

<b>KOPI</b>		0
L. NR.	302 8430-0008	
MOTT.	24.7.84	AVD.
KODE.		
O. PR.		
E. ORD.		

Denne rapport  
tilhører

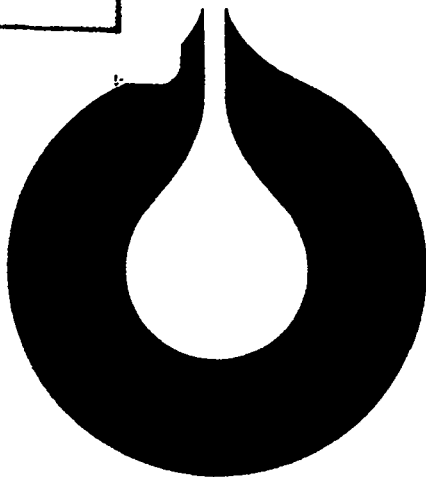


**L&U DOK.SENTER**

L.NR. 302 8430 000 8

KODE well 31/2-14 nr 23

Returneres etter bruk



**statoil**

Den norske stats oljeselskap a.s



N O T A T

RES-RN/BM

24.7.84

TIL: Troll lisens  
Att.: S. Løining

CC: Terje Helgøy, UND  
Arne Singelstad, LET  
S.G. Larsen, RES  
J.C. Self, LET

FRA: Jean Garat

SAK: RAPPORT: PL054 TROLL  
PETROFYSISK HURTIG-EVALUERING AV BRØNN 31/2-14

Ovennevnte rapport er ferdig, og ett eksemplar er vedlagt.

Rapporten finnes også i RES arkiv, UND arkiv og hos LET,  
Stavanger.



Gradering

Oppdragsgiver

TROLL LISENS

Undertittel

Tittel

Petrofysisk hurtig evaluering av brønn 31/2-14.

Juni 1984.

Rune Nicolaysen  
Petrofysikk, RES.

Utarbeidet

Juni '84 | Rune Nicolaysen

Godkjent

JULY 84 | *J. T. GARAT*

Tittel: Petrofysisk hurtig evaluering av brønn 31/2-14

Mottaker: Troll lisens

Avsender: Avdeling for reservoarevaluering,  
Petrofysikk-seksjonen

Mappe nr.:

Dato: Juni 1984

Brønnen 31/2-14 ble boret gjennom Sognefjord, Heather og avsluttet i Fensjord formasjonen 1695.3 m (ss). Reservoaret ble truffet på 1507.8 m (ss) i Sognefjord fm. og bestod av en 32.5 m tykk gass kolonne etterfulgt av en 27 m tykk oljekolonne.

Væskekontakter: GOK: 1540.3 m (ss)  
OVK: 1567.3 m (ss)

Reservoarmessig er brønnen meget lik den østenfor liggende brønn 31/2-7. Begge disse to har reservoaret innen den gode sanden i Sognefjord Fm. Sammenlignet med den sørliggende brønn 31/2-11 er 31/2-14 mer lovende. Disse tre brønner ser ut til å ha en felles OVK på rundt 1567 m (ss).

Brønner er pr. d.d. under testing og viser stabil strømning av olje-gass forhold.

Perforert: 1583.0-1590 m(ss).

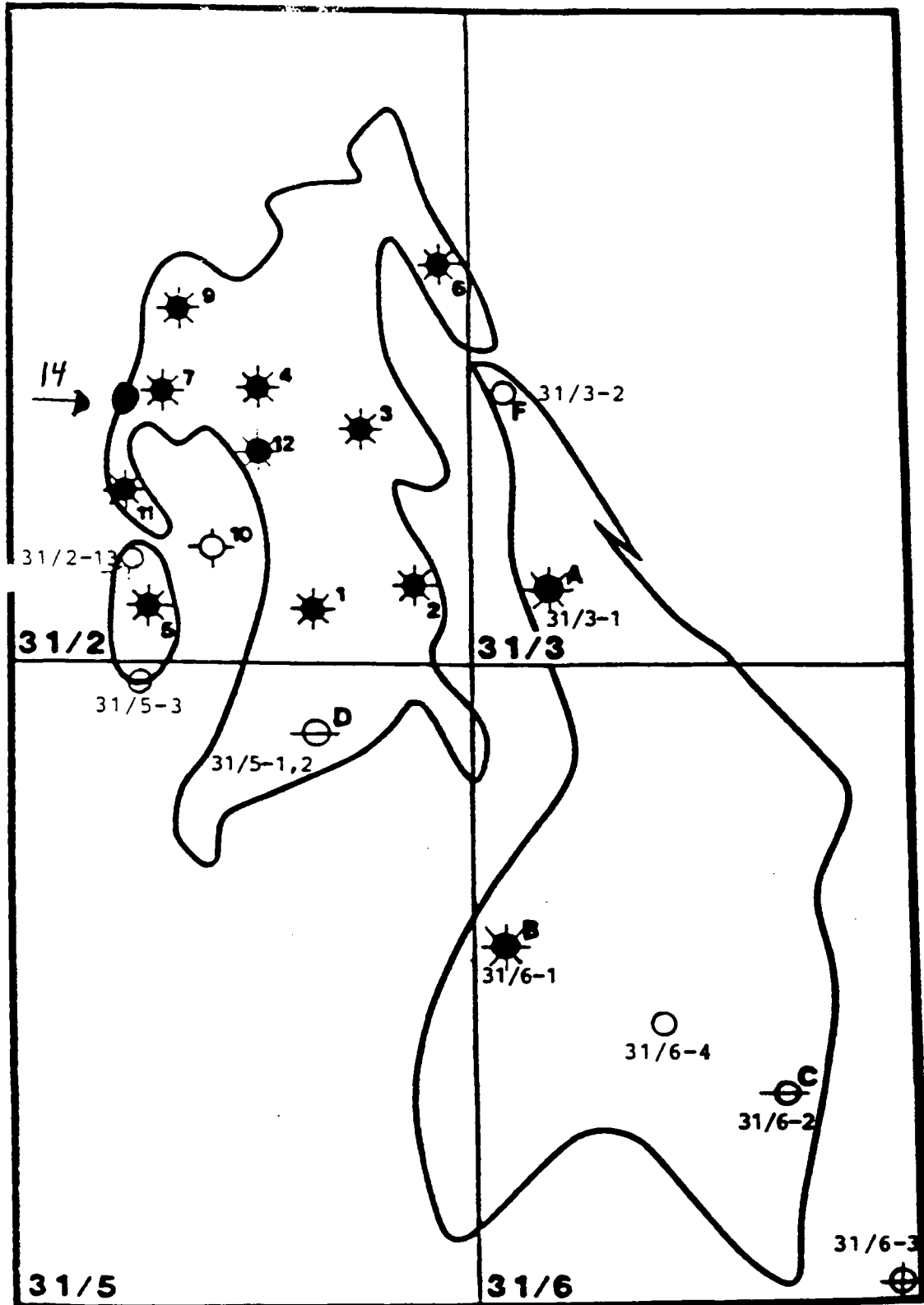
Statistikk (for netto sand):

Formasjon	Dybde m (ss)	Høyde m	Porøsitet %	Vannmetning %
Sognefjord	1507.8-1567.3	54.50	30.1	13.1
Gasskolonne	1507.8-1528.8	27.25	30.5	11.3
Oljekolonne	1528.8-1567.3	27.00	29.7	15.0
Heather C	1567.3-1636.8	69.25	24.7	86.2

utdypende statistikk er gitt i figur 2.

INNHOLDSFORTEGNELSE	Side
Kart over Trollfeltet	3
1        INNLEDNING	4
2        LOGG-RESULTATER	4
3        ANALYSE	6
3.1      Geologi	6
3.2      Logg/tape kvalitet	7
3.3      Database korreksjon	8
3.4      Parameter valg: $R_w$ , $a$ , $m$ , $n$ , $\rho$ ma	9
3.5      Beregning av porøsitet	10
3.6      Beregning av vannmentning	11
3.7      Beregning av permeabilitet	11
3.8      RFT målinger	13
3.9      Brønn test	13
4.        TABELLER OG FIGURER	14
GENERELLE BRØNNDATA	14
LOGGANALYSENS RESULTATER	15
STATISTIKK	16
GRAFISK LOGG-PRESENTASJON	36
FIGURER	
RHOB vs. PHIN kryss-figur	24
PICKETT FIGUR	32
PERMEABILITETSBEREGNING	33
LOGGPAREMETRE	35

# TROLLFELTET



0 km 10

1

## INNLEDNING

Rapporten omfatter:

En hurtig evaluering av brønn 31/2-14 som befinner seg på den vestlige oljeflanken av Troll-feltet.

Lokasjon:

Brønnen ligger rett vest for 31/2-7 og rett nord for 31/2-11 på oljedelen av Troll Vest, blokk 31/2.

Formål

A beregne hydrokarbon-metningen innen reservoaret, samt å fastsette GOK og OVK ut i fra petrofysiske data.

2

## LOGG RESULTATER

Loggene viser:

En gasskolonne i Sognefjord formasjonen på 32.5 m med en gjennomsnittlig porøsitet på 26.5% og en vannmetning på 18.5%.

GOK = 1540.3 m (ss).

En 27 m tykk oljekolonne ble funnet med en gj.snitt. porøsitet på 29.7% og en vannmenting på 15%.

OVK = 1567.3 m (ss).

Boretesten viser:

En stabil strømming i perforeringsintervallet 1583 - 1590 m (ss) i oljesonen. Produksjonsraten er ca. 8000B/D olje med et GOR på ca. 310 SCF/B med en choke på 96/64.

Oil Gravity: 0.88 SG

Gas Gravity: 0.67

	<u>m RKB</u>	<u>m SS</u>
Gass intervall:	1532.5 - 1565	1507.8 - 1540.3
Olje intervall:	1565 - 1592	1540.3 - 1567.3

RK = 24.7 m

Logg-resultater er presentert i figur 2.

Sammenligning mellom kjernedata og loggdata:

- mangler fordi kjernedata ikke er analysert ferdig.
- vil følge i sluttrapporten.

