



**AVDELING FOR
RESERVOAREVALUERING**

Denne rapport
tilhører



L&U DOK. SENTER

L. NR. 30285160003

KODE Well 31/2-15 nr. 24

Returneres etter bruk

Tittel Petrofysisk hurtig-evaluering av brønn 31/2-15	
Oppdragsgiver Troll lisens	Prosjekt PL054
Dato Desember 1984	Antall sider 31

Stikkord Porøsitet, vannmetning, Net pay, Net sand
--

Kort sammendrag Denne rapporten er en hurtig-evaluering av 31/2-15. GOK er ved 1546 m MSL og OVK er ved 1557.5 m MSL. Gasskolonnen er 86.5 m, $\phi_F = 27.8\%$ og $S_w = 13.2\%$ Oljekolonnen er 11.0 m, $\phi_F = 23.4\%$ og $S_w = 35.2\%$ Vannkolonne til TD: 78.25 m, $\phi_F = 18.6\%$ og $S_w = 90.8\%$

Utarbeidet av Rune Nicolaysen

Godkjent av

25/3-85 J. H. Jøranson
J.H. Jøranson/Fagleder

28.3.85 J.O. Fløtre
J.O. Fløtre/Seksjonsleder

9/4/85 S.G. Larsen
S.G. Larsen/Avdelingsleder



**AVDELING FOR
RESERVOAREVALUERING**

Rapport nr.
RES - 25/85
Kopi nr. 3

Gradering

Tittel Petrofysisk hurtig-evaluering av brønn 31/2-15	
Oppdragsgiver Troll lisens	Prosjekt PL054
Dato Desember 1984	Antall sider 31

Stikkord

Porøsitet, vannmetning, Net pay, Net sand

Kort sammendrag

Denne rapporten er en hurtig-evaluering av 31/2-15.
GOK er ved 1546 m MSL og ØVK er ved 1557.5 m MSL.
Gasskolonnen er 86.5 m, $\phi_F = 27.8\%$ og $S_w = 13.2\%$
Oljekolonnen er 11.0 m, $\phi_F = 23.4\%$ og $S_w = 35.2\%$
Vannkolonne
til TD: 78.25 m, $\phi_F = 18.6\%$ og $S_w = 90.8\%$

Utarbeidet av

Rune Nicolaysen

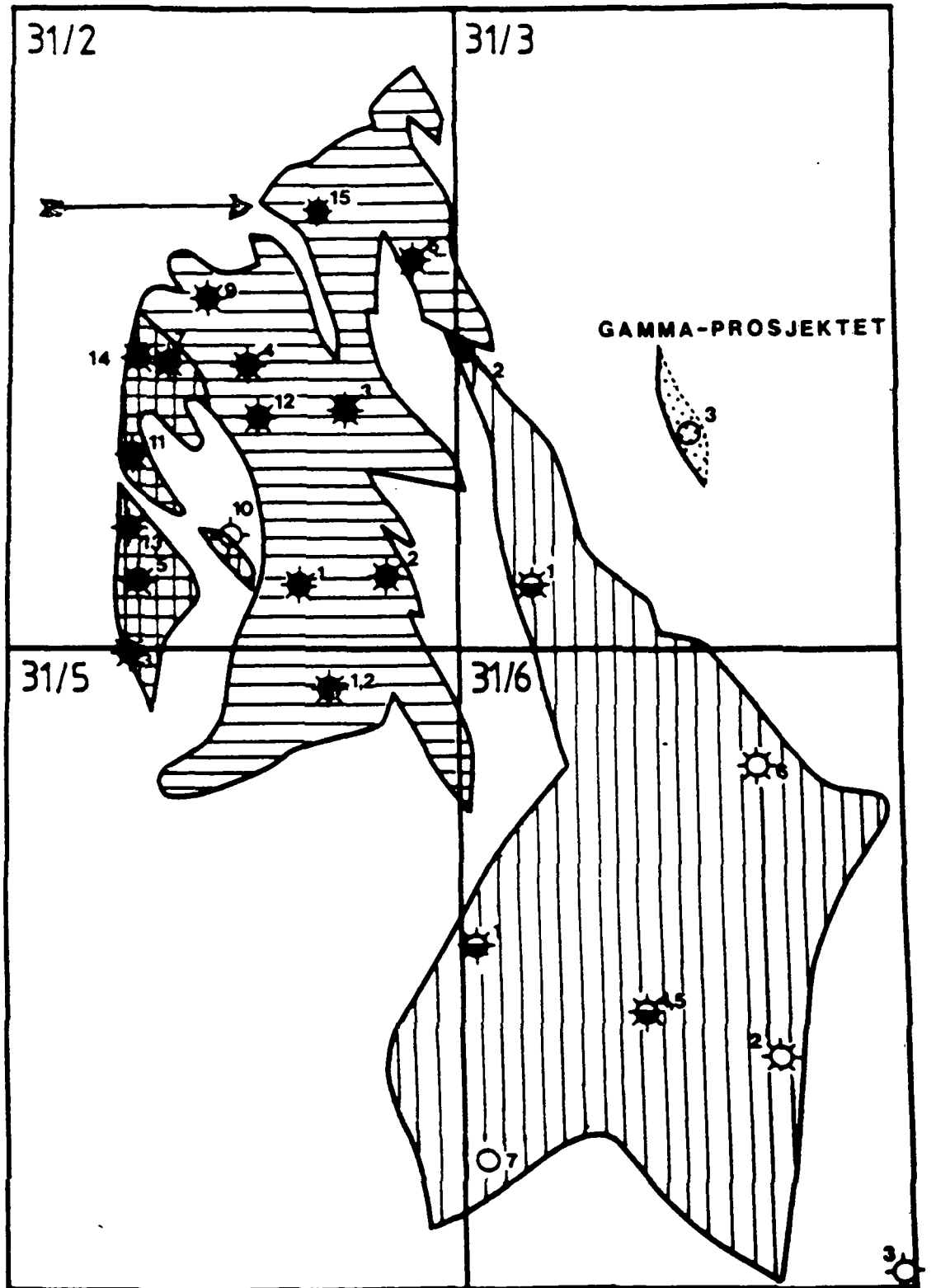
Godkjent av

25/12/85 J. H. Jøranson
J.H. Jøranson/Fagleder
28.3.85 J.O. Fløtre
J.O. Fløtre/Seksjonsleder
9/4/85 S.G. Larsen
S.G. Larsen/Avdelingsleder

Kart over feltet

1	INNLEDNING	1
2	SAMMENDRAG/KONKLUSJON	2
3	ANALYSE	3
3.1	Logge Program	3
3.2	Logg/tape- kvalitet	3
3.3	Database korreksjon og dybdeskift	3
3.4	Kalk-strenger	4
3.5	Parametervalg	4
3.6	Beregning av porøsitet (PHIF)	5
3.7	Beregning av vannmetning (SW)	5
3.8	Estimering av permeabilitet (KLOGH)	6
4	GENERELT	6
4.1	Geologi	6
4.2	Kjernetatte intervaller	8
4.3	Produksjonstester of RFT data	8
4.4	Oversikt over tilgjengelige brønnmålinger	10
5	FIGURER	11
	Fig. 1 Resultater - sammendrag	11
	Fig. 2 Input parametre - sammendrag	12
	Fig. 3 Generelle brønndata	13
	Fig. 4 Statistikk	14
	Fig. 5 Kalibreringsskjema	17
	Fig. 6 RHOB vs. PHIN, gass/olje/vann	18
	Fig. 7 RHOFL-bestemmelse	21
	Fig. 8 KLOGH vs. PHIF, Troll Vest	24
	Fig. 9 Boreprogram	25
	Fig. 10 RFT-plott	26
	Fig. 11 RFT-målinger	27
6	NOMENKLATURLISTE	28

TROLL FELTET



SKALA 1:250 000



 TROLL VEST GASS

 TROLL ØST GASS

 TROLL VEST OLJE

INNLEDNING

Denne rapporten inneholder en petrofysisk analyse av brønn 31/2-15 på den nordlige delen av Troll-feltet.

Formålet med brønnen:

- a) Undersøke mulig hydrokarbon-akkumulering i Sognefjord-, Heather- og Fensfjord formasjonen.
- b) Fastslå væskekontakter i den forkastede delen vest for brønn 31/2-6 hvor det ikke er blitt boret tidligere.
- c) Kalibrere den seismiske hastighetsmodellen i dette området vest for 31/2-6.

Formålet med denne analysen var å beregne hydrokarbon-metningen innen reservoaret ut fra petrofysiske ligninger og parametre.

Brønnen ligger nord-nordøst for 31/2-9 og nord-nordvest for 31/2-6. Den er lokalisert på gassdelen av blokk 31/2.

