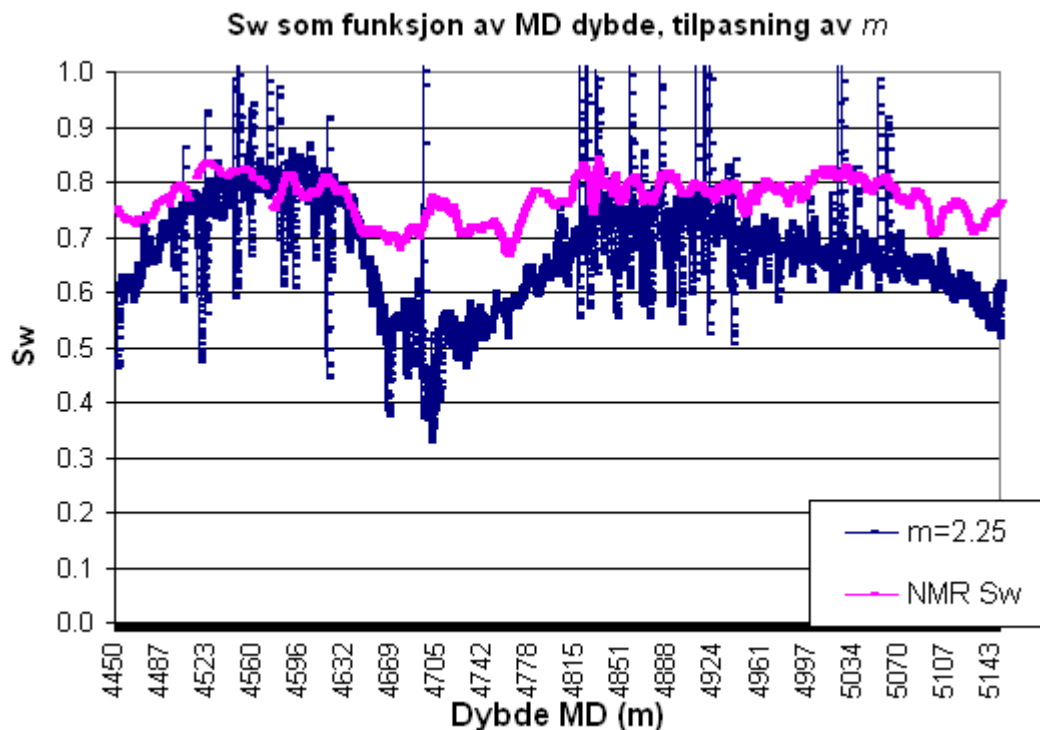
n -verdien holdes konstant under variasjonen, og er standardverdien med $n=2.10$.



Figur 4.26 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD). Rosa kurve: Metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike m verdier (se tegnforklaring).

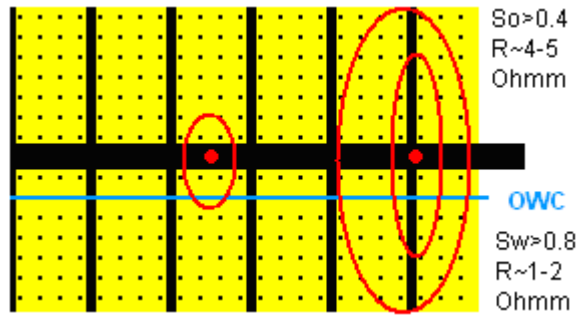
Sammenligningen av metningskurver med ulike m , i Figur 4.26 viser at det er veldig store differanser mellom metningskurven med den laveste og den høyeste m verdien for denne brønnen. Differanseverdien for metningen varierer fra 0.25 til 0.45. Dette forteller at m har en stor innvirkning på metningen i dette tilfellet. Den store variasjonen mellom metningskurvene med ulike m er mest trolig forårsaket av mengden glimmermineraler i formasjonen. Det kan observeres at variasjonen mellom metningskurvene med $m = 1.65$ og $m = 2.40$ er størst i områder med høyest vannmetning, se Figur 4.26. De to brede toppene på metningskurvene svarer til områder der nedgangen i resistiviteten forekommer og TVD-verdien øker, mens porøsiteten er forholdsvis konstant.

Den høyeste verdien, $m = 2.40$ overskrider til og med S_w -verdiene for NMR-metningskurven, og viser at ved tilpasning bør m være lavere enn den.

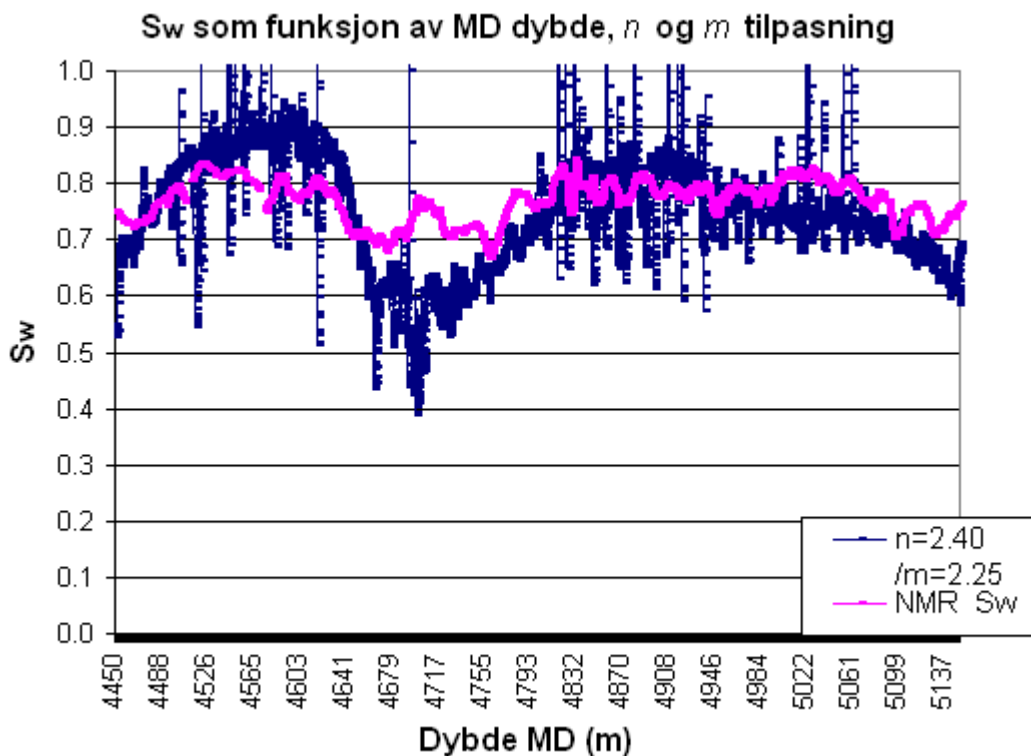


Figur 4.27 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av sementerings eksponenten, m til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset sementerings eksponent med $m = 2.25$.

