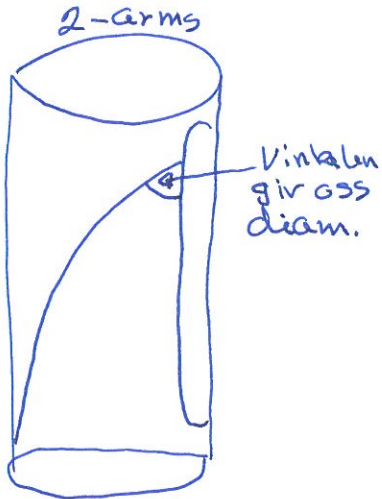


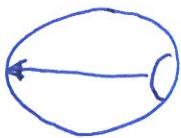
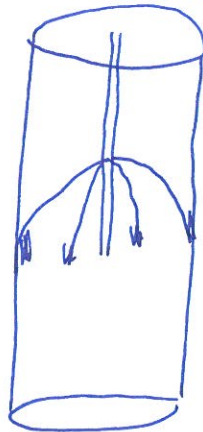
Oppgave 4

a)

Wireline Caliper



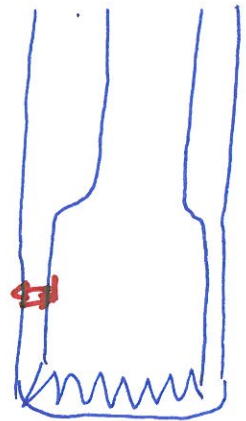
4-Arms



LWD

LUB

Logging under boring

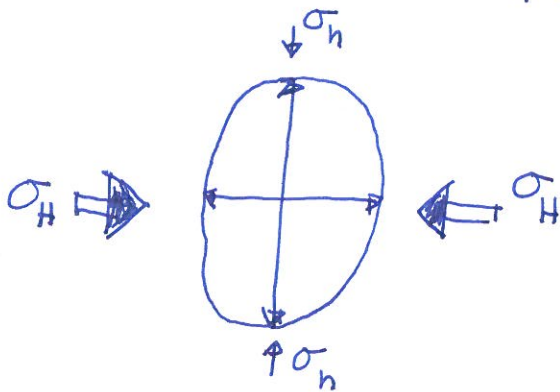


ultra
sonic

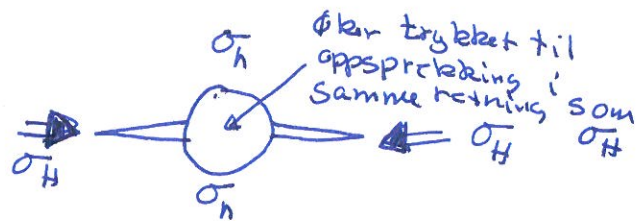
b)

Ovalitet til brønnen

Bruger 4-arms caliper



σ_H = maksimal horisontal
spenning \perp på ovaliteten

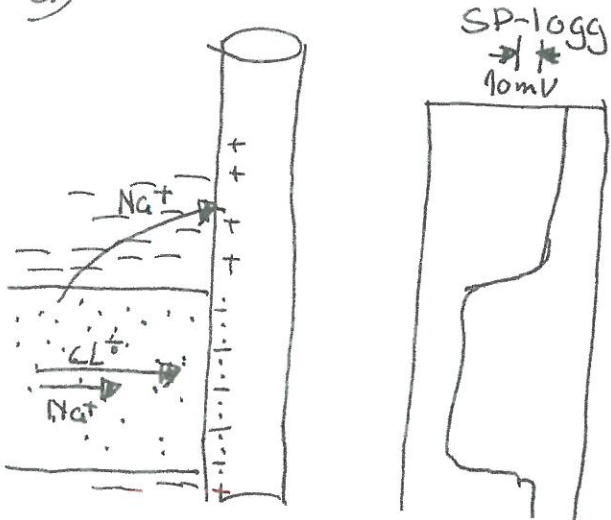


c)



Basert på ovalitet
lelebrønner \emptyset

d)



Skiferpotensialet

Kun Na⁺ ioner går gjennom skifer

Væskespotensialet

Cl⁻ har større mobilitet enn Na⁺ i permeable soner

e)