Statistikk (for netto sand):

Formasjon	Dybde m (ss)	Høyde m	Porøsitet %	Vannmetning %
Sognefjord	1507.8-1567.3	54.50	30.1	13.1
Gasskolonne	1507.8-1528.8	27.25	30.5	11.3
Oljekolonne	1528.8-1567.3	27.00	29.7	15.0
Heather C	1567.3-1636.8	69.25	24.7	86.2

utdypende statistikk er gitt i figur 2.



3 ANALYSE

3.1 Geologi

Denne brønnen på vest-strukturen av Troll-feltet består av formasjoner fra Jura-tiden.

Den geologiske lagvise inndeling er:

	RKB
Sogn formasjonen	1532.5-1592.0 m
Lag 1	1532.5-1553.5 m
Lag 2	1553.5-1592.0 m
Heather C form. Lag 3	1592.0-1684.0 m
Fens form. Lag 4	1684.0-1719.0 m (TD)

Lagdelingen er bestemt fra logg:

LDL-CNL-SGR      RUN 3      22/5/84

Sone 1A

Sone 1A består av sandstein med vekslende kornstørrelse (middels grov sand - glimmerrik siltig sand).

Sone 1B (Sogn fm)

Litologisk er sone 1B dominert av middels grove, godt sorterte sandsteiner, og er avsatt i høyenergetisk, kystnært miljø ("sheetsand"/baravsetninger).

Sone 1B utgjør den reservoarmessig beste sanden i reservoarintervallet.

### Sone 1C (Sogn fm)

Sonen er identifisert som en overgangssone mellom sone 2 og sone 1B i de østligste brønnene. Den består litologisk av vekslende, glimmerholdig sand (sone 2-type) og renere, middels grov sand (sone 1B type).

### Sone 2 (Heather C fm)

Lithologisk består denne sonen av glimmerrik, siltig sandstein avsatt i et mer lavenergetisk distalt miljø enn sone 3.

### Sone 3 (Fens fm)

Lithologisk består denne sonen av fine til grove sandsteinssekvenser med vekslende glimmer- og siltinnhold. Teksturelle variasjoner i sandsteinen indikerer varierende energetiske avsetningsforhold. Tolkningen av avsetningsmiljøet er usikker. Sekvensene kan representere alt fra "mouth bars" relatert til fluvialdominerte deltaer til "offshore bars".

3.2

### Logge/tape kvalitet

Logg kvalitet: Bra  
Tape kvalitet: Bra

### Logger brukt i evalueringen:

ISF - BHC - GR Run 3  
LDL - CNL - SGR Run 3  
DLL - MSFL- GR Run 1

### Sjekk - Logg kalibrering

Følgende logger har blitt kontrollert i forhold til standarden CSU-26 versjon (Schlumberger).

ISF - BHC - GR Run 3 22/5/84 1:200  
LI: 1503.0 - 1719.0 m 1:500

Kalibrering:

Shop Calibration: OK  
Bef. Sur. Cal.: OK  
After: OK

LDC - CNL - SGR Run 3 22/5/84 1:200  
LI: 1513.0-1654.0 m 1:500

Kalibrering:

Shop Calibration: Kalibrering for det lave  
energispectra (LLm/Backgournd) falt  
utenfor grensen:  
17<LL>21  
LL målt = 21.1

Bef. Sur.Cal.: OK  
Aft: Sur.Cal.: OK

DLL-MSFL-GR RUN 1 22/5/84  
LI: 1496.0 - 1714.0 m

Kalibrering:

Bef. Sur.Cal.: OK  
Aft. Sur Cal.: OK

3.3

Database korreksjon

Dybde-justering av loggene: ikke utført

Korrigering for kalkstein-kalibreringgen:

PHINC = PHIN + 0.04 p.u.

### 3.4 Parameter valg

Formasjonstemperatur: 53.3°C målt fra  
DLL-MSFL-GR, 22/5/84

Denne målte temperaturen er noe lavere enn forventet.

RFT målinger kjørt den 23/5 gav en høyere temperatur:

57.8 °C

Denne målingen sammenfatter med tidligere brønner, og er derfor brukt i denne evalueringen.

Vannresistivitet:  $R_w$  beregnet fra:

- laboratorie måling
- logg

Statoils lab. beregnet  $R_w$  til 0.07 ohm/m ved 143 °F  
(55000 ekvivalente ppm NaCl).

$R_T$  mot PHIF diagram, figur 18, gir en tilnærmet  
 $R_w$  på 0.07 ohm/m for  $a = 1$  og  $m = 2.13$

Vannresistiviteten er satt til 0.07 ohm/m i den videre  
beregning ved FMT.

Resistiviteten av formasjonen,  $R_T$ :

Kurvene RLLD og RILD ble brukt til å bevege en korrekt  
 $R_T$ .

RLLD ble korrigert for invasjonseffekt og brukt som  $R_T$  i  
hydrokarbon sonen.

RILD ble brukt ukorrigert i vannsonen som  $R_T$ .

Litologifaktor, semterings- og vannmetningsekspONENT:

a = 1.0

m = 2.13

n = 2.0

er basert på tidligere erfaring med den vestlige  
Trollflanken, samt data fra fig. 18. RHOMA

SOGNEFJORD	2.65	g/cc
HEATHER C	2.65	g/cc
Fensfjord	2.67	g/cc

Disse verdier er basert på kjernedata fra blokk 31/2, se  
figur 12.

Litologisk korreksjonsfaktor på CNL-logg = 0.04 p.u.

Akustisk logg (sonic),  $\Delta t_{ma}$ , ble ikke brukt.

### 3.5 Porøsitetsberegning

Porøsitet beregnet ved hjelp av tetthetsloggen, og  
følgende ligning:

$$PHID = (RHOMA - RHOB) / (RHOMA - RHOFL)$$

RHOFL ble satt til i:

Gass kolonne: 0.65 g/cc

Olje kolonne : 0.85 g/cc

Vann kolonne : 1.00 g/cc

Disse verdier er beregnet fra kjerneporøsitet korrigeret  
for overlagingstrykkeeffekten og RHOB for tidligere  
brønner på blokk 31/2.

Ligningene brukt er gitt ved:

$$1. \quad \text{PHID} = A * \text{RHOB} + B$$

$$2. \quad \text{PHID} = \frac{\text{RHOMA} - \text{RHOB}}{\text{PHOMA} - \text{RHOFL}}$$

Ved å sette PHID lik dybdeskiftet kjerneporøsitet korrigeret for overlagingstrykkeffekten kan væsketettheten beregnes for hvert lag, se figurer: 13, 14, 15, 16, 17

$$\text{RHOFL} = \frac{1 - B}{A} \quad \text{og} \quad \text{RHOMA} = \frac{-B}{A}$$

Denne totale porøsitet beregnet fra tetthetsloggen, PHID, er lagret på data basen som PHIF.

### 3.6 Vannmetning

Vannmetning,  $S_w$ , er beregnet fra Nordsjø-ligningen:

$$\text{where} \quad \frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[ \frac{v_{sh}^C}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2}$$

$R_t$  = true resistivity

$R_w$  = formation water resistivity

$S_w$  = water saturation

$R_{sh}$  = shale resistivity

$\phi$  = porosity

$C$  = shale exponent (1.6)

$m$  = cementation exponent (2.13)

$n$  = saturation exponent (2.0)

$a$  = lithology factor (1.00)

Parameter-verdier er gitt i tabellen i figur 21.

### 3.7 Permeabilitetsberegning

Permeabilitet beregnet fra logger, KLOGH, er basert på et lineært forhold mellom  $K_{kjerne}$  korrigeret for

overlagrings-trykkeffekt. Denne lineære ligning er vist i figur 18 hvor dataene er tatt fra brønnene 31/2-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 og 12 samt 31/5-2.

Her er:  $PHIF = C \times DPORHE$

hvor C er effekt for overlagringstrykk lik 0.96  
DPorhe - dybdejustert kjerneporøsitet.

#### Permeabilitet:

Ved å plote dybdeskiftet kjernepermeabilitet mot logg beregnetporøsitet, kan et forhold mellom disse to parametre bli funnet.

Figur 19 viser dette, og her er alle data tatt fra brønnene:

31/2-1 opp til 31/2-12 samt 31/5-2.

Denne tilpasningen ble basert på følgende lineære formel:

$$\log (K_{lab}) = ax \varnothing_{RES} + b.$$

Diagrammet har en spredning i sine parametre, men en lineær linje av ovennevnte formeltype kan tilpasses uten for store avvik. Dette gir følgende formel:

$$\underline{\log (K_{lab}) = 29.4 \times \varnothing_{RES} - 6.3}$$

Ved bruk av ovennevnte ligning får vi en god beregning av loggpermeabilitet, kalt KLOGH. Den gir et noe pessimistisk resultat for porøsiteter mindre enn 18%, mens for høyere porøsitetsverdier (18 til 40%) er resultatet meget tilfredsstillende.

3.8 RFT målinger

Det er gjort 15 RFT målinger innen intervallet 1533.5 til 1693 m (RKB).

Disse målinger gir ikke noen klare knekkpunkter og derfor er det vanskelig å bestemme GOK og OVK fra denne RFT.

På grunnlag av data i vannsonen er en vanngradient beregnet til: 1.8 g/cc.

Dette er vist i figur 20.

3.9 Brønntest.

Brønnen perforert i oljesonen: 1583-1590 m (ss).

Produksjonsrate: 8000 Bld olje  
310 SCF/B GOR  
med 96/64 choke.

Stabil strøming.