Figur 4.27 viser at den maksimale m verdien som trengs for å matche NMR S_w -kurven er 2.25 som virker lav i forhold til m -tilpasningsverdier for de to andre brønner. Den største differansen mellom metningskurvene finnes ved 4650 – 4750 m MD. Den mest reelle forklaringen må være at i dette området vil undersøkelsesområdet, DOI (Depth of Investigation) for resistivitetssonden øke som følge av kombinasjonen av høyere oljemetning og et høyt glimmerinnhold i sanden. I dette tilfellet vil resistivitetmålingene heller være påvirket av den mer resistive oljen og glimmermineralene enn formasjonsvannet som befinner seg lengre nede. Dette kan illustreres på følgende måte:



Figur 4.28 En enkel skisse av ulike undersøkelsesområder for loggene i M-sand, der NMR måler 20-30 cm og resistivitetsloggen opp til 100 cm i diameter rundt borestrengen.



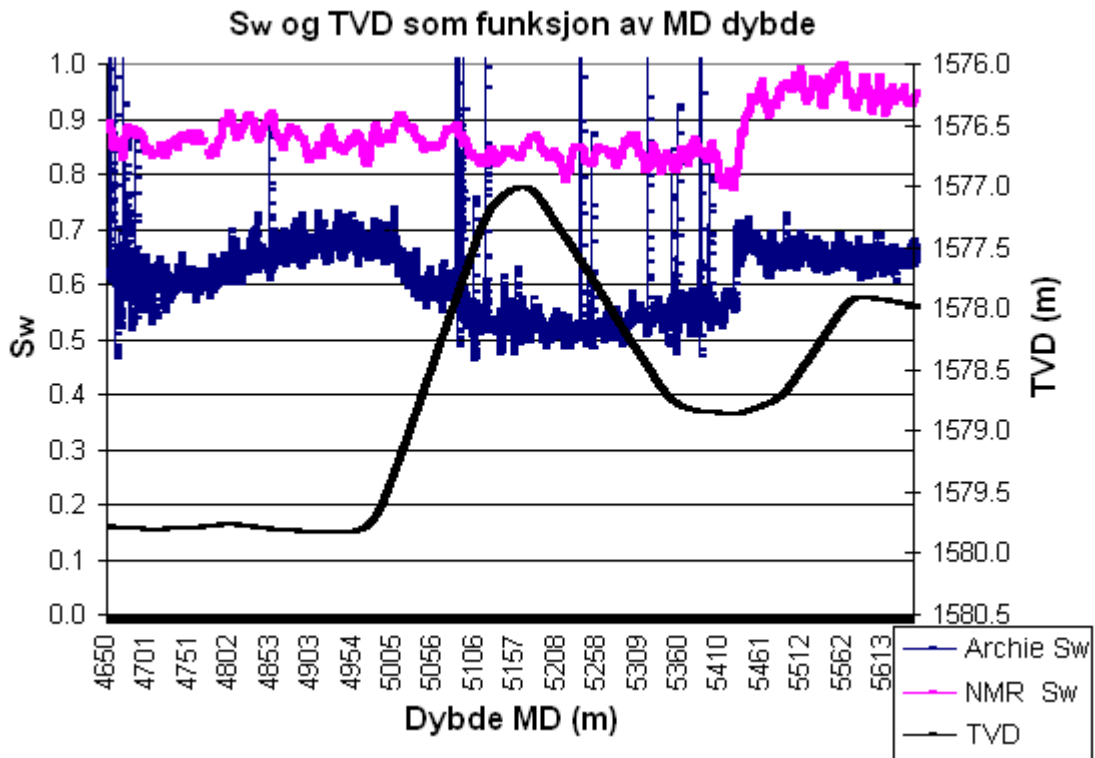
Figur 4.29 Vanntetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsekspONENTEN og sementeringssekspONENTEN, n og m , til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vanntetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vanntetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset metningsekspONENT og sementeringssekspONENT $n = 2.40$ og $m = 2.25$.

De tilpassede verdiene for n og m virker veldig realistiske, og ikke minst befinner de seg godt innenfor det oppgitte intervallet. $n = 2.40$ og $m = 2.25$ gir en bra tilpasning til NMR-kurven. Dette viser at Archie-parametre kan også bli utledet ved hjelp av andre loggemetoder, hvis det antas at metodene gir korrekte resultater. Som beskrevet ovenfor er differansen mellom Archie- og NMR-metningskurven i intervallet 4650 – 4750 m MD mest trolig forårsaket av ulike undersøkelsesdybde, DOI for sondene. DOI er ulik overalt, men i noen tilfeller som i

dette eksemplet, ved målinger over kalsittsementerte lag eller andre ukjente omgivelser vil undersøkelsesdiameteren kunne utvide seg.

Brønn Y2H

For brønnen Y2H strekker undersøkelsessonen seg over 1000 m av reservoardelen, over en dybde 4650 – 5650 m MD.



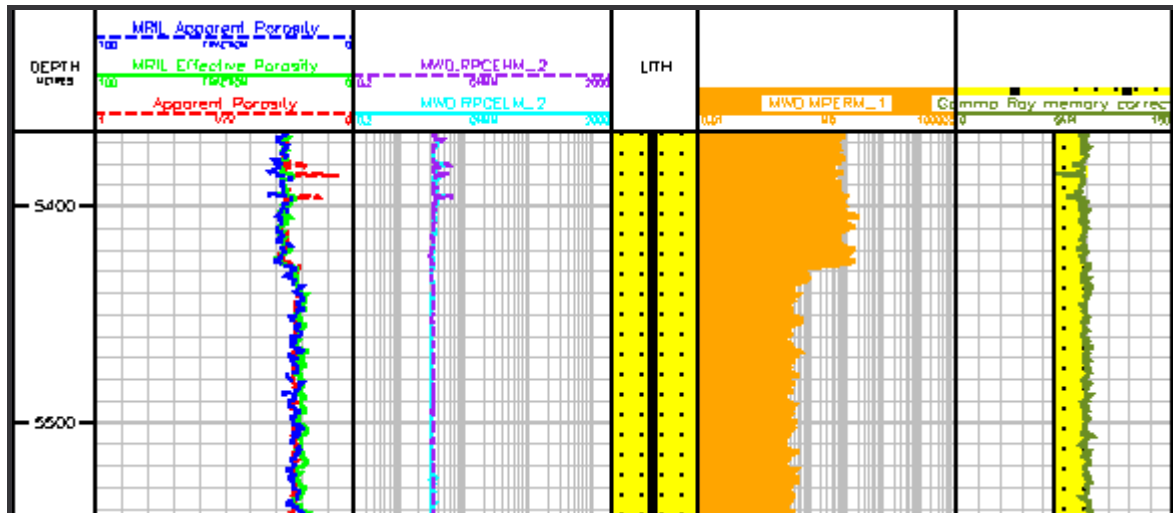
Figur 4.30 Vannmetning og den vertikale dybdevariasjonen plottet som funksjon av målt dybde (MD) for brønn Y2H. Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Svart kurve: brønnbanens relative dybde i forhold til OVK.

Differansen i metningen mellom de to kurvene ligger på 0.3 i gjennomsnittet, der S_w beregnet ved hjelp av Archies lov ligger under metningen ekstrahert fra NMR-målinger.

