



University of
Stavanger

DET TEKNISK-VITENSKAPELIGE FAKULTET

EKSAMEN I: BIP210 Borehullslogging

DATO: 27.8.10

TID FOR EKSAMEN: 4 t

TILLATT HJELPEMIDDEL: Enkel kalkulator (Casio FX-82, TI-30 eller HP30S)

OPPGAVESETTET BESTÅR AV 3 OPPGAVER PÅ 3 SIDER + 8 SIDERS VEDLEGG

Oppgave 1 Tetthetslogg

Svar kort på følgende spørsmål:

- a) Forklar følgende reaksjoner i atomfysikk (bruk skisse):
 - Compton spredning
 - Photoelektrisk effekt
 - Parproduksjon
- b) Tegn en skisse av en tetthetslogg (LDT) og vis hvordan to av de fysiske reaksjonene i a) brukes til å bestemme mineralogien og tettheten til en formasjon.
- c) Tetthetsloggen fra kabel (WL) er vanligvis noe forskjellig fra tetthetsloggen fra logging under boring (LWD). Forklar hvorfor. Hvilke tetthetslogg (LWD vs. WL) har størst gasskorreksjon for bestemmelse av porøsitet (Begrunn svaret)?
- d) Tetthetsloggen er vanligvis den beste porøsitetsloggen vi har. Hvilke problemer skaper tungmineraler? Hvordan løser vi dette problemet?
- e) Vi har et gassreservoar med en del kjernedekning. Vis hvordan tetthetsloggen sammen med kjernedata kan brukes til å bestemme den gasskorrigerte logg porøsiteten i det kjernetatte intervallet og i soner uten kjernedekning.
- f) Vis hvordan tetthetsloggen sammen med hastighetsloggen brukes til å bestemme variasjonen i porøsiteten mellom brønnene (seismisk lithologi).
- g) Hvordan oppstår grunne høytrykkslommer? Disse grunne gasslommer med overtrykk er farlig for boringen. Vis hvordan tetthetsloggen (LWD) kan brukes til å påvise disse høytrykkslommene før vi borer inn i dem.

- h) Hvordan bestemmes ρ_b og ρ_{ma} fra kjernemålinger?
- i) Hva er 4D seismikk og hvilke tetthetsverdier er viktig her?
- j) Hva vil tetthetsloggen, nøytronloggen og hastighetsloggen lese i sterkt utvasket sone? Hvordan bestemmes porøsiteten hvis en kun har logger i en utvasket sandsone?

Oppgave 2

- a) Hva er fordelene og hva er ulempene med å bore med oljemud? Hvilke logger kan ikke kjøres med oljemud? Kan disse loggene erstattes med andre logger? Hvilke verdier er vanlig for fraksjonen av oljefiltrat (S oljefiltrat) i porene i den invaderte sonen rundt brønnen når vi borer gjennom 1) gassone, 2) oljesone og 3) vannsone.
- b) MDT trykkmålinger brukes bl.a. til å bestemme barriere/kommunikasjon mellom sandsoner i en brønn og mellom brønner. På figurene 2.1 og 2.2 skal du gå motsatt vei. Her er svaret gitt med folder og forkastninger mellom 2 brønner, GWC og punktene hvor trykket er tatt (● eller x). Skisser på trykkplottet til venstre i hver figur hvordan du forventer at trykkpunktene og gradientene ligger i forhold til hverandre for å gi den gitte geologiske strukturen med de gass-soner, vann-soner, GWC og barrierer som er inntegnet.

Oppgave 3 Tolkingsoppgave

Følgende logger er gitt fra en brønn på Tommeliten feltet i Ekofisk området
(Kritt/kalkstein)

- Tetthetslogg (FDC- ρ_b) $\rho_f = 1.0 \text{ g/cc}$, $\rho_g = 0.25 \text{ g/cc}$
 - Nøytronlogg (CNL- ΔN)
 - Dual Laterologg – RMSFL $R_{mf} = 0.11$ ved 20 deg. C
- Saltholdighet formasjonsvann = 120 000 ppm

