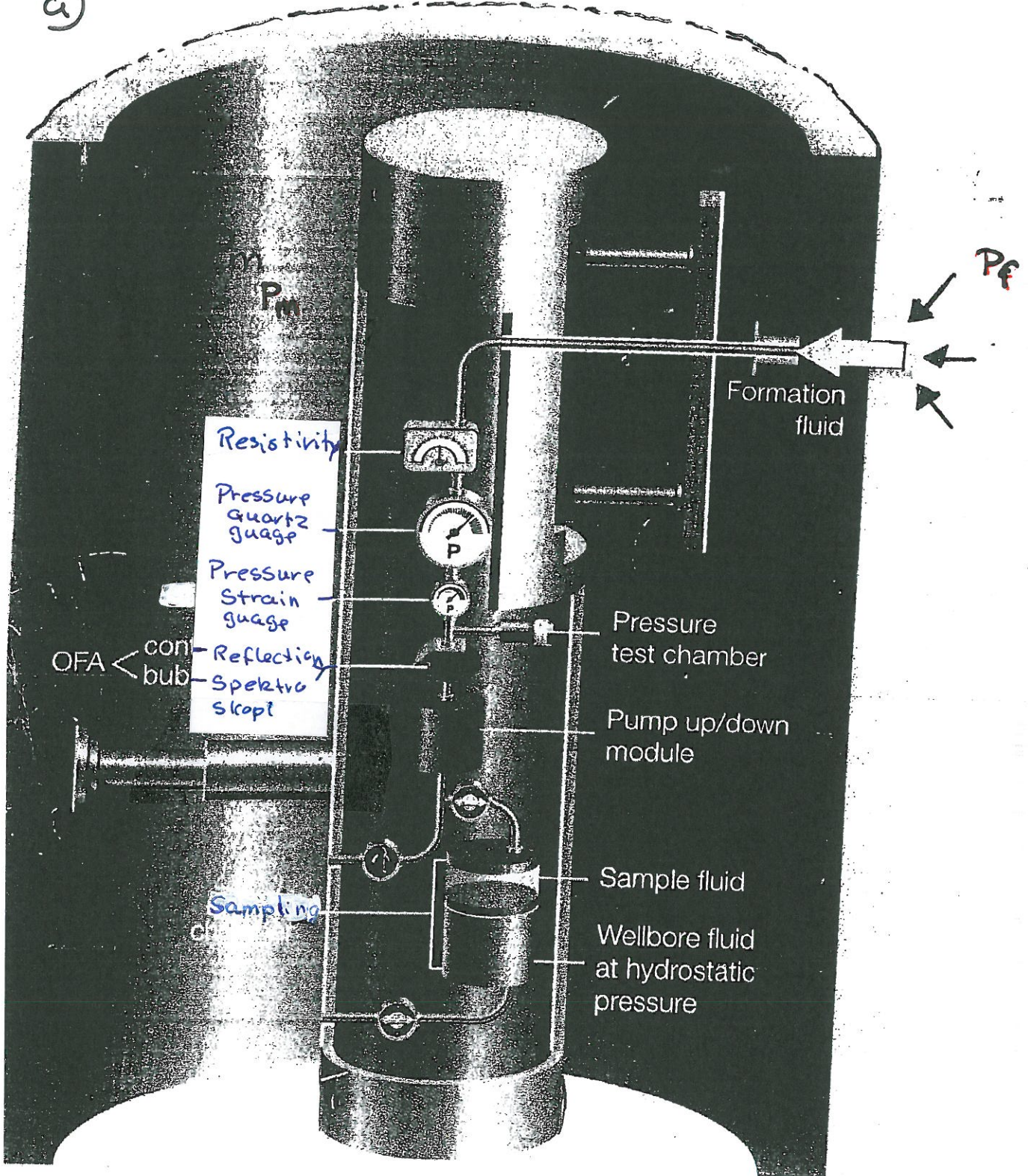


Oppgave 1

KABELTESTING

MDT

a)



pen valve

osed valve

OFA
Optical Fluid
Analysis

b)