Det kan tenkes at vannmetningens variasjon for begge kurvene i dette tilfellet er mest litologiavhengig og noe TVD avhengig, slik som for Y1H-brønnen. Endringen i TVD er veldig stor ved 5000 m MD, der en svak nedgang i vannmetning kan observeres som følge av dette.

NMR-målingen viser at oljemetningen er generelt lav i det meste av dybdeintervallet og indikerer en gjennomsnittlig vannmetning på 0.85, og litt mer i den siste delen av intervallet. Derimot varierer metningskurven som representerer metningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, rundt verdien 0.60. At vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning er så mye lavere enn vannmetningen bestemt av NMRL begrunnes med høyt innhold av

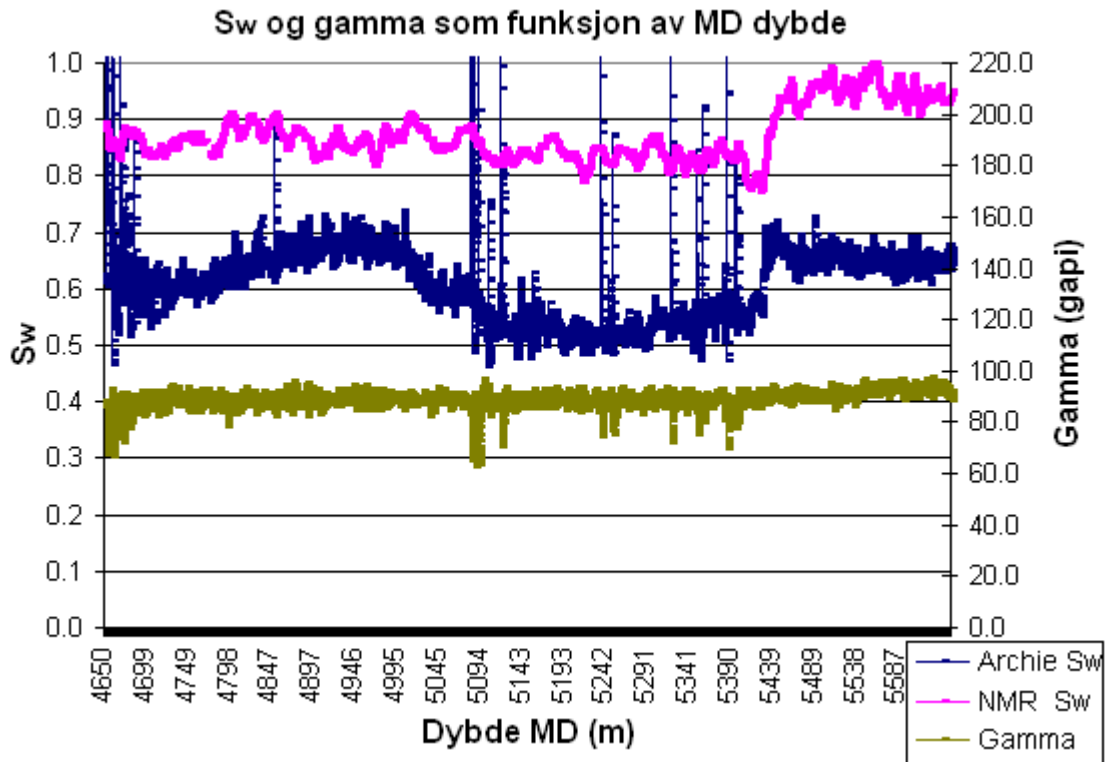
glimmermineraler, som påvirker resistiviteten. Den brå endringen i vannmetningen for begge loggene ved dybde 5430 m MD kan tyde på en overgang internt i en M-sand som kan skyldes mindre variasjoner i avsetningsmiljøet (ref. 25). En endring til mindre gunstig litologi kan bekreftes ved hjelp av Figur 4.31.



Figur 4.31 Endring i litologi indikert av de konvensjonelle loggene og NMRs permeabilitetsindeks. Kolonne A: Målt dyp. Kolonne B: total porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, grønn; effektiv porøsitet bestemt av NMRL målinger, blå; total porøsitet bestemt ved hjelp av NMRL målinger. Kolonne C: Lyseblå: langtsøkende resistivitetskurven (Ohmm), lilla: nærsøkende resistivitetskurve (Ohmm). Kolonne D: tolket litologi. Kolonne E: Permeabilitetsindeksen estimert av NMRL (mD). Kolonne F: Gammaloggkurven (gapi) med merket grense for M-sand (svart).

Figur 4.31 viser en nedgang i porøsitet på ca 0.7 (7%), en minimal nedgang i resistivitet (0.1 Ohmm), en liten økning i gammautslaget på 3 gapi, og lavere permeabilitetsindeks indikert av NMRL. Disse endringene bidrar til en økt vannmetning beregnet ved hjelp av Archies ligning, men betyr ikke at de er hovedgrunnen for økningen. I tillegg befinner brønnbanens TVD seg på et minimum ved 4530 m MD.

Vannmetningsverdier som ligger over 1.0 på Archie S_w kurven kommer fra at porøsiteten går mot 0 i områder der litologi med stor tetthet forekommer. Dette kan være forårsaket av tynne lag med bedre kvalitetssand som mest sannsynlig er kalsittementert. Slike lag viser ingen artefakter på resistivitetsloggen, og må derfor identifiseres ved hjelp av tetthetsloggen.



Figur 4.32 Vannmetning og verdier for gammamålinger plottet som funksjon av målt dybde (MD). Blå kurve: metningskurven som representerer vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning. Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Grønn kurve: Gammaverdier målt av gammaloggen (0-220 gapi).

Gammaloggen i Figur 4.32 viser at litologien består av glimmerrik sandstein over hele MD dybdeintervallet. Gammaverdiene ligger stort sett over 80 gapi. Fra 5430 m MD kan en liten økning i gamma observeres som stemmer med endringen i glimmerinnhold som beskrevet ovenfor.