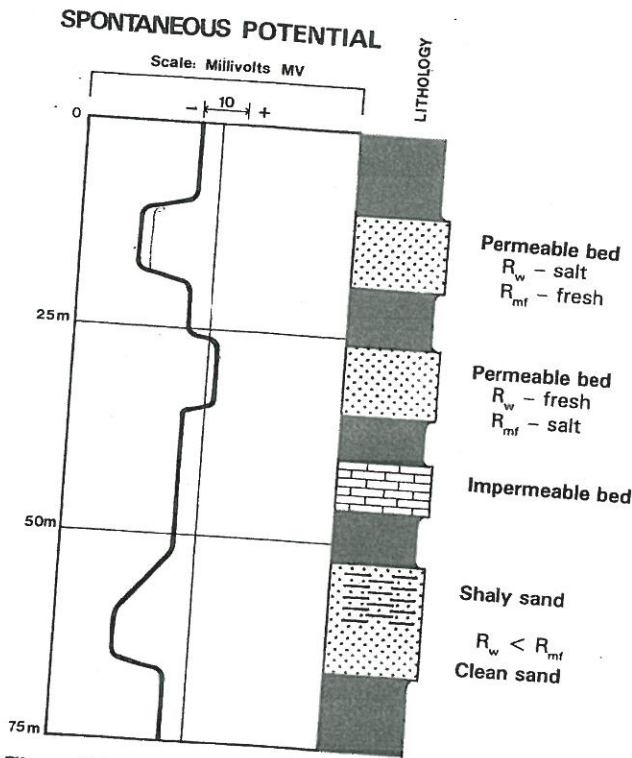
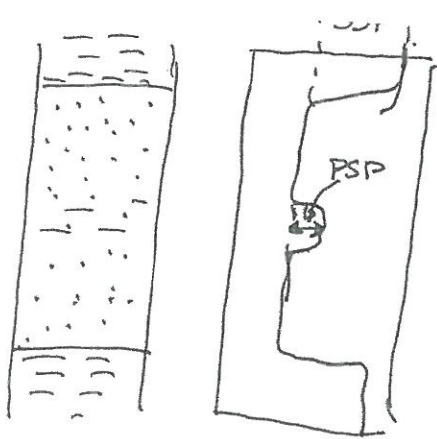


Figure 5.1 The SP log: some typical responses. The SP log shows variations in natural potentials. R_w = formation-water resistivity; R_{mf} = mud filtrate resistivity.

- g) Lite brukt i Nordsjøen
- a) oljeslam
SP-loggen kan ikke brukes
- b) $R_w \approx R_{mf}$;
vannbasert slam
⇒ ikke utslag på SP-kurven
- d) Dårlig jording på flyterigger

f)



$$V_{sh} = \frac{PSP}{SSP}$$

Gunstig	UGunstig
SSP stort minus	Salth. mudfitt ≠
Saltholdig net mudfitt ≠	Salth. vann, Tynne lag
Saltholdighet vann	(olje mud kan ikke brukes)

Oppg. 2

a)

1) Glimmer er et reserveminerale for sandstein (kvart, feltspat, glimmer)
 Glimmer er også radioaktiv og kan bli tolket som leir
 Glimmer er tungmineral ($\rho_{\text{glimmer}} = 2,9 \text{ g/cc}$) og kan gi for leir ϕ fra tetthetsloggen hvis en ikke korrigerer for mineral effekt

2) Jernholdige mineraler som f.eks pyritt, ankeritt osv. gir lav motstand (leder strøm) og en kan i værste tilfelle tolke en sone som vannsone selv om det er en gass olje sone med f.eks. pyritt.

3) Salt ser ut på loggene som en god sand med gass. Har lav tetthet, lav ϕ_M og veldig høy motstand. Her vil mudlogging skille mellom salt og god sand med gass

Ulempe:

- Forurensa vannet, boredekk
- Reagerer uheldig med formasjonsvæske og kan derfor ikke alltid anvendes med alle logger
- må deponeres skikkelig tid og kostnads krevende