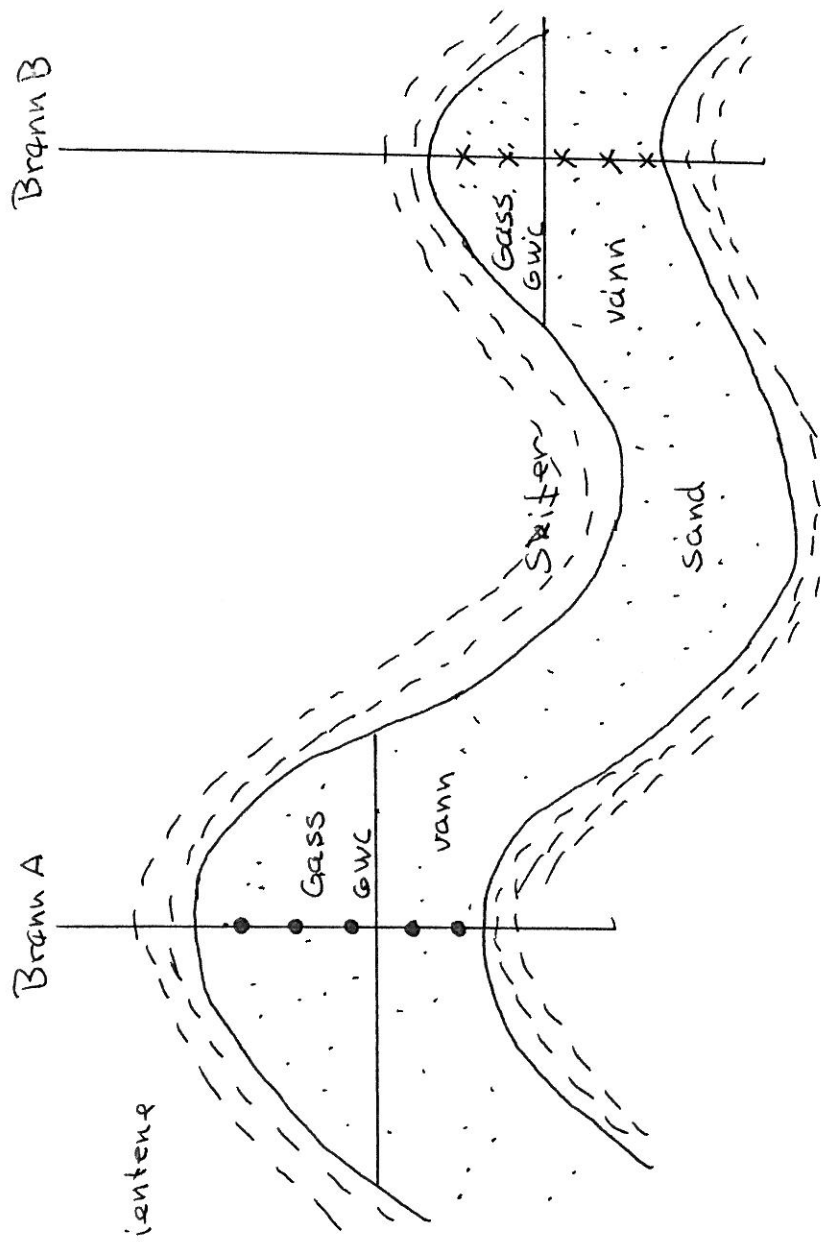
- a) Hva kan du generelt si om ΔN og k i kritt/kalkstein i forhold til sandstein? Hva er ΔN og k i de beste sonene i Ekofisk området? Er der forskjell på overgangssoner (HC – vann) i kritt/kalkstein i forhold til sandstein? Er loggeprogrammet i kritt/kalkstein helt likt med loggeprogrammet i sandstein?
- b) Hva er temperaturen i dette reservoaret? Hvorfor er saltholdigheten til formasjonsvannet så høyt (120 000 ppm) i Ekofisk området i forhold til områdene lenger nord? Hva er vanlig saltholdighet av formasjonsvannet i Statfjord/Oseberg området.

- c) Tegn litologien inn på loggene for hele reservoarsonen. Del også inn reservoaret i 4 soner basert på reservoarkvaliteten. Er alle disse 4 sonene produktive? Bestem residuell og bevegbare HC for de 2 sonene som har best reservoarkvalitet. Bruk snittverdier for hver sone. Bestem også HC kolonnen (m el. m³/m²) for hver av disse to reservoarsonene.
- d) Bestem \emptyset og S_w for punkt A. Bruk 4 metoder for bestemmelse av V_{cl} og 2 metoder for HC korreksjon.

8 Vedlegg

Alle vedleggene skal legges ved besvarelsen

$$\frac{1}{\sqrt{R_i}} = \left[\frac{Vcl^{(1-\frac{Vcl}{2})}}{\sqrt{Rcl}} + \frac{\emptyset^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aRw}} \right] Sw^{\frac{n}{2}}$$