Oil gravity: 0.88 SG

Gas : 0.67



4. Tabeller og figurer

Generelt om brønn 31/2-14

Lisens	054
Brønn	31/2-14
Lokasjon	60° 51' 26 N 03° 25' 37 E
Rigg	Borgny Dolphin
KB elevasjon	24.7
Vanndybde	339.0
Total dybde	1720.0 m
Formål	Lokalisere reservoaret og teste oljesonen
Status	TESTER
Operatør	A/S Norske Shell
Partnere	Statoil, Superior, Conoco, Hydro

Fig. 1 - Generelle brønndata



MC VOID VOLUME . . ('SH'S) . . . . . 4.458  
 MS MC VOID VOLUME ('SH'S) . . . . . -51779.808  
 MSU MC VOID VOLUME . . . . . 51704.353

NET/GROSS RATIOS  
 NETPAY /GROSS SAND : 0.28548  
 NETPAY /GROSS SAND : 0.28747  
 NETPAY /GROSS SAND : 0.28811

VTL BU KJNE NY STATISTIK PJ ANNET DYASE-INTERVAL7

Fig. 3  
 Lag 1  
 Statistikk

PRO  
 NET!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

STATISTICS  
 FIELDS: . . . . .  
 WELL: . . . . .  
 ENGINEER: . . . . .  
 DATE: . . . . .  
 TROLL  
 31-8-14  
 AM  
 9.30 21 JUN 1984  
 DEPTH INTERVAL: . . . . . 1532.50 TO 1552.25  
 APPLIED CUTOFFS:  
 VSH: GREATER THAN 0.40  
 PHIF: LESS THAN 0.12  
 SH: GREATER THAN 0.05

TOTAL DEPTH  
 THICKNESS: . . . . . 20.750  
 AVERAGE 'PHIF' . . . . . 0.267  
 AVERAGE 'UNWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.213  
 U.AVERAGE 'SH' S 'PHIF' . . . . . 0.149  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.781  
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') . . . . . 5.234  
 MC VOID VOLUME . . ('SH'S) . . . . . 4.541  
 MS MC VOID VOLUME ('SH'S) . . . . . -51235.387  
 MSU MC VOID VOLUME . . . . . 52329.808

NET PAY  
 THICKNESS: . . . . . 17.750  
 AVERAGE 'PHIF' . . . . . 0.268  
 AVERAGE 'UNWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.148  
 U.AVERAGE 'SH' S 'PHIF' . . . . . 0.121  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.553  
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') . . . . . 5.124  
 MC VOID VOLUME . . ('SH'S) . . . . . 4.484  
 MS MC VOID VOLUME ('SH'S) . . . . . -51845.808  
 MSU MC VOID VOLUME . . . . . 51847.441

NET SAND  
 THICKNESS: . . . . . 18.000  
 AVERAGE 'PHIF' . . . . . 0.268  
 AVERAGE 'UNWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.153  
 U.AVERAGE 'SH' S 'PHIF' . . . . . 0.130  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.847  
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') . . . . . 5.178

YES  
 (M11) CALCULATING NEW TIME DOME TIME!!!!

STATISTICS  
 YEAR: 21-214  
 DATE: 21 JAN 1984  
 TIME: 8.40

DEPTH INTERVAL: 1000.00 TO 1001.75  
 APPLIED CUTOFF: GREATER THAN 0.40  
 PAID: LESS THAN 0.10  
 (M) GREATER THAN 0.05

TOTAL DEPTH  
 THICKNESS: 20.000  
 SAND: 0.000  
 GRAVEL: 0.100  
 CLAY: 0.200  
 SILT: 0.200  
 VOID VOLUME: 11.144  
 MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 111.000

NET PAY  
 THICKNESS: 20.000  
 SAND: 0.000  
 GRAVEL: 0.100  
 CLAY: 0.110  
 SILT: 0.090  
 VOID VOLUME: 11.144  
 MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 111.000

NET SAND  
 THICKNESS: 20.000  
 SAND: 0.000  
 GRAVEL: 0.100  
 CLAY: 0.110  
 SILT: 0.090  
 VOID VOLUME: 11.144  
 MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 111.000

MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 0.071  
 MC VOID VOLUME: 111.000

NET GROSS RATIOS  
 SAND: 0.000  
 GRAVEL: 0.100  
 CLAY: 0.110  
 SILT: 0.090

UTL BU LANE NY STATISTICS P3 ABOUT EVERY INTERNALLY

Fig. 4  
 Lag 2  
 Statistikk

MC VOID VOLUME . . ('SH'S) : 2.067  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S) : -3008.097  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 30084.874  
 \*\*\*\*\*

NET/ GROSS RATIOS  
 \*\*\*\*\*  
 NETPAY /GROSS SAND : 0.0000  
 NETPAY/NETSAND : 0.0000  
 NETPAY /NETSAND : 1.0000  
 \*\*\*\*\*

UTL BU KJNR NY STATISTIK P3 GWNET BYRDE-INTERNALLY

Fig. 5  
 Lag 2 - til GOK  
 Statistikk

YCS  
 NB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

S T A T I S T I C S  
 \*\*\*\*\*  
 FIELD: . . . . . TROLL  
 WELL: . . . . . 31-8-14  
 ENGINEER: . . . . . RN  
 DATE: . . . . . 0.41 21 JUN 1984  
 DEPTH INTERVAL: . . . 1563.58 TO 1564.75  
 APPLIED CUTOFFS:  
 . . . . . VON: GREATER THAN 0.40  
 . . . . . PHIF: LESS THAN 0.12  
 . . . . . CU: GREATER THAN 0.05

T O T A L D E P T M  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 11.259  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.079  
 AVERAGE . . . . . 'VONALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.125  
 AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.077  
 AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.076  
 VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF') . . . . . 3.134  
 MC VOID VOLUME . . . . . ('SH'S) . . . . . -3134.874  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S) . . . . . 3134.874  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 3137.589  
 \*\*\*\*\*

N E T P A Y  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.340  
 AVERAGE . . . . . 'VONALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.035  
 AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.030  
 AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.002  
 VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF') . . . . . 3.089  
 MC VOID VOLUME . . . . . ('SH'S) . . . . . 2.057  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S) . . . . . -3008.097  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 30084.874  
 \*\*\*\*\*

N E T G A M B  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.340  
 AVERAGE . . . . . 'VONALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.035  
 AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.030  
 AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.002  
 VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF') . . . . . 3.089

YES  
 NO!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

STATISTICS  
 FTELD: . . . . . TROLL  
 WELL: . . . . . 31-3-14  
 ENGINEER: . . . . . RM  
 DATE: . . . . . 9.48 21 JUN 1984  
 DEPTH INTERVAL: . . . 1685.00 TO 1691.75  
 APPLIED CUTOFFS:  
 UAH: GREATER THAN 0.40  
 PHIF: LESS THAN 0.12  
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH  
 THICKNESS: . . . . . 26.759  
 AVERAGE . . . . . 0.897  
 AVERAGE . . . . . 0.909  
 AVERAGE . . . . . 0.147  
 U. AVERAGE . . . . . 0.146  
 AVERAGE . . . . . 0.863  
 VOID VOLUME: . . . . . 7.928  
 MC VOID VOLUME . . . . . 6.709  
 RES MC VOID VOLUME ('SM'S): -78289.743  
 NOW MC VOID VOLUME . . . . . 79387.823

NET PAY  
 THICKNESS: . . . . . 26.759  
 AVERAGE . . . . . 0.897  
 AVERAGE . . . . . 0.909  
 AVERAGE . . . . . 0.147  
 U. AVERAGE . . . . . 0.146  
 AVERAGE . . . . . 0.863  
 VOID VOLUME: . . . . . 7.928  
 MC VOID VOLUME . . . . . 6.709  
 RES MC VOID VOLUME ('SM'S): -78289.743  
 NOW MC VOID VOLUME . . . . . 79387.823

NET SAND  
 THICKNESS: . . . . . 26.759  
 AVERAGE . . . . . 0.897  
 AVERAGE . . . . . 0.909  
 AVERAGE . . . . . 0.147  
 U. AVERAGE . . . . . 0.146  
 AVERAGE . . . . . 0.863  
 VOID VOLUME: . . . . . 7.928

MC VOID VOLUME . . . . . 6.709  
 RES MC VOID VOLUME ('SM'S): -78289.743  
 NOW MC VOID VOLUME . . . . . 79387.823

NET CROSS RATIOS  
 MELTWAY /HARDS SAND : 1.0000  
 MELTWAY/HETMANS : 1.0000

VIL BU KJANE MY STATISTICK PJ ANNET INVESE-INTERVALLY

Fig. 6  
 Lag 2 - fra GOK  
 Statistikk

MS  
 NO!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!

STATISTICS  
 =====  
 FIELD: . . . . . TROLL  
 WELLS: . . . . . 31-8-14  
 ENGINEER: . . . . . PH  
 DATE: . . . . . 9.43 21 JUN 1984  
 DEPTH INTERVAL: . . . . . 1500.00 TO 1661.50  
 APPLIED CUTOFFS:  
 . . . . . UCN: GREATER THAN 0.40  
 . . . . . PHIF: LESS THAN 0.12  
 . . . . . SW: GREATER THAN 0.05

TOTAL DEPTH  
 =====  
 THICKNESS: . . . . . 60.500  
 AVERAGE . . . . . 0.246  
 AVERAGE 'URWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SU' . . . . . 0.000  
 U.AVERAGE 'SU' S 'PHIF' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.100  
 VOID VOLUME: . . . . . 17.100  
 MC VOID VOLUME . . . . . 2.400  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S') . . . . . 0.000  
 ROW MC VOID VOLUME . . . . . 171078.717

NET PAY  
 =====  
 THICKNESS: . . . . . 8.750  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'URWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SU' . . . . . 0.000  
 U.AVERAGE 'SU' S 'PHIF' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.410  
 VOID VOLUME: . . . . . 0.704  
 MC VOID VOLUME . . . . . 0.000  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S') . . . . . -7044.771  
 ROW MC VOID VOLUME . . . . . 7046.000

NET SAMB  
 =====  
 THICKNESS: . . . . . 80.000  
 AVERAGE . . . . . 0.047  
 AVERAGE 'URWALE' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SU' . . . . . 0.000  
 U.AVERAGE 'SU' S 'PHIF' . . . . . 0.000  
 AVERAGE 'SH' . . . . . 0.100  
 VOID VOLUME: . . . . . 17.001

MC VOID VOLUME . . . . . 2.400  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'S') . . . . . 0.000  
 ROW MC VOID VOLUME . . . . . 17012.000

NET/GROSS RATIOS  
 =====  
 NETPAY /GROSS SAMB = 0.0007  
 NETSAMB /GROSS SAMB = 0.0040  
 NETPAY /NETSAMB = 0.0071

VIL DU KJØBE NY STATISTIK P3 ÅRNET DVØDE-INTERVALL?