① P&visning av
Gass
Optisk refleksjon

② Absorpsjons
Spektroskopi
Analyse av væsker

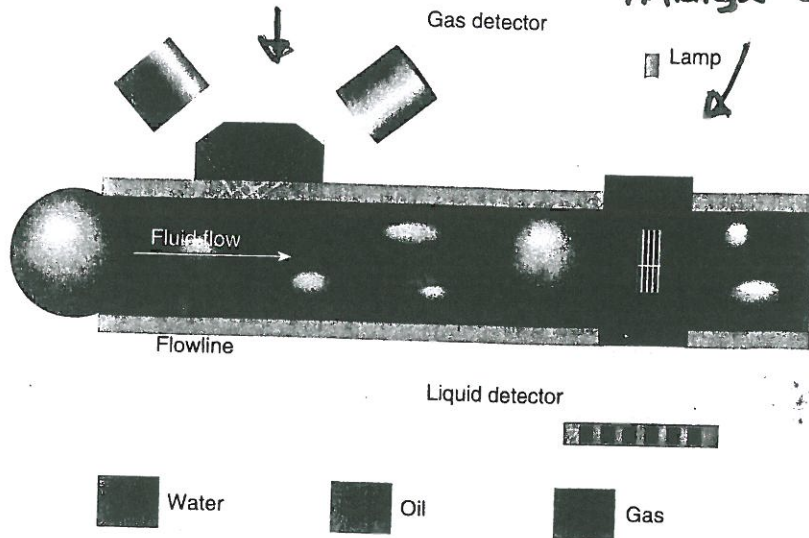


Figure 4-35. The OFA module with its two sensor systems: one for liquid detection and analysis and the other for gas detection.

Optisk refleksjon

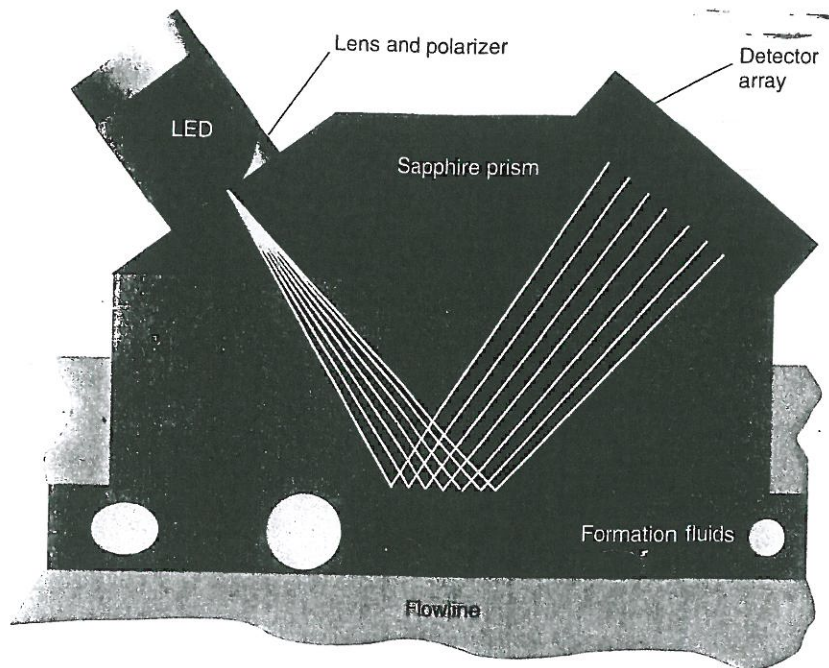


Figure 10-8. Basic gas detector design.