Trykplot

skisser trykpunktene og gradientene

A

Dybde
m

Trykk bar

Fig 2.1

Trykkplott

Skisser trykkpunktene og gradientene

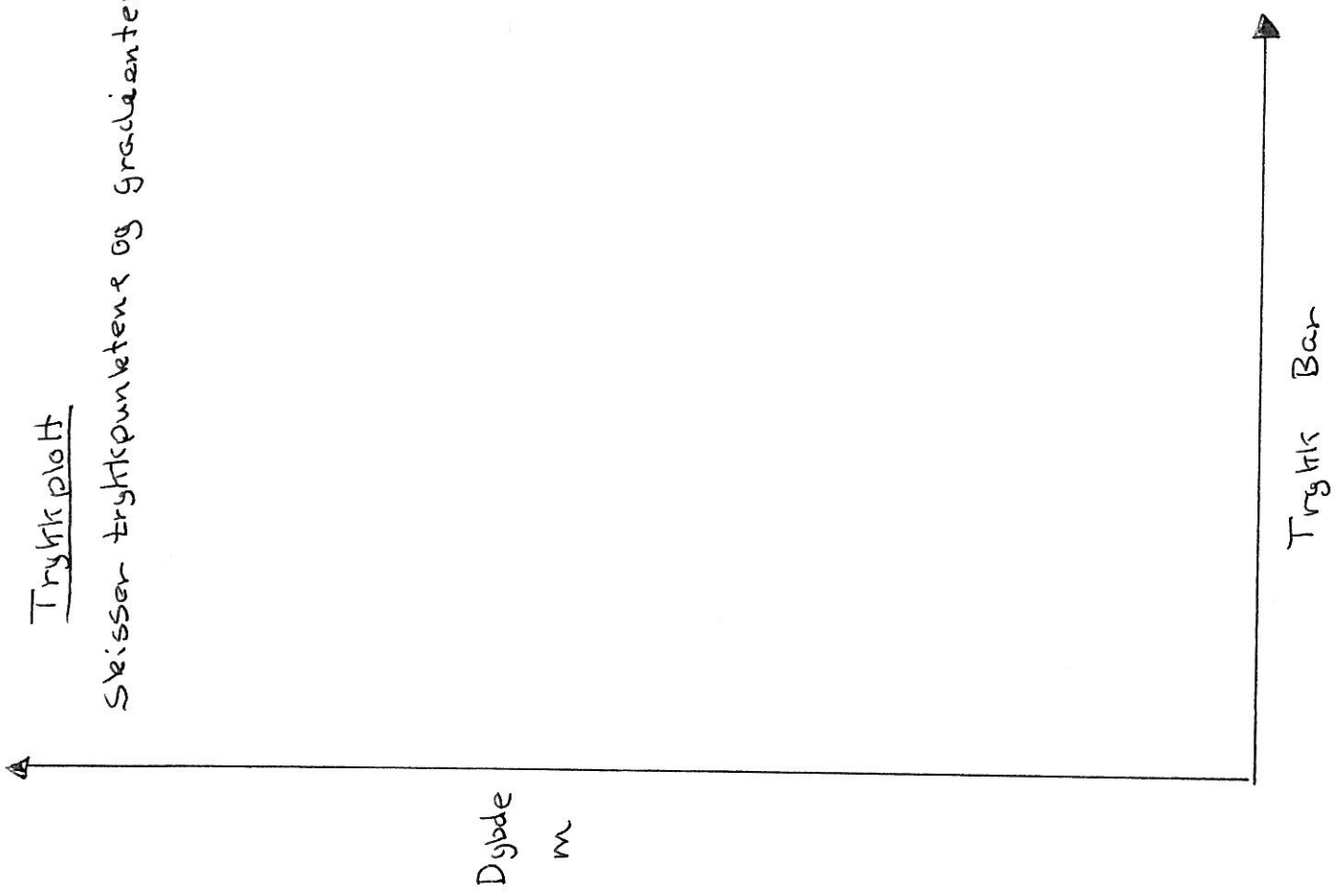


FIG 2.2

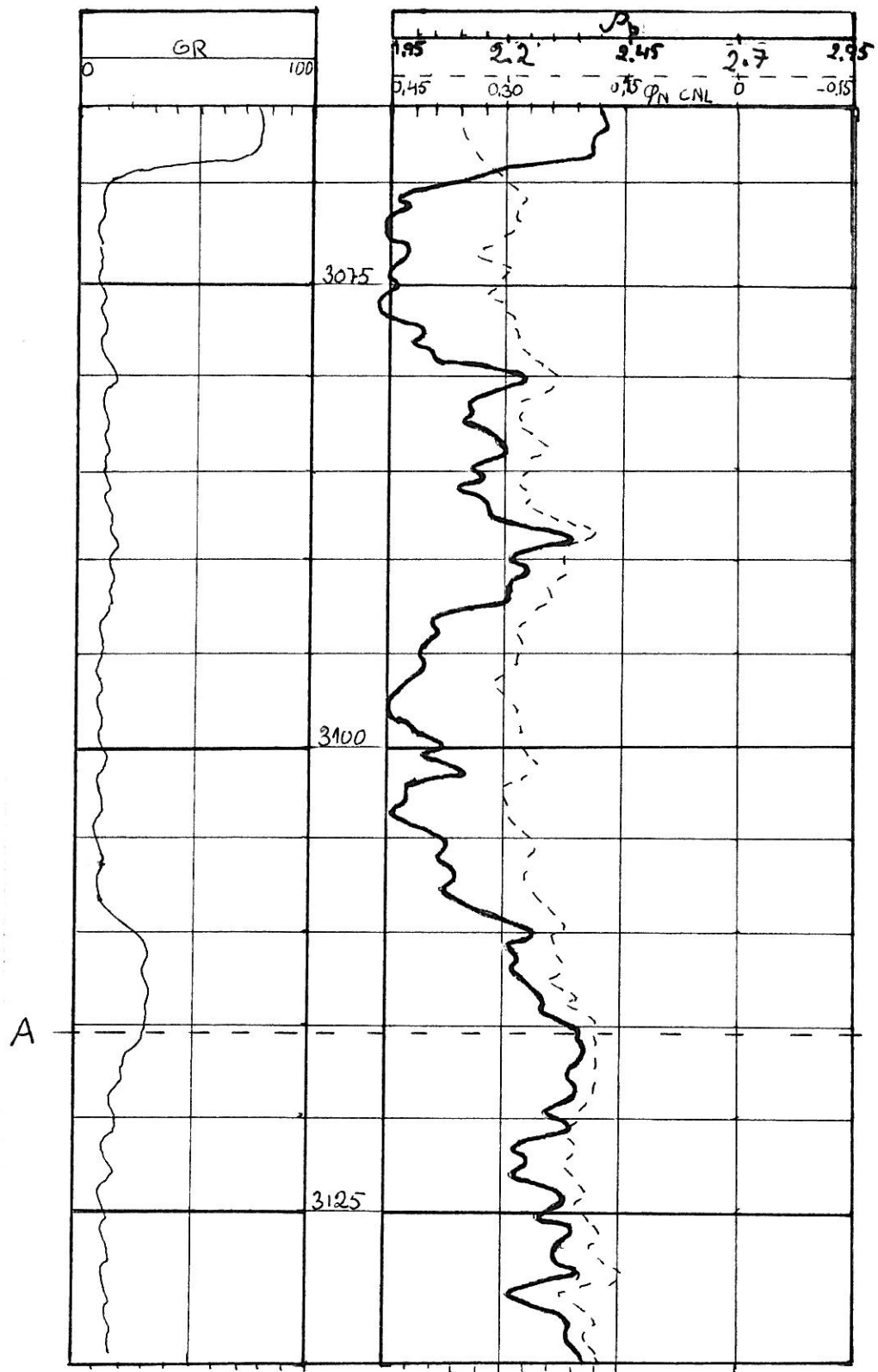


Fig. 3.1