SAMMENDRAG/KONKLUSJON

Loggene viste en gasskolonne fra 1457 m til 1546 m (m.s.l.) i Sognefjord- og Heather formasjonen. Denne gasskolonnen ble fulgt av en 11.5 m tykk oljekolonne i Heather formasjonen (1546 m-1557.5 m (m.s.l.)).

Væskekontaktene er fastsatt til:

GOK = 1546.0 m (m.s.l.)

OVK = 1557.5 m (m.s.l.)

KB = 25.0 m.

Statistikk er presentert i figur 1.

Sammenligning mellom kjerne og loggedata mangler pr. dags dato.

Statistikk (for netto sand)

Sone	Høyde (m)	PHIF (%)	SW (%)	HNETSAND/ HGROSS-SAND
Gass kol.	86.50	27.8	13.2	0.97
Olje kol.	11.00	23.4	35.2	0.96
Vann kol.	78.25	18.6	90.8	0.85

Brønnen ble perforert i to intervaller:

1) Produksjonstest 1:

Perforert i oljesonen 1572-1580 m (RKB) i den glimmerholdige, finkornete Heather sanden. Den ga en oljerate på ca. 2300 B/D ved GOR på 310 SCF/B ved bruk av en 48/64 choke.

2) Produksjonstest 2:

Perforert i gassonen 1564-1567 m (RKB) i den glimmerholdige, finkornete Heather sanden. Denne testen viste en gassproduksjonsrate på rundt 350 MSCF/D ved 20/64 choke.

3 ANALYSE

3.1 Logge-program

Følgende logger ble kjørt i formasjonen:

ISF/Sonic/SP/GR
LDT/CNL/GR/CAL
DLL/MSFL/GR/CAL
SHDT
RFT

Se figur 9 - boreprogram.

3.2 Logg-/tape-kvalitet

Logg-kvalitet: OK
Sjekk - logg kalibrering: OK
(Se kalibreringsskjema, figur 5).

Logger brukt i evalueringen:

LDT-CNT-GR
DLL-MSFL-CAL
IFL-BHC-ALL

3.3 Database korreksjon og dybdeskift

Dybdejustering av loggene er utført.
Dybdejustering av kjernedata er ikke utført.

Oversikt over dybdejusteringer:

Navn	Gammel dybde	Ny dybde
RLLD-ORG/RLLD	0	-0.25 m
RLLS-ORG/RLLS	0	-0.25 m
RMSFL-ORG/RMSFL	0	-0.25 m

Dybderreferansene er LDL-dyp, og ovennevnte logger er alle blitt justert i forhold til denne.

3.4 Kalk-strenger

Kalk-strenger er lest fra loggene:

CDL-CNL-GR, DLL-MLL-GR, og lagret på kurven KALK (skala 0 til 1). Ingen av kull-strengene som kan leses ut fra logger, er markert på databasen.

3.5 Parametervalg

Formasjonstemperatur: $FMT = 65^{\circ}\text{C}$, ble bestemt ved å bruke en lineær korrelasjon mellom dybde og temperatur.

Sann resistivitet (RT): Ble beregnet fra DLL i oljesonen ved å korrigere LLD med RLSS og RMSFL (Schlumberger Chart R-int 9).

Formasjonsvannets resistivitet: $RW = 0.161$ ohmm ved 18°C ble bestemt fra analyser av vannprøver og DST, og bekreftet med kryssplott av RHOB og PHIN mot $1/RT^m$.

Slamegenskaper: Ble tatt fra logg-hodene.

Tettheter:

RHOMA ble bestemt fra kjerneanalyser fra tidligere brønner.

RHOFL ble bestemt fra kryssplott av RHOB mot DPOR96.

<u>Formasjon</u>	<u>Væsketype</u>	<u>RHOMA</u>	<u>RHOFL</u>
Sognefjord	Gass	2.65	0.65
Heather	Olje	2.65	1.00
Heather	Vann	2.65	1.00

Litologifaktor (a),
sementerings- og metningsekspONENT (m, n)

$$a = 1$$

$$m = 1.9$$

$$n = 2.0.$$

m- og n-verdiene er basert på tidligere erfaring fra feltet.

3.6 Beregning av porøsitet (PHIF)

Porøsiteten ble beregnet ved hjelp av tetthetsloggen ved følgende ligninger:

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

$$PHIF = PHID.$$

3.7 Beregning av vannmetning (Sw)

Vannmetning ble beregnet ved:

- 1) Archies ligning:

$$1/RT = Sw^n * \phi^m / (a * Rw).$$

Forklaring av parametre, se nomenklaturlisten (kap. 7).

3.8 Estimering av permeabilitet

Permeabilitet (KLOGH) ble estimert fra logger ved å benytte følgende metode:

Permeabilitet beregnet fra logger, KLOGH, basert på et lineært forhold mellom K_{kjerne} og ϕ_{kjerne} korrigert for overlagrings-trykkeffekt. Denne lineære ligning er vist i figur 8 hvor dataene er tatt fra brønnene 31/2-1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12 samt 31/5-2.

Her er: $PHIF = C \times DPORHE$

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

Permeabilitet: Permeabilitet bestemt fra logger er beregnet fra ligningen mellom loggporøsitet og kjerneporøsitet gitt nedenfor:

$$\log (KLOGH) = 29.4 \times PHIF - 6.3.$$

Logg permeabilitetskurven er vist på den grafiske logg presentasjonen som er vedlagt til slutt i denne rapporten.

Et mer nøyaktig permeabilitetsestimat vil foreligge når kjernedata er tilgjengelig.

4 GENERELT

4.1 Geologi

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

Den geologiske, lagvise inndeling er:

	m (RKB)	m (m.s.l.)
Sogn fm.	1482-1562	1457-1537
Heather C fm.	1562-1636	1537-1611
Top Fens fm.	1636-	1611-

KB = 25.0 m.

Sone 1A (Sogn fm.)

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 den østlige brønnen. Den består litologisk av vekslende, glimmerholdig sand (sone 2-type) og renere, middels grov sand (sone 1B type).

Sone 2 (Heather C fm.)

Litologisk består denne sonen av glimmerrik, siltig sandstein avsatt i et mer lavenergetisk distalt miljø.

Sone 3 (Fens fm.)

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

4.2 Kjernetatte intervaller

Kjerne nr.	Dybde, ukorrigert (mRKB)
1	1486-1493
2	1493-1501
3	1501-1503
4	1503-1510
5	1510-1516.5
6	1516.5-1520.5
7	1520.5-1530
8-9	1530-1541
10	1541-1559.5
11	1559.75-1577.0
12	1577.25-1595.0.

Det var problemer med kjernetakingen.

4.3 Produksjonstester og RFT data

Følgende tabell gir en oversikt over resultatene fra Completion & Production Tests:

<u>Test nr.</u>	<u>Dybde m(RKB)</u>	<u>Kommentarer</u>
1	1572-1580	Prod. Test 1
2	1564-1567	Prod. Test 2

Hensikten med testene

To tester var planlagt i denne brønnen, og hensikten var som følger:

- a) For den første testen var det å bestemme brønnens produktivitet i den glimmerholdige oljebærende sanden.
- b) For test nr. 2 var målet å bestemme hvilken væsketype som befant seg i den konsoliderte, glimmerholdige sanden (1561-1568 m RKB) for lettere å kunne bestemme væskekontakter.

Resultatene fra RFT-testene er vist i figur 12.

Produksjonstest 1

Perforeringsintervall: 1572-1580 m (RKB).

Perforert i midtre Heather formasjonen.

Testen viste en jevn og stødig oljeproduksjon med jevn GOR.

Ved bruk av en dyse på 48/64 med FTTH på 360 PSIG ble det oppnådd:

Oljerate	~ 2300 B/D
GOR	~ 310 SCF/B
BSW	45%
Sep. press	160 PSIG.

Testen viser at innen dette intervallet finnes det kun olje. Dette støtter opp om OVK fra logger som er satt til 1582.5 m (RKB). Under testen ble jevn GOR oppnådd. Dette indikerer at GOK ikke er så langt over dette perforeringsintervallet.

Produksjonstest 2

Perforeringsintervall: 1564-1567 m (RKB).

Perforert i midtre Heather formasjonen.

Resultat oppnådd ved en dyse på 20/64 og FTPH på 132 PSIG:

Gassrate: ~ 350 MSCF/D.

Ut fra testen kan en slutte at usikkerhetsområdet for GOK er innen 1569-1571 m (RKB). Loggtolkningen gir en GOK ved 1571 m (RKB).

Perforeringsintervallene er lagt inn på database under kurven PERF, kan ses på CPI-plottet.

RFT resultat

Det ble tatt 22 RFT målinger.