At present, water holdup is calculated directly from the calibrated responses of the detectors tuned to the two water peaks relative to those tuned to wavelengths at which water has very little absorbance. Subtraction from unity then gives hydrocarbon holdup. In addition, the log presents an oil indicator by shading the separation between the output of the detector tuned to the oil peak and the output of the detector tuned to a wavelength between the oil peak and the 1450-nm water peak. The magnitude of the

9

Dual packer module

The dual packer module, schematically shown in Fig. 4-24, provides two inflatable packer elements to isolate a borehole interval for testing and/or sampling. The pumpout module uses borehole fluid to inflate the packer elements to about 1000 psi above hydrostatic pressure. Spacing between the packer elements varies with hole size, but the minimum distance is about 3 ft [92 cm]. The entire borehole wall is open to the formation, so the fluid flow area is several thousand times larger than with conventional probes. The dual packer module can be used as an alternative to conventional probes.

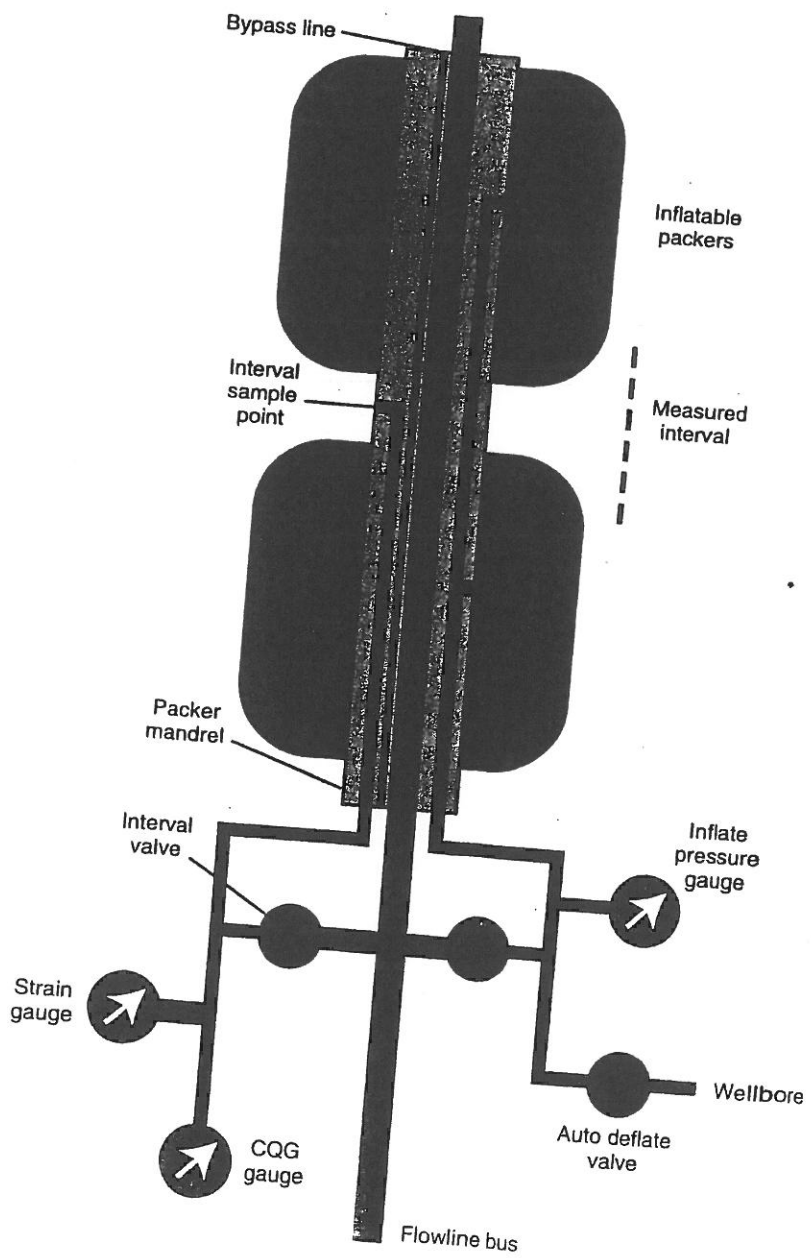
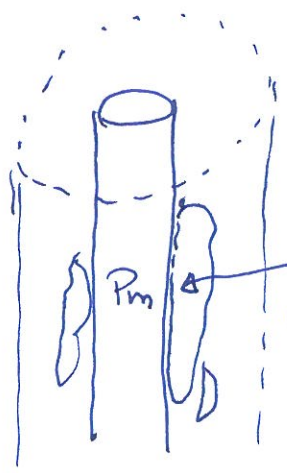