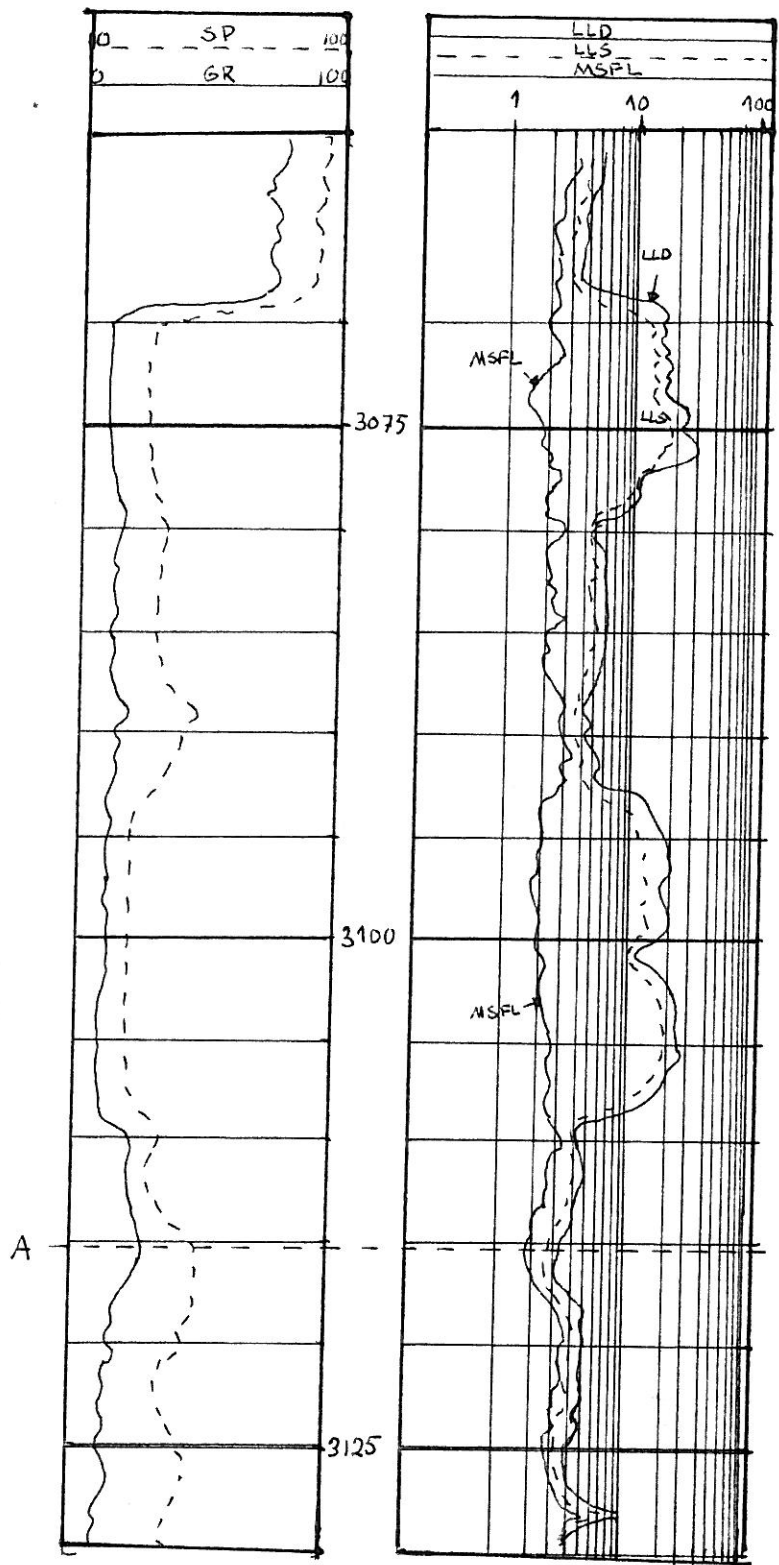


Fig. 3.2

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

Conversion approximated by $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^{\circ F}$ or $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^{\circ C}$