Disse er gitt i tabell 1.

Målingene var dårlige, og det oppsto sannsynligvis lekkasje. RFT-plott er vist i figur 10.

4.4 Oversikt over tilgjengelige brønnmålinger

Logger: Se kapittel 4.1, loggeprogram.

Kjerneanalyser: Ingen tilgjengelige kjernedata.

Tester: Prod. test 1: 1572-1580 m (RKB)
Prod. test 2: 1564-1567 m (RKB)

RFT, totalt 22 punkter.

WELL: 31/5-3

ZONE	INTERVAL (mRKB)	TOTAL DEPTH			NET PAY			NET SAND			KLOGH (mD)	HNETPAY		HNETSAND	
		H (m)	PHIF (%)	SW (%)	H (m)	PHIF (%)	SW (%)	H (m)	PHIF (%)	SW (%)		HGROSSAND	HNETPAY	HGROSSAND	HNETSAND
Gass kol.	1482.00- 1571.00	89.0	27.2	15.1	86.5	27.8	13.2	86.5	27.8	13.2	1627.0	0.97	0.97	0.97	1.0
Olje kol.	1571.00- 1582.50	11.5	22.3	37.5	10.8	23.5	34.4	11.0	23.4	35.2	13.7	0.93	0.96	0.98	
Vann kol.	1582.50- 1675.00	92.5	16.5	88.7	5.5	23.9	55.7	72.3	18.6	90.8	4.2	0.06	0.85	0.07	

H

VSH > 0.40
SW > 0.65
PHIF < 0.12

FIGUR 1
RESULTAT SAMMENDRAG

FIGUR 2 - INPUT PARAMETRE - SAMMENDRAG

Brønn 31/2-15

Formasjon	Dybde (m RKB)	m (m.s.l.)
Sognefjord	1482-1559	1457-1534
Heather	1559	1534-
a		1
BHT (°C) midt i HC-sone		65
m		1.9
n		2.0
PHIN corr.		0.04
RHOMA (g/cc) Sognefjord		2.65
RHOMA (g/cc) Heather		2.65
Rw (ohmm) ved 18°C		0.161
RHOFL (g/cc) gass, Sogjefjord		0.65
" " Heather		0.90
" olje "		1.00
" vann "		1.00

FIGUR 3 - GENERELLE BRØNNDATA

Brønn: 31/2-15

Land	Norge
Lisens	PL054
Lokasjon	60 55 25.58 N 03 34 02.50 E
Rigg	Borgny Dolphin
KB elevasjon	25.0 m
Vann dyp	343.0 m
Totalt dyp	1677.0 m (fra logg: LDL-CNL-SGR)
Hensikt	a) Fastslå væskekontakter i denne delen av blokk 31/2. b) Kalibrere den seismiske hastighetsmodellen i dette området vest for 31/2-6 brønnen. c) Undersøke mulig hydrokarbon akkumulering i Sognefjord-, Heather og Fensfjord formasjonen.
Operatør	Norske Shell
Partnere	Statoil, Norsk Hydro, Conoco, Mobil
Status	Brønnen er plugget og forlatt.

Figur 4a

Statistikk - gassone

```

MC VOID VOLUME ('SH'X) . . . . . 21.191
RES MC VOID VOLUME ('SHR'X) . . . . . 11.240
POU MC VOID VOLUME . . . . . 9.951
*****

```

```

NET / GROSS RATIO S
*****
HNETPAY / GROSS SAND = 0.97191
HNETSAND / GROSS SAND = 0.97191
HNETPAY / HNETSAND = 1.00000
*****

```

UIL DU KJ\RE HV STATISTIKK PJ ANNET DYBDE-INTERVALL?

```

E8
NB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

```

```

S T A T I S T I C S
*****
FIELD: . . . . . TROLL
WELL: . . . . . 31-2-15
ENGINEER: . . . . . ANM
DATE: . . . . . 10.28 14 FEB 1985

```

```

DEPTH INTERVAL: . . . . . 1482.00 TO 1571.00
APPLIED CUTOFFS:
. . . . . USH: GREATER THAN 0.40
. . . . . PHIF: LESS THAN 0.12
. . . . . SU: GREATER THAN 0.65

```

```

T O T A L D E P T H
*****
THICKNESS: . . . . . 89.000
AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.272
AVERAGE . . . . . 'USHALE' . . . . . 0.000
AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.151
U-AVERAGE . . . . . 'SU' x 'PHIF' . . . . . 0.123
AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.849
VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 24.238
MC VOID VOLUME . . . . . ('SH'X) . . . . . 21.245
RES MC VOID VOLUME ('SHR'X) . . . . . 11.240
POU MC VOID VOLUME . . . . . 9.951
*****

```

```

N E T P A Y
*****
THICKNESS: . . . . . 86.500
AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.278
AVERAGE . . . . . 'USHALE' . . . . . 0.000
AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.132
U-AVERAGE . . . . . 'SU' x 'PHIF' . . . . . 0.120
AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.888
VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 24.067
MC VOID VOLUME . . . . . ('SH'X) . . . . . 21.191
RES MC VOID VOLUME ('SHR'X) . . . . . 11.240
POU MC VOID VOLUME . . . . . 9.951
*****

```

```

N E T S A N D
*****
THICKNESS: . . . . . 80.600
AVERAGE . . . . . 'PHIF' . . . . . 0.278
AVERAGE . . . . . 'USHALE' . . . . . 0.000
AVERAGE . . . . . 'SU' . . . . . 0.132
U-AVERAGE . . . . . 'SU' x 'PHIF' . . . . . 0.120
AVERAGE . . . . . 'SH' . . . . . 0.868
VOID VOLUME: . . . . . ('PHIF'). . . . . 24.067

```

HC VOID VOLUME . . ('SH'%) : 1.700
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'%) : 1.340
 MOV HC VOID VOLUME . . . : 0.360

NET / GROSS RATIO

HNWPAY / HCROSS SAND = 0.93478
 HNETSAND / HCROSS SAND = 0.95852
 HNWPAY / HNETSAND = 0.97727

UIL DU KJ\RE NY STATISTIKK P3 ANNET DYBDE-INTERVALL?

SMS MAY TAKE SOME TIME!!!!

STATISTICS

WELL: TROLL
 31-2-15
 ENGINEER: ANM
 DATE: 10.29 14 FEB 1985
 DEPTH INTERVAL: . . . 1571.00 TO 1532.50
 APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 11.509
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.223
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.009
 AVERAGE . . . 'SU' 0.375
 U.AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 0.349
 AVERAGE . . . 'SH' x 'PHIF' 0.625
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') 2.620
 MC VOID VOLUME . . . ('SH'%) 1.700
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'%) 1.340
 MOV HC VOID VOLUME 0.360

NET PAY

THICKNESS: 10.752
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.230
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.009
 AVERAGE . . . 'SU' 0.344
 U.AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 0.333
 AVERAGE . . . 'SH' x 'PHIF' 0.655
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') 2.545
 MC VOID VOLUME . . . ('SH'%) 1.609
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'%) 1.340
 MOV HC VOID VOLUME 0.360

NET SAND

THICKNESS: 11.009
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.234
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.009
 AVERAGE . . . 'SU' 0.362
 U.AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 0.339
 AVERAGE . . . 'SH' x 'PHIF' 0.643
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF') 2.573

Figur 4c

Statistikk - vannsone

HC VOID VOLUME . . ('SH'X) 1.609
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'X) 4.176
 MOU HC VOID VOLUME 0.000

NET / GROSS RATIOS

HNETPAY /GROSS SAND = 0.05946
 HNETSAND /GROSS SAND = 0.84695
 HNETPAY /HNETSAND = 0.07059

UIL DU KJ\RE NY STATISTIKK P3 ANNET DYBDE-INTERVALL?