Fig. 7  
 Lag 3 - ⊕ til 1661.5  
 (LDT ikke kjørt videre)  
 Statistikk

MC VOID VOLUME . . ('SH'Z) . . . . . 14.200  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'Z) . . . . . 22222.222  
 PROU MC VOID VOLUME . . . . . 18.0002.422  
 \*\*\*\*\*

NET / GROSS R A T I O S  
 \*\*\*\*\*

NETPAY /GROSS SAND : 0.81178  
 NETSAND/GROSS SAND : 0.91807  
 NETPAY /NETSAND : 0.88241  
 \*\*\*\*\*

VIL DU KJNE NY STATISTIK FJ ANNET BYRDE-INTERVALL7

Fig. 8

Payzone  
 Statistikk

YES  
 NO!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

S T A T I S T I C S  
 \*\*\*\*\*  
 FIELDS: . . . . . TROLL  
 WELLS: . . . . . 31-8-14  
 EXPLORER: . . . . . PH  
 DATE: . . . . . 0.44 21 JUN 1984

DEPTH INTERVAL: . . . . . 1838.50 TO 1838.00  
 APPLIED CUTOFFS:  
 UH: GREATER THAN 0.40  
 PHIT: LESS THAN 0.12  
 SU: GREATER THAN 0.05

T O T A L D E P T H  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 52.500  
 AVERAGE . . . . . 0.250  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.169  
 U.AVERAGE . . . . . 0.187  
 AVERAGE . . . . . 0.222  
 VOID VOLUME: . . . . . 18.828  
 MC VOID VOLUME . . . . . 14.531  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'Z) . . . . . 22222.222  
 PROU MC VOID VOLUME . . . . . 18.0002.422  
 \*\*\*\*\*

N E T P A Y  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 54.200  
 AVERAGE . . . . . 0.201  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.177  
 U.AVERAGE . . . . . 0.189  
 AVERAGE . . . . . 0.273  
 VOID VOLUME: . . . . . 16.204  
 MC VOID VOLUME . . . . . 14.204  
 RES MC VOID VOLUME ('SH'Z) . . . . . 22222.222  
 PROU MC VOID VOLUME . . . . . 18.0002.422  
 \*\*\*\*\*

N E T S A N D  
 \*\*\*\*\*  
 THICKNESS: . . . . . 54.900  
 AVERAGE . . . . . 0.201  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.171  
 U.AVERAGE . . . . . 0.182  
 AVERAGE . . . . . 0.269  
 VOID VOLUME: . . . . . 18.400  
 \*\*\*\*\*



YES

NO!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

STATISTICS

FIELD: . . . . . TROLL  
 WELL: . . . . . 31-8-14  
 CYLINDERS: . . . . . CM  
 DATE: . . . . . 9.46 21 JUN 1964

DEPTH INTERVAL: . . . . . 1838.50 TO 1854.75  
 APPLIED CUTOFFS:  
 . . . . . USH: GREATER THAN 0.40  
 . . . . . PHIF: LESS THAN 0.12  
 . . . . . SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: . . . . . 38.289  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.285  
 AVERAGE . . . . . 'USUAL' . . . . . 0.090  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.185  
 U.AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.107  
 AVERAGE . . . . . 'SN' . . . . . 0.815  
 USH VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 8.569  
 MC VOID VOLUME: . . . . . ('SN') . . . . . 7.634  
 RES MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . -80693.783  
 NOW MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . 85511.416

NET PAY

THICKNESS: . . . . . 27.000  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.304  
 AVERAGE . . . . . 'USUAL' . . . . . 0.089  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.186  
 U.AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.093  
 AVERAGE . . . . . 'SN' . . . . . 0.804  
 VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 8.067  
 MC VOID VOLUME: . . . . . ('SN') . . . . . 7.438  
 RES MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . -28888.528  
 NOW MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . 28878.034

NET SAM

THICKNESS: . . . . . 27.000  
 AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.285  
 AVERAGE . . . . . 'USUAL' . . . . . 0.089  
 AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.113  
 U.AVERAGE . . . . . 'SU' & 'PHIF' . . . . . 0.088  
 AVERAGE . . . . . 'SN' . . . . . 0.807  
 VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 8.381

MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . 7.808  
 RES MC VOID VOLUME ('SN') . . . . . -83885.443  
 NOW MC VOID VOLUME . . . . . 83818.846

NET/GROSS RATIOS

NETPAY/USHOS SAMB = 0.53781  
 NETPAY/USHOS SAMB = 0.84488  
 NETPAY/USHOSAMB = 0.80883

UOL BU KJNE BY STATISTIK PJ ANNET BYDE-INTERNAL?

Fig.9

Gass sone

Statistikk

YES  
 NB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

STATISTICS  
 WELL: . . . . . TROLL  
 ENGINEER: . . . . . 31-8-14  
 DATE: . . . . . 9.45 21 JUN 1984  
 DEPTH INTERVAL: . . . 1506.00 TO 1508.00  
 APPLIED CUTOFFS:  
 . . . USH: GREATER THAN 0.40  
 . . . PHIF: LESS THAN 0.12  
 . . . SU: GREATER THAN 0.55

TOTAL DEPTH  
 THICKNESS: . . . . . 27.000  
 AVERAGE . . . . . 0.277  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.100  
 U.AVERAGE . . . . . 0.148  
 AVERAGE . . . . . 0.250  
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') . . . 2.000  
 MC VOID VOLUME . . . ('SH'S') . . . 0.221  
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') . . . 0.000  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 0.000

NET PAY  
 THICKNESS: . . . . . 27.000  
 AVERAGE . . . . . 0.277  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.150  
 U.AVERAGE . . . . . 0.148  
 AVERAGE . . . . . 0.250  
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') . . . 2.000  
 MC VOID VOLUME . . . ('SH'S') . . . 0.221  
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') . . . 0.000  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 0.000

NET GAMB  
 THICKNESS: . . . . . 27.000  
 AVERAGE . . . . . 0.277  
 AVERAGE . . . . . 0.000  
 AVERAGE . . . . . 0.100  
 U.AVERAGE . . . . . 0.148  
 AVERAGE . . . . . 0.250  
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') . . . 2.000

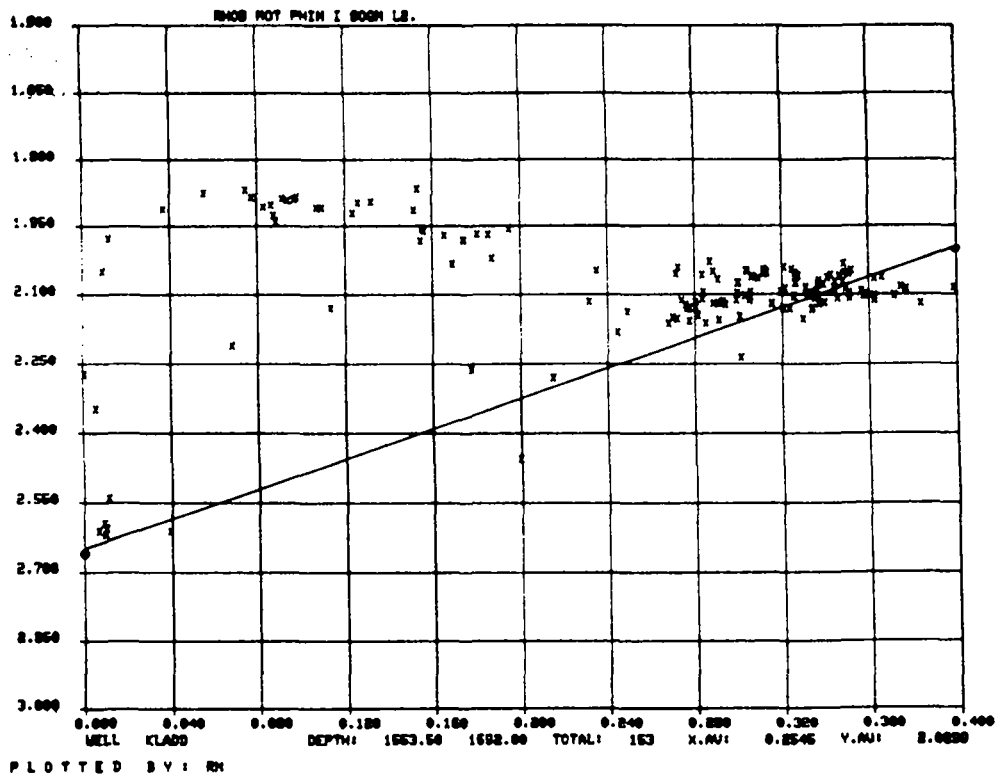
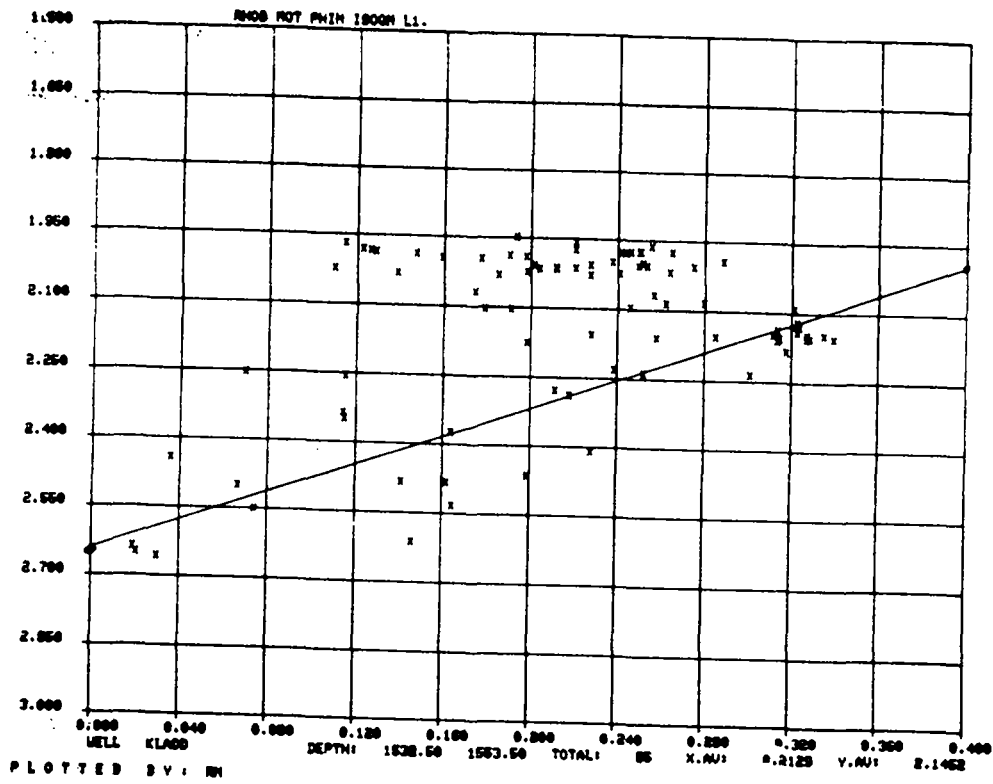
MC VOID VOLUME . . . ('SH'S') . . . 0.221  
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') . . . 0.000  
 RES MC VOID VOLUME . . . . . 0.000