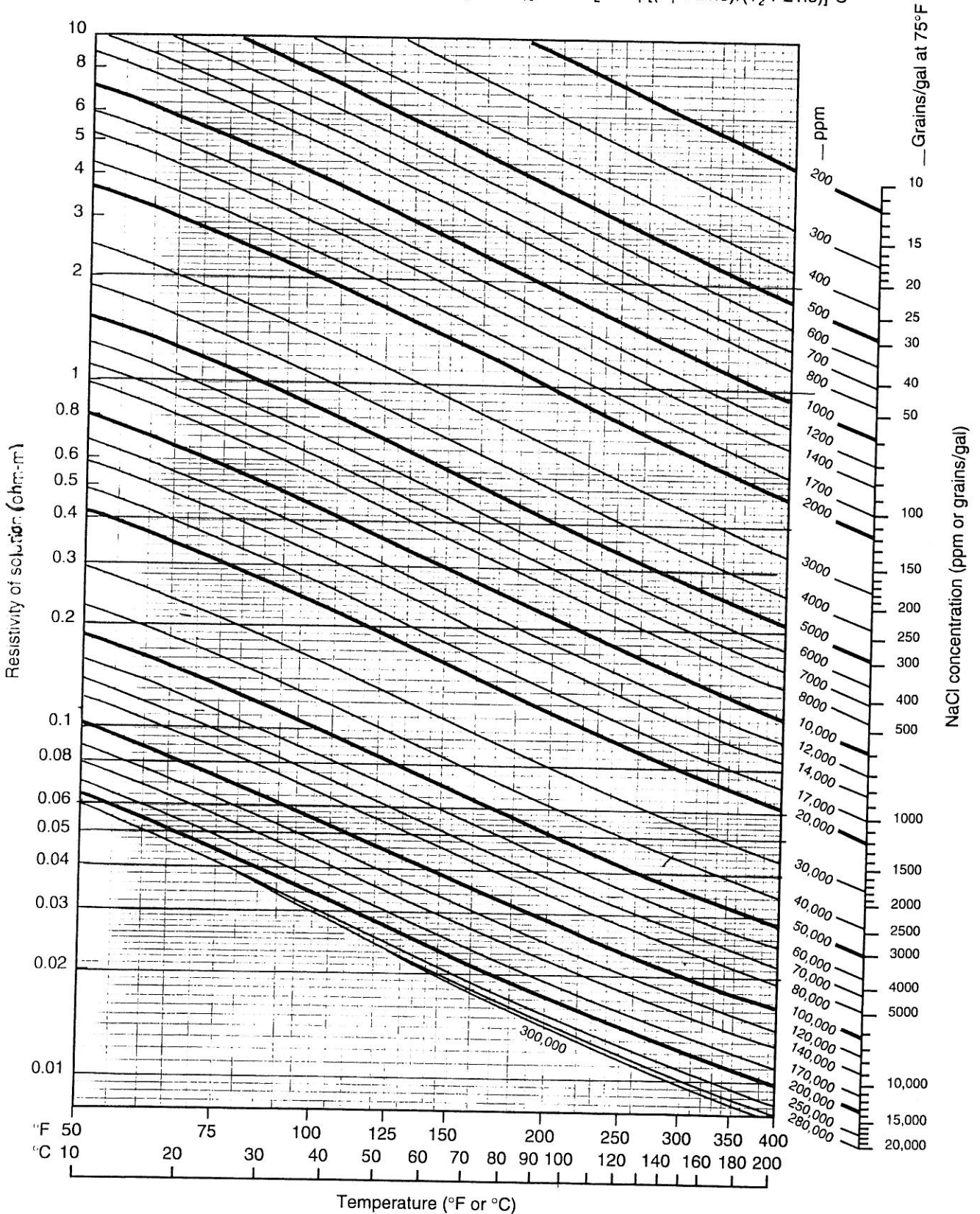


Fig. 3.3

Dual Laterolog-R_{x0} Device

DLT-D/E LLD-LLS-R_{x0} device

Rint-9b

Thick beds, 8-in. [203-mm] hole,
no annulus, no transition zone, $R_{x0}/R_m = 50$,