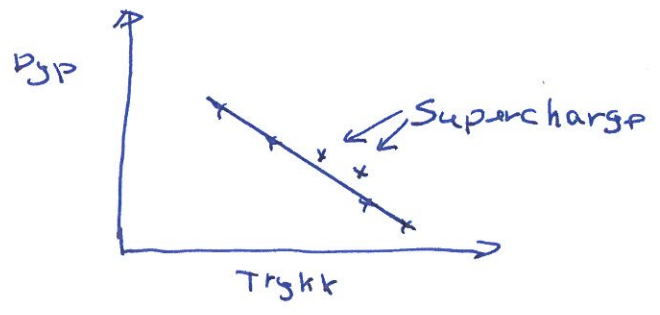
Figure 4-24. Dual packer module used to isolate an interval for testing and/or sampling.

d) Supercharge, Nesten tett formasjon



P.g.a nesten tett formasjon
kan vi få lokale lommer
hvor trykket er større en P_f
som mudfiltrat bygger opp (supercharge)

På trykkplottet vi det vises som 2-10 bar
høgere trykk enn de andre punktene



e) Kabel / MWD testing vs. Produksjons testing (DST)

①	+ Lite riggtid Lav pris max 1 døgn	÷ Høy pris 2-3 uker
②	+ Liten/ingen forurensning	÷ Større forurensning må brenne gassen
③	+ Gir mest nøyaktig trykkverdier ± 0.02 bar	÷ mer unøyaktige trykkverdier
④	+ Tar mange trykk punkter Opptil 50, tester mange soner God vertikal oppløsning	Tar for kun en til to soner (snittverdi)
⑤	+ Kan ta mange væskeprøver fra forskjellige soner, over 20	- Tar kun fra en el. 2 soner
⑥	+ Tar nedihull væskeprøve Kan isolere prøven på flaske under høyt trykk.	÷ Tar væskeprøven på overflaten Gassen i olje forsvinner
⑦	+ mobilitet/permeabilitet fra hvert trykkpunkt gir en god bestemmelse hvordan mobilitet/perm varierer gjennom hele reservoaret Skiller godt mellom tett, næsten tett og perm form \Rightarrow Net Sand	÷ Bestemmer kun snitt verdi av permeabilitet fra en til to soner

①	÷ Permeabilitetsmålingene er noe unøyaktige	+ Gir en god snitt permeabilitet for en hel sone som er uøletig for den virkelige produksjon
②	÷ Ser bare litt inn i formasjonen rundt brønnen	+ Ser dypere inn i formasjonen
③	- Kan ikke se barrierer og væskekontakter fra kun en test	+ Ser barrierer og væskekontakter fra en produkt test
④		+ Interferenstest: Produserer en brønn og måler trykkvariasjonen en annen brønn + Prøveproduksjon, ser hva som faktisk kommer ut av reservoar sonen

Oppgave 2

a) Dårlig hull, utvasking

1) Borevæske / tilsetningsstoffer hindre dårlig hull

- Oljeslam ofte bedre enn vannbasert slam.
- KCL ~~er~~ i vannbasert slam, unngå lav saltholdighet

