

Denne rapport
tilhører



01.595.179-10

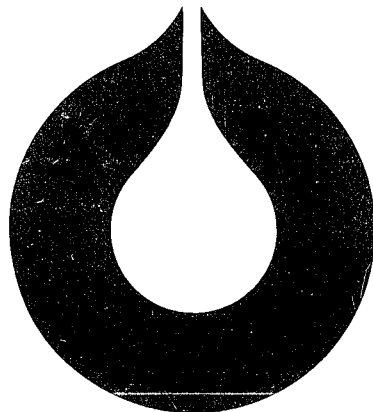
L&U DOK. SENTER

L. NR. 20085380001

KODE well 31/6-6

nr 31

Returneres etter bruk



statoil

PETROFYSISK EVALUERING

PL 085

BRØNN 31/6-6

LET-S

August 1985

Den norske stats oljeselskap a.s

PETROFYSISK EVALUERING

PL 085

BRØNN 31/6-6

LET-S

August 1985

INNHold	Side:
1	GENERELLE BRØNNDATA 1
2	INTRODUKSJON 2
3	OPPSUMMERING 3
4	LITOLOGI 4
5	TESTSAMMENDRAG 6
6	FORMATION MULTI TESTER (FMT) 7
7	KJERNEBORING OG KJERNEANALYSE 8
8	LOGGING OG LOGGKVALITET 10
9	PETROFYSISKE RESULTATER 11
9.1	Logganalyse resultater 11
9.2	Analysemodell 11
9.3	Vannmetning, Sw 11
9.4	Formasjonsresistivitet, Rt 12
9.5	Formasjonstemperatur, Tf 12
9.6	Vannresistivitet, Rw 12
9.7	Boreslamsresistivitet, Rmf 13
9.8	Matriks tetthet, RHOMA 13
9.9	Skifer parameter 13
9.10	Skifervolum, VSHALE 13
9.11	Porøsitet, PHIF 14
9.12	Formasjonsfaktorer/metningsekspONENT 14
9.13	Loggberegnet permeabilitet, KLOGH 15
9.14	Diskusjon 15
10	TABELLER OG FIGURER 17
Tab. 10.1	Analyseparameter 17
Tab. 10.2	Statistikk 18

Tab. 10.3	Testresultater	19
Tab. 10.4	FMT resultater	20
Fig. 10.1	FMT plott	21
Fig. 10.2	Sensitivitetsplott	22
Fig. 10.3	PHIF vs. PORHE	23
Fig. 10.4	PHIF vs. PORHE	24
Fig. 10.5	PHIF vs. PORHE	25
Fig. 10.6	PHIF vs. KLH	26
Fig. 10.7	PHIF vs. KLH	27
Fig. 10.8	PHIF vs. KLH	28
Fig. 10.9	Histogram, PHINsh	29
Fig. 10.10	Histogram, RHOBsh	30
Fig. 10.11	Histogram, RTsh	31
Fig. 10.12	Histogram, RHOMA	32
Fig. 10.13	Histogram, RHOMA	33
Fig. 10.14	Histogram, RHOMA	34
Fig. 10.15	Histogram, RHOMA	35
Fig. 10.16	Histogram, RHOMA	36
Fig. 10.17	PORHE vs. RHOB	37
Fig. 10.18	F(RT) vs. RHOB	38
Fig. 10.19	F(RT) vs. PHIF	39

VEDLEGG: Grafisk loggpresentasjon

1

GENERELLE BRØNNDATA

Lisens	085
Brønn	31/6-6
Felt	Troll
Lokasjon	60° 41' 57.08" N 03° 56' 04.61" E
Rigg	Deepsea Bergen
Påbegynt	22 mai 1984
Forlatt	30 juli 1984
KB elevasjon	23 m
Vanndyp	313 m
Totalt dyp	2293 m
Prospekt	Heather, enhet C silt og Sognefjord sand
Operatør	Statoil
Medoperatører	Norsk Hydro, Saga Petroleum
Status	Plugget og forlatt

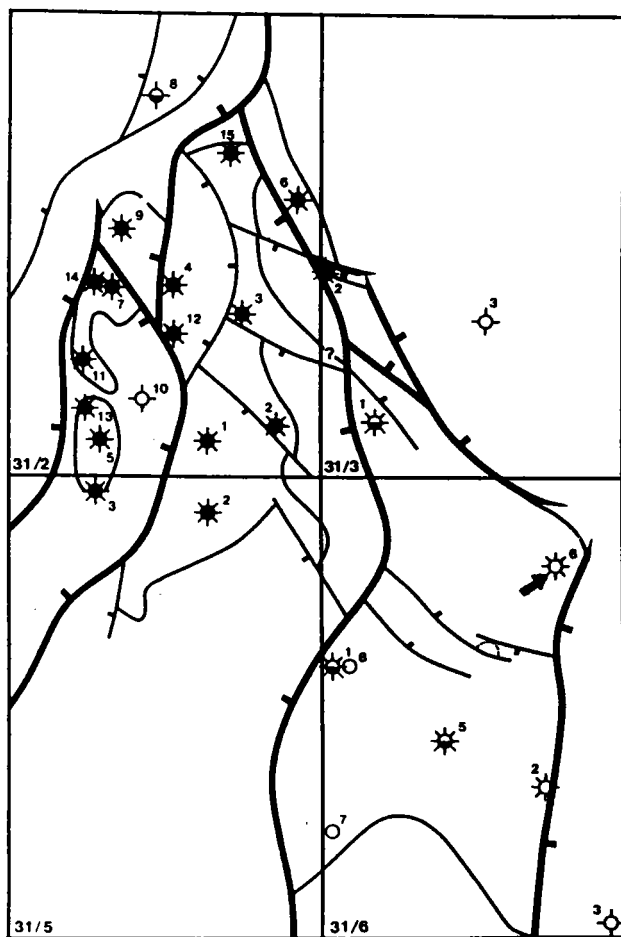
Brønn 31/6-6 ble boret i den nordøstre del av blokk 31/6 for å teste mulige gass forekomster i øvre og midtre Jura sandstein samt å teste reservoarkvaliteten i den overliggende Heather, enhet C siltsonen.

Brønnen var også ment å være et kalibreringspunkt for den sedimentære avsetningsmodell mot øst i feltet.

TD ble nådd på 2293 m RKB.

En 12 meter gasskolonne ble påvist i Sognefjord sand og begrensede gassmetninger ble påvist i en velutviklet siltsone i Heather, enhet C formasjonen.

En produksjonstest med bruk av gruspakning ble utført i Sognefjord sanden og en produksjonstest med bruk av nitrogenluft ble utført i Heather, enhet C siltsonen.



OPPSUMMERING

Toppen av Heather, enhet C, formasjonen ble påtruffet på 1515 m RKB.

Topp Sognefjord formasjonen ble nådd på ca. 1561 m RKB.

Logganalysen viser relativt lave gassmetninger i Heather, enhet C formasjonen fra 1517 m RKB ned til topp reservoar på 1557 m RKB. Gass/vann-kontakten ligger på 1569.5 m RKB.

Ingen gassgradient eller gass/vann-kontakt kunne etableres fra FMT loggen på grunn av begrenset gasskolonne og ustabile trykkavlesninger.

Kjerneanalyser, FMT resultater og logganalyser indikerer dårlige reservoaregenskaper i Heather, enhet C silten og meget gode reservoaregenskaper i Sognefjord sanden.

Dette ble også bekreftet under testing av de respektive sonene.

Hovedresultater fra evalueringen:

Intervall, m RKB:	1517-1557	1557-1775
Net pay, m:	5.5	12.25
Gj.sn. porøsitet, % (net pay):	23.8	30.5
Gj.sn. vannmetning, % (net pay):	64.2	39.1

Draupne formasjonen (1392-1515 m RKB)

Draupne formasjonen består av karbonholdig leirstein. Den er middels til mørk grå stedvis brungrå, myk til middels hard, pyrittholdig, av og til noe kalkholdig med enkelte spor av silt.

Avsetningsmiljø: Normal marin med begrensede bunnforhold.

Heather, enhet C formasjonen (1515 - 1561 m RKB)

Heather, enhet C formasjonen består av sandholdig siltstein. Denne er middels grå, brun grå, stedvis olivengrå og grønngrå, løs til fast, glimmer, pyritt og glaukonittholdig, av og til kalkholdig.

Avsetningsmiljø: Marginal marin til kystnært deltaisk.

Sognefjord formasjonen (1561 - 1706 m RKB)

Sognefjord formasjonen består av glimmerholdig sand og siltstein med spor av kull og glaukonitt. Kornstørrelsen varierer fra fin til middels, men alle størrelser fra silt til meget grov eksisterer.

Sanden er moderat til godt sortert, kantet til rundet, løs med god synlig porøsitet.

Siltsteinen er middels til mørk grå, glimmerholdig.

Avsetningsmiljø: Marginal marin til kystnær deltaisk.

Heather, enhet B formasjonen (1706 - 1719 m RKB)

Heather, enhet B formasjonen består av sand og siltstein av samme type som beskrevet for Sognefjord formasjonen.

Avsetningsmiljø: Marginal marin til kystnær deltaisk.

Fensfjord formasjonen (1719 - 1947 RKB)

Fensfjord formasjonen består av sand og siltsteinslag av samme type som beskrevet for Sognefjord formasjonen.

Sanden består av klar kvarts, kornstørrelse varierende fra fin til meget grov, moderat til godt sortert, løs med god synlig porøsitet.

Kull, glimmer, pyritt og glaukonitt er vanlig i denne sonen.

Avsetningsmiljø: Marginal marin, kystnær deltaisk.

To tester ble gjennomført i denne brønnen. Under den første testen, som ble utført i Sognefjord formasjonen, ble gruspakking anvendt for å unngå sandproduksjon. Den andre testen ble utført i Heather, enhet C formasjonen med bruk av standard teststreng og nitrogenløft.

Test_nr._1A (1562.5 - 1567_m_RKB)

Brønnen ble perforert underballansert og rensket opp på en lav rate. Etter å ha satt gruspakken ble teststrengen kjørt i hullet. Denne måtte trekkes fordi RBS ventilen ikke lot seg åpne.

Testen bestod av en opprenskingsperiode, to syrebehandlinger med opprenskinger, en flerrate strømningsperiode og en prøvetakingsperiode hvor Nautilus prøvetakingsutstyr ble anvendt. Testen ble avsluttet med en ny flerrate strømningsperiode fordi forholdene under første flerrate var ustabile. Testresultatene er oppsummert i tabell 10.3.

Test_nr._2 (1523 - 1536 m_RKB)

Brønnen ble perforert underballansert med vann og luft i strengen. Gassraten var for lav til å løfte ut vannet i strengen. Newsco's "coil tubing" ble under andre strømningsperiode brukt til å injisere nitrogen i brønnen og på denne måten løfte vannet ut. Testen ble avsluttet med en tredje strømningsperiode uten bruk av nitrogenløft. Testresultatene er oppsummert i tabell 10.3.

FMT loggen ble kjørt i hullet en gang for å definere reservoartrykk, reservoarfluidgradienter og for å få tak i bunnhullsprøver av reservoarfluidet. Trykkresultatene viser et poretrykk lik 1.04 g/cm^3 i toppen av Sognefjord sanden (1561 m RKB). Flere trykkpunkt ble forsøkt tatt i Heather, enhet C siltsonen uten hell. Det er grunn til å anta et noe høyere ekvivalent trykk i denne sonen. Ved å bruke gassgradienter fra nærliggende brønner resulterer dette i et ekstrapolert poretrykk lik 1.06 g/cm^3 i toppen av siltsonen (1517 m RKB). Trykket avtar nedover til ca. 1.03 g/cm^3 i vannkontakten på ca. 1570 m RKB. Under kontakten er trykket normalt med en vanngradient lik 10.08 Kpa/M ($\text{SG} = 1.03$).