use data corrected for borehole effect

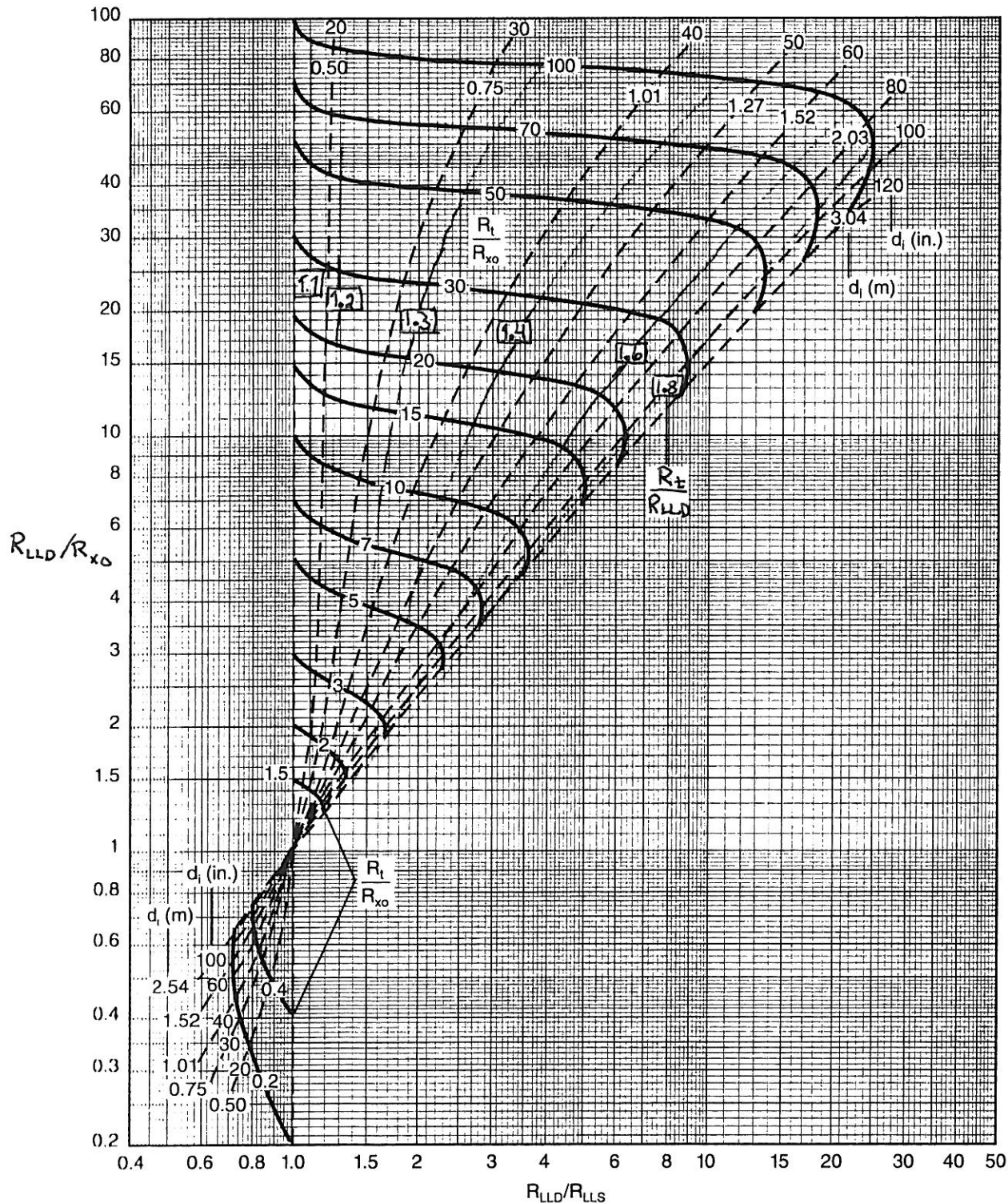


Fig 3.4

Porosity and Lithology Determination from
Formation Density Log and CNL* Compensated Neutron Log
For CNL logs before 1986, or labeled NPHI