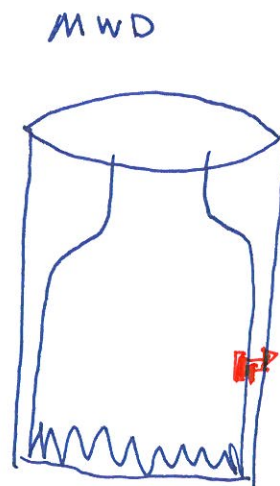
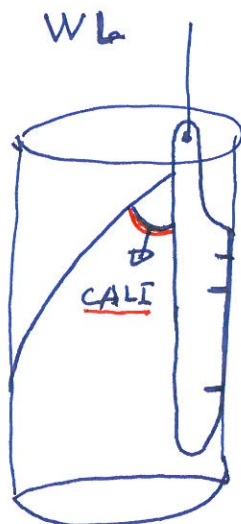
2) De wireline loggerne som går inn til hullet

- Tettkutslogg
- Nøytronlogg
- mikromotstands logger, Rxo

3) Ved MWD logger vi rett bak borekronen og hullkvaliteten er vanligvis bra.

Ved WL logger vi ¹⁻² ~~en~~ dager etterpå vi har boret og brønnen kan være utvasket / dårlig hullkvalitet etter sirkulering av mud i 1-2 dager

4)



ULtra Sonic
↓
CALiper

b) Permeabilitet (uten fra kjørte)

- Produksjonstesting (DST) gir snittpermeabiliteten fra produksjonssonen
- WL/MWD testing gir permeabiliteten fra punktet som blir testet
- Fra Stonley bølgen (Sonic logg) og NMR
- Påvisning permeable soner fra: ① SP-logg ② Caliper/mudkake ③ R_t/R_{xo} separasjon

I sandsteinen er det kornstørrelse og porevolum som styrer permeabiliteten. Liten kornstørrelse gir lav k .

I kalkstein er matrispermeabiliteten lav. Poresiteten må være over 20% for at permeabiliteten > 1 mD. Permeabiliteten fra sporekiler blir her det viktigste

SW_g - vannmetning fra kapillærtrykk inngår i permeabiliteten fra formelen for g

$$g = \text{konst.} \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Generelt: $L \sim p$

Liten kornstørrelse \Rightarrow Lav permeabilitet og høy vannmetn.

Oppgave 3

a) Litologien er tegnet direkte inn på loggen
Dårlig hull er markert med gult.

b) ① Trykkplot viser barriere mellom sone A og B.

② Saltholdighet til formasjonsvannet i A og B.