Gasskolonnen i Sognefjord sanden var for liten til at noen gassgradient kunne bestemmes. To enkle bunnhullsprøver, en $2 \frac{3}{4}$ gallon og en 1 gallon, ble tatt på henholdsvis 1571.8 og 1576.5 m RKB. Begge prøvene inneholdt kun formasjonsvann og boreslamfiltrat.

En oversikt over trykkpunktene er presentert i tabell. 10.4 og plottet i figur 10.1.

9 konvensjonelle kjerner ble tatt i Jura. Se opplistingen nedenfor.

Kjerne nr.	Kjerneintervall borers dyp	Korrigert kjernedyp	Utbytte	
			m	%
1	1525.0-1552.0	1531.0-1551.5	19.9	73.9
2	1552.0-1579.5	1553.0-1580.5	23.9	87
3	1579.5-1607.0	1580.5-1608.0	27.5	100
4	1607.0-1634.5	1608.5-1635.0	26.5	96.4
5	1634.5-1662.0	1635.5-1663.0	27.5	100
6	1662.0-1689.0	1663.0-1690.0	27.5	100
7	1689.0-1716.5	1690.0-1717.5	27.0	100
8	1716.5-1744.0	1717.5-1745.0	27.5	100
9	1744.0-1771.5	1745.0-1772.5	27.5	100

Alle dypene er i m RKB.

Kjernedypene er korrigert fra borers dyp til Dresser Atlas dyp ved å bruke Geco's Core Gamma Surface logg og kjernefoto.

De korrigerte kjernetypene listet ovenfor, og som er anvendt i tolkningen, avviker noe fra korreksjonene oppført i sluttrapporten for brønn 31/6-6.

En sammenligning av porøsiteten fra logg-evalueringen og kjernene er vist i figurene 10.3 - 10.5 og listet nedenfor.

Intervall	Ø logg	Ø kjerne (korr.)	Ø logg/Ø kjerne
-----	-----	-----	-----
1530-1773	0.227	0.219	1.015
1530-1561	0.180	0.164	1.097
1561-1773	0.233	0.226	1.030

Rutine kjerneanalyser, inkludert horisontal og vertikal luft og væskepermeabilitet, heliumsporøsitet, korn- tetthet og fluidmetninger ble utført på 863 pluggen.

Ingen spesielle kjerneanalyser var tilgjengelige når denne analysen ble utført.

Etter å ha satt 13 3/8" foringsrør på 1443 m RKB ble brønnen boret til 1771.5 m RKB med en 12 1/4" borekrone og logget med følgende utstyr:

- 1 DIFL/BHC ACOUSTILOG-GR-SP-CAL (CBL i 13 3/8" foringsrør)
- 2 CDL/CNL-GR-CAL
- 3 DLL/MLL-GR
- 4 FMT
- 5 HR DIPLOG
- 6 SWC

Nøytron loggen er korrigert for hulldiameter og tetthetsloggen er korrigert for slamkake. Kvaliteten på loggene både når det gjelder kalibreringer og hullproblemer er god. Etter operasjon kalibreringen på tetthetsloggen var så vidt utenfor toleransen.

Det er viktig å merke seg at dybdene på samtlige logger fra brønn 31/6-6 er 3 meter for grunne. Dette henger sammen med at den første loggen som ble kjørt i brønnen (DIFL/BHC AC run nr. 1), og som er referanselogg, var 3 meter av dyp.

9 PETROFYSISKE RESULTATER

9.1 Logganalyseresultater

Topp reservoar, m RKB	1517
Gass/vann-kontakt, m RKB	1569.5
Intervall evaluert, m RKB	1500-1775
Net pay, m	17.75
Net sand, m	248.5
Gjennomsnittsporøsitet, net pay %	28.4
Gjennomsnittlig skifervolum, net pay %	0.00
Gjennomsnittlig vannmetning, net pay %	46.9
H net pay/H gross sand	0.065
H net sand/H gross sand	0.904
H net pay/H net sand	0.071
Avkuttingsverdier benyttet, %	Ø < 10 Sw > 70

Statistikker er listet i tabell 10.2.

9.2 Analysemodell

Den øverste delen av det evaluerte intervallet fra 1500 til 1530 m RKB ble tolket ved hjelp av en skiferholdig sand modell. Over det øvrige intervallet fra 1530 til 1775 m RKB ble en ren sand modell benyttet.

9.3 Vannmetning, Sw

Vannmetningen ble beregnet ved bruk av Nordsjølikningen

$$R_t^{-0.5} = (V_{sh}^C \times R_{sh}^{-0.5} + \emptyset^{0.5m} (aR_w)^{-0.5}) S_w^{0.5n}$$

De ulike parametrene brukt i likningen er diskutert separat nedenfor og listet i tabell 10.1.

9.4 Formasjonsresisitivitet, R_t

RLLD og RILD er brukt til å bestemme den korrekte R_t . RLLD ble korrigerert ved hjelp av tornadokart og brukt som R_t fra 1500 - 1575 m RKB.

RLLD ble brukt som R_t uten korreksjoner i Heather, enhet C formasjonen og i vannsonen i Sognefjord, Heather, enhet B og Fensfjord formasjonene.

9.5 Formasjonstemperatur, T_f

En bunnhullstemperatur lik 62.5°C , tatt fra målinger utført under test 1, er brukt i tolkningen. Denne temperaturen stemmer bra med temperaturdata fra andre brønner i området.

9.6 Vannresistivitet, R_w

Motstanden i formasjonsvannet er tatt fra vanntest i brønn 31/5-3.

$$R_w = 0.07 \text{ ohm m ved } 62.5^{\circ} \text{ C.}$$

9.7 Boreslamsresistivitet, R_{mf}

Motstanden i boreslamsfiltratet er tatt fra "log heading" og konvertert til reservoartemperatur.

$$R_{mf} = 0.030 \text{ ohm m ved } 62.5^{\circ} \text{ C.}$$

9.8 Matrikstetthet, RHOMA

Flere histogrammer av korntettheten fra rutine kjerne-
målinger er brukt til å definere matriks tetthetene.

Fig. 10.12 - Fig. 10.16.

9.9 Skiferparameter

RHOSH, PHINSH og skiferresistivitet er bestemt ved hjelp
av histogramplott over skifersonen fra 1504 til 1514 m
RKB.

Fig. 10.9 - 10.11.

9.10 Skifervolum

Over intervallet 1500 til 1530 m RKB ble GR loggen brukt
til å bestemme skifervolumet. Denne delen av Heather,
enhet C formasjonen inneholder en del glimmer som gjør
det vanskelig å bestemme skiferinnholdet nøyaktig.
Tetthet og nøytron loggen ble også forsøkt brukt uten
tilfredsstillende resultater.

Fra 1530 til 1775 m RKB ble skifervolumet satt lik 0.
Fra kjernebeskrivelse (XRD-analyse) er det rapportert
små mengder av skifer i denne sonen, men det store
innhold av radioaktive mineraler (kalifeltspat, glimmer)
gjør det umulig å kvantifisere disse små skifermengdene.

Porøsitet, PHIF

Porøsiteten er, for det meste av det evaluerte intervallet, beregnet fra tetthetsloggen korrigert for skifer-volum og hydrokarboner. Det er ikke utført noen korreksjon for glimmer, da det har vist seg vanskelig å kvantifisere dette mineralet.

Nøytron loggen ble ekskludert fordi loggen er veldig påvirket av glimmer og kull i sonene med fin sand og silt.

I hydrokarbonsonen fra 1557 til 1570 m RKB ble både tetthet og nøytronloggen, med en vektfordeling 7 for tetthet og 2 for nøytron, brukt til bestemmelse av porøsitet.

Ved beregning av porøsiteten ble en væsketetthet lik 1.04 g/cm^3 benyttet. Kloridinnholdet i mudfiltratet indikerer en slamfiltrattetthet lik 1.04 g/cm^3 og FMT resultatene indikerer en formasjonsvanntetthet lik 1.03 g/cm^3 . Kryssplott av PORHE mot RHOB (Fig. 10.17) resulterte i en RHOFL lik 1.04 g/cc .

Sammenlikning mellom loggberegnet porøsitet og kjerneporøsiteten korrigert for overlagingstrykk viser meget god overensstemmelse.

I Fig. 10.3 - 10.5 er loggporøsitet plottet mot korrigert kjerneporøsitet.

Formasjonsfaktorer/metningsekspONENT

Ingen spesielle kjerneanalyser for brønn 31/6-6 var tilgjengelige når denne tolkningne ble utført. Derfor er data fra brønn 31/3-1 brukt i beregningene.

På 22 plugger ble formasjonsresistivitetsfaktoren, FF, målt. Minste kvadraters metode, tvunget gjennom $FF = 1.0$ og $\emptyset = 1.0$, gav en formasjonsfaktor $m = 1.97$ og en litologifaktor $a = 1.0$ ved et overlagingstrykk på 200 bar.

Den gjennomsnittlige verdi av 12 målte metningsekspONENTER, n , ble kalkulert til 2.08.

9.13 Loggberegnet permeabilitet, KLOGH

Loggpermeabiliteten ble beregnet ved bruk av lineær regressjon mellom horisontal kjernepermeabilitet, KLH, og loggporøsitet, PHIF.

$$\text{Log KLOGH} = A \times \text{PHIF} + B$$

<u>Intervall m RKB</u>	<u>A</u>	<u>B</u>	<u>Korrelasjon</u>
1500-1561	27.24	-5.03	0.62
1561-1775	25.68	-4.65	0.57

Se Fig. 10.6 - 10.8.

Denne regressjonen viser bra samsvar for moderate og gode permeabiliteter, men er noe optimistisk i soner med lav permeabilitet.

9.14 Diskusjon

Fra FMT loggen var det ikke mulig å bestemme noen gass/-vann-kontakt da ingen gassgradient kunne etableres fra denne loggen. Derimot kommer kontakten, som ligger på 1569.5 m RKB, klart fram i loggtolkningen.

Det ble ikke påvist olje i denne brønnen.

I loggtolkningen er en ren sand modell brukt i porøsitetsberegningene. Denne modellen ble valgt fordi XRD analyse av kjernematerialer fra brønn 31/3-1 og dels 31/6-6 viser et svært lavt skiferinnhold i de aktuelle sonene. De høye GR verdiene i brønnen er forårsaket av et høyt innhold av glimmer og kalifeltspat. Disse mineralene er spesielt godt representert i de mer siltige sonene.

Overensstemmelsen mellom loggberegnet porøsitet og kjerneporøsitet er meget god tar en i betraktning at loggene ikke er korrigert for glimmer.

Kjerneporøsitetmålingene i Sognefjord, Heather, enhet B og Fensfjord formasjonene er korrigert med en faktor 0.96. Denne faktoren bygger på kjernemålinger utført med overlagingstrykk. Korreksjonen gjelder ikke for siltsonen i Heather, enhet C formasjonen som består av en hardere og mindre porøs formasjon.

RHOB og PHIF (Fig. 10.18 - Fig. 10.19) ble i vannsonen plottet mot $F(RT)$ for bestemmelse av R_w .

$$F(RT) = (a/RT)^{-m}$$

Resultatene fra disse plottene gir en R_w mellom 0.069 og 0.071 ohm m hvilket samsvarer meget bra med R_w hentet fra vanntesten i brønn 31/5-3.