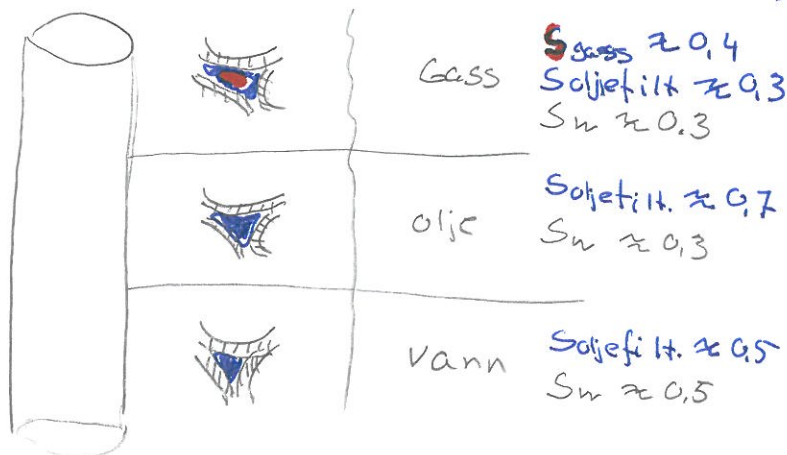
- Fordel: - Småer borekrona og reduserer friksjon
- Øker borehastighet
 - Øker transport av boreran og kaker
 - idelt ved høyavviksbrønne (horizontal boring)

Stabil leire

Fordelen med oljemud: Større borehastighet, stabilt hull (mindre utvasking)

ulempe " " : Forurensa mer, Noen logger kan ikke kjøres
 Noen ulemper med væskeprøve og kjernemålinger (Sw-Deanfstart)

Logger som ikke kan kjøres er: Laterologg og mikrolaterologg (R_{xo})
 Laterologg erstattes med Induksjonsloggen, R_{xo} beregnes fra mange Induksjonslogger (Array Induktion), GR erstatter mye av SP-loggen



oljefiltrat fortrenger nesten alt olje i formasjonen

Oppg. 2 b

Svar
↓

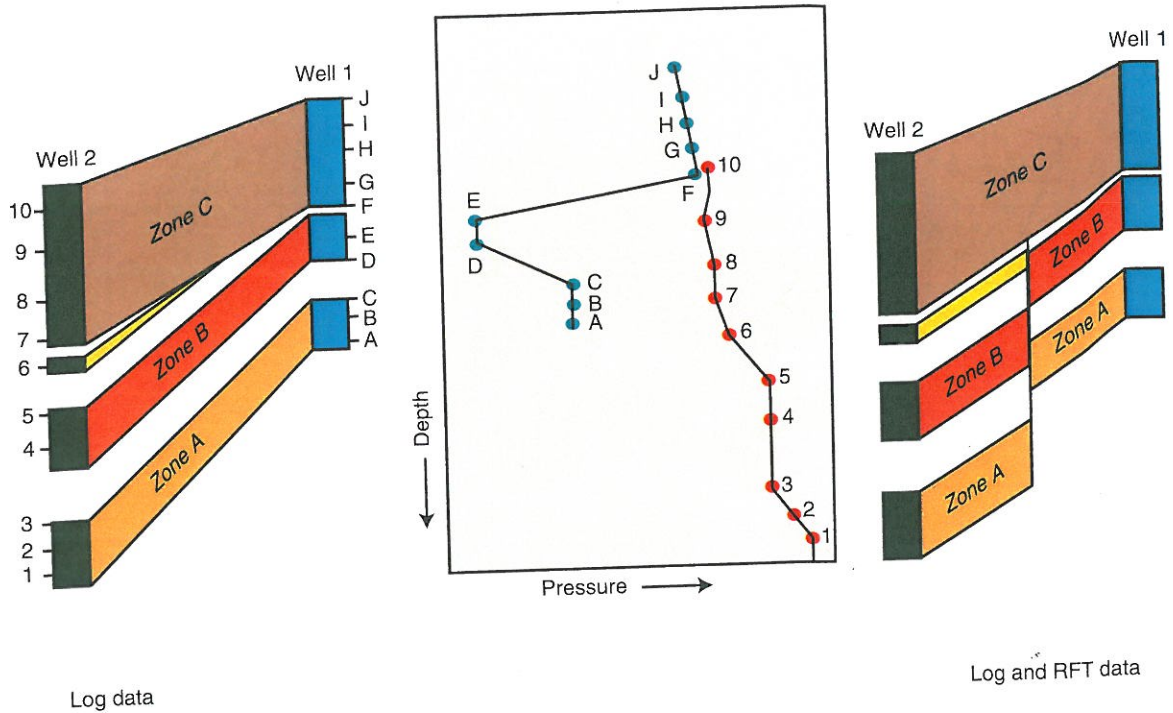


Figure 8-8. Complex structures.