I Saltholdighet sone A er gitt i oppgaven

$R_w = 0.04$ ved $80^\circ\text{C} \Rightarrow$ Plot siste vedlegg = 77000 ppm

II Saltholdighet sone B

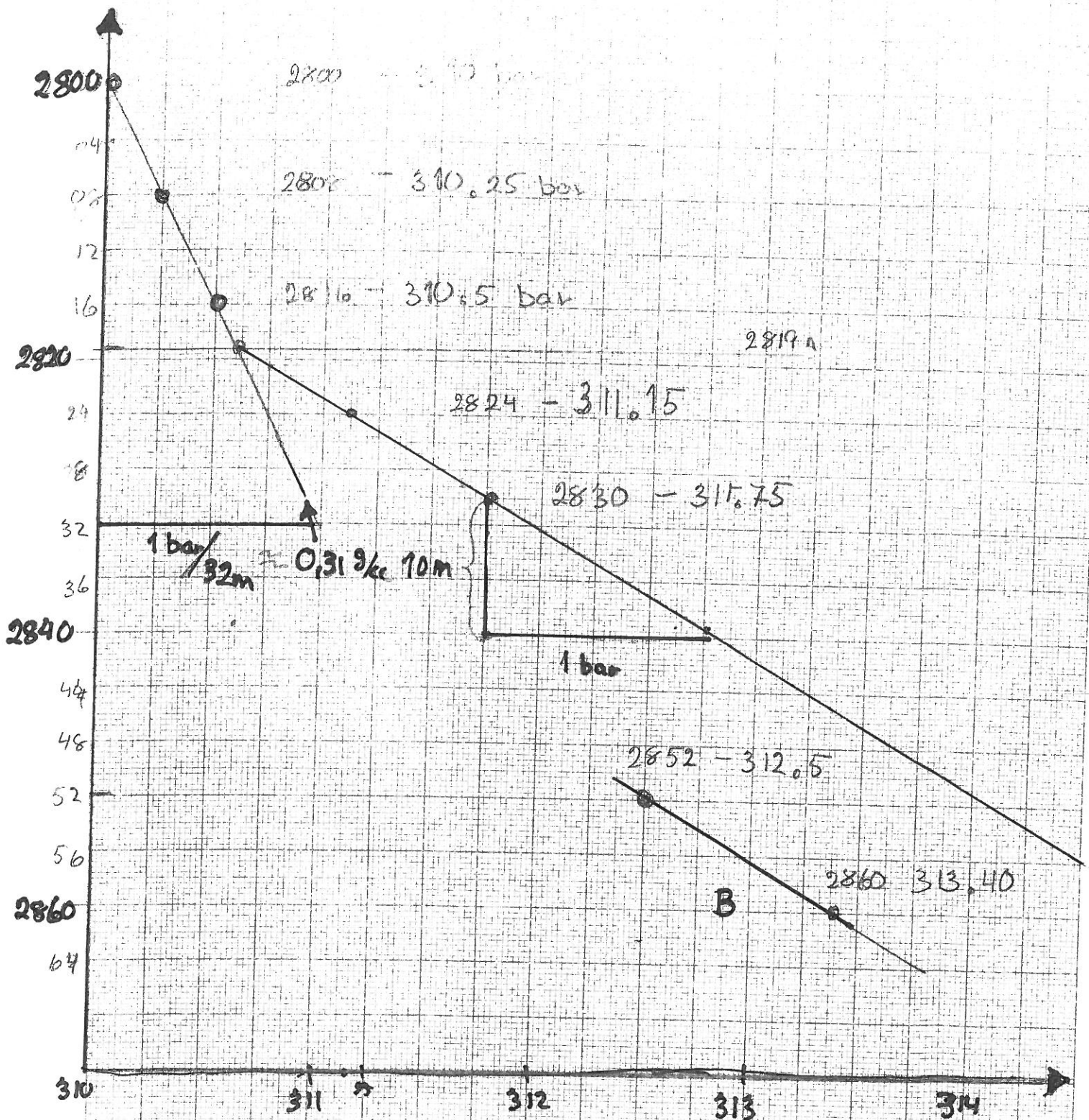
Anta ren sone B

$P_b = 2.35$, $q_n = 0.16 \Rightarrow Q = 0.20$ (vedlagt krossplot)

$$R_o = 0.7 \quad R_w = \frac{R_o}{F} = \frac{0.7}{\frac{0.62}{0.20^{2.15}}} = \frac{0.7}{19.73} = 0.035$$

90000 ppm

Litt for lite forskjell i saltholdighet
til å påvise barriere

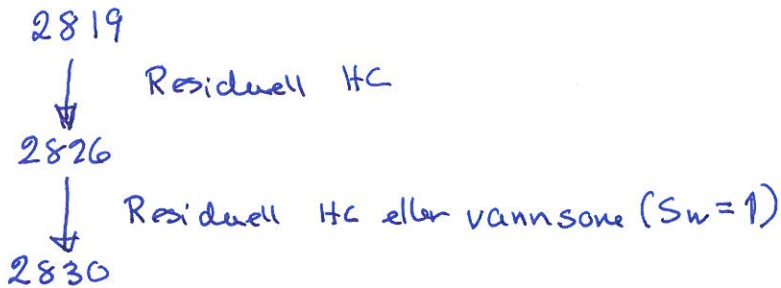


Tryktdata \Rightarrow Barriere mellom A og B

3a

c) Trykdata og Logger gir nåværende GWL = 2819.5 m

Vurder om dybde 2826 m kan være opprinnelig kontakt?