Analyseparameter

Intervall, m RKB	1500-1775
Formasjonstemperatur, °C	62.5
R_w ved 62.5°C, ohm m	0.070
R_{mf} ved 62.5°C, ohm m	0.030
R_{sh} , ohm m	1.4
$RHOB_{sh}$, g/cm ³	2.2
PHIN _{sh} , fraksjon	0.33
RHOMA, g/cm ³	2.66 (1500-1552)
	2.86 (1552-1561)
	2.67 (1561-1706)
	2.69 (1706-1719)
	2.67 (1719-1775)
PHINMA, fraksjon	0.035
RHOFL, g/cm ³	1.04
GRMIN	105
GRMAX	142
m	1.97
n	2.08
a	1
Skiferekspont	1.6
Kjernekorreksjonsfaktor	0.96 (1500-1561)

Tabell 10.1

Statistikk

Intervall, m RKB	1500- 1775	1517- 1557	1557- 1775
Totalt intervall, m	275.0	40	218.0
PHIF, %	21.6	17.3	23.9
SW, %	94.8	84.1	96.4
Vsh, %	6.8	6.9	0

Netto pay, m	17.75	5.5	12.25
PHIF, %	28.4	23.8	30.5
Sw, %	46.9	64.2	39.1

Netto sand	248.5	36.0	212.5
PHIF, %	28.5	18.4	24.3
Sw, %	94.1	81.3	96.3

H net pay/H gross sand	0.065	0.148	0.056
H net sand/H gross sand	0.904	0.900	0.975
H net pay/H net sand	0.071	0.153	0.058

Avkuttingsverdier	Ø < 10 %		
	Sw > 70 %		

Tabell 10.2

Testresultater 31/6-6

Test_nr._1A

Perforert intervall	1562.5 - 1567 m RKB
STRØMNINGSDATA	
Strømningsperiode	andre flerrate
Dysestørrelse	26/64" 42/64" 64/64"
Gass rate (1000 Sm ³ /D)	231 530 779
Bunnhullstrykk (kpa)	15604 15053 14391
Overflatetrykk (kpa)	13414 11463 8098
TRYKKOPPBYGGINGSANALYSE	
Reservoartrykk (kpa)	15765 at 1506.75 m MSL
Reservoartemperatur (°C)	62.5 at 1506.75 m MSL
Kh (um ² m)*	7.898
K (um ²)*	1.362 (1380 md)
S*	56.6

Test_nr._2

Perforert intervall	1523 - 1536 m RKB
STRØMNINGSDATA	
Strømningsperiode	tredje
Dysestørrelse	32/64"
Gass rate (1000 Sm ³ /D)	10.7 (beregnet)
Bunnhullstrykk (kpa)	1092
Overflatetrykk (kpa)	446
TRYKKOPPBYGGINGSANALYSE	
Reservoartrykk (kpa)	15555 at 1488.81 m MSL
Reservoartemperatur (°C)	58 at 1488.81 m MSL
Kh (um ² m)	0.00125
K (um ²)	9.6 x 10 ⁻⁵ (0.10 md)
S	3.3

* Foreløpige data basert på en midlertidig hurtigevaluering.

FMT RESULTATER

Dyp (m RKB)	Formasjonstrykk (KPa)	Merknader
-----	-----	-----
1525.5	17241	Superladet, meget lav perm.
1526.8	16655	Superladet, meget lav perm.
1558.0	16986	Superladet, meget lav perm.
1559.7	15896	God permeabilitet
1562.2	15923	Meget god permeabilitet
1564.2	15916	Meget god permeabilitet
1566.5	15923	Meget god permeabilitet
1568.5	15902	Lav permeabilitet
1570.5	15902	God permeabilitet
1571.8	15917	God perm. 2 3/4 gallon prøve
1574.5	15951	Meget god perm. 1 gal. prøve
1588.8	16089	Meget god permeabilitet
1593.5	16138	Meget god permeabilitet
1604.5	16248	Meget god permeabilitet
1526.8	16378	Superladet, meget lav perm.

Trykkene er temperaturkorrigert

Tabell 10.4

DYBDE
m RKB

FMT PLOTT 31/6-6

SOGNEFJORD FM

1550

1560

1570

1580

1590

1600

VANNGRADIENT = 10,08 KPa/m
(SG = 1,03)

FORMASJONSTRYKK KPa

15800

15900

16000

16100

16200

16300

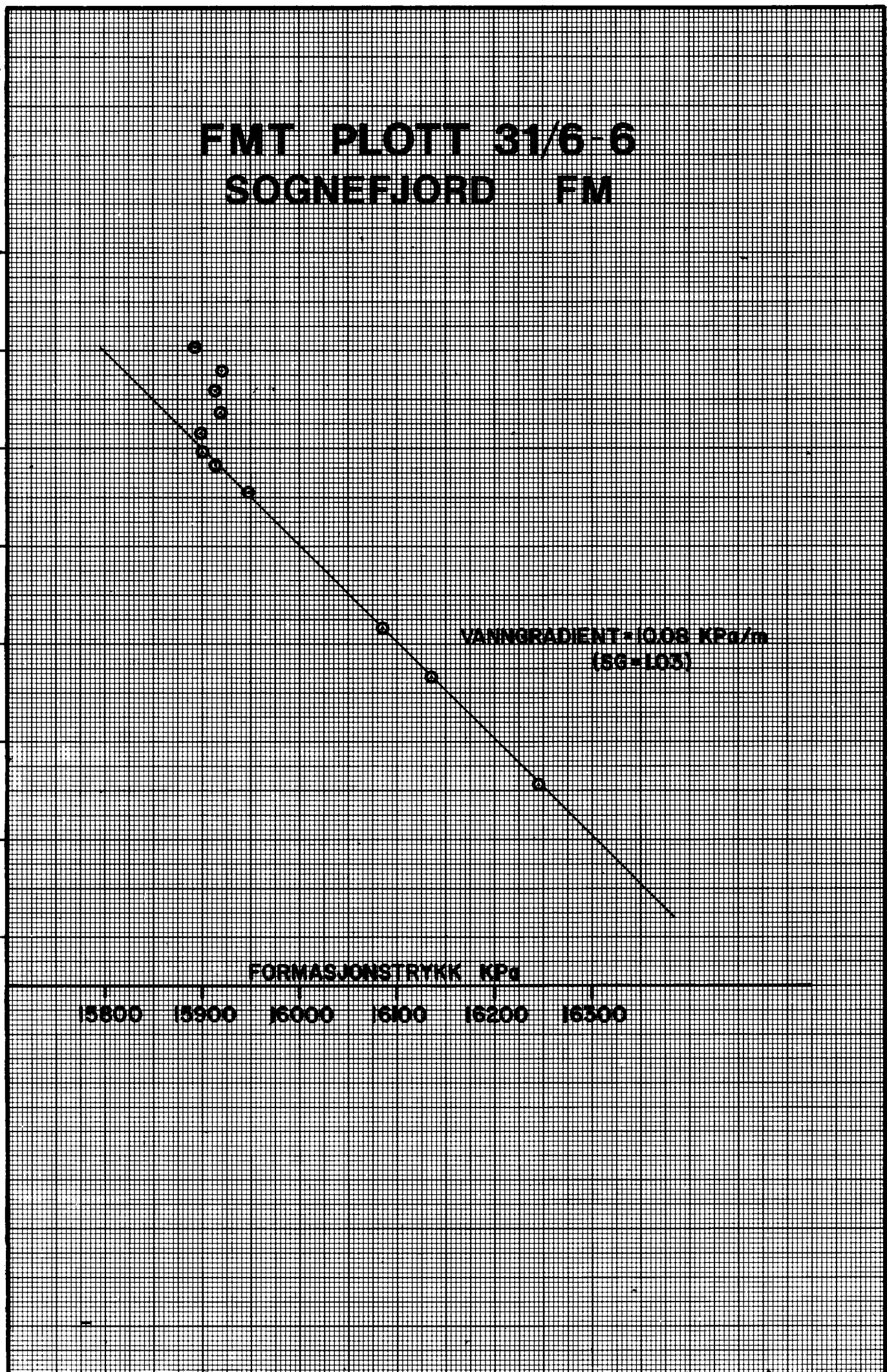
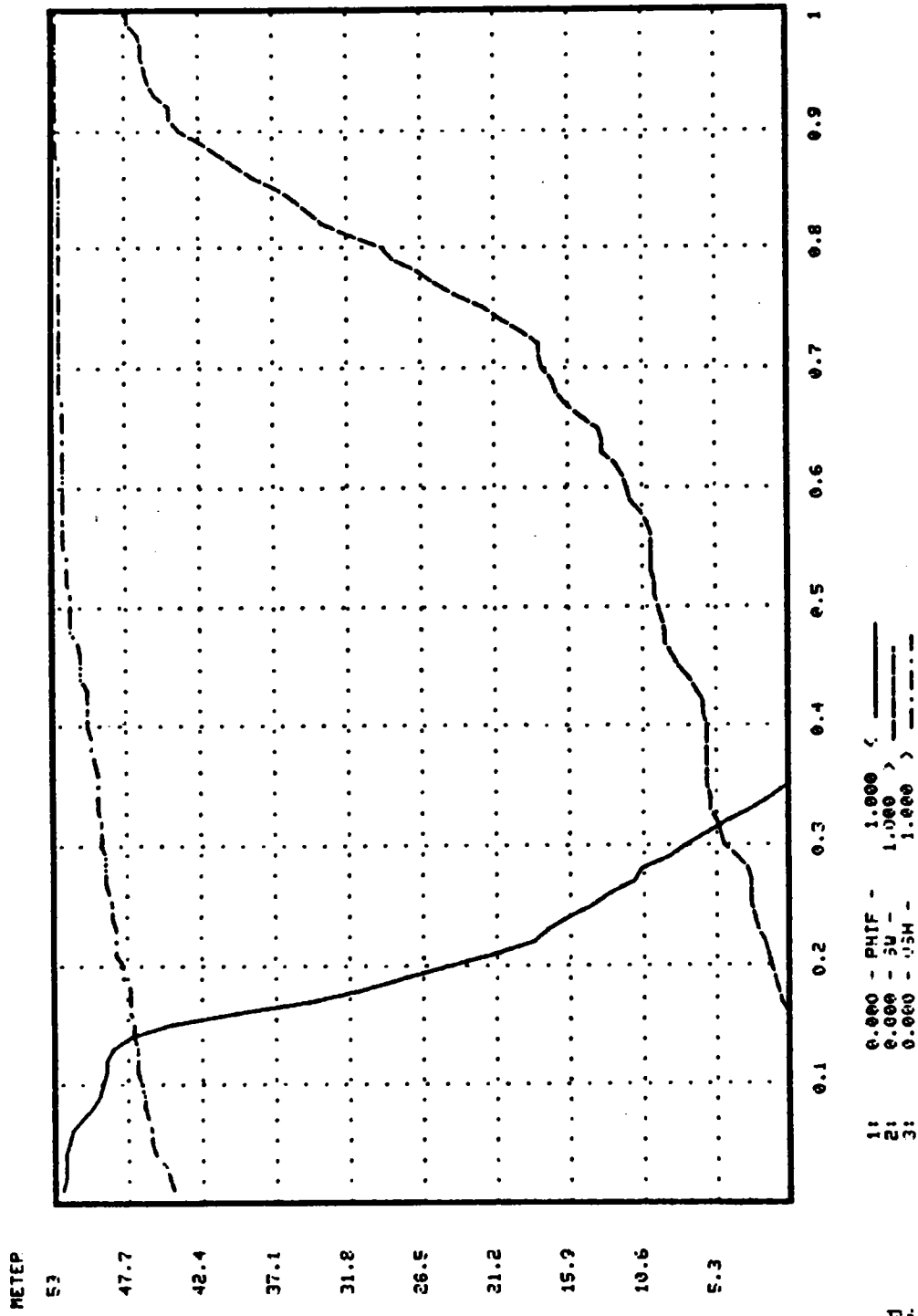