9 NB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-15
 ENGINEER: AMM
 DATE: 10.31 14 FEB 1985

DEPTH INTERVAL: . . . 1582.50 TO 1675.00
 APPLIED CUTOFFS:
 . . . USH: GREATER THAN 0.40
 . . . PHIF: LESS THAN 0.12
 . . . SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

 THICKNESS: . . 'PHIF' 92.500
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.165
 AVERAGE . . . 'SU' 0.000
 U.AVERAGE . . 'SU' X 'PHIF' 0.887
 AVERAGE . . . 'SH' 0.900
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') 0.113
 VOID VOLUME . . ('SH') 15.219
 NC VOID VOLUME . . ('SHR'X) 1.517
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'X) 4.179
 MOU HC VOID VOLUME 0.000

NET PAY

 THICKNESS: . . 'PHIF' 5.500
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.239
 AVERAGE . . . 'SU' 0.000
 U.AVERAGE . . 'SU' X 'PHIF' 0.557
 AVERAGE . . . 'SH' 0.443
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') 1.314
 VOID VOLUME . . ('SH') 0.588
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'X) 0.614
 MOU HC VOID VOLUME 0.000

NET SAND

 THICKNESS: . . 'PHIF' 78.250
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.188
 AVERAGE . . . 'SU' 0.000
 U.AVERAGE . . 'SU' X 'PHIF' 0.908
 AVERAGE . . . 'SH' 0.889
 VOID VOLUME: . . ('PHIF') 14.587

FIGUR 5 - KALIBRERINGSSKJEMA

ISF-LSS-GR run: 3 dato: 3.10.84 skala: 1:200/1:500

Logg intervall: 1444.0-1676.0 m (RKB)

<u>Kalibrering</u>	<u>ILD</u>	<u>ILM</u>
Shop. Cal.	OK	OK
Bef. Sur. Cal.	OK	OK
Aft. Sur. Cal.	OK	OK

DLL-MSFL-GR run: 1 dato: 3.10.84 skala: 1:200

Logg intervall: 1444.0-1671.0 m (RKB)

<u>Kalibrering</u>	<u>LLS</u>	<u>LID</u>	<u>CMSF</u>
Bef. Sur. Cal.	OK	OK	OK
Aft. Sur. Cal.	OK	OK	OK

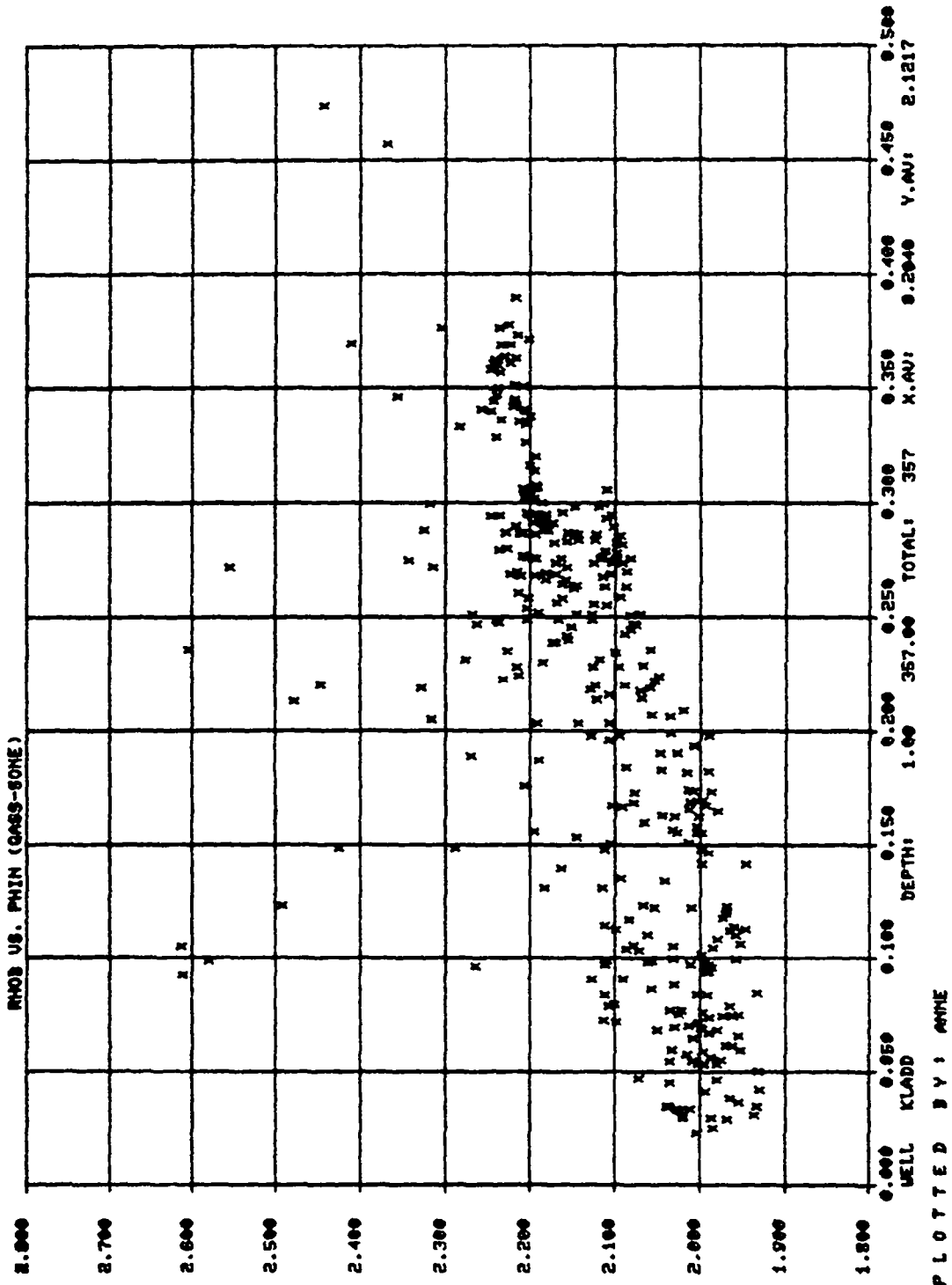
LTD-CNL-NGT run: 4 dato: 3.10.84 skala: 1:200/1:500

Logg intervall: 1440.0-1676.0 m (RKB)

<u>Kalibrering</u>	<u>LTD</u>	<u>CNL</u>	<u>NGT</u>
Shop. Cal.	Bra (SS1 dårlig)	OK	OK
Bef. Sur. Cal.	OK	OK	OK
Aft. Sur. Cal.	OK	OK	OK