MetningsekspONENTEN, n

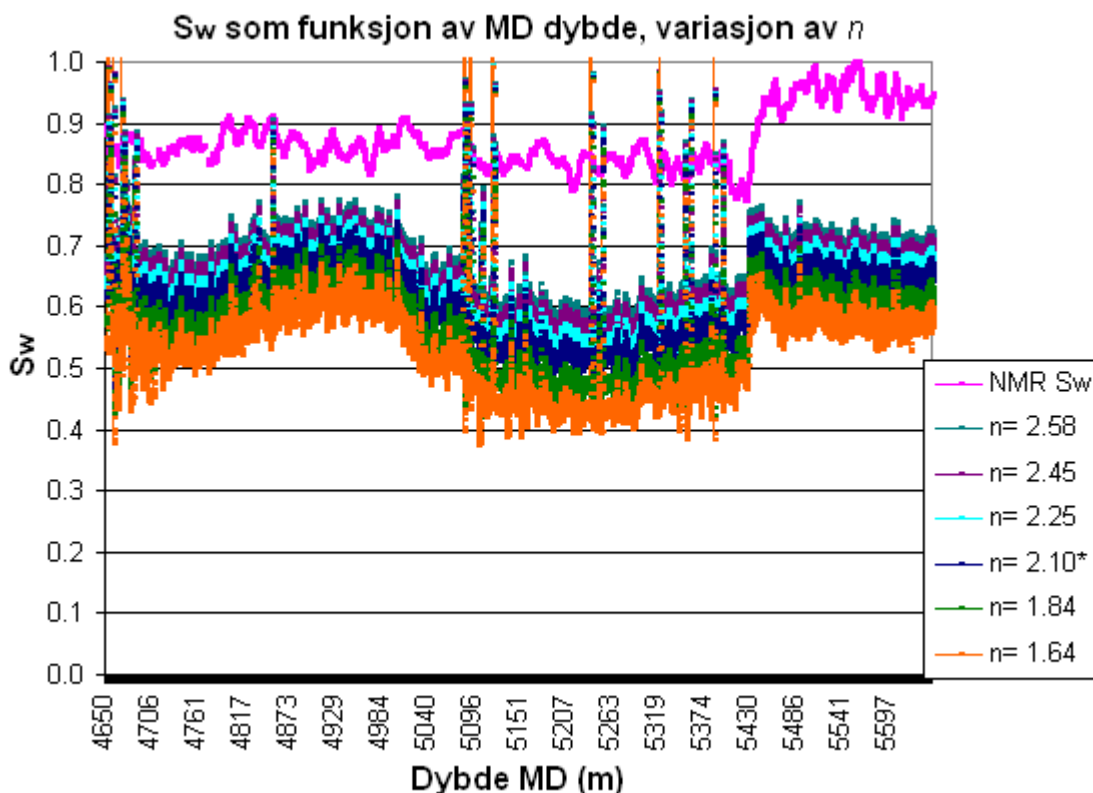
Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av n :

n	2.58	2.45	2.25	2.10*	1.84	1.64
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.9 Verdier brukt ved variasjon av metningsindeksen, n . *standardverdi for n .

Verdien til m holdes konstant under variasjonen, og er valgt til å være 1.97. Denne verdien brukes for Y2H brønnen, siden litologien består hovedsakelig av glimmerrik M-sand.

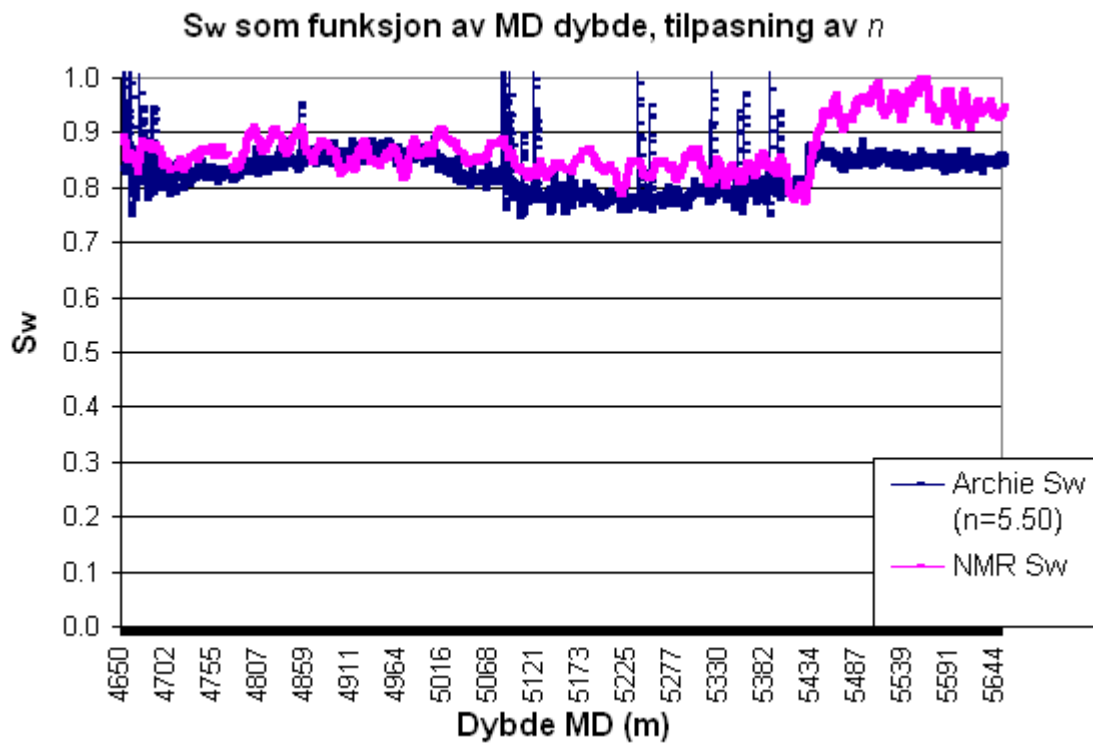
$m = 1.97$ og $n = 2.1$ er såkalte standardverdier for denne brønnen, og er de samme verdiene som brukes ved beregning av Archies vannmetning. Disse markeres med *.



Figur 4.33 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD). Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike n verdier (se tegnforklaring).

Figur 4.33 viser at Archies vannmetningskurver med varierende n ligger godt under NMR-vannmetningskurven. Det kan observeres altså at det fortsatt er en stor differanse mellom metningskurvene, selv når metningsekspONENTEN er så høy som 2.58. Den store differansen mellom NMR og Archies vannmetningskurver viser hvordan resistivitetsloggen påvirkes av glimmermineraler. Mineralene fører til en økt målt resistivitet, selv om det kun er formasjonsvann til stede i bergarten. Dette kan tolkes som om oljemetningen er høyere enn loggene viser. Siden NMR-loggen er litologi uavhengig, viser den at oljemetningen er veldig lav over hele intervallet, og mest sannsynlig lik den residuelle oljemetningen, S_{or} . I tillegg, kan den lave vannmetningen som Archie kurvene viser være forårsaket av ulik undersøkelsesdybde for sondene.

Figuren viser også at metningsekspONENTEN som bestemmes ved tilpasning må være mye høyere enn den maksimale verdien i variasjonsintervallet, $n = 2.58$.



Figur 4.34 Vanmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsindeksen, n til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vanmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vanmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset metningsekspONENT med $n = 5.50$.

En bra tilpasning kan oppnås når metningsindeksen nærmer seg 5.50. Dette er en høy verdi og ligger langt over det oppgitte verdiintervallet. En differanse mellom metningskurvene kan observeres i området med de høyeste gammaverdier, se Figur 4.32. I dette området, med høyt innhold av glimmerminerale, er det en relativt stor uoverensstemmelse mellom de to metodene for metningsbestemmelsen. Lavere metningsverdier, i forhold til NMR S_w , bestemt ved hjelp av resistivitetsmålinger begrunnes med det høye innholdet av glimmerminerale.