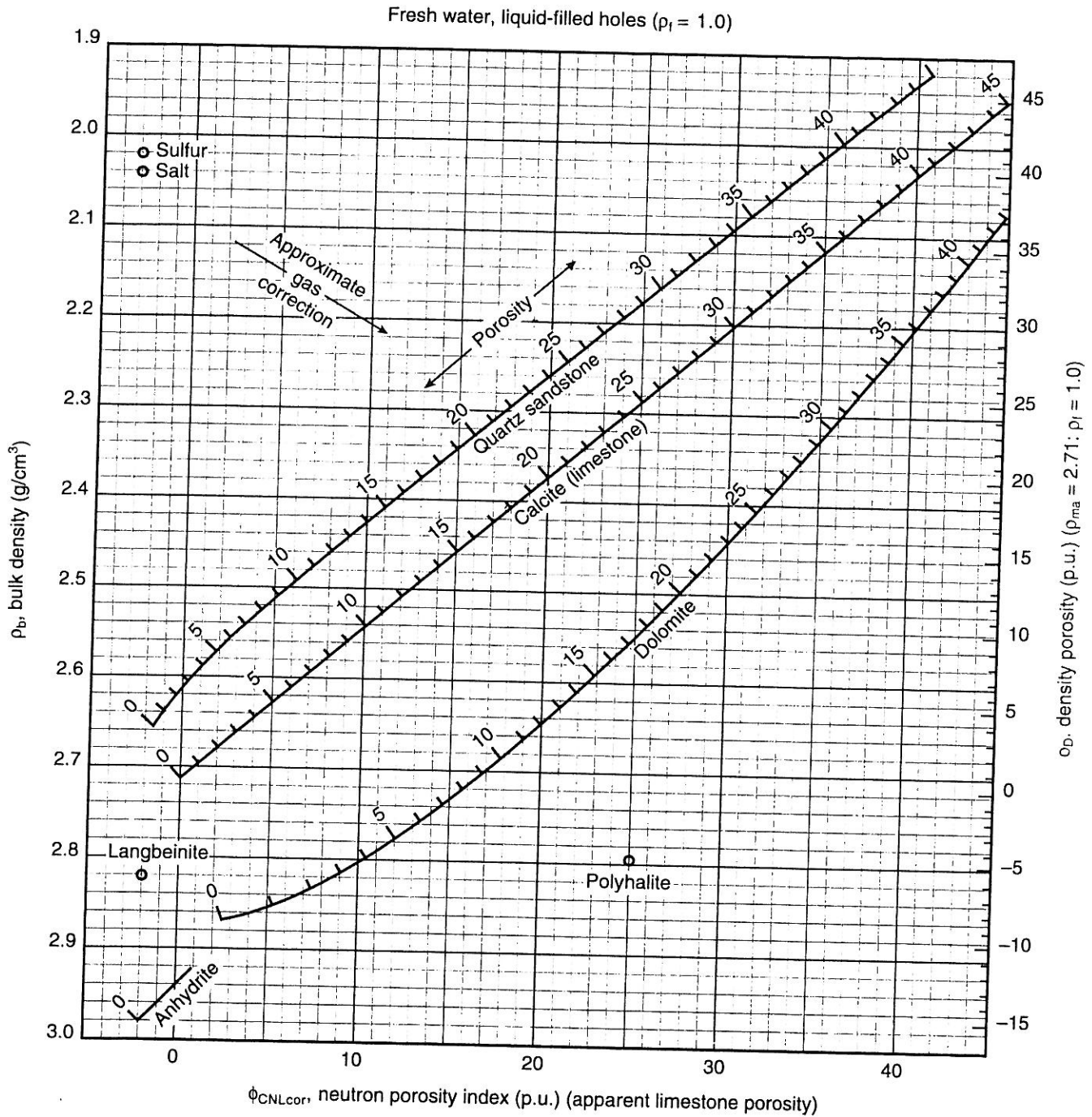
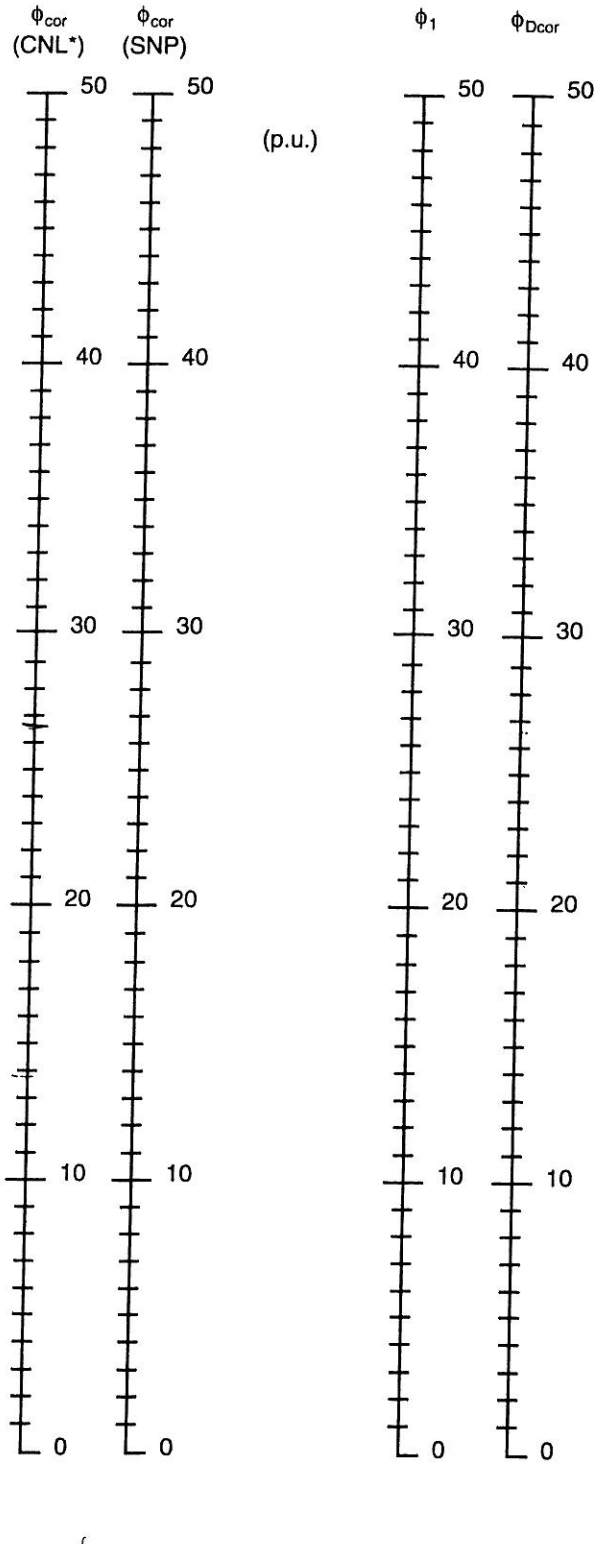