Hvis $S_w=1$ (2826-2830) er dette en ren vannsone hvor HC ikke har kommet inn og 2826 blir opprinnelig GWL

~~SW~~

Beregner S_w (2826-2830) uten sand. S_w fra Indonesia liban.
 Bruker snittverdier

Bruker kun GR for Vcl

soner	GR	ρ_b	ϕ_N	R_L	ϕ_b	ϕ_N	V_{clGR}	ϕ_{DC}	ϕ_{NC}	ϕ	S_w
2826-2830	42	2.38	0.18	0.17	0.17	0.22	0.34	0.15	0.13	0.145	≈ 1

$$V_{clGR} = \frac{40-20}{85-20} = 0.34$$

$$GR_{min} = 20$$

$$R_L = 2$$

$$\phi_{Ncl} = 0.27$$

$$GR_{max} = 85$$

$$\rho_{cl} = 2.55$$

$$\phi_b = \frac{2.65 - 2.38}{2.65 - 1.1} = 0.17$$

$$\phi_{DC} = \phi_b - V_{cl} \cdot \phi_{Dcl} = 0.15$$

$$\phi = \frac{7 \times 0.15 + 2 \times 0.13}{9} = 0.145$$

$$\phi_{Nss} = 0.18 + 0.04$$

$$\phi_{Nc} = \phi_N - V_{cl} \cdot \phi_{Ncl} = 0.13$$

Indonesia liban $\Rightarrow S_w = 0.97 \approx 1.0$

Sone 2826-2830 har alltid vært fylt med vann

\Rightarrow Opprinnelig GWL = 2826

d)

Shr mellom 2819 og 2826

$$P_D = 2.3 \quad \varphi_H = 0.15 \Rightarrow \varphi = 0.20 \quad \text{Fra } P_D - \varphi_H \text{ kross produkt}$$

$$R_t = 2$$

$$S_{nr} = 1 - S_w = 1 - \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} = 1 - \sqrt{\frac{0.62 \cdot 0.04}{0.2 \cdot 2.15 \cdot 0.04}} = 1 - 0.63 = 0.37$$

Snitt φ og S_w i hel gass-sone

$$\begin{aligned} \bar{P}_b &= 2.18 & \bar{\varphi}_H &= 0.11 (= 0.15) \\ \downarrow & & \Rightarrow \bar{\varphi} &= \sqrt{\frac{0.30^2 + 0.15^2}{2}} = 0.24 \\ \varphi_b &= \frac{2.65 - 2.18}{2.65 - 1.1} = 0.30 \\ \bar{S}_w &= \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} = \sqrt{\frac{0.62}{0.24 \cdot 2.15 \cdot 0.04}} = 0.08 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gasskolonne} &= \Delta h \cdot \varphi (1 - S_w) = 23 \text{ m} \cdot 0.24 \cdot (1 - 0.08) \\ &= \underline{\underline{5.1 \text{ m}^3/\text{m}^2}} \end{aligned}$$