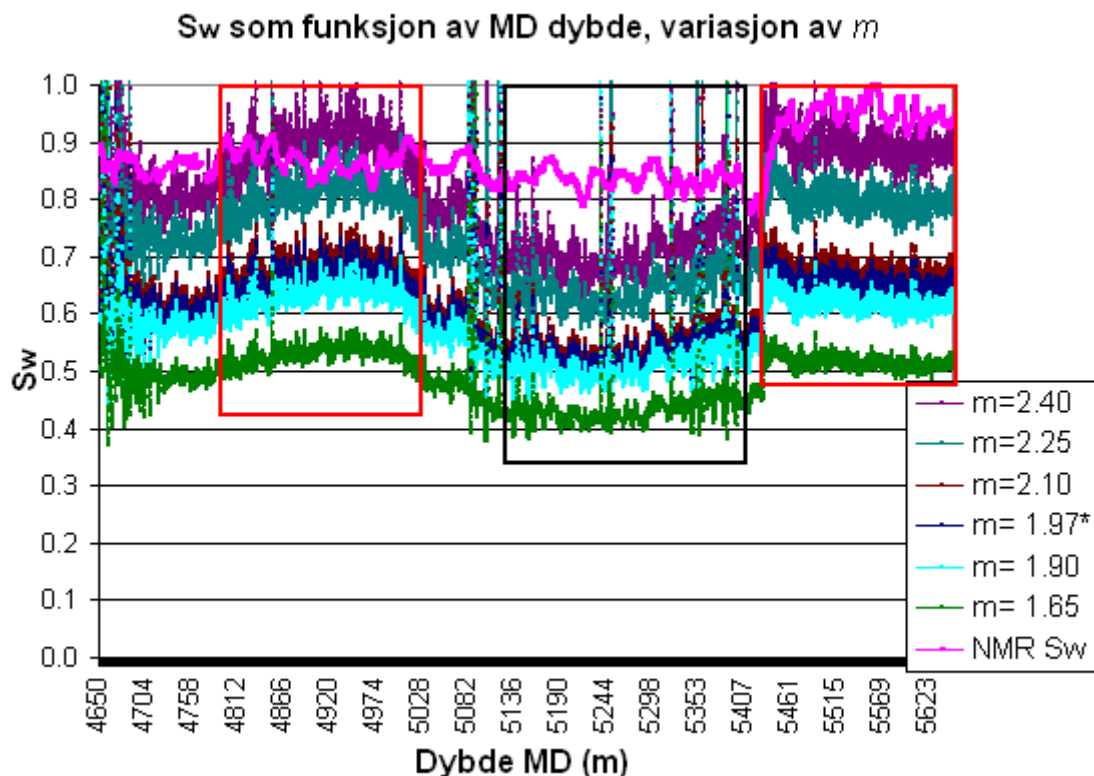
Sementeringsfaktoren, m

Følgende verdiintervall ble brukt ved variasjon av m :

m	2.40	2.25	2.10	1.97*	1.90	1.65
-----	------	------	------	-------	------	------

Tabell 4.10 Verdier brukt ved variasjon av sementeringsfaktoren, m . *standardverdi for m .

n verdien holdes konstant under variasjonen, og er standardverdien $n = 2.10$.

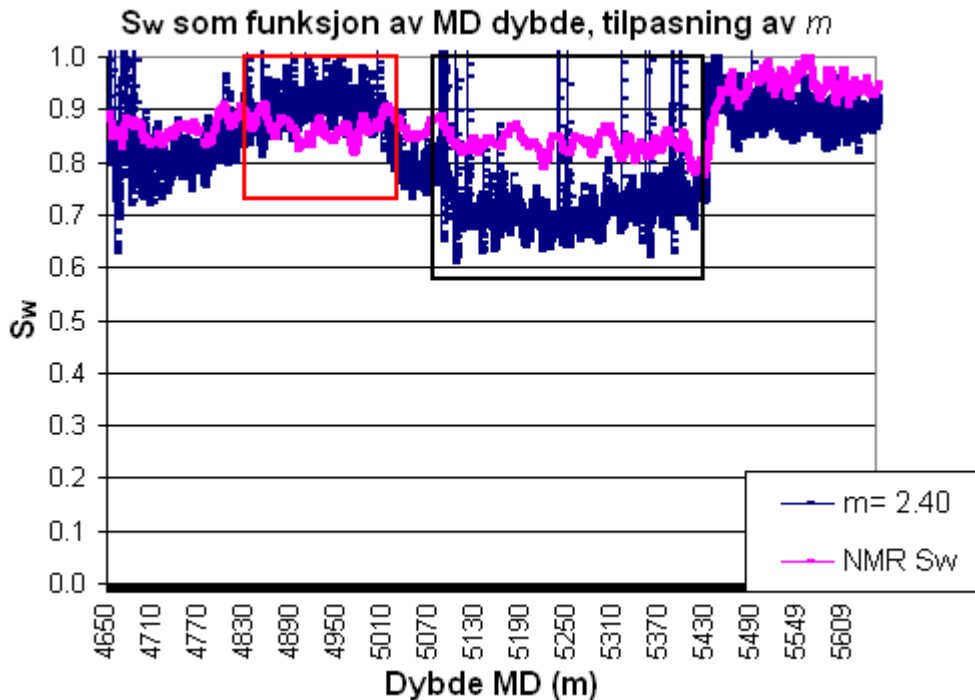


Figur 4.35 Vannmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD). Rosa kurve: metningskurven som representerer vannmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Samlingen av kurver representerer metningskurver med ulike m verdier (se tegnforklaring). Områder markert med rødt indikerer soner med høyere metningsverdier. Område markert med svart indikerer sone med lavere metningsverdier.

Variasjonen mellom metningskurvene med ulike m verdier i Figur 4.35, viser en betydelig differanse, og at sementeringsfaktoren har en stor innflytelse på estimeringsmetoden for vannmetningen som skal komme frem til det mest mulig korrekte svaret. Differansen i metning mellom den laveste og den høyeste m verdien, for samme dybde i området med høy vannmetning (markert rødt), ligger på omtrent 0.38. Differansen i metning mellom den laveste og den høyeste m verdien, for samme dybde i området med lavere estimert vannmetning (markert svart), ligger på omtrent 0.29.

Figur 4.35 viser samme situasjon som sett for brønn P24 i områder med glimmerrik M-sand. Dette viser også at sementeringsfaktoren varierer med vannmetningen, som har en sammenheng med litologien, der det forekommer mer ”bundet” vann i glimmerrik sand enn i C-sand på grunn av glimmermineralene.