Developed reservoirs

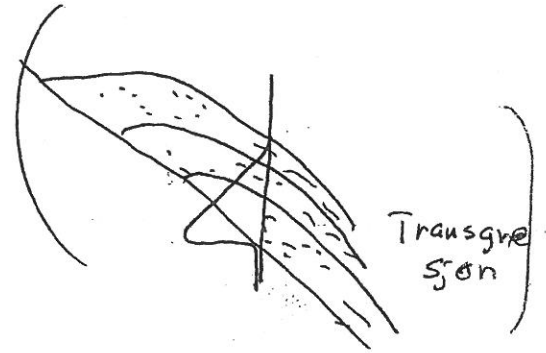
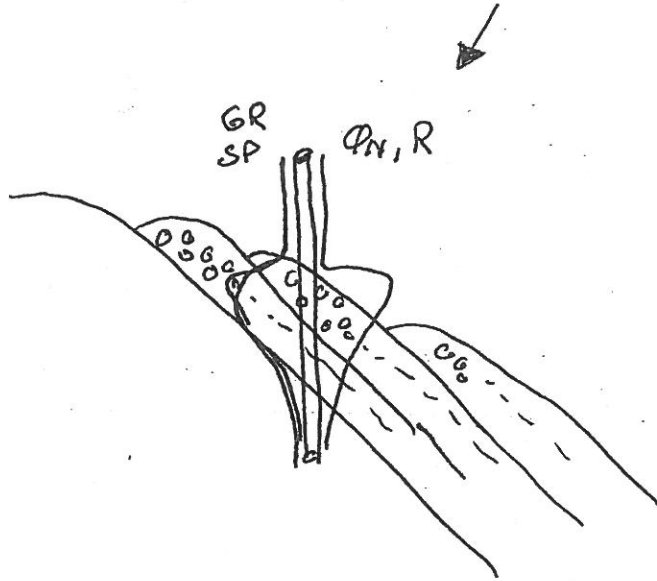
The static reservoir model is usually the basis upon which the reservoir is initially produced. Projections, based on this reservoir model, provide expected production data and estimate when reservoir pressure maintenance or other improved recovery techniques are required. The static reservoir description must be modified as reservoir characteristics appear during production. Reservoir pressure measurements from conventional well tests are a primary method used to determine the reservoir's response to production. However, wireline pressure measurements have proved extremely valuable in providing detailed information on the internal characteristics of developed reservoirs.

In development wells, the observed formation pressures may already be affected by either partial depletion or pressure maintenance. Therefore, the new development well can be used as an observation location at which the current state of the reservoir can be measured on a vertically distributed basis. The measured pressure profile reflects the response of the reservoir to production/injection, and it is evident that the pressure information may not be interpreted in terms of reservoir structure and fluid distribution without knowledge of previous production. Reservoir simulation may be the only possible approach to interpret wireline pressure data on a fieldwide basis. The following pages include some examples of the use of pressure profiles in developed reservoirs.

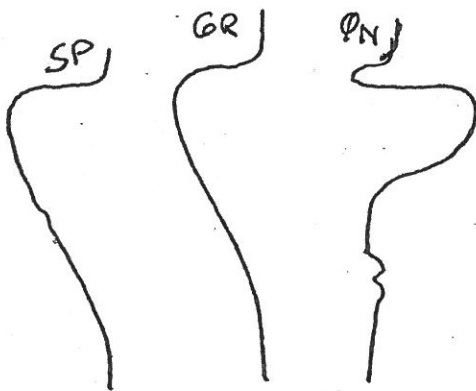
N. B.

a)

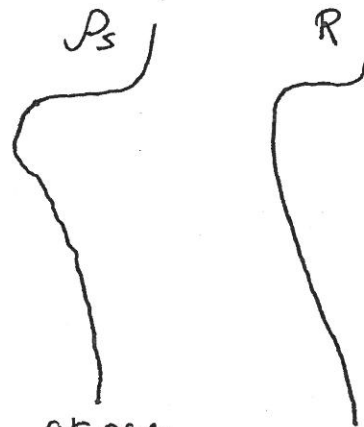
avsetningsmodell regresjon (havet trekker seg tilbake)



Sone A



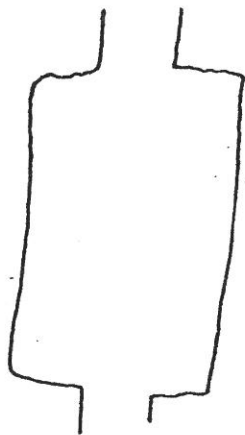
Ikke brukbar
altfor lav
Psh i denne
oppgaven



OK Ps a.
høy Psh

OK ferdig
Rsh er høyere
en R i sandsonen

B



Samme Kornstørrelse

Flere muligheter: Kanalavsetn.
Vindavsetn.
(Delta front avsetn.)