Fig 3.5

Porosity Estimation in Hydrocarbon-Bearing Formations

From neutron, density and R_{xo} logs

CP-9



This nomograph estimates porosity in hydrocarbon-bearing formations using neutron, density and R_{xo} logs. The neutron and density logs must be corrected for environmental effects and lithology prior to entry into the nomograph. The chart includes an approximate correction for excavation effect, but if $\rho_h > 0.25$ (gases), the chart may not be accurate in some extreme cases, very high values of porosity (> 35 p.u.) coupled with medium to high values of S_{hr} , and for $S_{hr} \approx 100\%$ for medium to high values of porosity.

To use, connect the apparent neutron porosity point on the appropriate neutron stem with the apparent density porosity on the density stem with a straight line. From the intersection of this line with the porosity, ϕ_1 , stem, draw a line to the origin of the S_{hr} versus $\Delta\phi$ chart. Entering this chart with the hydrocarbon saturation, S_{hr} , ($S_{hr} = 1 - S_{xo}$) defines a porosity correction factor $\Delta\phi$. This correction factor algebraically added to porosity, ϕ_1 , gives the true porosity.

Example: $\phi_{CNLcor} = 12$ p.u. giving $\phi_1 = 32.2$ p.u.
 $\phi_{Dcor} = 38$ p.u. and $\Delta\phi = -1.6$ p.u.
 $S_{hr} = 50\%$ Therefore, $\phi = 32.2 - 1.6$
 $= 30.6$ p.u.

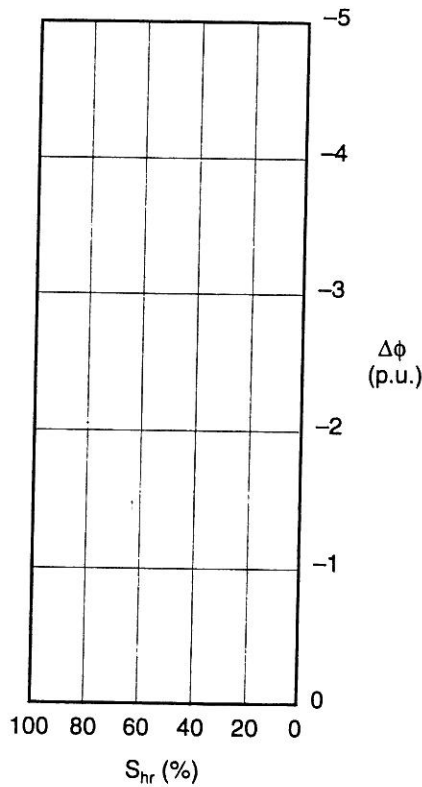


Fig. 3.6