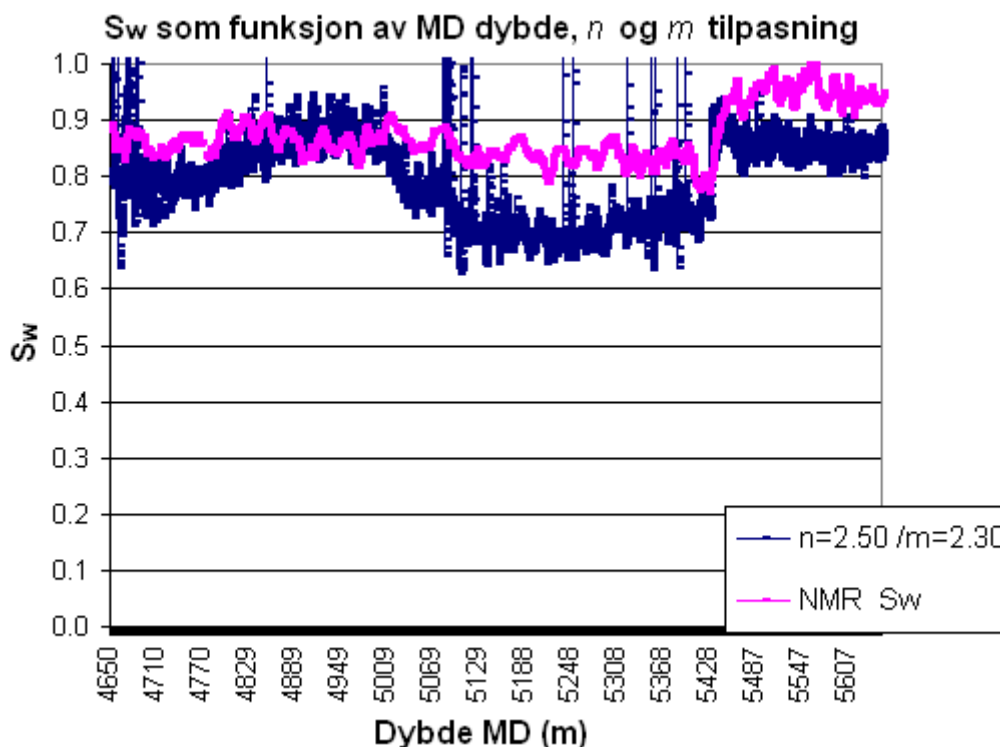
Kurven med den maksimale verdien til m ligger veldig nærme metningskurven til NMR. Dette viser at m ikke trenger å være høyere enn 2.40, ved tilpasning av Archies kurven til NMR-metningskurven.



Figur 4.36 Vanmetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av sementeringssekspONENTEN, m til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vanmetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vanmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning, med tilpasset sementeringssekspONENT med $m = 2.40$. Områder markert med rødt og svart indikerer soner med henholdsvis høyere og lavere metningsverdier.

Den beste tilpasningen av Archie-metningskurven til NMR-metningskurven oppnås nå $m = 2.40$, se Figur 4.36. Dette er den høyeste m verdien bestemt ved tilpasning, så langt. Verdien ligger i det kjerneanalysebestemte intervallet, med sin maksimale verdi på 2.40, se Tabell 4.3. Dette viser hvordan glimmermineralene påvirker vanmetningsmålinger. Området med høyere metningsverdier for Archie kurven, markert i rødt, viser nå at de beregnede verdiene er høyere enn for NMR. Derimot i området med lavere metningsverdier for Archie-kurven, markert i svart, viser at Archies metning er lavere enn for NMR.

Som nevnt tidligere fører glimmer til lavere porøsitet, og forholdet mellom porehalser og porekropper endres. I tillegg vil glimmermineraler påvirke resistivitetsmålingene.



Figur 4.37 Vanntetning plottet som funksjon av målt dybde (MD), tilpasning av metningsekspONENTEN og sementeringskoeffisienten, n og m til NMR-metningskurven. Rosa kurve: metningskurven som representerer vanntetningen ekstrahert av NMR-målinger. Blå kurve: metningskurven som representerer vanntetningen beregnet ved hjelp av Archie's ligning, med tilpasset metningsekspONENT og sementeringskoeffisient med $n = 2.50$ og $m = 2.30$.

Tilpasningen avsluttes når $n = 2.50$ og $m = 2.30$. Dette er nesten de maksimale verdiene for parametrene i variasjonsintervallet for Y2H-brønnen, vist i Tabell 4.3.

Avviket i området 5100- 5400 m MD, kan skyldes ulike undersøkelsesdybde. I dette intervallet har brønnen også størst avvik fra OVK. NMR-metningskurven indikerer en liten nedgang i S_w i dette området, som tyder mest trolig på at resistivitetsloggen registrerer høyere hydrokarbonmetning med sin mer ekstensive målesone.

Verdiene for metningsindeksen og sementeringsfaktoren befinner seg innen det oppgitte intervallet bestemt ved kjerneanalyse. Det kan observeres at ved variasjon av begge parametre samtidig, er verdiene mye lavere enn ved enkeltvis variasjon, som vist i Tabell 4.11 nedenfor.

	n	m
Tilpasset n	5.50	Standardverdi 1.97 (konstant)
Tilpasset m	Standardverdi 2.1 (konstant)	2.40
Tilpasset n og m	2.50	2.30

Tabell 4.11 Sammenligning av parametrene ved ulike tilpasningsmetoder for brønn Y2H.

5 Konklusjon

Porøsiteten estimert av NMRL og beregnet ved hjelp av tetthetsmålinger viser en god overensstemmelse.

Kalsittsementert C-sand med sin høy resistivitet fører til underestimert av beregnet vannmetning. Dette gjelder både kalsittsementerte områder og omkringliggende lag. Høyt innhold av glimmerminerale vil også påvirke resistivetsmålinger. Derfor er det viktig å kartlegge slike områder og ha en mulighet til å kunne se bort fra målte resistivetsdata for den slags litologi ved endelig loggtolkning. Litologi evalueringdelen viser hvor viktig det er å ha en forståelse og kunne se helhetsbildet i den endelige tolkningen.

Når det forekommer ugunstige litologiske forhold for de konvensjonelle loggene, kan NMRL benyttes som støtte og verifikasjon eller motsigelse for de målte konvensjonelle loggedata.

NMR-loggen er litologi uavhengig, men kan benyttes til enkel litologi evaluering som en alternativ litologisk logg, der endringer i den estimerte permeabiliteten kan brukes som indikator. Loggen kan dessuten hjelpe til å løse litologiske tvetydighetsproblemer som oppstår ved konvensjonell loggevaluering.

Ved høyt innhold av glimmerminerale kan ikke den sanne resistiviteten, R_t benyttes som hydrokarbonindikator siden den er mest påvirket av bergartstypen og ikke av formasjonsvæsken (*ref.* 25). NMR-loggen er anvendelig i denne typen situasjoner.

Endring i sandkvaliteten, som følge av varierende mengde glimmerminerale i sanden, fører til variasjoner i Archies parametere. Endring i glimmerinnholdet fører til endring i vannmetningen og står også for sammenhengen mellom litologien og vannmetningen, slik at en sammenheng mellom n og m parametrene kan observeres.

Resultatene viser en klar tendens til at NMR-bestemte vannmetningen er høyere enn vannmetningen beregnet ved hjelp av Archies ligning for alle tre brønner. Dessuten er formen på Archie- og NMR-vannmetningskurver forholdsvis lik for hver enkel brønn. På grunnlag av disse observasjoner er det riktig å si at resultatene tyder på et systematisk avvik mellom de to metningsbestemmelsesmetoder. Differansen mellom metningskurvene kan minimaliseres ved å justere opp Archieparametrene.

For en brønn med en varierende litologi som P24, er det nødvendig å bruke ulike m verdier for ulike litologier. Alle observasjoner i resultatdelen viser at m og n må avledes med egne verdier for hver enkel litologi som bestemmes for hvert enkelt nivå på gamma kurven.