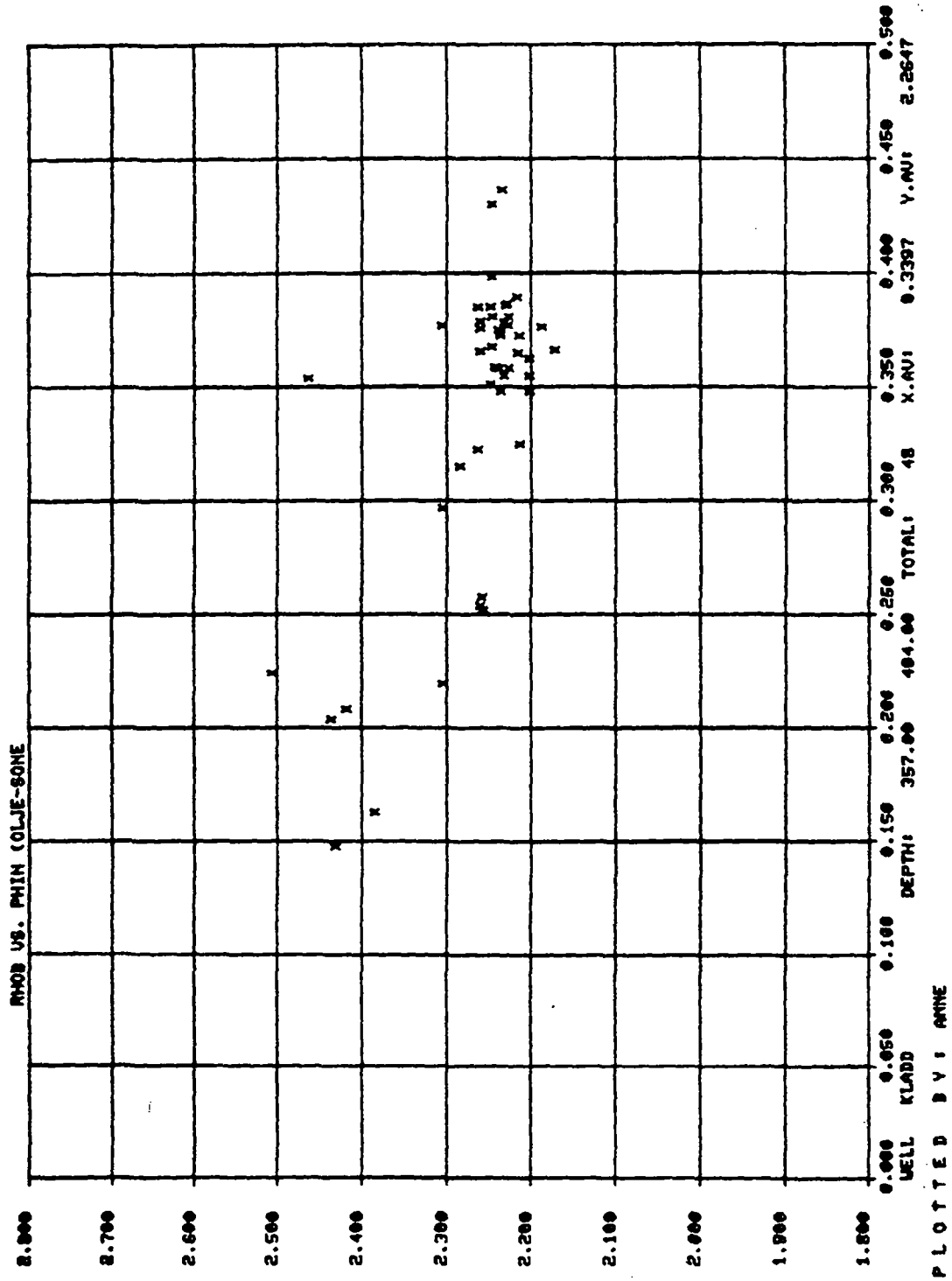
Figur 6a

RHOB vs. PHIN - gassone

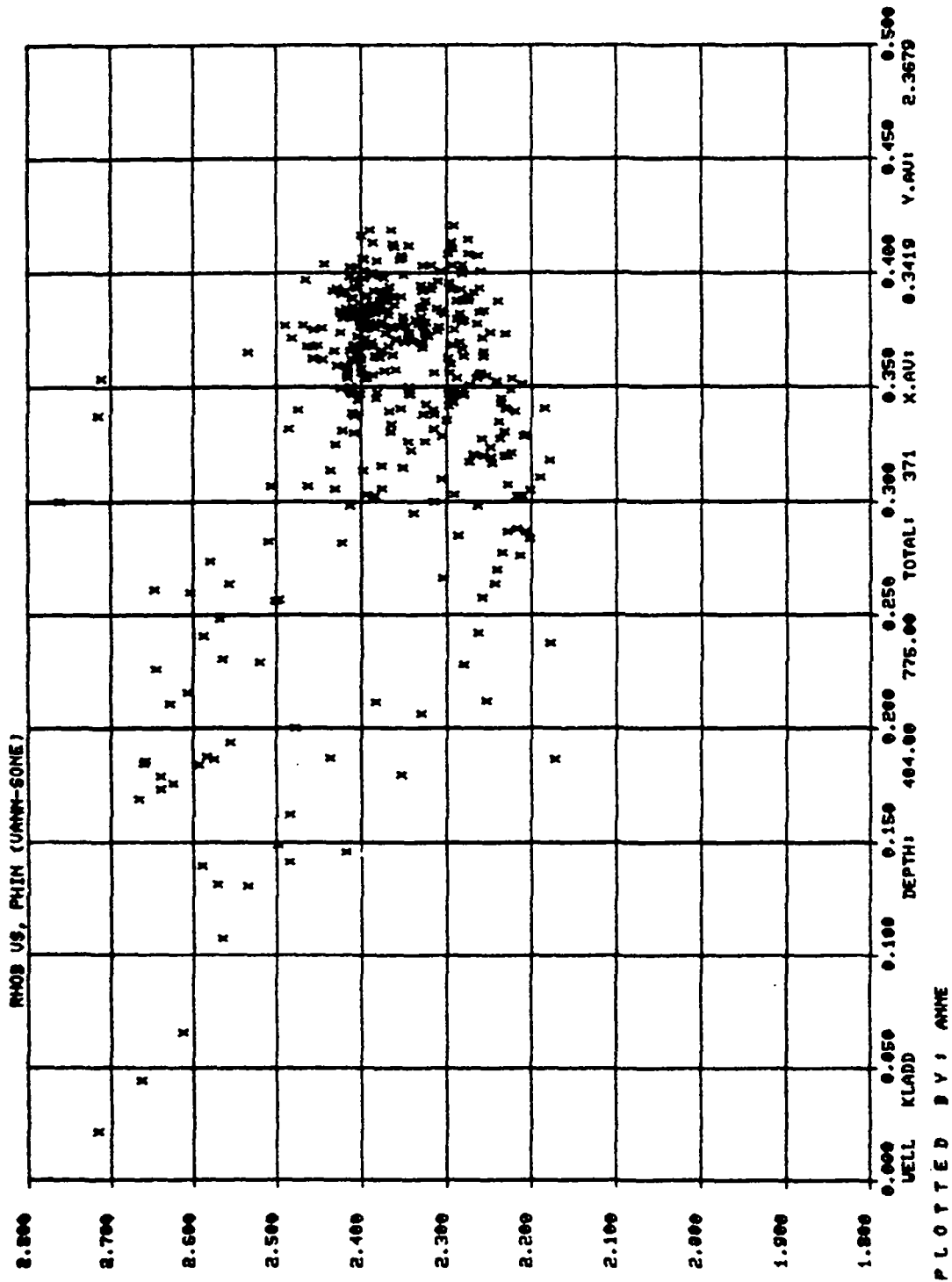


Figur 6b RHOB vs. PHIN

Oljesone

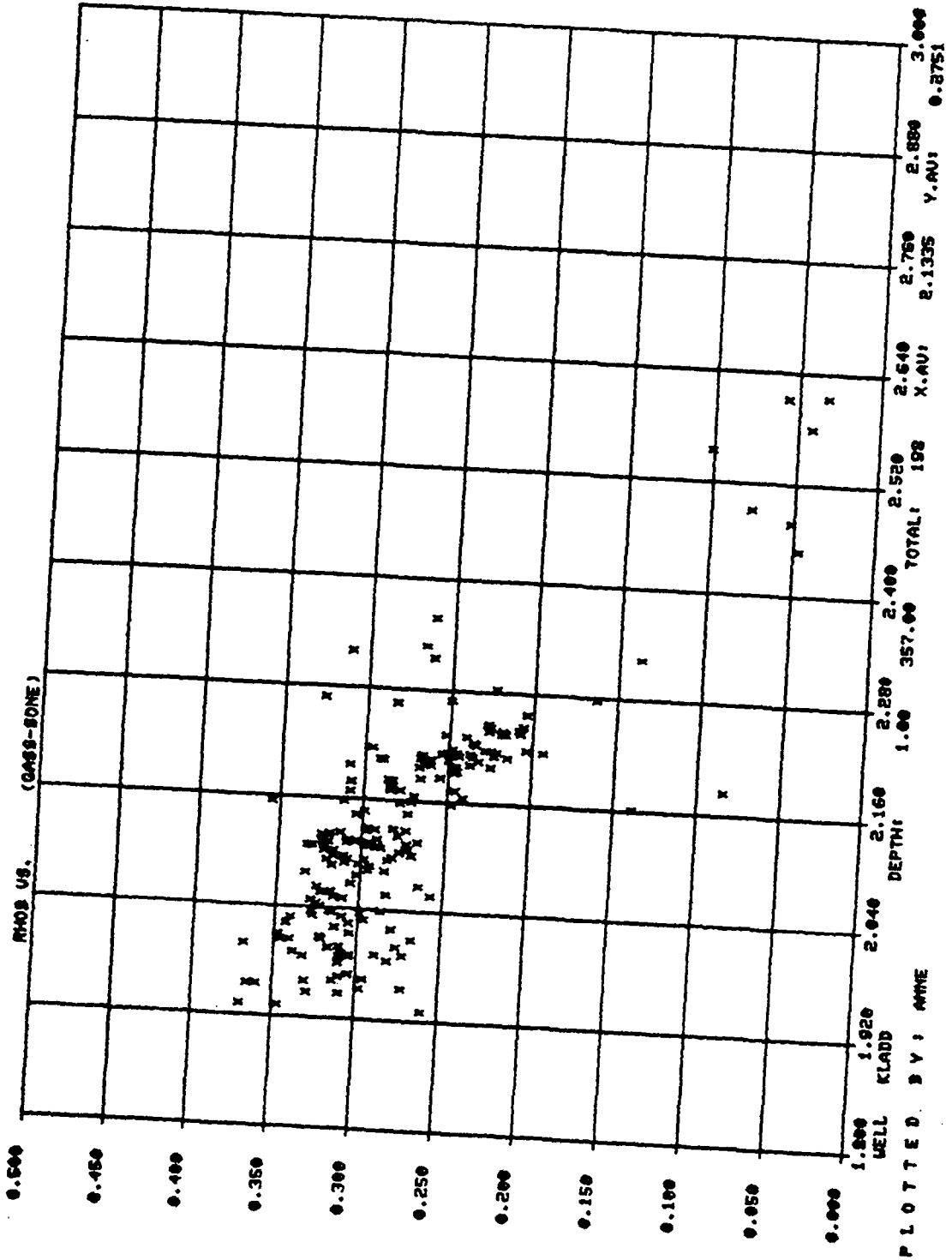


Figur 6c
 RHOB vs. PHIN
 Vannson



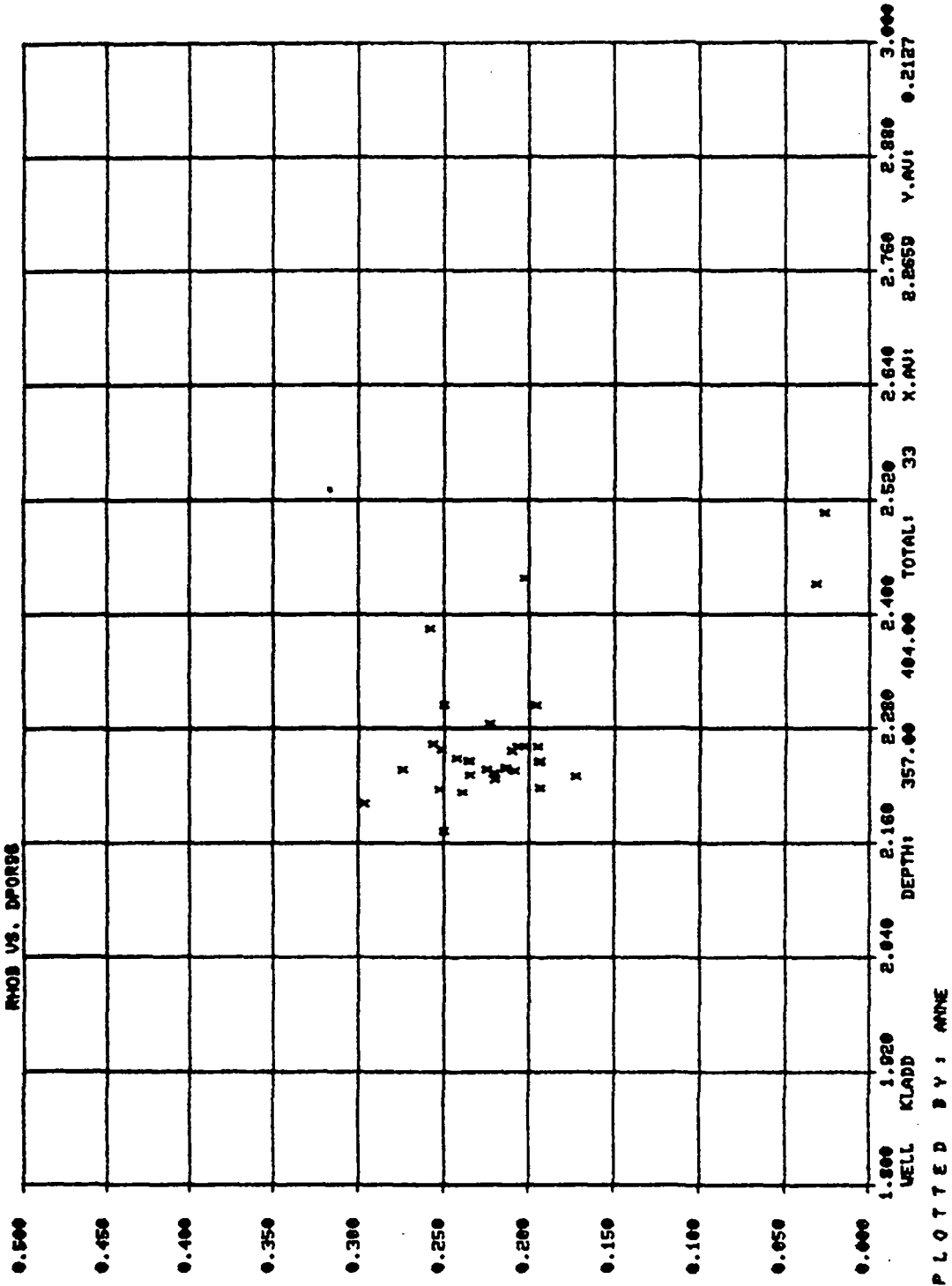