Sone B og C er helt isolert fra hverandre

2b) Resistivitetssannulus : Vannfront med Lav motstand

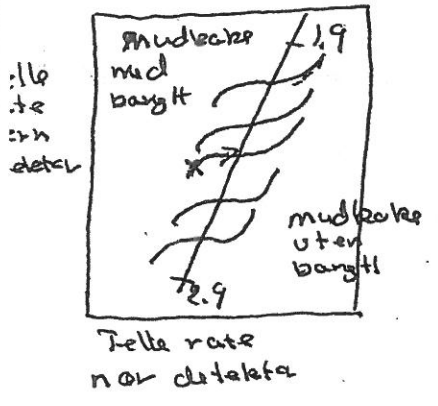
Annulus effekt hvor $R_{ILD} > R_{ILM} < R_{xo}$

2635m til 2645

2670m til 2690m

$\Delta\rho$ er korrelasjon for tetthetslaggen (barytt mudkake)

$\Delta\rho$ bestemmes fra Spins og Ribs plott



Loggkvaliteten for hver lag

caliper viser godt hull i sandson og utvasking i skifer son

ρ_b ok i sandson, utvasket (caliper) i skifer son

ρ_N ok " " "

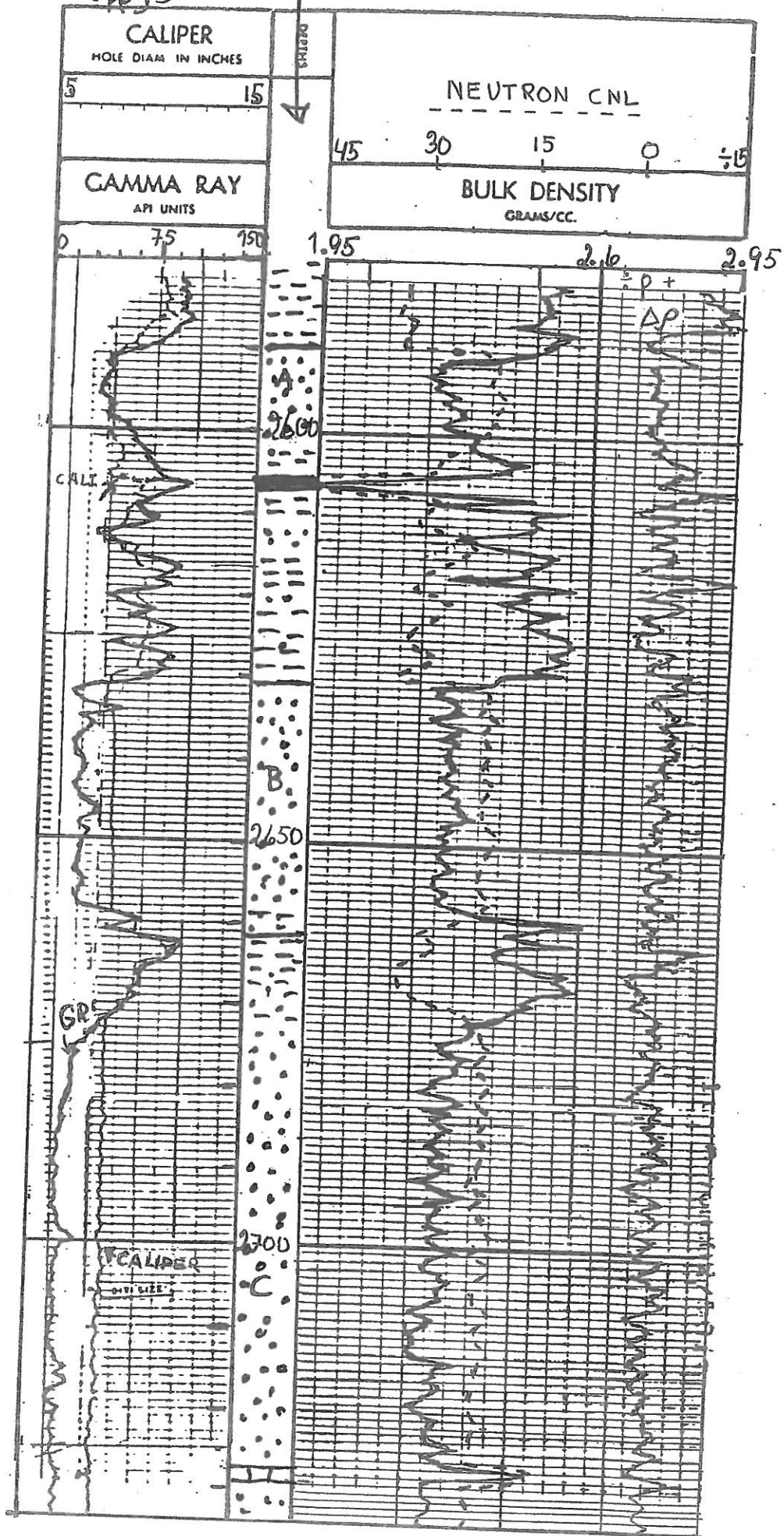
IL ok i hele reservoaret

LLS varierer er en del påvirket av utvasking

Proximity log (R_{xo}) "