En del av avviket som fører til et høyt estimat av vannmetningen av NMRL kan stemme i fra bestemmelsen av T_2 -grenseverdien mellom vann og HC (valg av cutt off). Det kan være en betydelig usikkerhet i denne metningsbestemmelsen, der HC-metningen tilskrives en øvre T_2 -del i T_2 -spektrumet. Et kjent tilfelle nevnt i sluttrapporten, der vannsignalet med en lang relaksasjonstid forårsaket av for eksempel stort porevolum blir tolket som bidraget til hydrokarbondelen av spektrumet, som kan være kontribusjonen til en overestimert hydrokarbonmetning (*ref. 27*). I tillegg kan bestemmelsen av HC-metningen som fraksjon av bevegelig fluidandel i M-sand innbære en usikkerhet, siden det er mye bundet fluid i den type sand. Følgelig vil det være lite bevegelig fluid med en kort del av T_2 -spektrumet tilskrevet BVM (bevegelig vann og hydrokarboner) som kan innbære vanskeligheter ved bestemmelse av HC-metningen.

I en litologisk situasjon som beskrevet i denne oppgaven kan NMRL data benyttes til bestemmelse av parametrene som n og m når a er kjent, dersom NMRL målinger er antatt å være korrekte. Den beste parameter estimeringen kan oppnås hvis dataene kan korreleres og sjekkes med kjerneanalyseinformasjon.

Resultatene viser hvor viktig det er å bestemme korrekte verdier for n og m , der til og med små variasjoner i glimmerinnhold kan føre til store endringer i disse parametrene. Unøyaktige verdier kan medføre større feilmarginer i videre beregninger som for eksempel mengde hydrokarboner i reservoaret, STOOIP (Stock Tank Original Oil In Place).

6 Symboler og forkortelser

LWD	Logging While Drilling
MWD	Measurement While Drilling
V_b	Bulkvolumet, dvs det totale volumet av prøven
V_p	Porevolumet, dvs det tomme rommet mellom kornene
V_m	Volumet av matriks, dvs det totale kornvolumet
ϕ_{eff}	Effektiv porøsitet
ϕ_{res}	Residuell porøsitet
ϕ_{tot}	Total porøsitet
K	Absolutt permeabilitet, cm^2
q	Strømningsraten, m^3/s
ΔP	Trykkgradient
μ	Viskositeten til fluidet, $\text{mPa}\cdot\text{s}$
L	Lengde, cm
A	Areal, cm^2
D	Darcy, måleenhet for permeabilitet ($D = 1.0132 \mu\text{m}^2$)
k_{rw}	Relativ permeabilitet for vann
k_{ro}	Relativ permeabilitet for olje
k_{rg}	Relativ permeabilitet for gass
S_w	Vannmetning
S_o	Gassmetning
S_{iw}	Irreduibel vannmetning
S_{or}	Residuell oljemetning
GR_{log}	Den målte gammaintensiteten
$GR_{max} = GR_{(shale)}$	Gammaintensiteten i en typisk ren skifersone
$GR_{min} = GR_{(clean)}$	Gammaintensiteten i en ren sone uten skifer/leire
V_{sh}	Det prosentvise volumet (fraksjon) av skifer
SP logg	Spontaneous Potential Log
GR	Gammaintensiteten
ρ_e	Elektrontetthet til formasjonen
ρ_b	Bulktettheten, g/cm^3

M_a	Molekylvekt
A	Atomvekten for et stoff
Z	Atomnummer
ΣZ	Summen av atomnumrene
ρ_{ma}	Matrikstettheten, g/cm ³
ρ_f	Fluidtetthet, g/cm ³
P_e	Fotoelektrisk effekt
HI	Hydrogenindeks
LPU	Limestone Porosity Units
ϕ_N	Nøytronporøsitet
ϕ_D	Tetthetsporøsitet
$\phi_{ND\ gass}$	Nøytron-tetthetsporøsitet i en gassone
R	Resistivitet, Ohmm
r	Motstand, Siemens
U	Spenningsfall, V
I	Strømmen, A
σ	Konduktivitet
R_t	Total resistivitet til formasjonen
R_0	Resistiviteten til bergarten fylt 100 % med saltholdig formasjonsvann
R_w	Resistiviteten til formasjonsvannet
F	Formasjonsfaktor
m	Sementeringsfaktor
a	Proporsjonalitetsfaktoren, funksjon av tortuositeten
I	Resistivitetsindeks
n	MetningsekspONENT
R_{xo}	Resistivitet nært borehullsveggen
R_{mf}	Resistivitet til borevæsken (mudfiltratet)
S_{xo}	Vannmetningen nært borehullsveggen
LLd-deep	Type resistivitetslogg som måler dypt i formasjonen
LLs-shallow	Type resistivitetslogg som måler grunnere i formasjonen
MSML	Type resistivitetslogg som måler veldig grunt i formasjonen
NMR	Nuclear Magnetic Resonance
NMRL	Nuclear Magnetic Resonance Log

J	Angulært moment (spinn)
dJ	Endring i angulært moment
μ	Magnetisk dipolmoment
γ	Gyromagnetisk forhold
τ	Kraftmomentet
B_0	Ytre statisk magnetisk felt (flukstettheten til det ytre magnetfeltet)
α -tilstand	Lav energitilstand
β -tilstand	Høy energitilstand
m_z	Magnetisk kvantetall
f	Frekvens
f_L	Larmor-frekvens
ω_L	Vinkelhastighet
RF-felt	Oscillerende magnetfelt
B_1	Oscillerende magnetfelt
dJ_1	Endringen i J
M_0	Samlet magnetisering (vektorsummen av alle magnetiske dipolmomentene)
$M(x', y', z')$	Magnetiseringsvektoren i et gitt x' , y' eller z' transverselt plan
θ	Pulsvinkel
T_1	Longitudinellrelaksasjonstid, (spinn – lattice)
n_β	Antall protoner i β -tilstand
n_α	Antall protoner i α -tilstand
FID	Transversell magnetisering ved $t=0$ etter at $90^\circ_{x'}$ -puls har vært anvendt
T_r	Ventetid, recovery time
P	Overgangssannsynlighet mellom to energitilstander
Δn_0	Populasjonsdifferanse
S	Signalstyrke
a	Proporsjonalitetsfaktor
T	Temperatur, °C
N	Antall kjerner i prøven ($N = n_\alpha + n_\beta$)

δ	Overflatetykkelsen
V	Porevolumet
T_{ib}	Relaksasjonstid for bulkvolumet
T_{is}	Relaksasjonstid for overflaten
ρ	Overflaterelaksiviteten
d_j	Porediameter
$a_j(T_{2j})$	Populasjonskoeffisienter med relaksasjonstid T_{2j}
c	Normaliseringskonstant
$T_{2cutoff}$	Grensen mellom de minste porene med irreduksibel vannmetning og større porene med bevegelige fluider
T_{2min}	Nedre summeringsgrensen
CBW	Vann bundet til leire (Clay Bound Water)
BVI	Kapillært bundet vann (Bound Volume Irreducible)
BVW	Mobilt vann (Bound Volume Water)
BVM	Mobilt vann+ hydrokarboner (Bulk Volume Moveable), også kalt FFI (Free Fluid Index)
D	Selvdifusjonskoeffisienten
G_0	Ekstern feltgradient
τ	Halve inter-ekko avstanden
$T_{2surface}$	Overflaterelaksasjon
T_{2bulk}	Relaksasjon i bulkområdet
$T_{2diffusjon}$	Relaksasjonsbidrag fra diffusjon ved tilstedeværelse av magnetiske gradienter
DSM	Differential Spectrum Method
$T_{r,l}$	Long recovery time
$T_{r,s}$	Short recovery time
TDA	Time Domain Analysis