Figur 7a
 RHOFI-bestemmelse
 Gassone

DPOR96 vs. RHOB



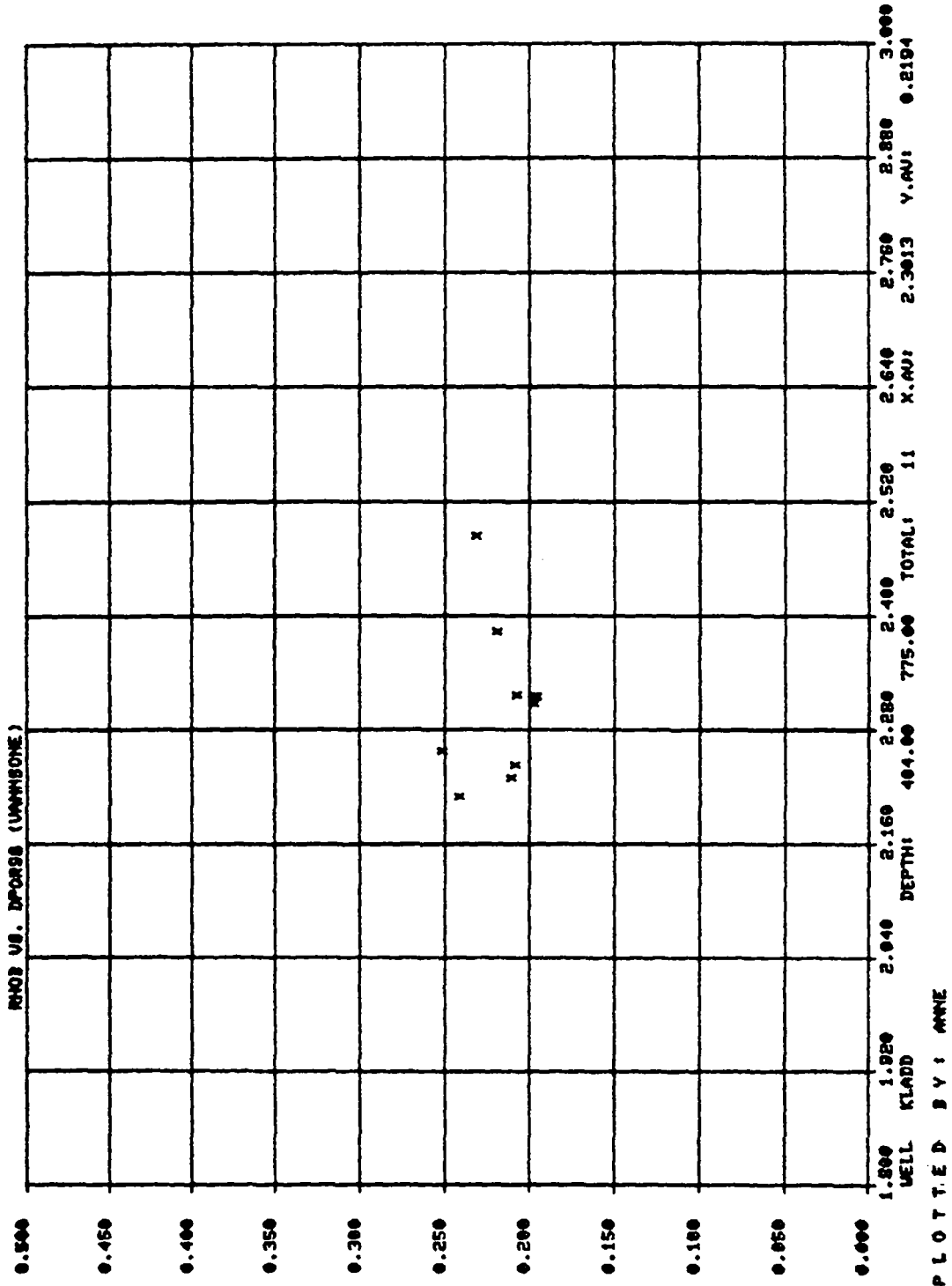
Figur 7b
 RHOFL-bestemmelse
 Oljesone

DPOR96 vs. RHOB - Oljesone



Figur 7c
 RHOFL-bestemmelse
 Vannsone

DPOR96 vs. RHOB - Oljesone



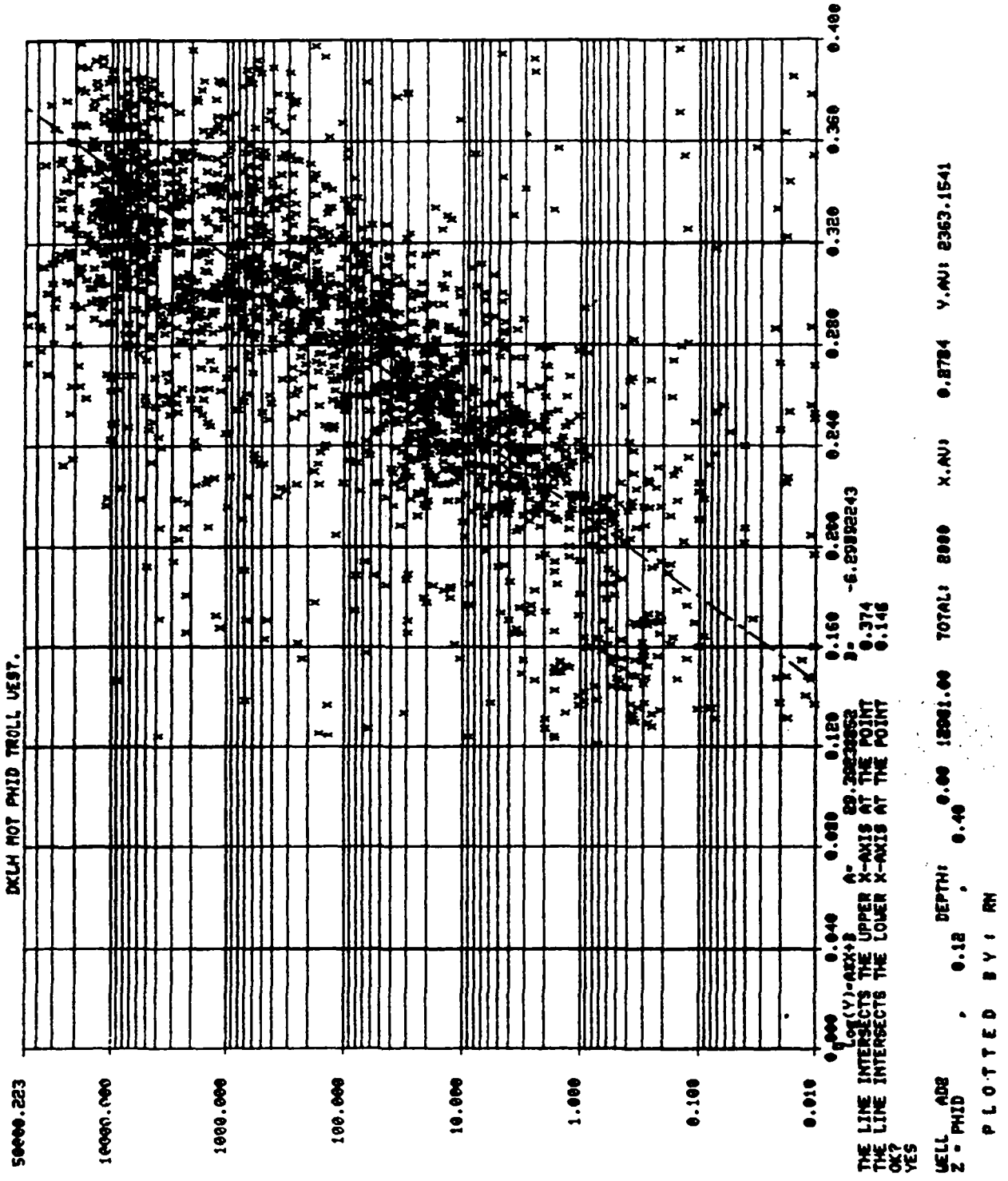