~~The area is~~

e) Net Sand er produserbar Sand

Bruker ofte $V_{sn} < 0.4$

$k > 0.05 \text{ mD}$

~~Net Sand~~

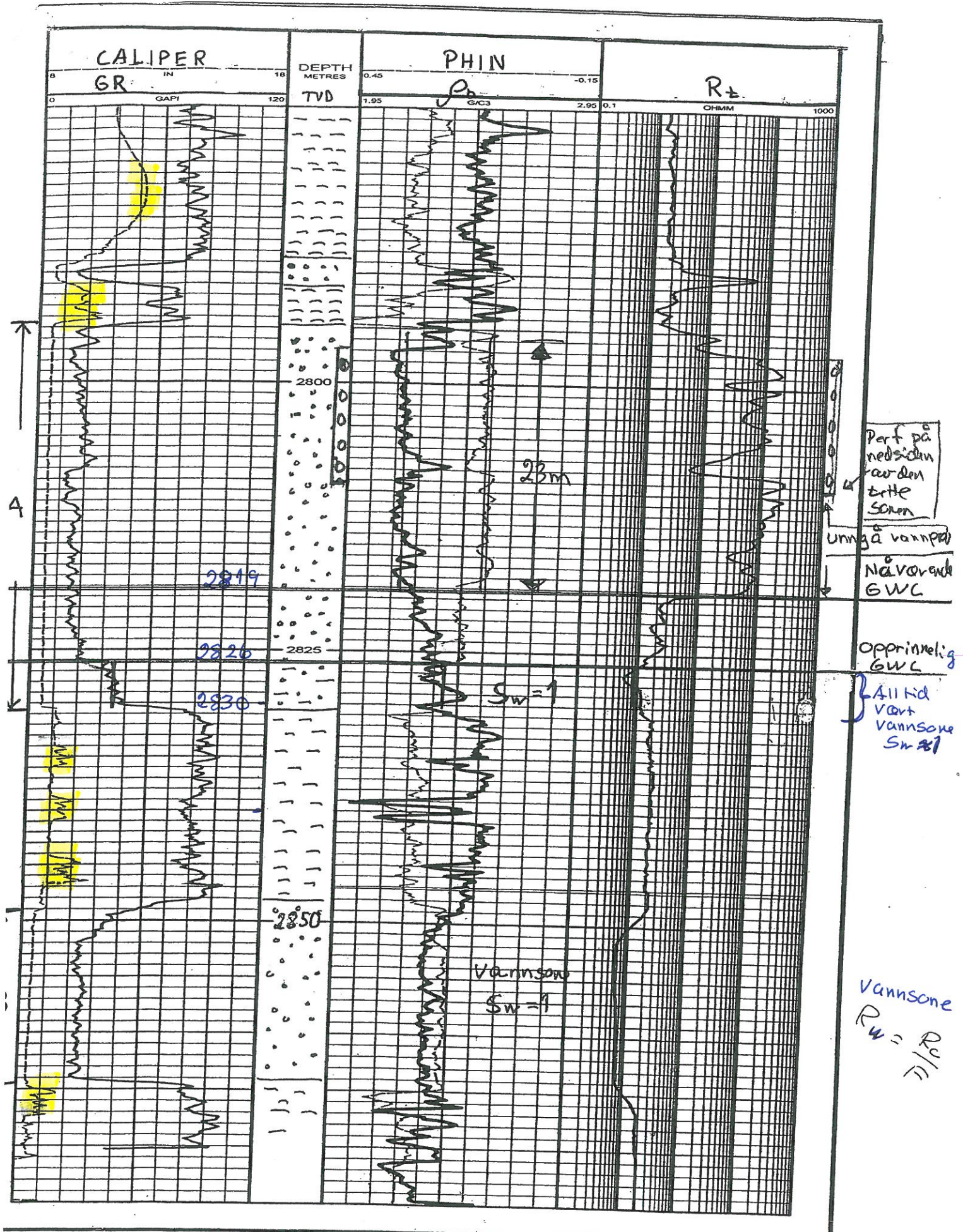
Hele zone A er Net Sand. De nedreste 4 m har

$V_{sn} = 0.34$ og ligger på grensen

f) Perforering se loggene

- Over GWC for å hindre vanncoining

- Helst under den tette sonen midt i reservoaret



gur 3.1

Dårlig hull: Særlig tetthetsloggen er påvirket
Nøytranolloggen er noe påvirket