HI _g	Hydrogenindeks for gass
C-sand	Clean sand (ren sandstein)
M-sand	Mica sand (glimmerrik sand)
Gapi	Enhet for radioaktiviteten til naturligforekommende gammaaktivitet
g/cm ³	Enhet for tettheten
Ohmm	Enhet for resistivitet
P.U	Enhet for nøytronmålinger (Porosity Units)
OVK	Olje Vann kontakt
TVD	Sann vertikal dybde (True Vertical Depth)
MD	Målt dybde (Measured Depth)
DOI	Undersøkelsesdybde (Depth of Investigation)
STOOIP	Stock Tank Original Oil In Place

7 Referanser

- Ref. 1* Arve K. Thorsen SPE, Tor Eiane, Holger Thern, Asbjørn Kroken, INTEQ; Marianne Iversen, and Frank Antonsen, StatoilHydro ASA; "Enhanced Net-to-Gross Understanding for Horizontal-Development Drilling in Complex Mature Reservoirs", SPE 109274 utarbeidet til 2008 SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting Bakersfield, California, USA, 31 March-2 April 2008
- Ref. 2* Arve K. Thorsen SPE, Tor Eiane SPE, Holger Thern SPE, INTEQ; Paal Fristad, Stephen Williams SPE, StatoilHydro ASA; "Magnetic Resonance in Chalk Horizontal Well Logged With LWD", SPE 115699 utarbeidet til 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.
- Ref. 3* En kort beskrivelse av GEOLOG programmet:
<http://www.pdgm.com/formation-evaluation/solutions.aspx>
- Ref. 4* Schlumberger Oilfield Glossary:
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=measurements-while-drilling>
- Ref. 5* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Basic Relationships of Well Log Interpretation, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 1-2.
- Ref. 6* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Gamma Ray, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 31-32.
- Ref. 7* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Porosity Logs, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 39-40.
- Ref. 8* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Porosity Logs, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 41-43.

- Ref. 9* Jan R. Lien, "PTEK 211 Grunnleggende reservoar fysikk", Universitet i Bergen, Bergen 2004, side 25.
- Ref. 10* H. Langeland, "Innføring i borehullslogging", Division of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, The Norwegian Institute of Technology, University of Trondheim, kapittel 21, side 255-257.
- Ref. 11* Piece-Petroleum Institute for Continuing Education, "Introduction to Log Analysis", kapittel "Porosity & Lithology Identification".
- Ref. 12* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Porosity Logs, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 42-43.
- Ref. 13* H. Langeland, "Innføring i borehullslogging", Division of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, The Norwegian Institute of Technology, University of Trondheim, kapittel 8.2, side 69-70.
- Ref. 14* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Resistivity Logs, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 77-86.
- Ref. 15* MagTrak Operations Manual, Baker Hughes (privat kommunikasjon Arve K.Thorsen)
- Ref. 16* "The Log Analysis" A Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description. Artikkel: "NMR Logging of Natural Gas Reservoirs", R. Akkurt, H.J Vinegar, P.N Tutanjian and A.J Guillory, SPLWA (Paper) 36th Annual Logging Symposium, Paris, France (June 1995)
- Ref. 17* Jan R. Lien "En kort innføring i NMR-logging"
- Ref. 18* Jan R. Lien "En kort innføring i NMR-logging", kapittel "Måling av petrofysiske størrelser ved NMR-logging", side 44-50.

- Ref. 19* Asquith, G. and D. Krygowski, 2004, Nuclear Magnetic Resonance Logging, in G. Asquith and D.Krygowski, Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration, side 103-106.
- Ref. 20* George R. Coates, Lizhi Xiao, and Manfred G. Prammer, "NMR Logging, Principles & Applications" Halliburton Energy Services, 1999, kapittel "Determination of BVI", side 57-61.
- Ref. 21* George R. Coates, Lizhi Xiao, and Manfred G. Prammer, "NMR Logging, Principles & Applications" Halliburton Energy Services, 1999, kapittel "NMR Relaxation Mechanisms of Fluids in Rock Pores", side 45-48.
- Ref. 22* "Troll Videreutvikling", Forslag til program for konsekvensutredning, Hydro, Statoil, Juni 2007, side 4-8.
- Ref. 23* D. Marzorati, E. Barbieri, STOGIT, H. F. Thern, D.Scanaviono, R. Tilsley-Baker, M. Benefield, T. Kruspe, M. Fischer, Baker Hughes INTEQ; "Magnetic Resonance While Drilling for Geosteering and Rock Quality Differentiation" utarbeidet til Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, March 28-30, 2007.
- Ref. 24* M. Borghi, F. Porrera, A. Lyne, (ENI E&P, Italy); Th. Kruspe, V. Krueger, H. Thern, R. Chemali, (Baker Hughes INTEQ); "Magnetic Resonance While Drilling Streamlines Reservoir Evaluation" utarbeidet til SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, June 26-29, 2005.
- Ref. 25* Privat kommunikasjon med Arve K. Thorsen
- Ref. 26* Teknologiguide for resistivitetsmålesonden, Baker Hughes intern dokumentasjon av måleinstrumentene (privat kommunikasjon med Arve K.Thorsen).
- Ref. 27* Post-processing Reports- intern dokumentasjon (privat kommunikasjon med Arve K. Thorsen).

- Ref. 28* Kjerneanalyse rapportene fra StatoilHydro ASA (konfidensielt) og privat kommunikasjon med Arve K. Thorsen.
- Ref. 29* Paulus S. Adisoemarta, George A. Anderson, Scott M. Frailey, and George B. Asquith Centre for Applied Petrophysical Studies, Texas Tech University; “Saturation Exponent n in Well Log Interpretation: Another look at the Permissible Range” SPE 70043 utarbeidet for SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 15-16 March 2001.
- Ref. 30* P. S. Adisoemarta, G.A. Anderson, S. M. Frailey, G. B. Asquith, Centre for Applied Petrophysical Studies, Texas Tech University; “Historical Use of m and a in Well Log Interpretation: Is Conventional Wisdom Backwards?” SPE 59699 utarbeidet for 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 21-23 March 2000.
- Ref. 31* Jan R. Lien, ”PTEK 211 Grunnleggende reservoar fysikk”, Universitet i Bergen, Bergen 2004, bilder brukt i oppgaven.
- Ref. 32* Jan R. Lien ”En kort innføring i NMR-logging”, Universitet i Bergen, bilder brukt i oppgaven.
- Ref. 33* George R. Coates, Lizhi Xiao, and Manfred G. Prammer, “NMR Logging, Principles & Applications” Halliburton Energy Services, 1999, kapittel “NMR Physics”, bilder brukt i oppgaven, side 40-41.