Fig. 10.1

SENSITIVITY-PLOT

WELL: 31-6-b
 INTERVAL: 1517.00 , 1570.00
 TIME: 7.49 9/AUG. 1925



FINISH - RETURN

Fig. 10.2

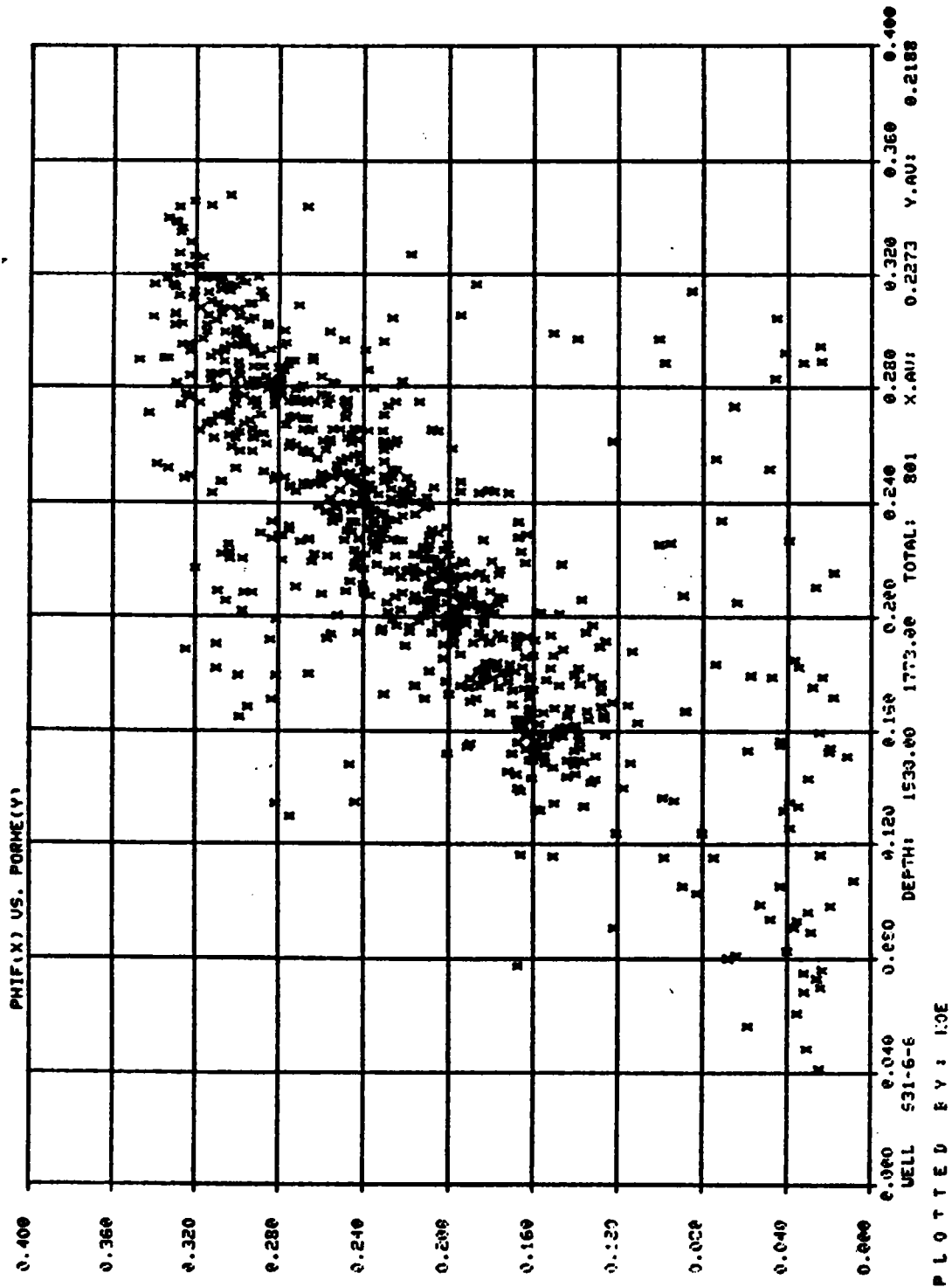


Fig. 10.3

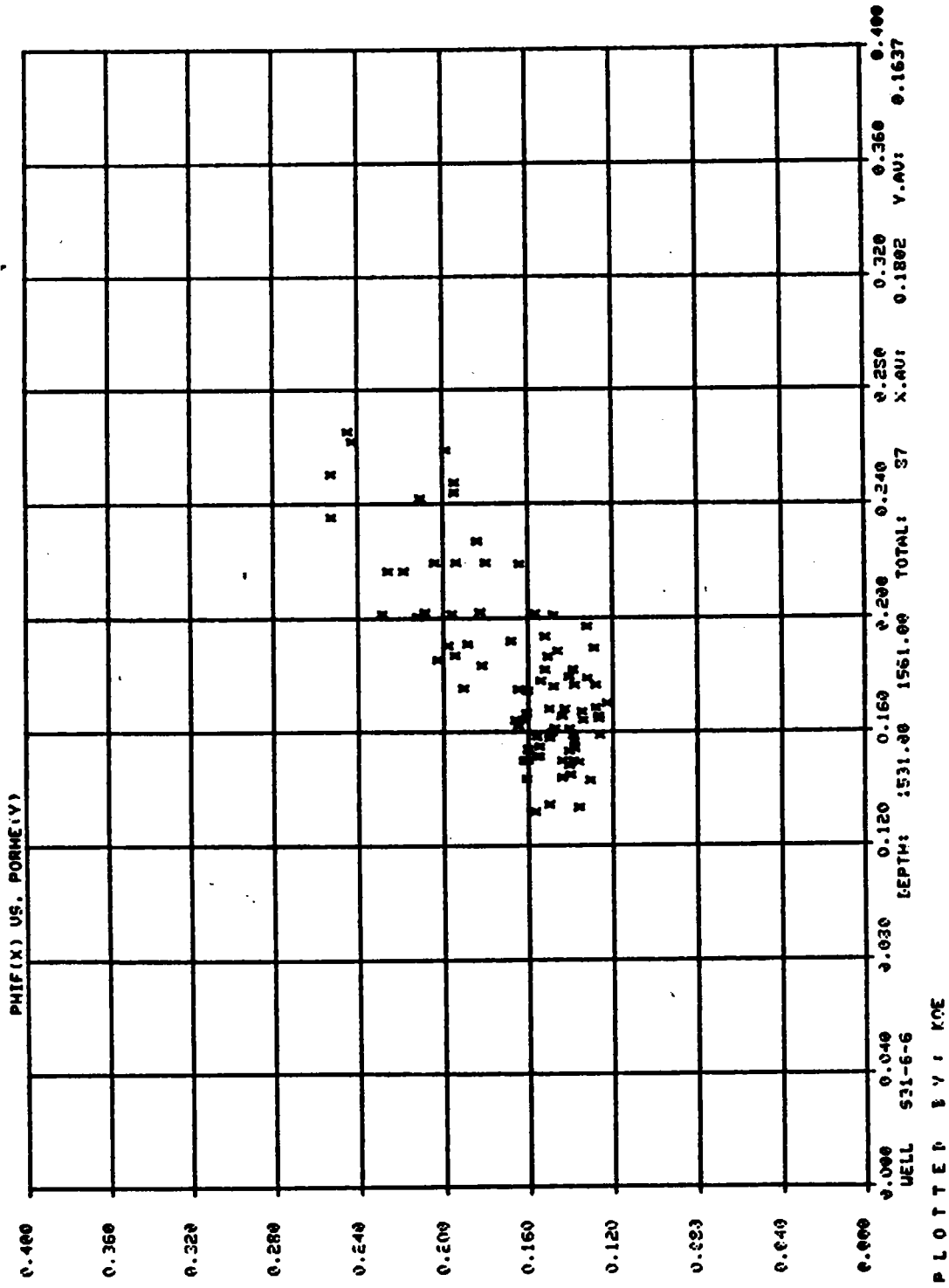