NET/GROSS RATIOS  
 METPAY/MGROSS GAMB = 1.0000  
 METPAY/MGROSS SAND = 1.0000  
 METPAY/METPAYG = 1.0000

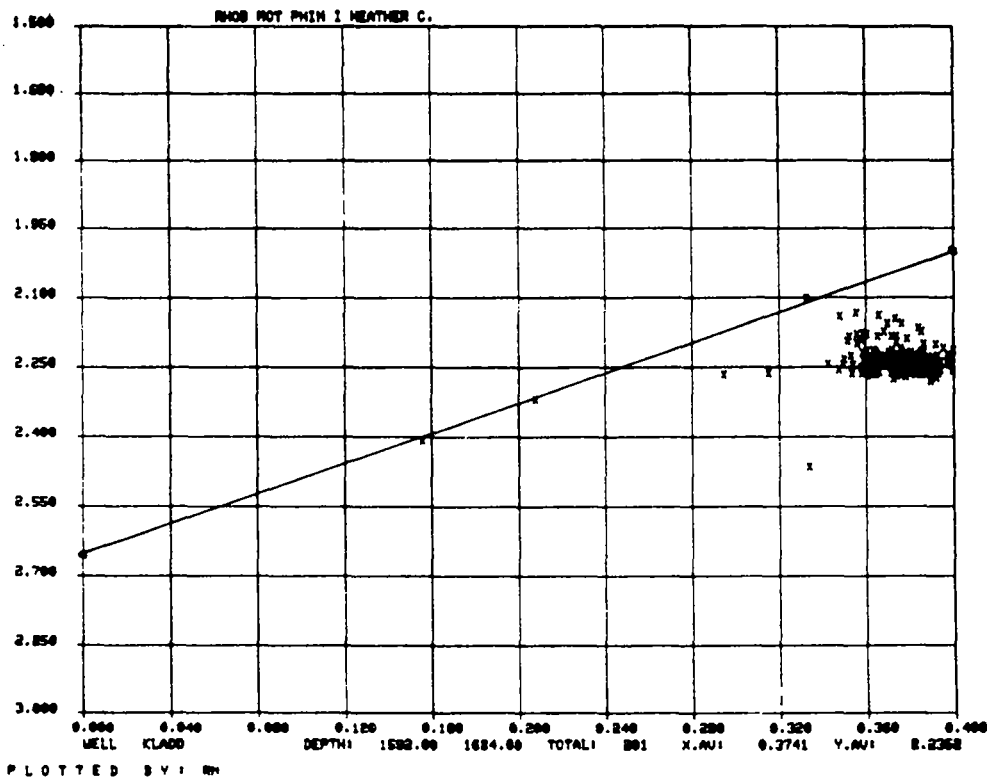
VIL DU KJØBE NY STATISTIKK PÅ ARBEY DVYDE-INTERVALL?M

Fig. 10

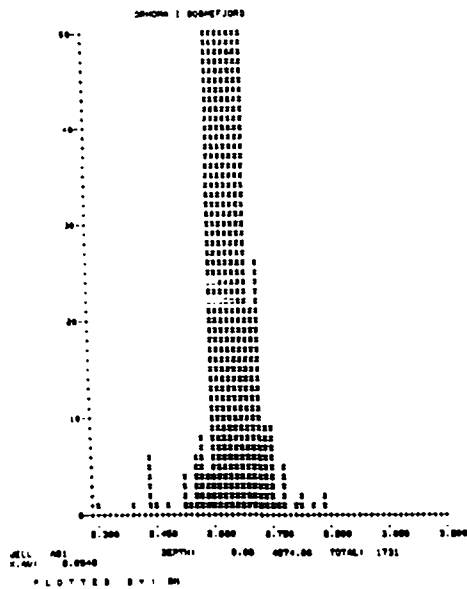
Olje sone  
 Statistikk



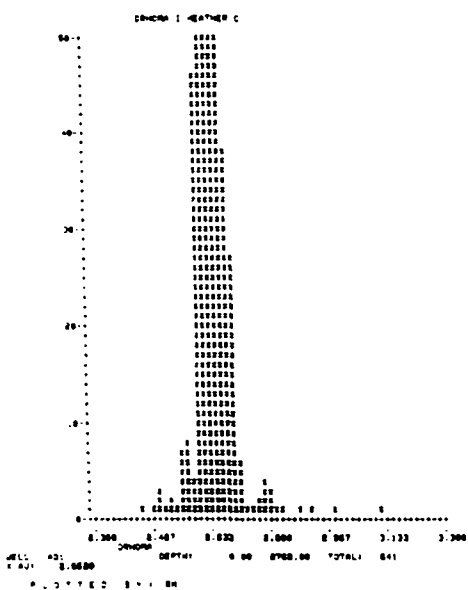
Figur 11a RHOB mot PHIN



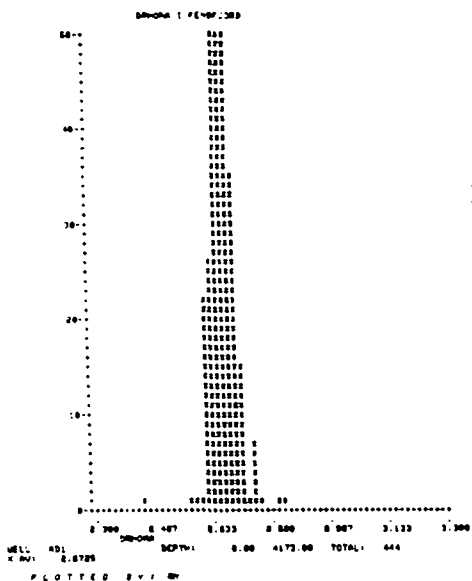
Figur 11b RHOB mot PHIN



RHOMA  
i  
SOGNEFJORD



RHOMA  
i  
Heather C



RHOMA  
i  
Fensfjord

Figur 12 RHOMA diagram for 31/2

31/2

Sogn Fm.