Litologi

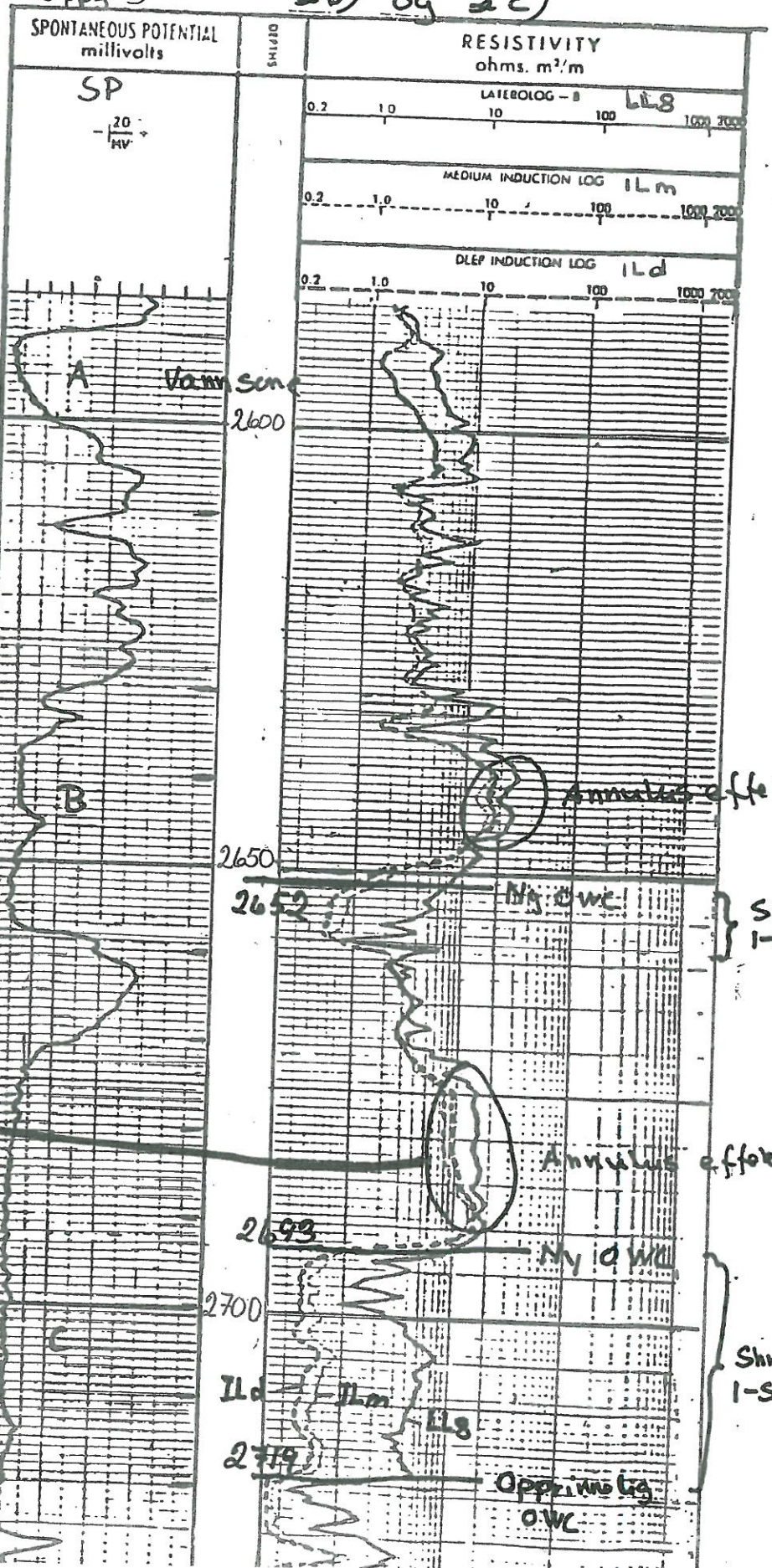
Oppg 3



DUAL IND. LL8

Oppg. 3

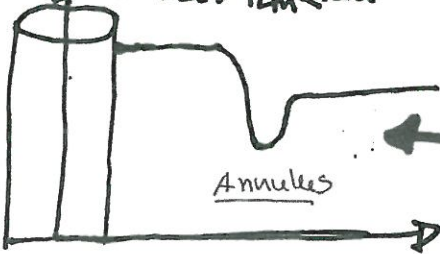
3b) og 3c)



3b)

Annulus effekten

$$\Delta R \text{ LLS} > \text{ILM} < \text{ILD}$$



P.g.a at olje/gass har større mobilitet enn vann \Rightarrow en vanntrengt med høy Sw mellom innv. sone og berørt sone

Shr = 1-Sw

Shr = 1-Sw

Opprinnelig ØWC

3c)

① Nåværende OWL 2652 m

(se loggen)

og 2693 m

② Opprinnelig OWL 2719 m (se loggen, 1L)

③ Residualt olje metning ($S_{hr} = 1 - S_{iw}$) soner verdier mellom nåværende og opprinnelig OWL

	\bar{R}_t	$\bar{\rho}_D$	$\bar{\varphi}_H$	$\frac{\rho_{oil} - \rho_{wi}}{\rho_{wi}}$ $\bar{\varphi}$	$S_{iw} = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}$	$S_{hr} = 1 - S_{iw}$	$h \times \varphi \times S$
Snr i sone B	0.5	2.27	0.20	0.24	0.75	0.29	$h \times \varphi \times S$
Snr i sone C	0.4	2.27	0.20	0.24	0.74	0.21	$h \times \varphi \times S$

R_w fra SP-loggen: SSP=120, BHT=90E

$$R_{mf} = 0.31 (90^\circ C) \Rightarrow R_{mfeg} = 0.26$$