Fig. 10.4

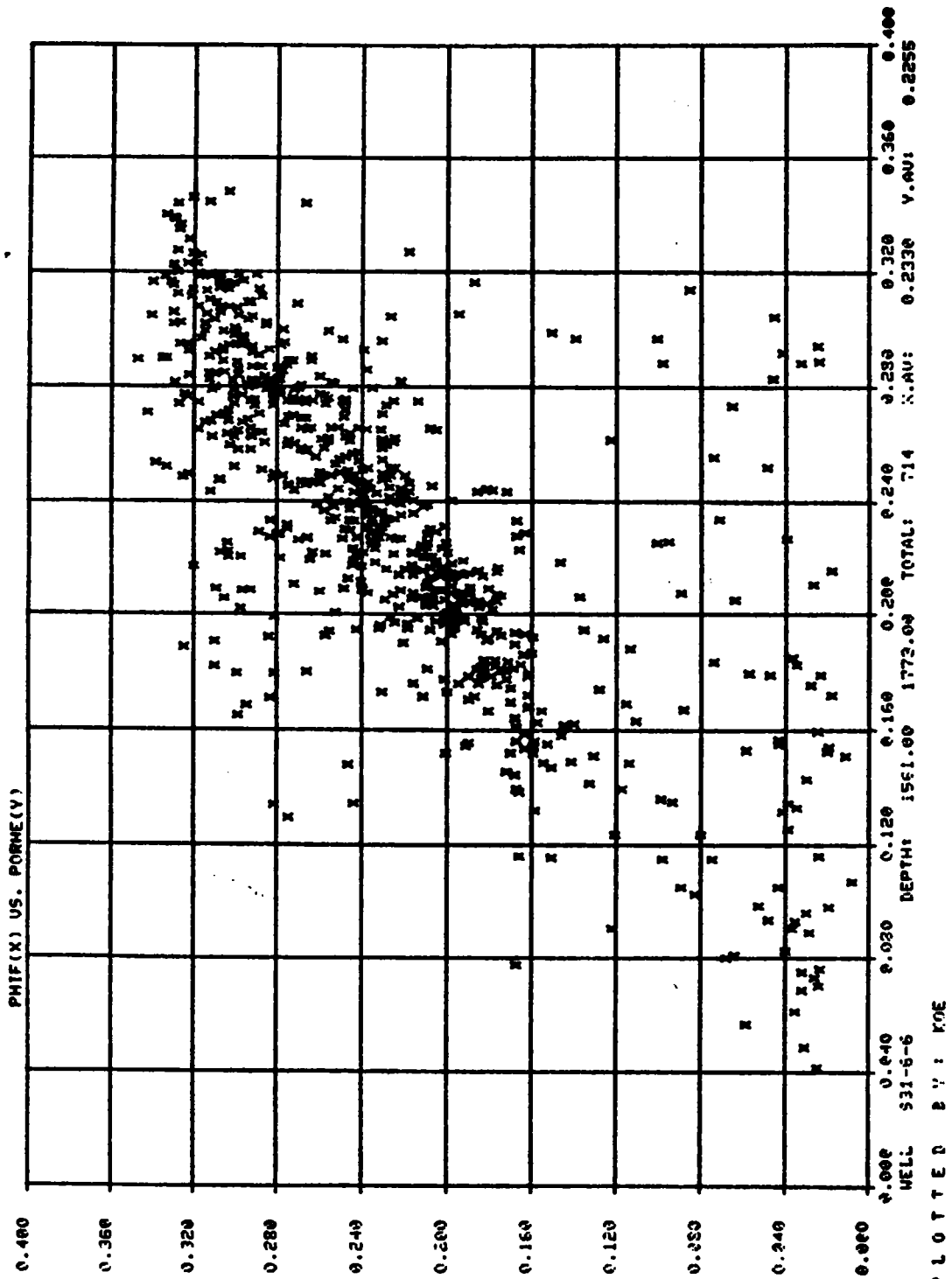


Fig. 10.5

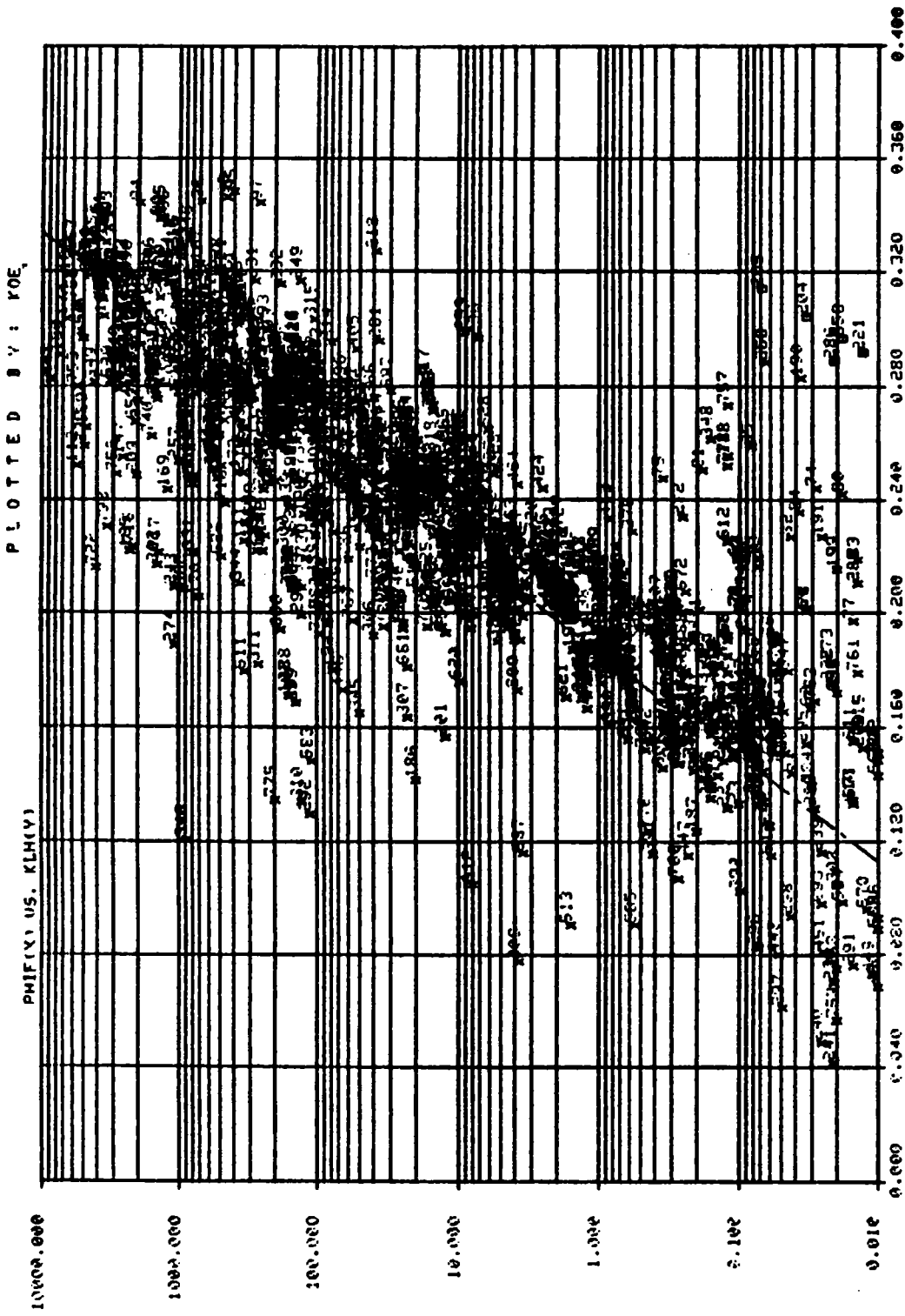
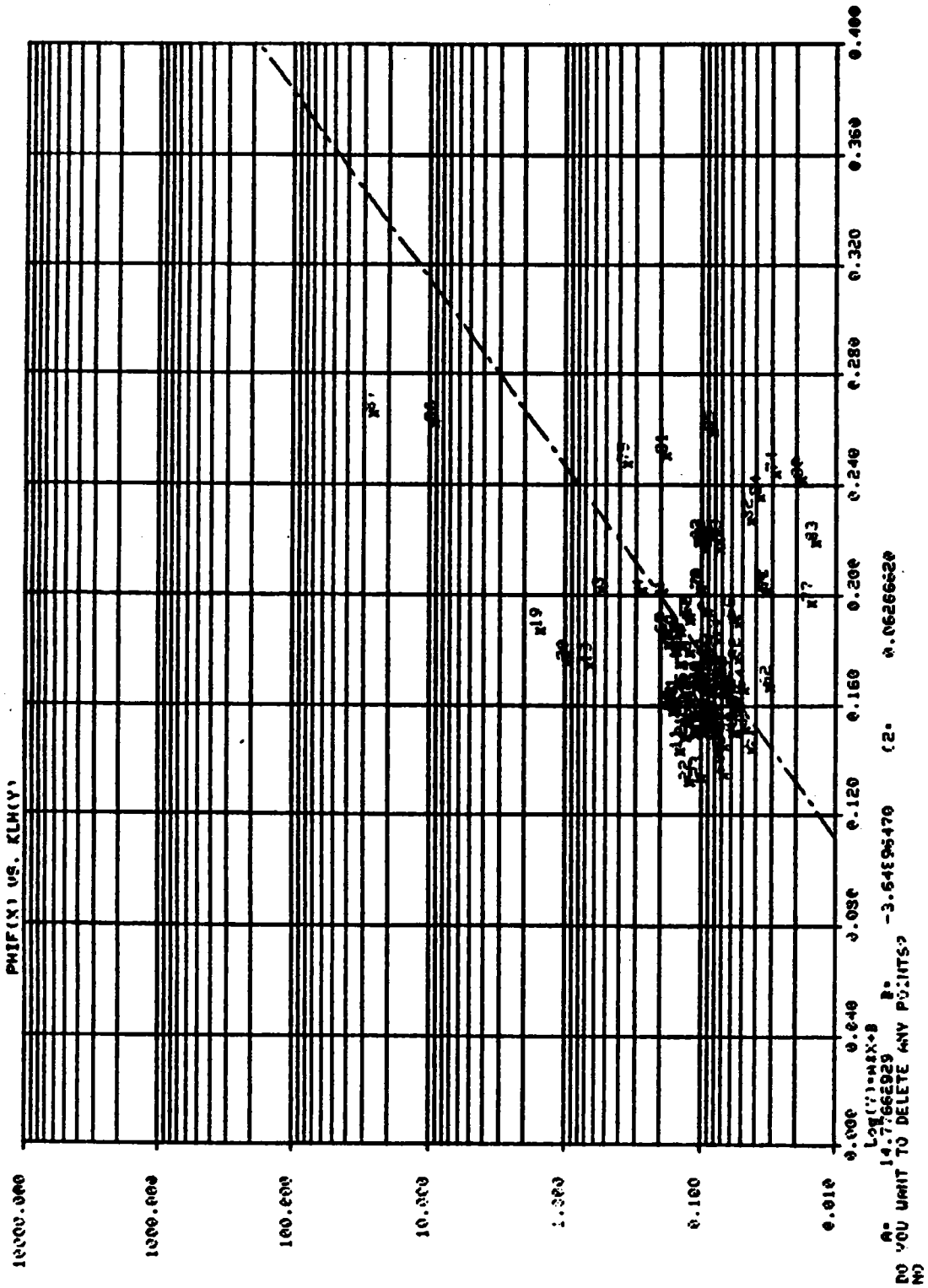
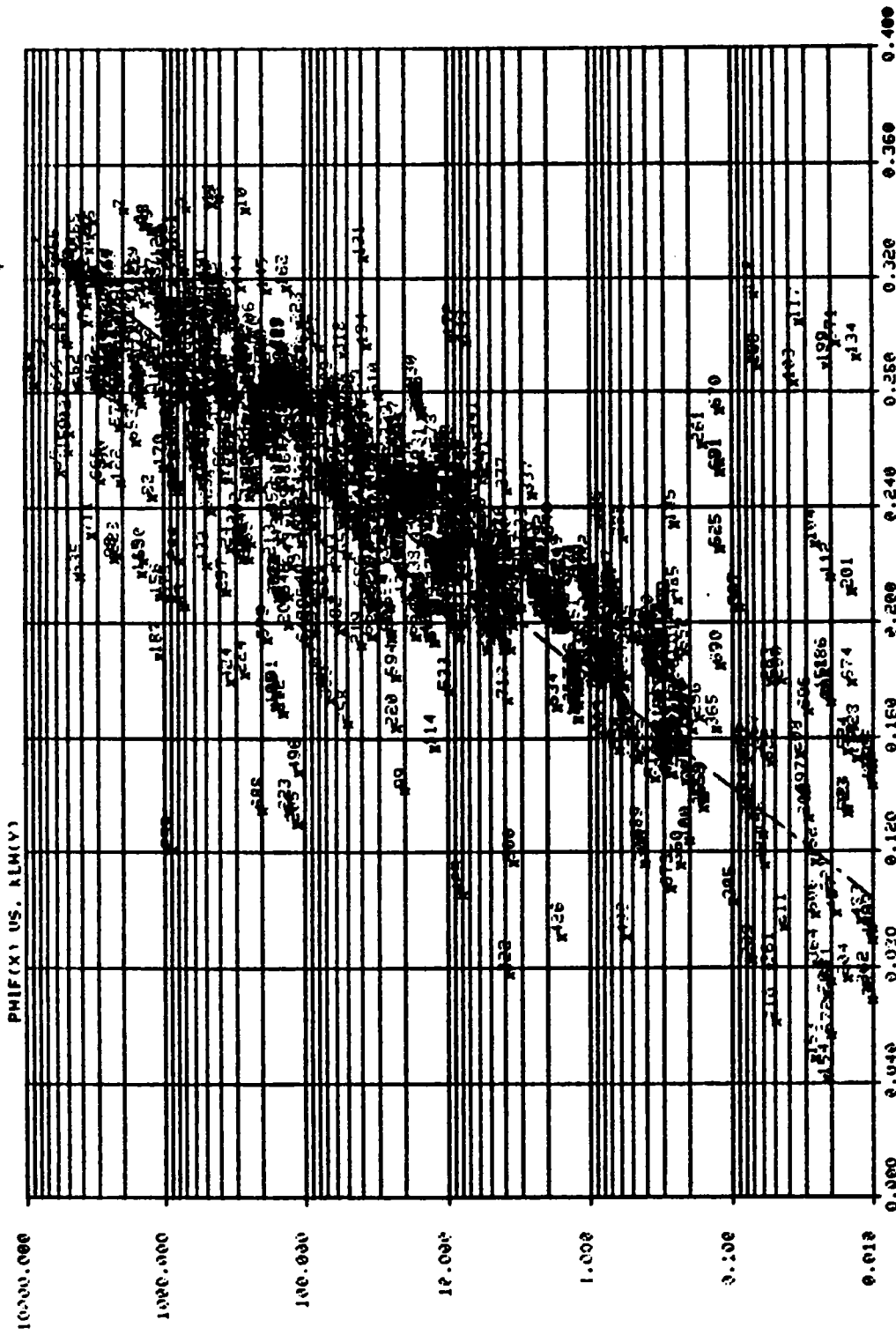