Gass kolonne

$\rho_{fl} = 0.65 \text{ g/cc}$

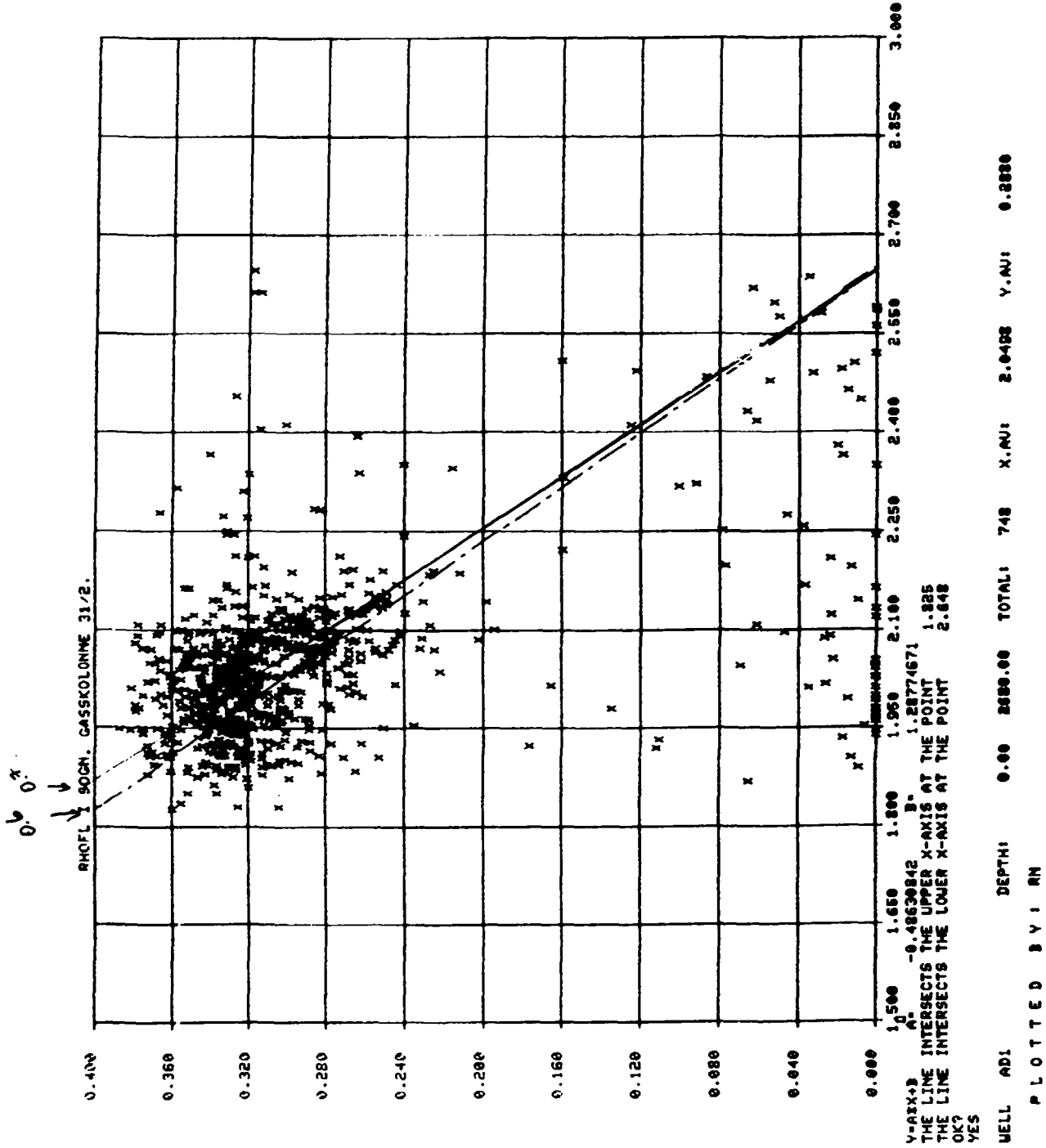


Fig. 13 RHOFL bestemmelse

31/2  
 Sogn Fm.  
 Olje del.  
 $f_k = 0.85 \text{ g/cc}$

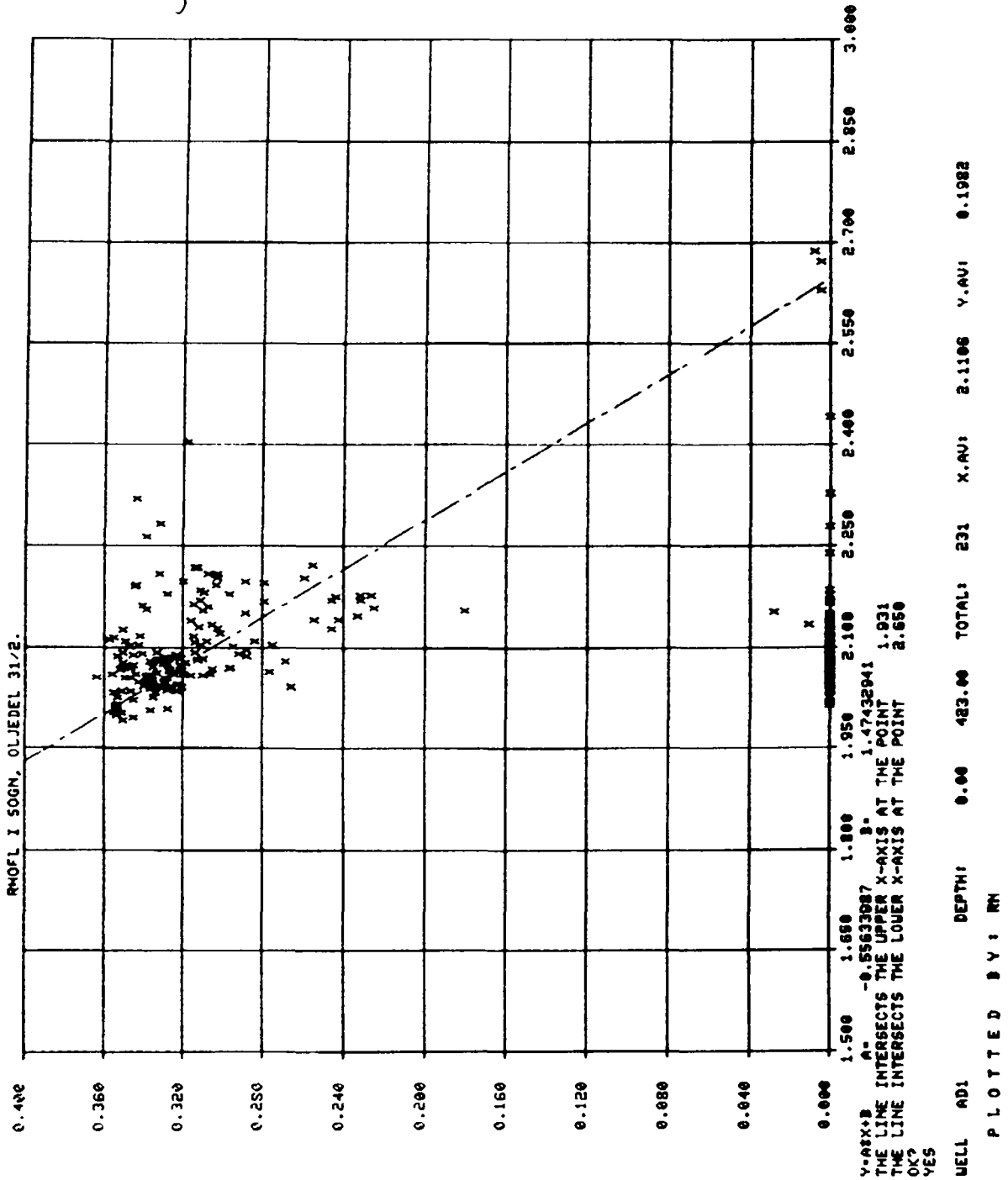


Fig. 14 RHOFL bestemmelse

31/2  
 Sogn Fm.  
 Vann sone  
 $\rho_{FL} = 1.0 \text{ g/cc}$

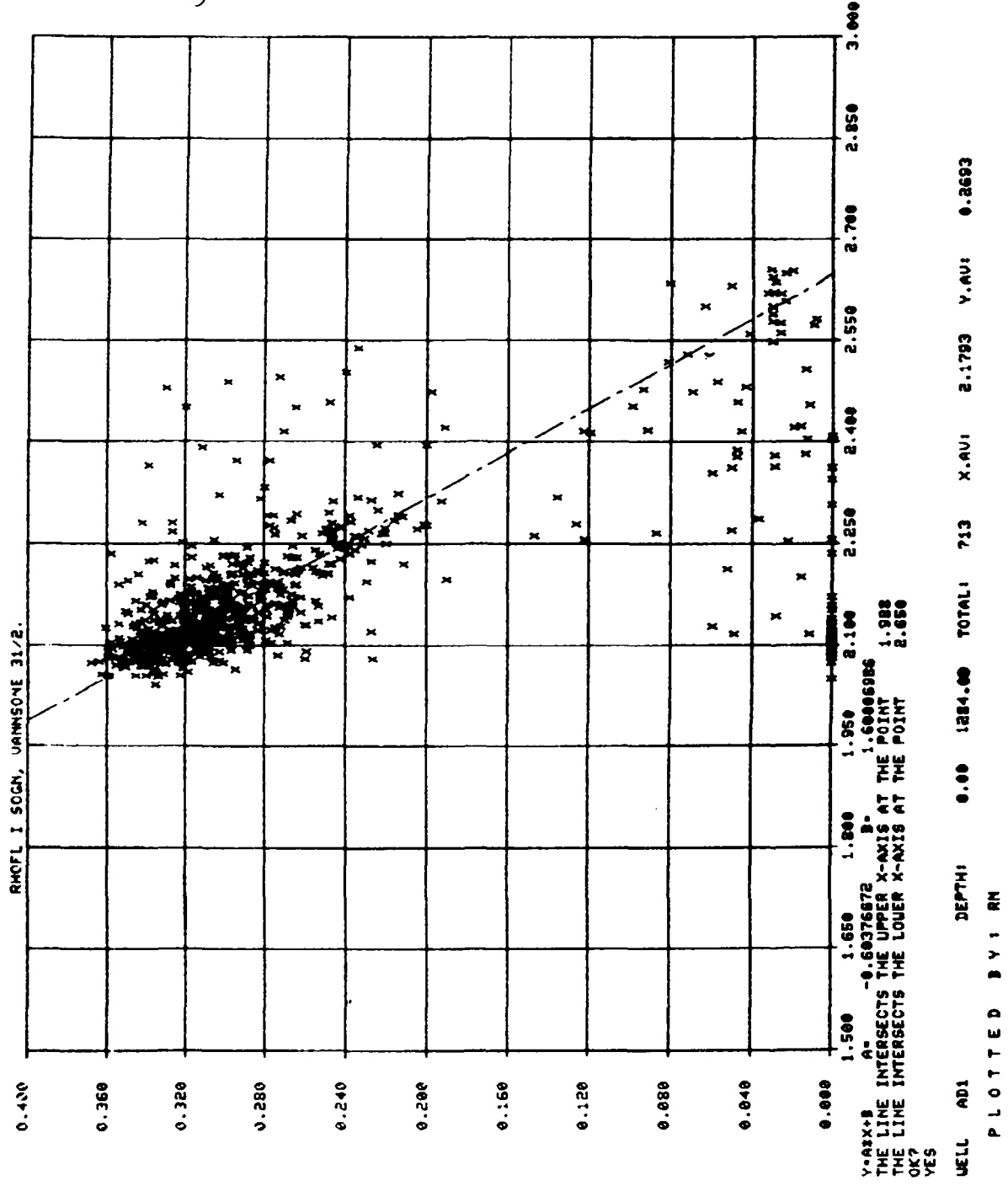


Fig. 15 RHOFL bestemmelse



31/2

Heather C

Vann sone

$\rho_{fl} = 1.0 \text{ g/cc}$

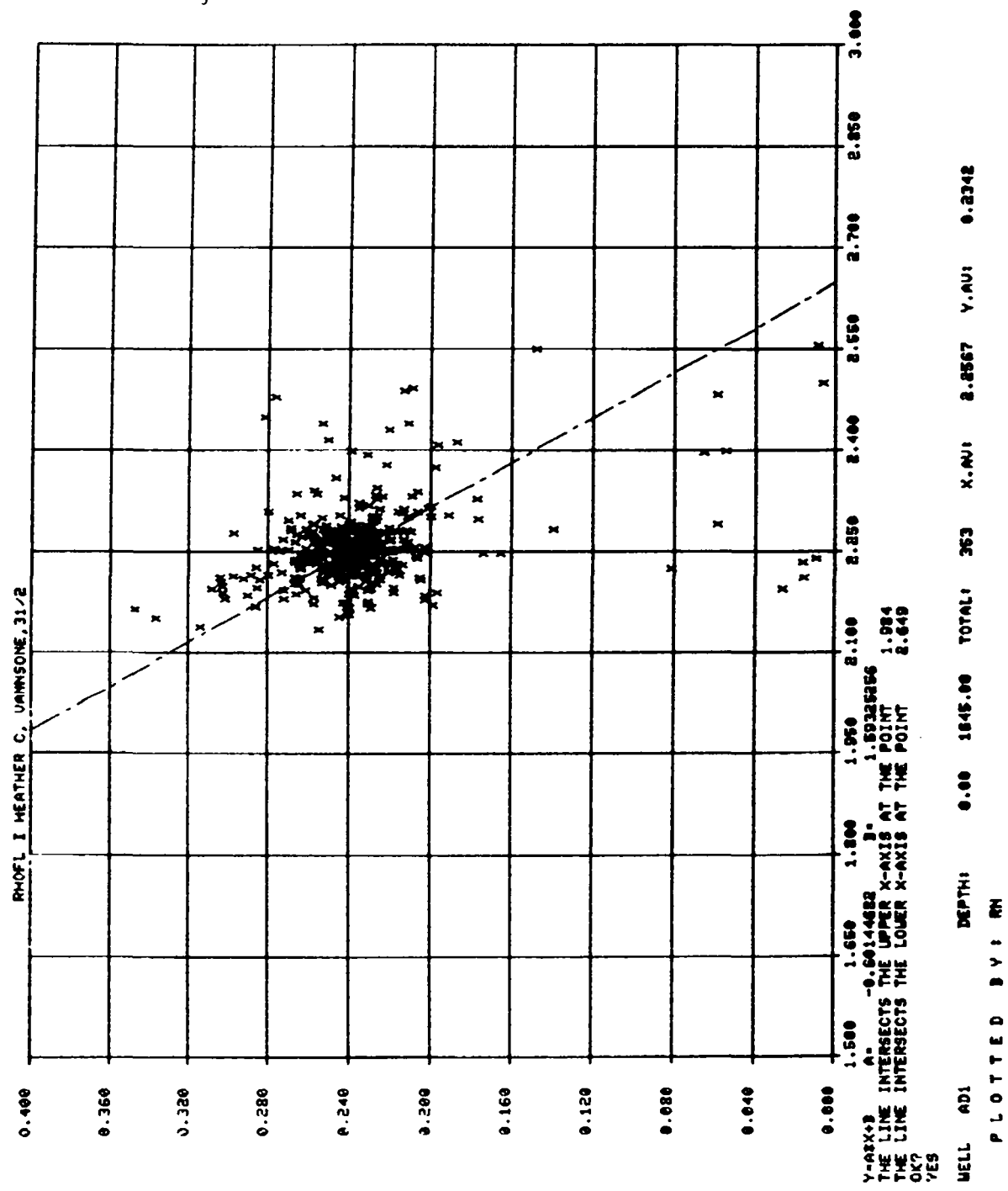


Fig. 16 RHOFL bestemmelse