$$R_w = 0.019$$

Salt holdighet 170.

R_w fra vannsone
nedst på loggen:

$$R_w = \frac{R_o}{F} = \frac{0.22}{13.13} = 0.017$$

Salt holdighet 17

4) Beregnbar olje $\Delta h (\varphi S_{x0} - \varphi S_w)$

	Snitt $R_t = R_{iwl}$	$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}$	$R_{x0} = R_{prox}$	$S_{x0} = \sqrt{\frac{F \cdot R_{mi}}{R_{x0}}}$
Sone B	13	0.14	16	0.51
Sone C	10	0.16	20	0.46

$$\text{Sone B} = 26 (0.24 \times 0.51 - 0.24 \times 0.14) = 1.86 \text{ m}^3/\text{m}^2$$

$$\text{Sone C} = 26 (0.24 \times 0.46 - 0.24 \times 0.16) = 1.87 \text{ m}^3/\text{m}^2$$

$$\underline{3.7 \text{ m}^3/\text{m}^2}$$

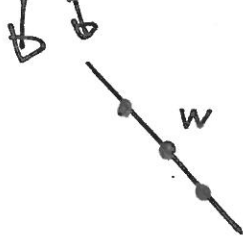
3d)

DUAL IND. LL8

Oppg. 3

Net Sand =
Produktbar sand

Forventet
trykkplott



Net Sand

SPONTANEOUS POTENTIAL
millivolts

DEPTH

RESISTIVITY
ohms. m²/m

SP

LATEROLOG - B LL8

-20
HV

MEDIUM INDUCTION LOG ILm

Supercharge
nesten tette
sonar

DEEP INDUCTION LOG ILd

A

2600

B

2650

C

2700

Barriere