Fig. 10.6



WELL 531-6-6 DEPTH: 1531.00 1561.00 TOTAL: 87 X.MU: 0.1802 Y.AU: 0.5331
P L O T T E D B Y : K O E

Fig. 10.7



PHIF(X) US. ALM(Y)
 10000.000
 1000.000
 100.000
 10.000
 1.000
 0.100
 0.010
 0.000 0.040 0.020 0.120 0.160 0.200 0.240 0.280 0.320 0.360 0.400
 Log(Y)=MAX+E
 25.53358298 B*
 -4.65376261 C2* 0.57053516
 DO YOU WANT TO DELETE ANY POINTS?
 NO
 WELL 531-6-6 DEPTH: 1561.00 IT73.20 TOTAL: 729 N.A.U: 0.2341 Y.A.U: 461.6450
 PLOTTED BY: KGE

Fig. 10.8

PHIN SKIFER HISTOGRAM

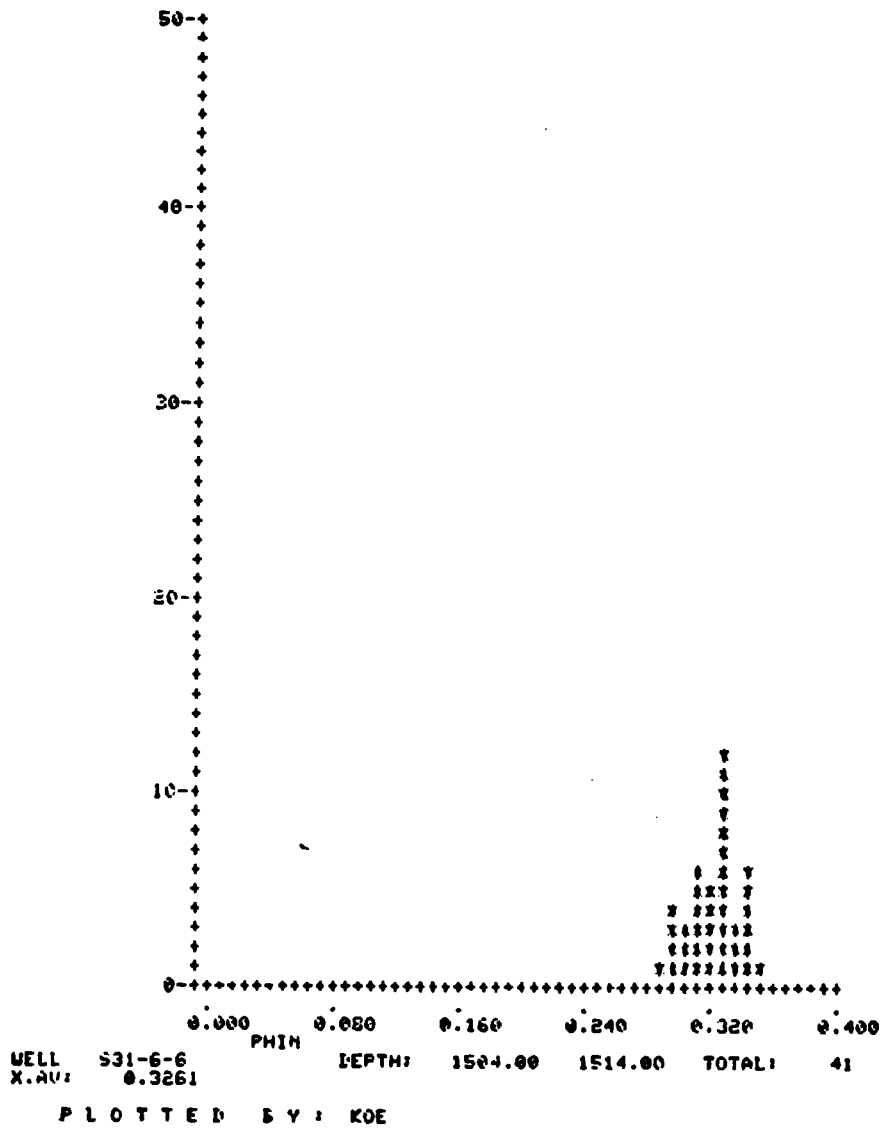


Fig. 10.9

RHOB SKIFER HISTOGRAM

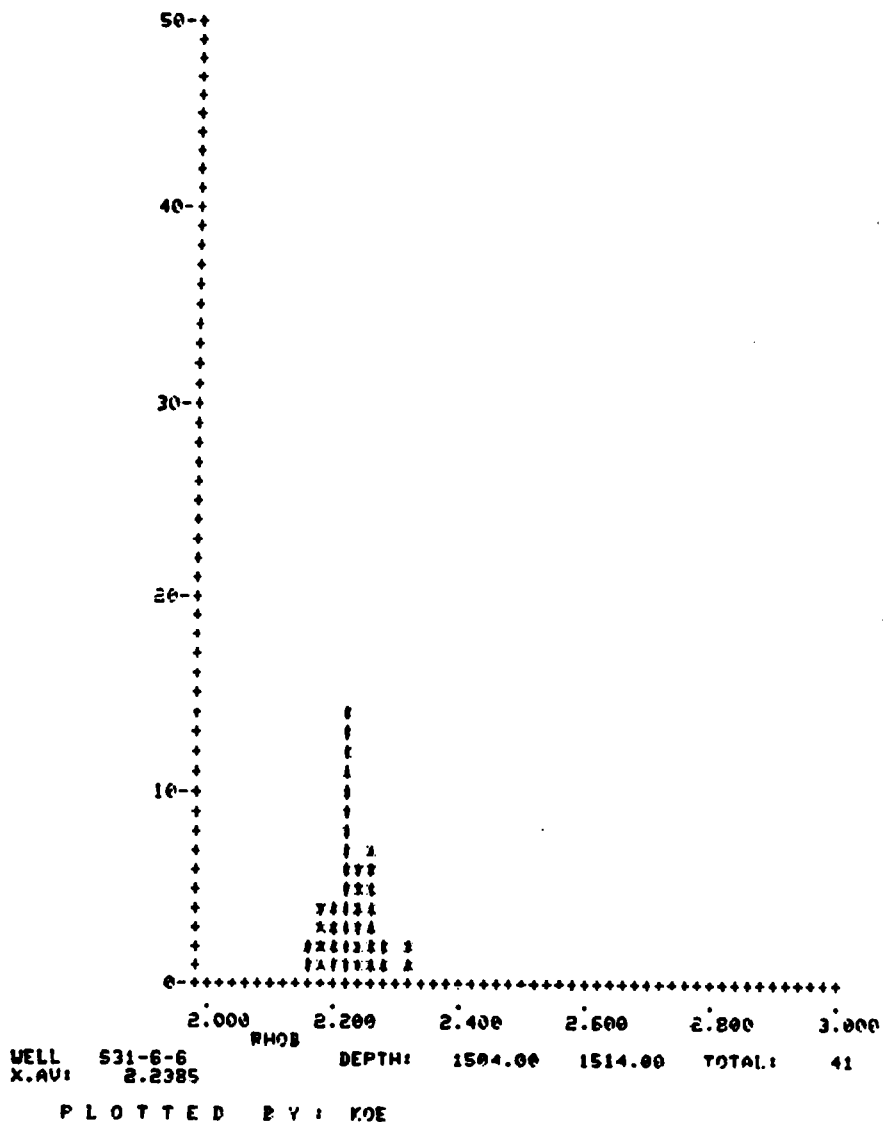


Fig. 10.10

RT SKIFER HISTOGRAM

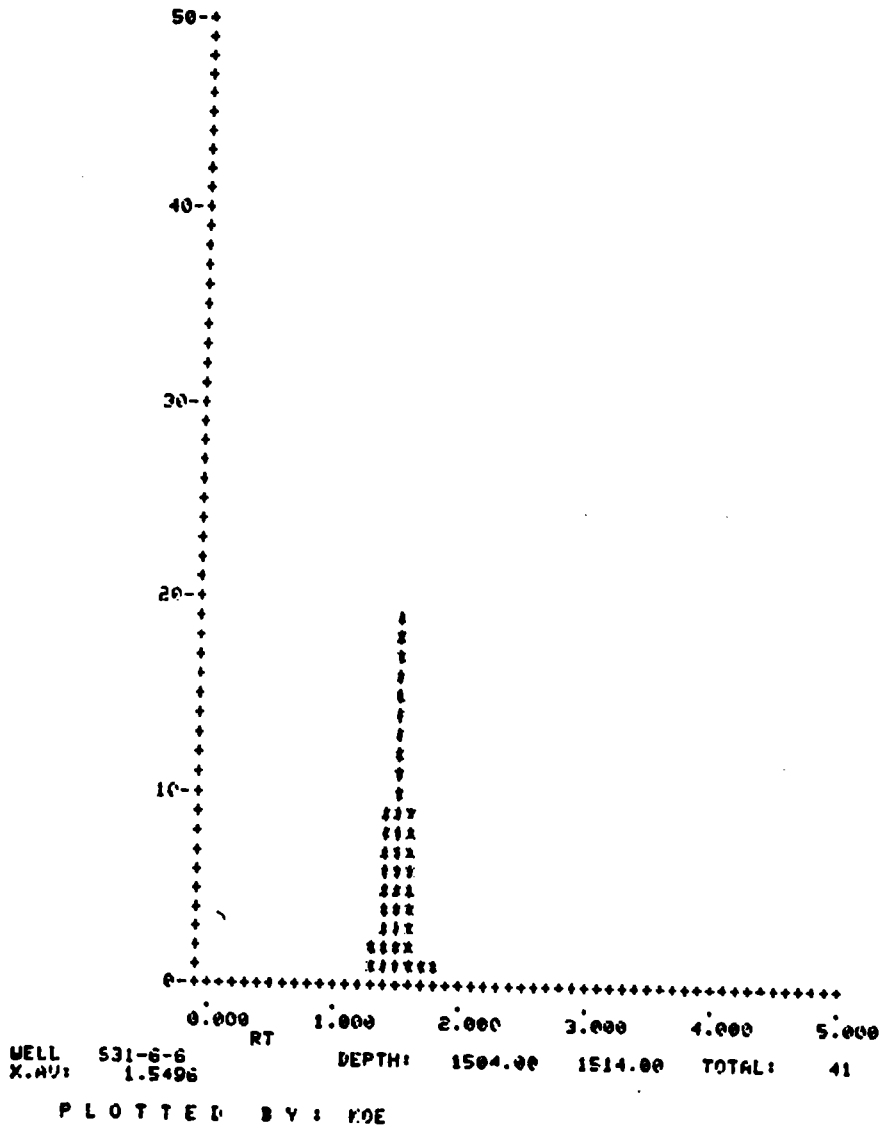


Fig. 10.11

RHOMA HISTOGRAM

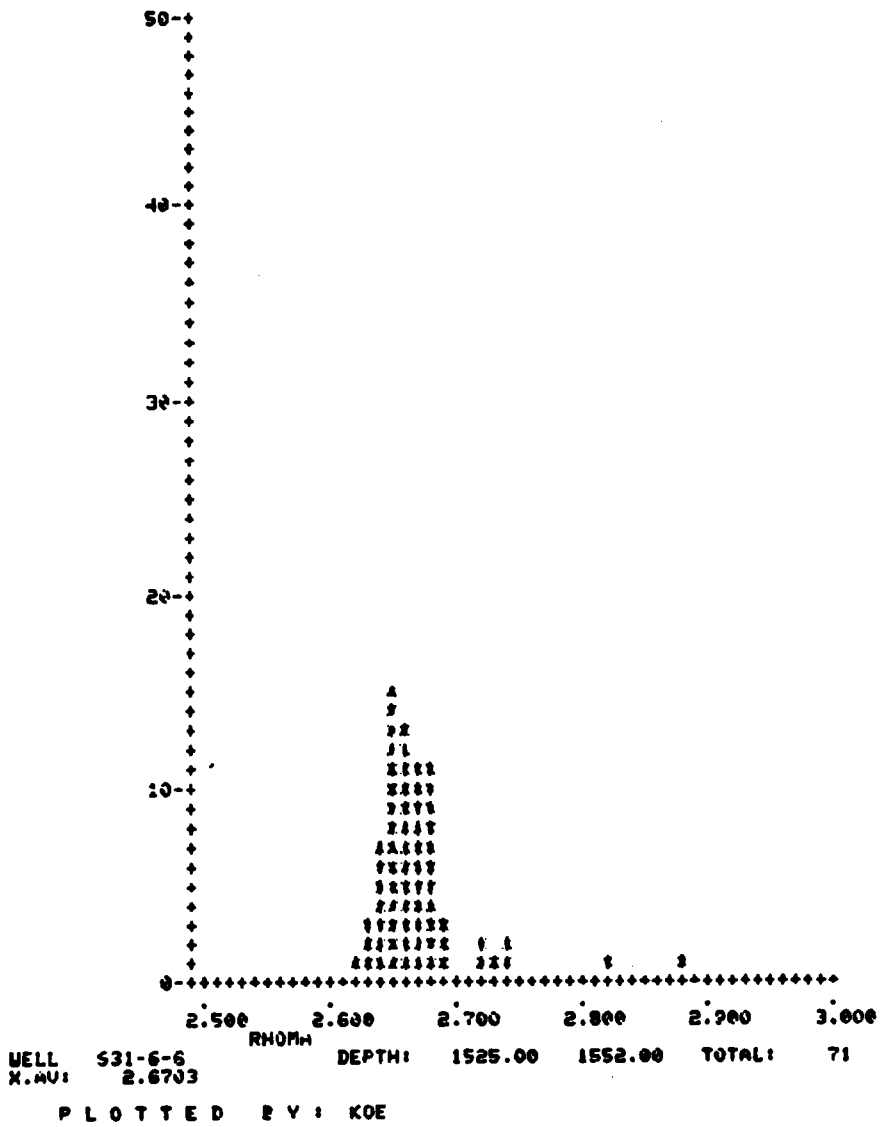


Fig. 10.12

RHOMA HISTOGRAM (HEATHER C)

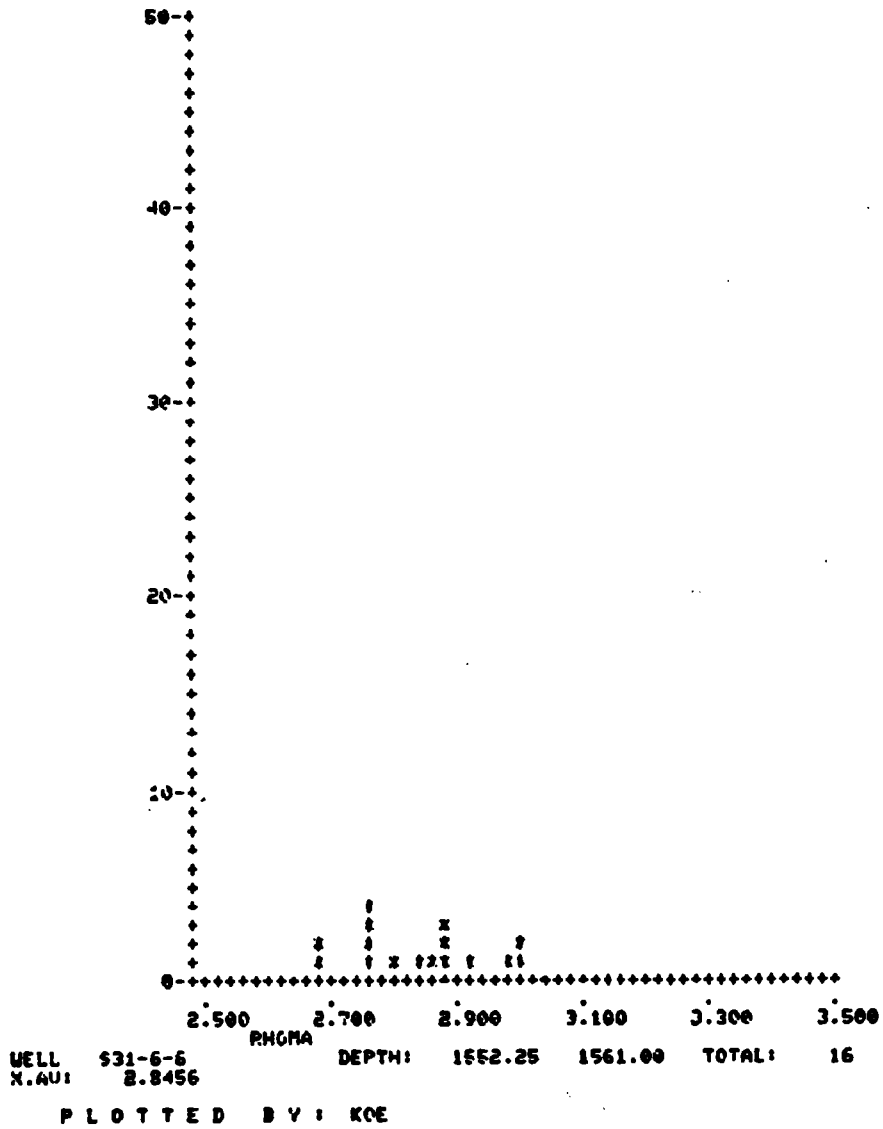


Fig. 10.13

RHOMA HISTOGRAM (SOGNEFJORD)

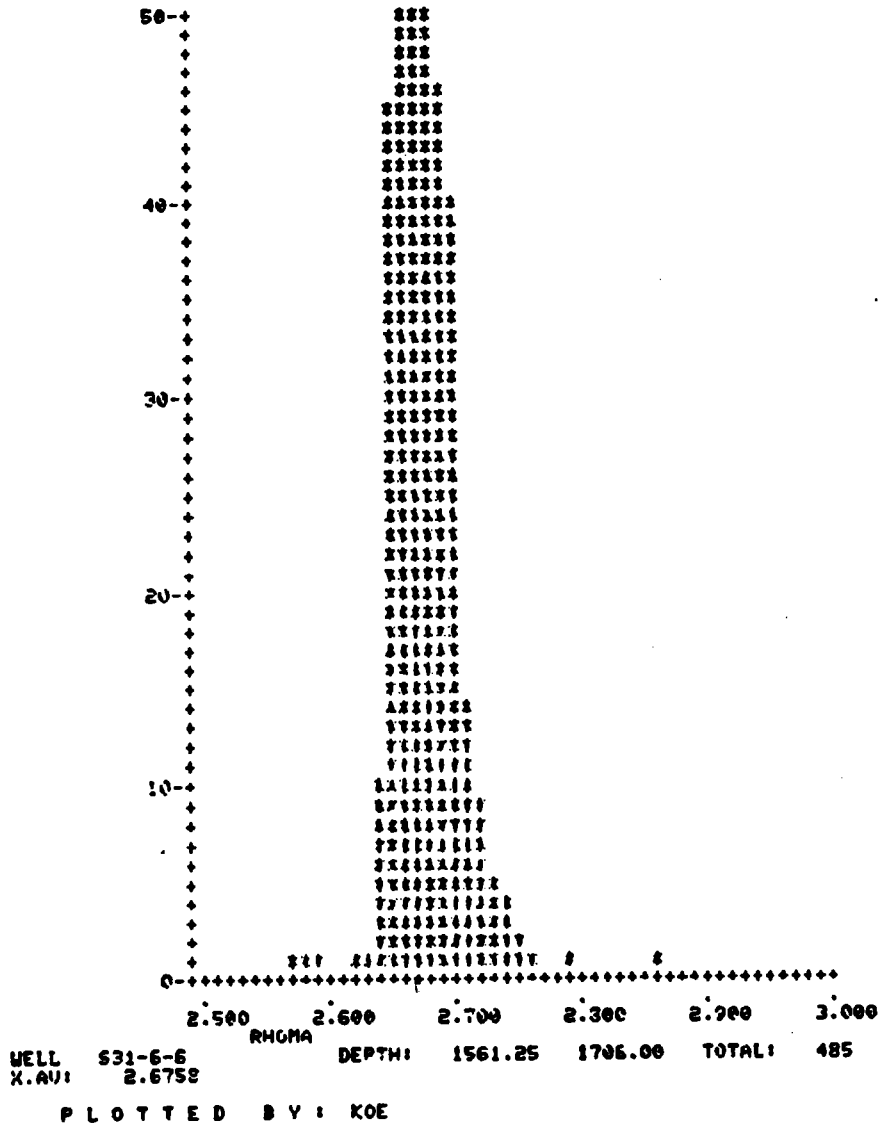


Fig. 10.14

RHOMA HISTOGRAM (HEATHER B)