31/2

Fens

Vann

$$\rho_{H_2O} = 1.08 \text{ g/cc}$$

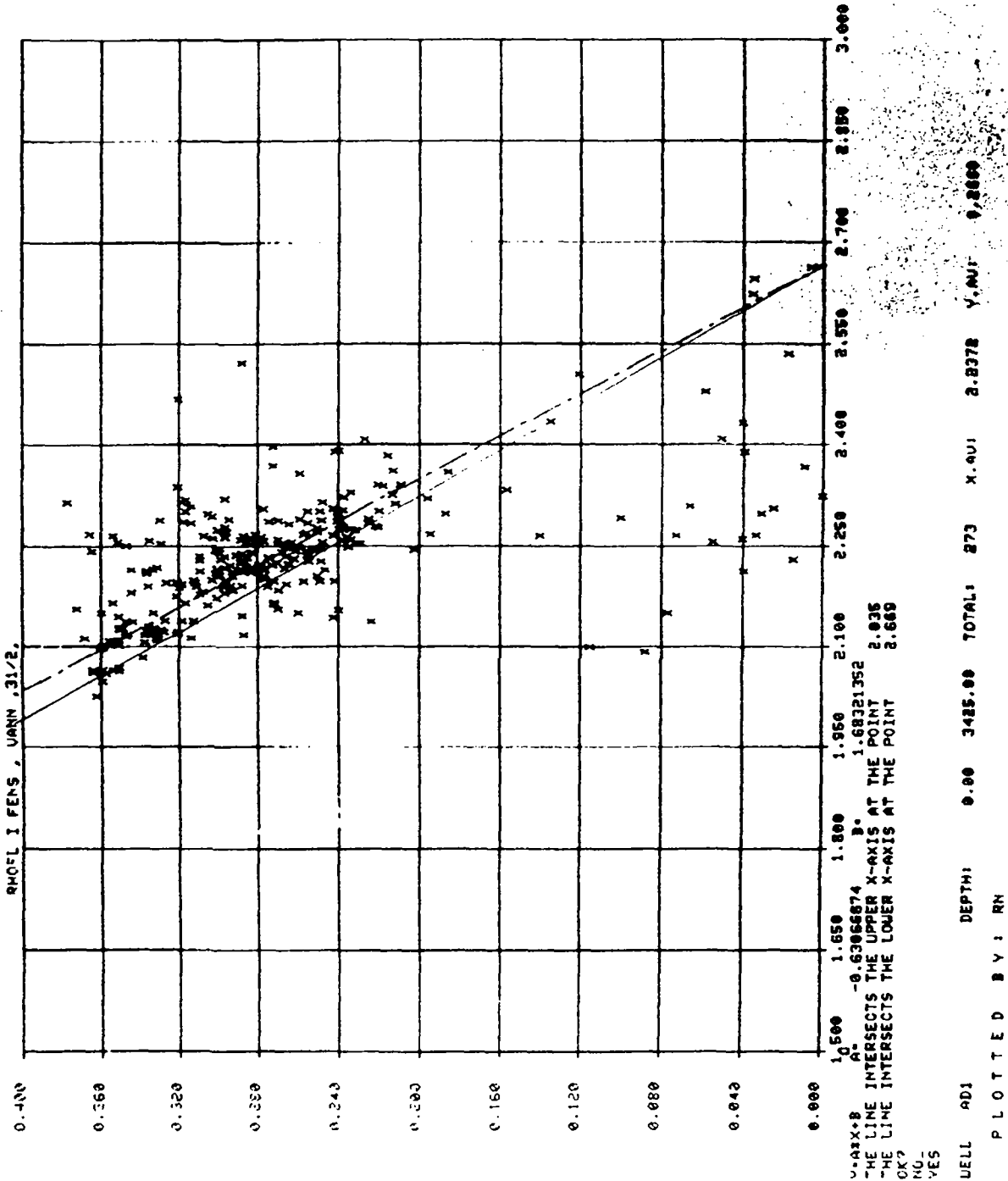


Fig. 17 RHOFL bestemmelse

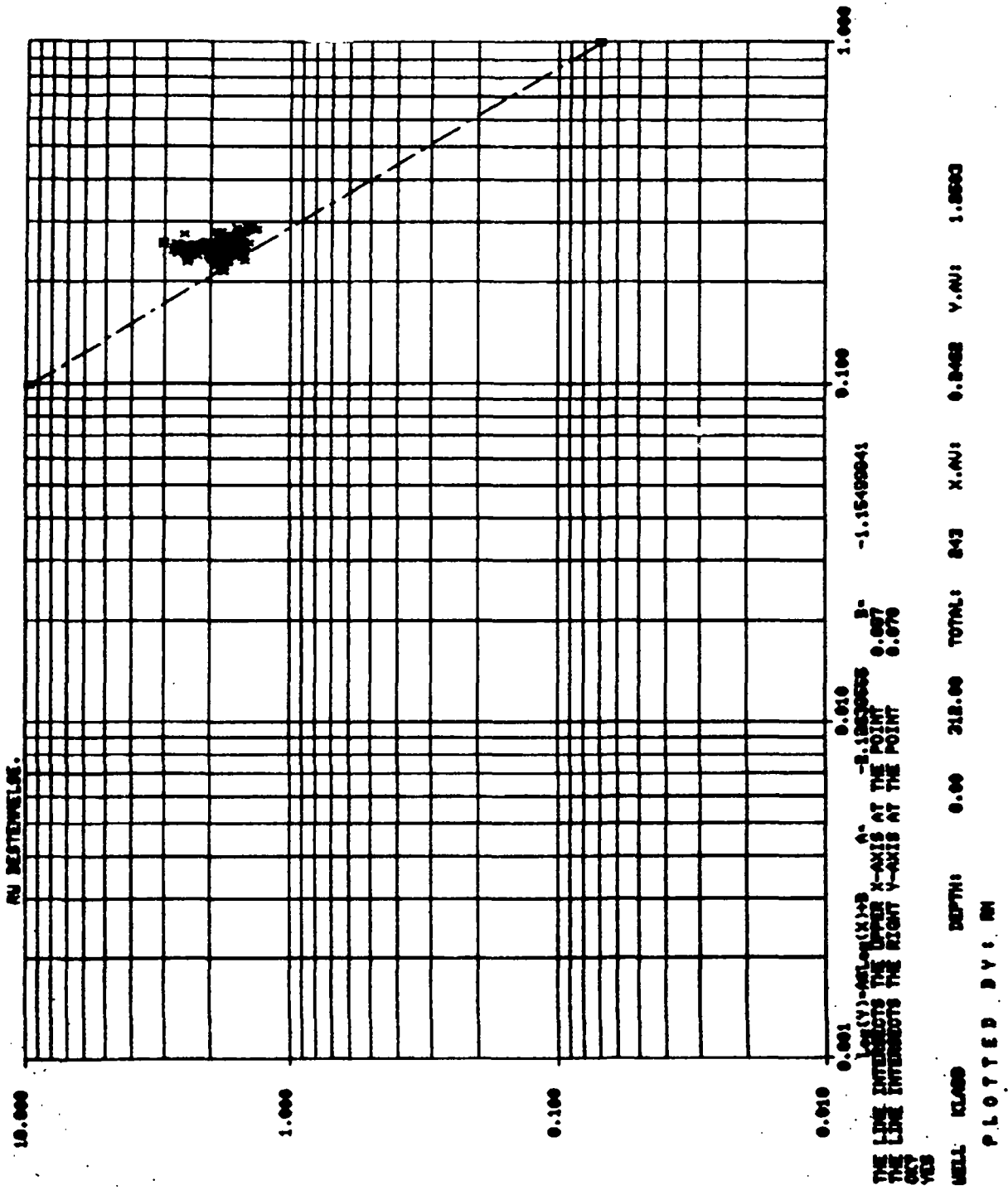


Fig. 18 RW bestemmelse

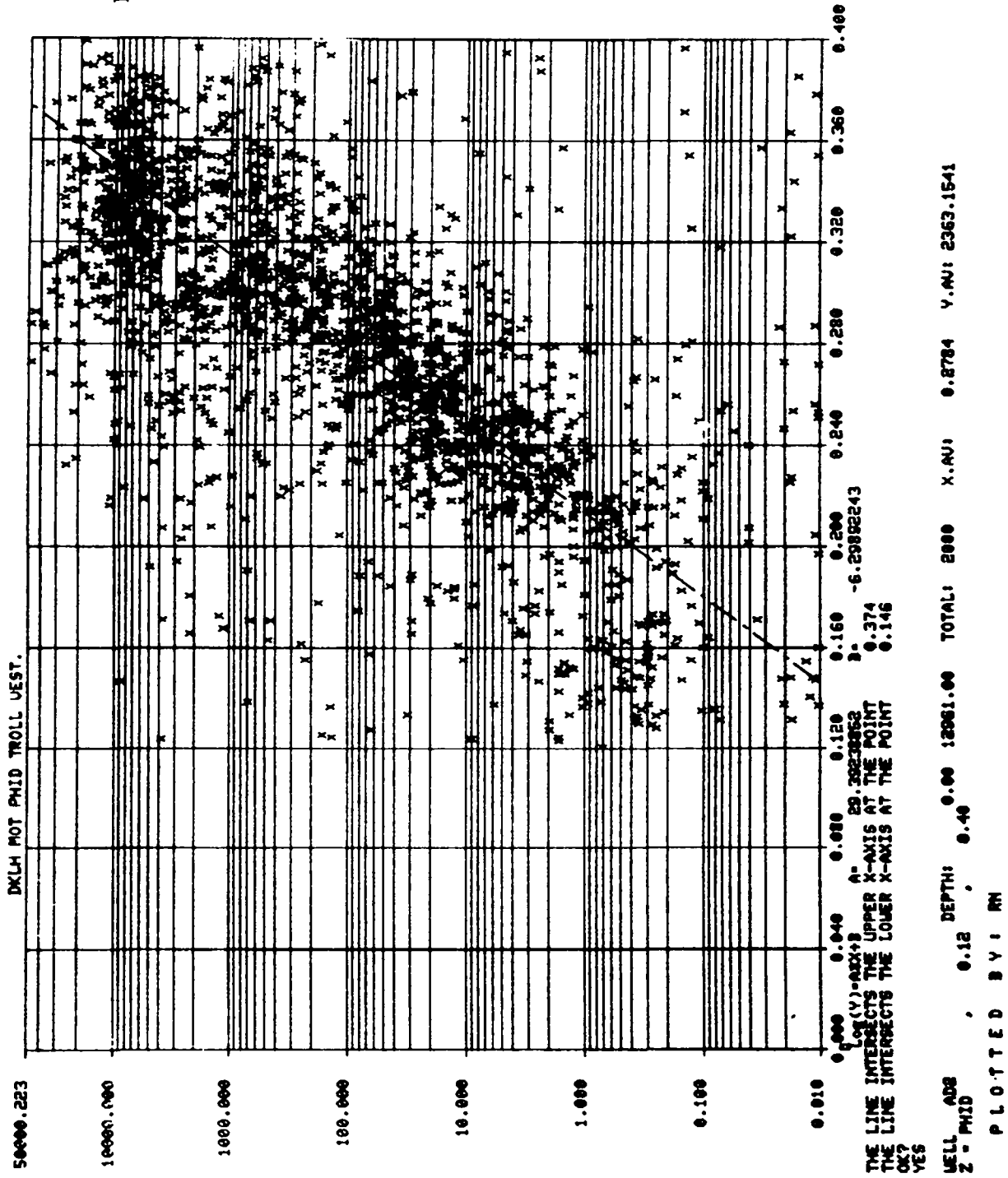
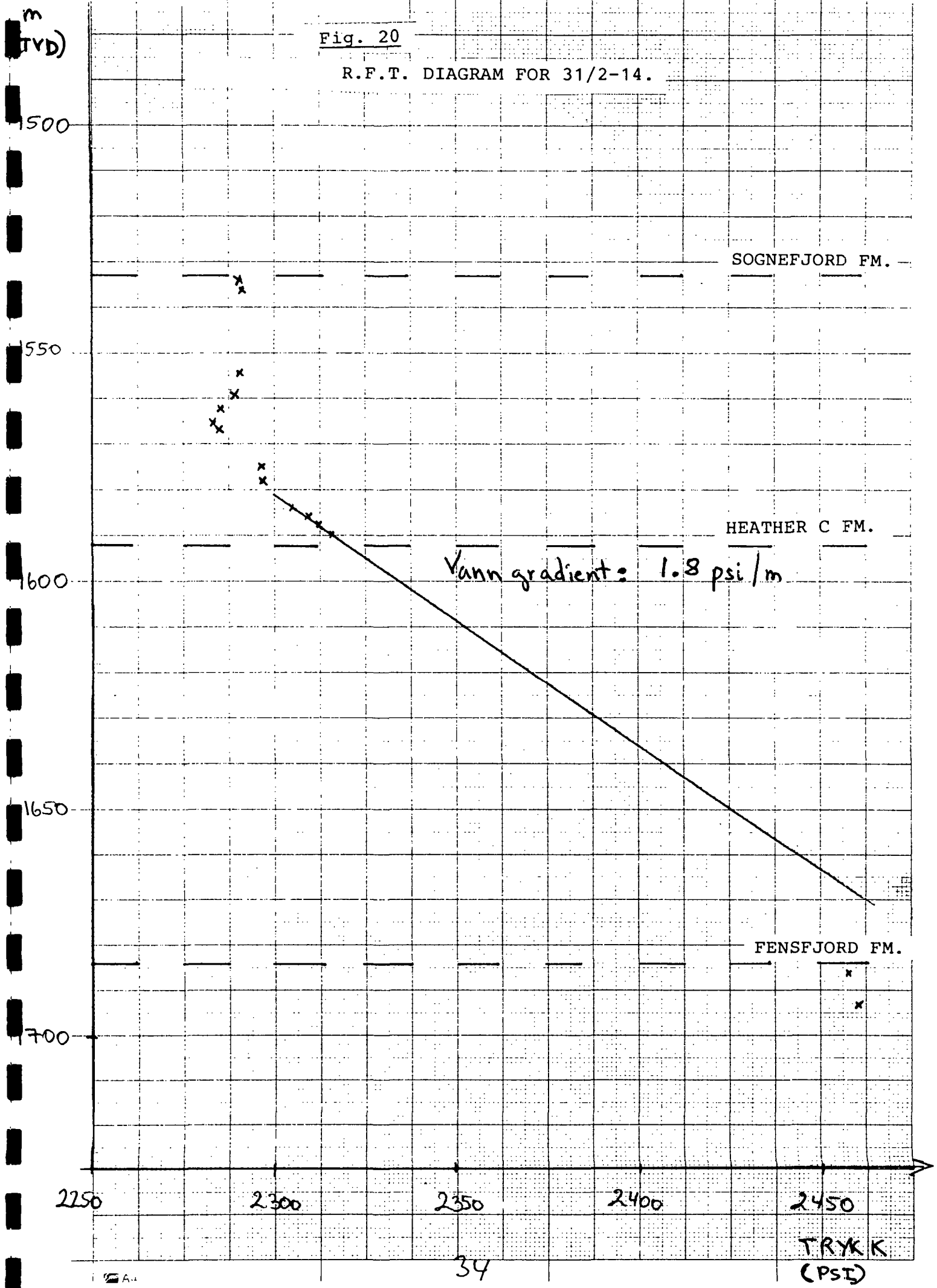


Fig. 19 Permabilitets bestemmelse

BYBDE

Fig. 20

R.F.T. DIAGRAM FOR 31/2-14.



Vann gradient: 1.8 psi/m

TRYKK (PSI)

Logg-parametre, brønn 31/2-14

Formasjoner	Sogn, Heather C, Fens
Dybde	1532.5-1661.5 m
Porøsitetsmetode	Fra tetthetslogg
Vannmetningsmetode	Nordsjø-ligning
	Sognefjord 2.65 g/cc
RHOMA	Heather C 2.65 "
	Fensfjord 2.67 "
RHOFL gass	0.65 g/cc
RHOFL olje	0.85 g/cc
RHOFL vann	1.00 "
NØ <sub>korr</sub>	0.04 p.u.
Rw	0.07 OHM m <sup>-1</sup> ved FMT
m - sementeringssekspont	2.13
m - vannmetningssekspont	2.0
a - lithologi faktor	1.0
V <sub>sh</sub>	Ren formasjon (=0.0)
V <sub>sh</sub> eksponent	1.6
Boreslam	HEC/CHALK (1.17g/cc)
BHT	57.8°C
Beregningsverdier	V <sub>sh</sub> > 0.4 fraksjon
	Ø < 0.12 "
	Sw > 0.65 "

Fig. 21 - Logge parametre.