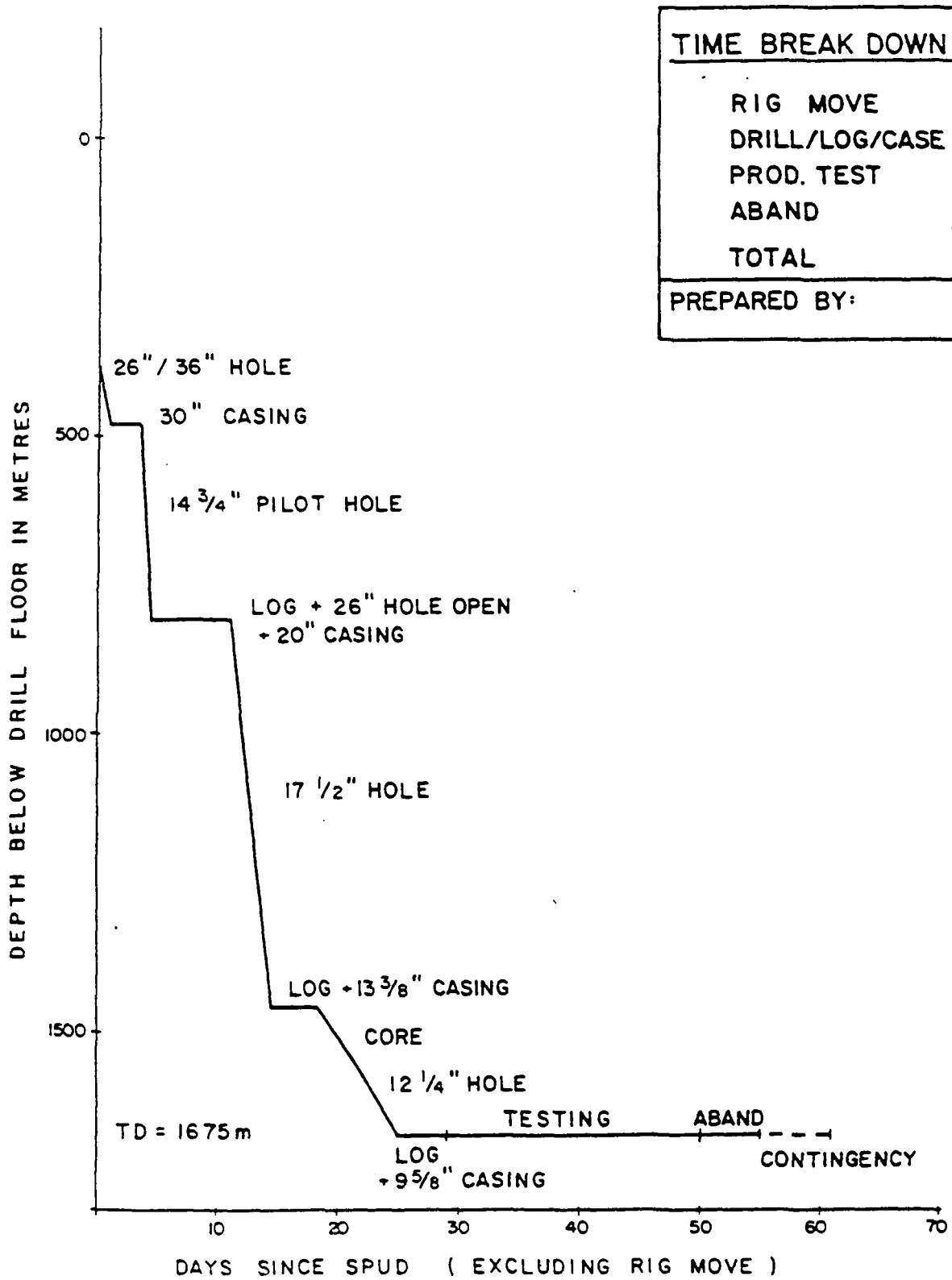


Fig. 8 Permeabilitetsberegning
DKLH mot PHID, Troll Vest

TROLL WEST

DRILLING PROGRESS CURVE 31/2 - P



TIME BREAK DOWN (DAYS)	
RIG MOVE	3
DRILL/LOG/CASE	29
PROD. TEST	21
ABAND	5
TOTAL	58

PREPARED BY:

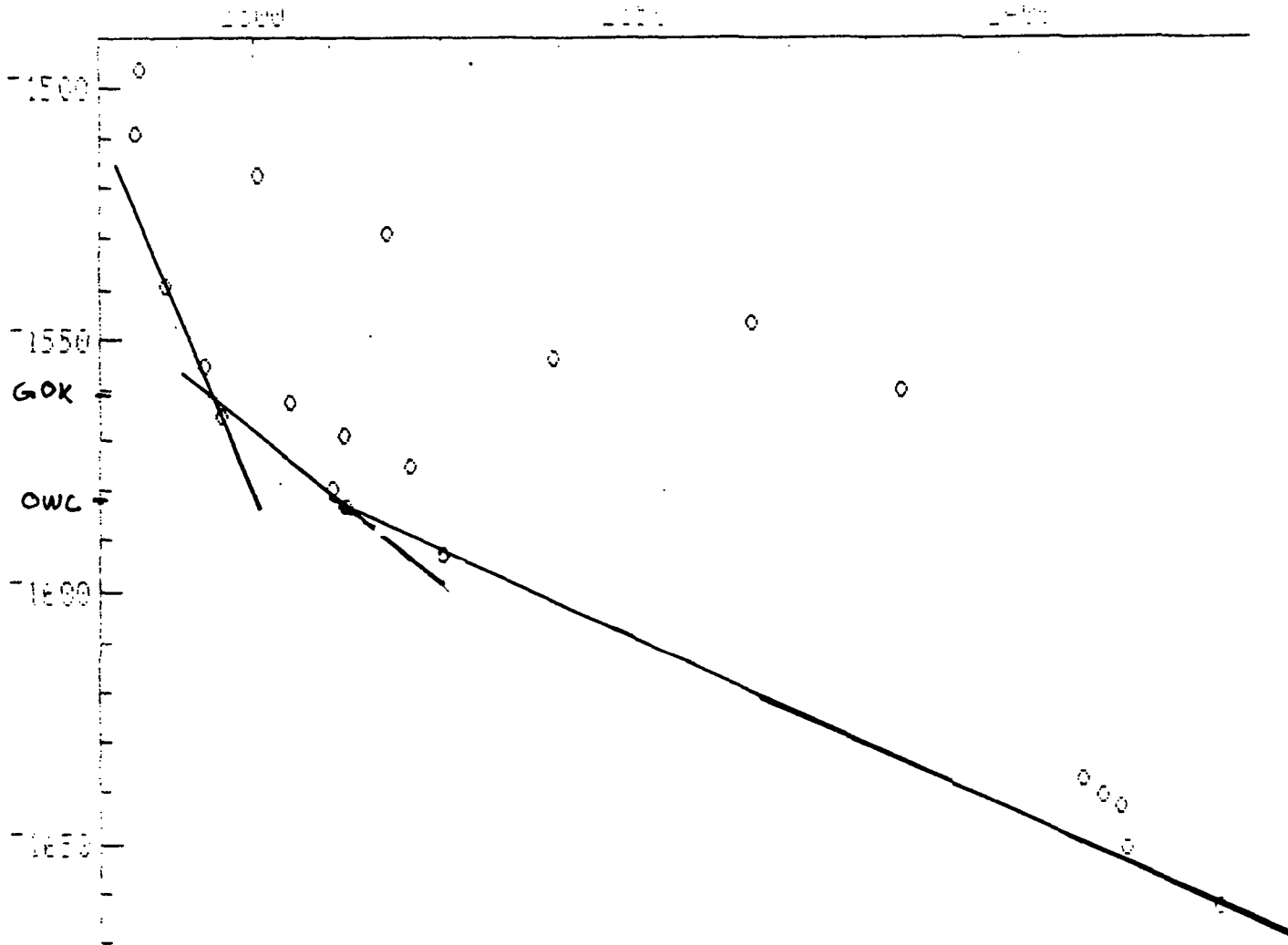
A/S Norske Shell
EXPLORATION & PRODUCTION FORUS

TROLL WEST
31/2-P

DRILLING PROGRESS CURVE

Author: EPPP/11 FIG. NO. 1 DATE: APRIL 84
 Ref: UNSEP 216 DRAW. NO. G 1527/9

Figur 10
RFT plott



FIGUR 11
RFT MÅLINGER

RFT DATA

Dybde		Formasjonstrykk (PSIA)
M BDF		
1496.5		2285.2
1509.0		2284.5
1517.5		2300.4
1529.0		2317.3
1532.5		2128.9
1539.5		2288.4
1546.5		2365.0
1553.5		2338.9
1555.5		2293.5
1560.0		2384.3
1562.5		2304.5
1565		2295.5
1569		2311.5
1575		2320.2
1579.5		2310.2
1583.5		2311.9
1592.5		2324.5
1636.5		2408.0
1640.5		2410.5
1642.0		2412.8
1650.5		2413.5
1662.0		2425.6

M BDF = meter bore deck floor
dvs. tilnærmet mRKB.

6 NOMENKLATURLISTE

Logg-forkortninger:

BHC	=	Borehole Compensated
CAL	=	Caliper
CNL	=	Compensated Neutron Log
DIL	=	Dual Induction Log
DLL	=	Dual Laterolog
DST	=	Drill Stem Test
DT	=	Delta t sonic (BHC)
FDC	=	Formation Density Compensated
GR	=	Gamma Ray
HDT	=	High Resolution Dipmeter Tool
IES	=	Induction Electrical Survey
ILD	=	Induction Log Deep
ILM	=	Induction Log Medium
ILS	=	Induction Log Shallow
ISF	=	Induction Spherical Focused Log
LTD	=	Litho Density Tool
LLD	=	Laterolog Deep
LLS	=	Laterolog Shallow
LSS	=	Long Spacing Sonic
MSFL	=	Micro Spherical Focused Log
NGS/NGT	=	Natural Gamma Ray Spectrometry Tool
RFT	=	Repeat Formation Tester
SFL	=	Spherical Focused Log

Andre forkortninger:

a/a [*]	=	Archies/Waxman-Smits vridnings konstanter
BHT	=	Bunnhulls temperatur
B	=	Ekvivalent ledningsevne for skifer ioner
C	=	Konstant for VSH-beregninger
CEC	=	Cation exchange capacity (meg/g)
CGR	=	Gamma ray fra Th og pota (fra NGT)
DKL	=	Dybdekorrigert kjernemålt væske permeabilitet
DKLH	=	Dybdekorrigert kjernemålt horisontal væske permeabilitet
DKLV	=	dybdekorrigert kjernemålt vertikal væske permeabilitet
DPOR	=	Dybdekorrigert kjernemålt helium porøsitet
F/F [*]	=	Resistivitetsfaktor for en formasjon med ren sand/skifrig sand
FMT	=	Formasjonstemperatur
K	=	Permeabilitet
KL	=	Kjernemålt væskepermeabilitet
KLH	=	Kjernemålt horisontal væskepermeabilitet
KLOG	=	Permeabilitet estimert fra logger
KLOGH	=	Horisontal permeabilitet estimert fra logger
KLOGV	=	Vertikal permeabilitet estimert fra logger
KLV	=	Kjernemålt vertikal væskepermeabilitet
m/m [*]	=	SementeringsekspONENT
n/n [*]	=	MetningsekspONENTER
P	=	Salinitet (NaCl konsentrasjon i ppm.10 ⁶)
PEP	=	Fotoelektrisk effekt
PHIA	=	Apparent porøsitet

PHID	=	Porøsitet fra FDC/LDT
PHIDC	=	Porøsitet fra FDC/LDT korrigert for skifereffekt,
PHIF	=	Endelig porøsitet
PHIT	=	Total porøsitet
RHOB	=	Tetthet fra FDC/LDT
RHOFL	=	Væske tetthet (mudfiltrat, gass, olje)
RHOH	=	Hydrokarbon tetthet
RHOMA	=	Matrikstetthet
RHOMF	=	Slamfiltrat tetthet
RHOSH	=	Skifertetthet
RILD/RILM/RILS	=	Resistivitet fra dyp-/mellom-/grunninduksjons log
RLLD/s	=	Resistivitet fra dyp-/grunn-laterolog
Rmc	=	Slamkakens resistivitet
Rmf	=	Slamfiltratets resistivitet
RMSFL	=	Resistivitet fra microspherical, focused log
Rm	=	Slammets resistivitet
RSH	=	Skiferens resistivitet
RT	=	Sann formasjons resistivitet
RW	=	Formasjonsvannets resistivitet
RWA	=	Tilsynelatende formasjonsvanns resistivitet
RXO	=	Resistivitet i invadert sone
SG	=	Gassmetning
SGT	=	Gamma ray fra T, K, U (NGT)
SH	=	Hydrokarbonmetning
SHR	=	Residuell hydrokarbonmetning
SO	=	Oljemetning
SW	=	Vannmetning
SWirr.	=	Irreduisibel vannmetning
SXO	=	Vannmetning i invadert sone
THOR	=	Thorium potlasium ratio GR (NGT)
TPRA	=	Thorium potlasium ratio GR (NGT)
UPRA	=	Uran/potlasium ratio GR (NGT)

URAN	=	Uran GP. (NGT)
VSH	=	Skifervolum estimert fra logger
VSHDN	=	Skifervolum fra densitet-neutron kryssplot
VSHGR	=	Skifervolum fra GR
WSAT	=	Kjernemålt vannmetning



statoil

RES-KAL/BM

11.4.85

N O T A T

TIL: Troll lisens, v/Svein Løining

KOPI: Terje Helgøy, UND stab

FRA: John Olav Fløtre, RES-HK

SAK: PETROFYSISK HURTIG-EVALUERING AV BRØNN 31/2-15
TROLL

Vi vedlegger et eksemplar av ovennevnte rapport.

Rapporten er distribuert som følger:

UND-arkiv

Sentral-arkiv

RES-arkiv

Troll lisens

Jan Håvard Jøranson.