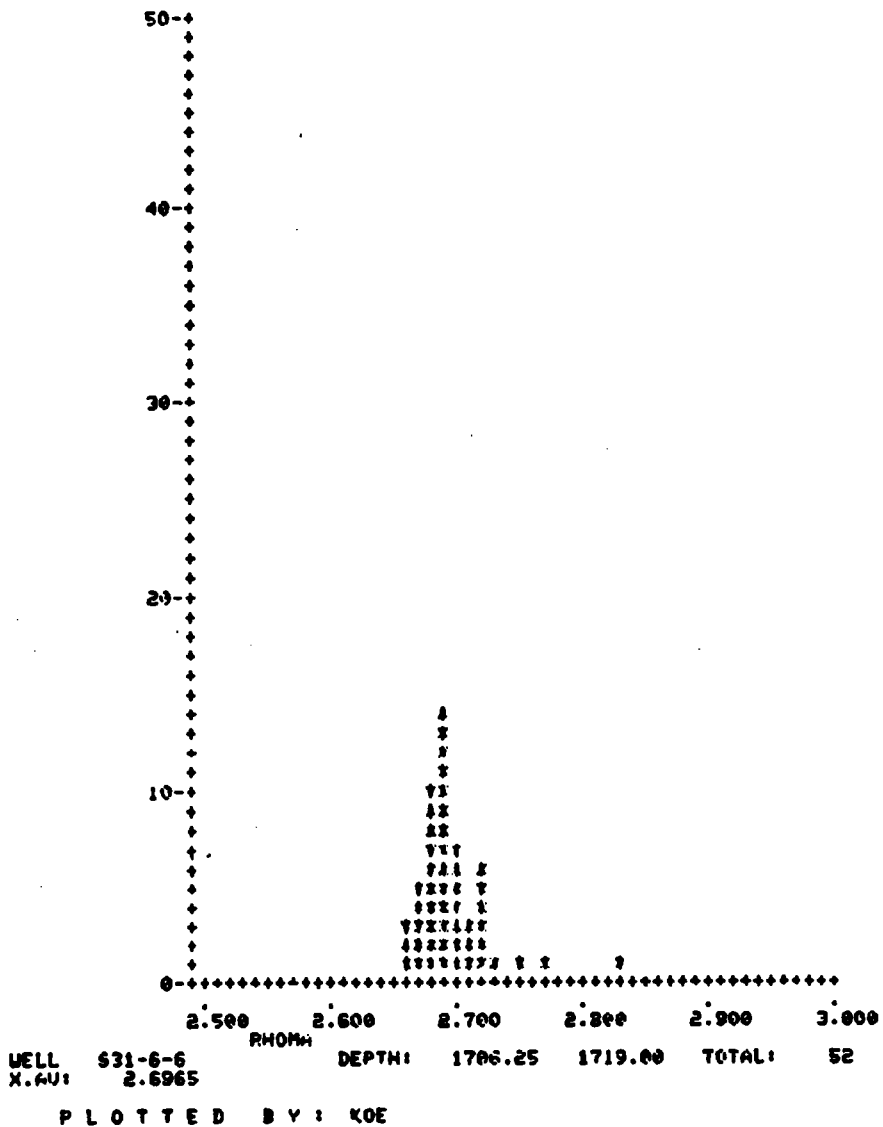


Fig. 10.15

RHOMA HISTOGRAM (FENSFJORD)

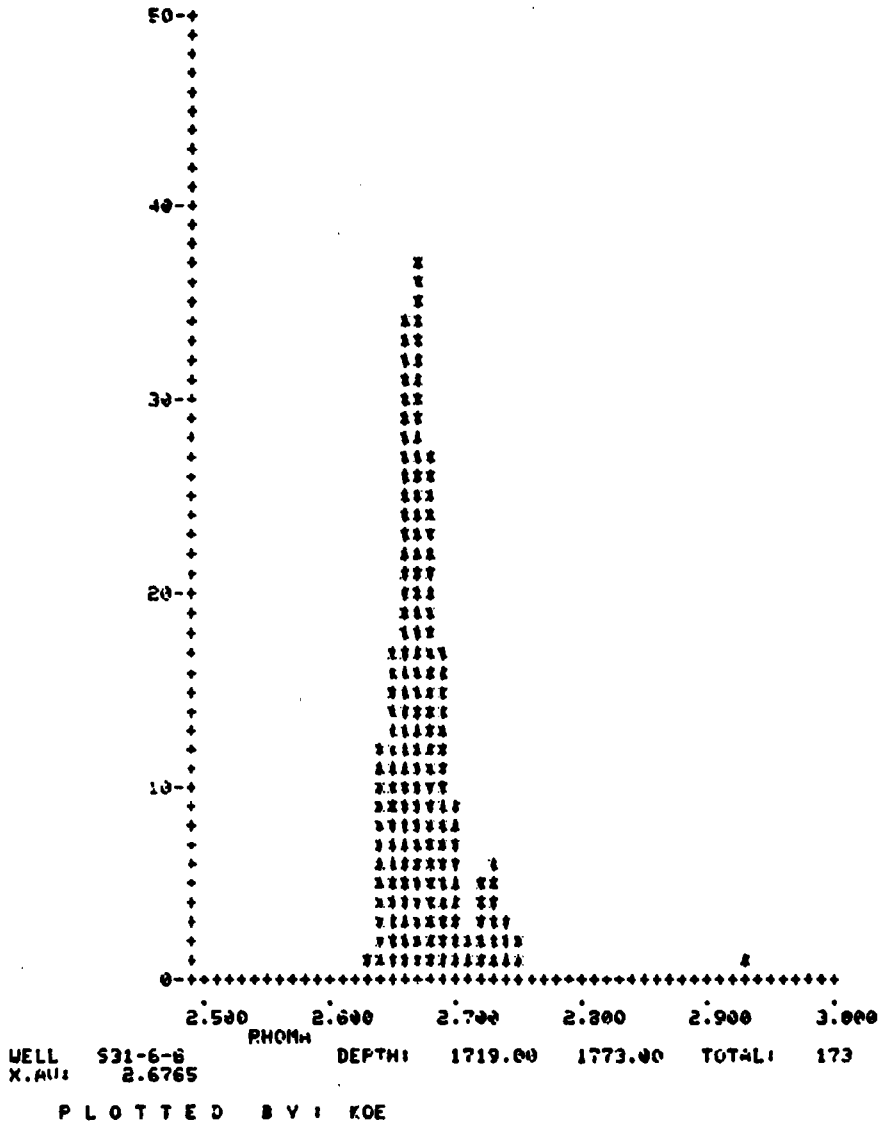


Fig. 10.16

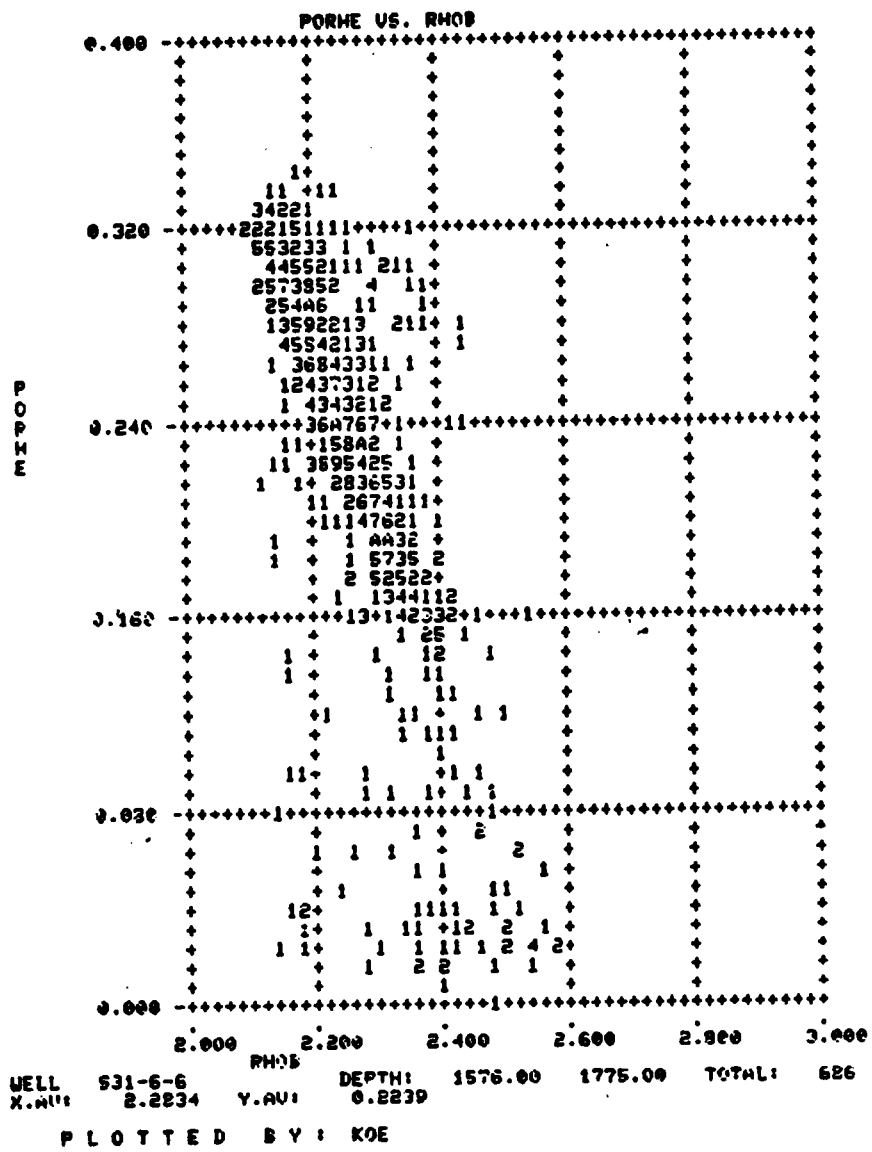
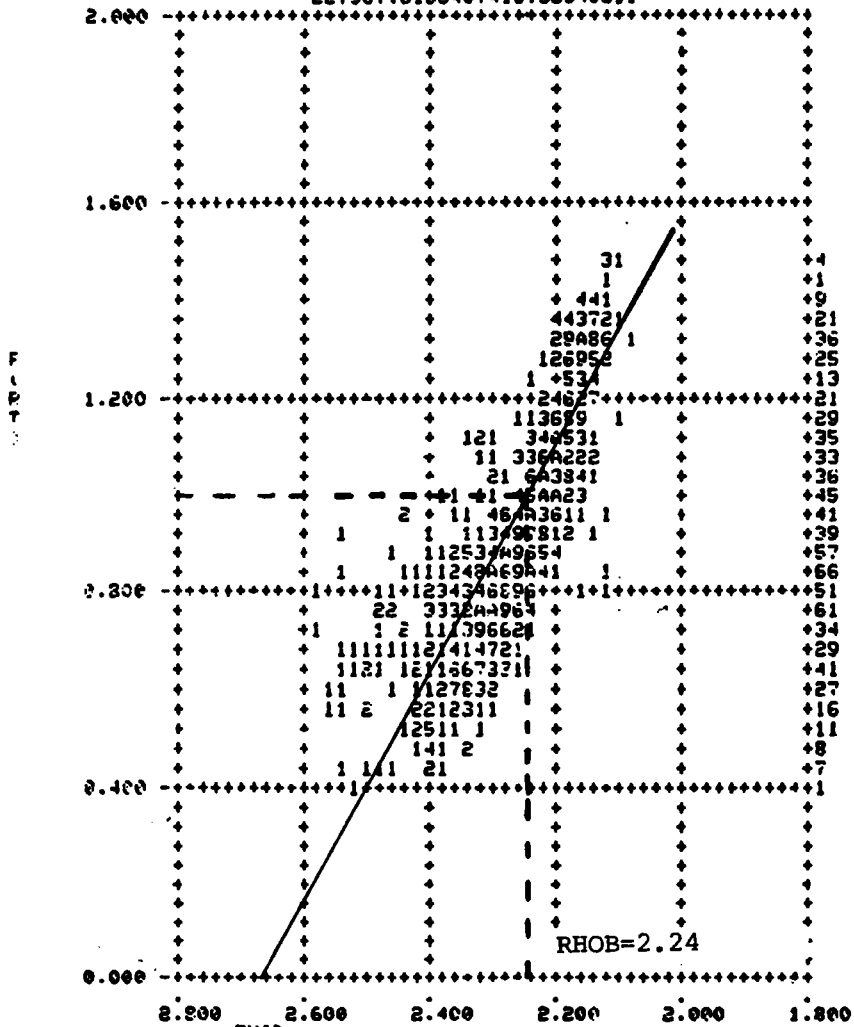


Fig. 10.17
 Side 37

31-6-6 F(RT) US RHOB (1576, 1
 1213457856675541
 22736778165407418732840831



WELL S31-6-6 RHOB DEPTH: 1576.00 1775.00 TOTAL: 797
 X.AU: 2.2772 Y.AU: 0.9445
 PLOTTED BY: KOE

Fig. 10.18

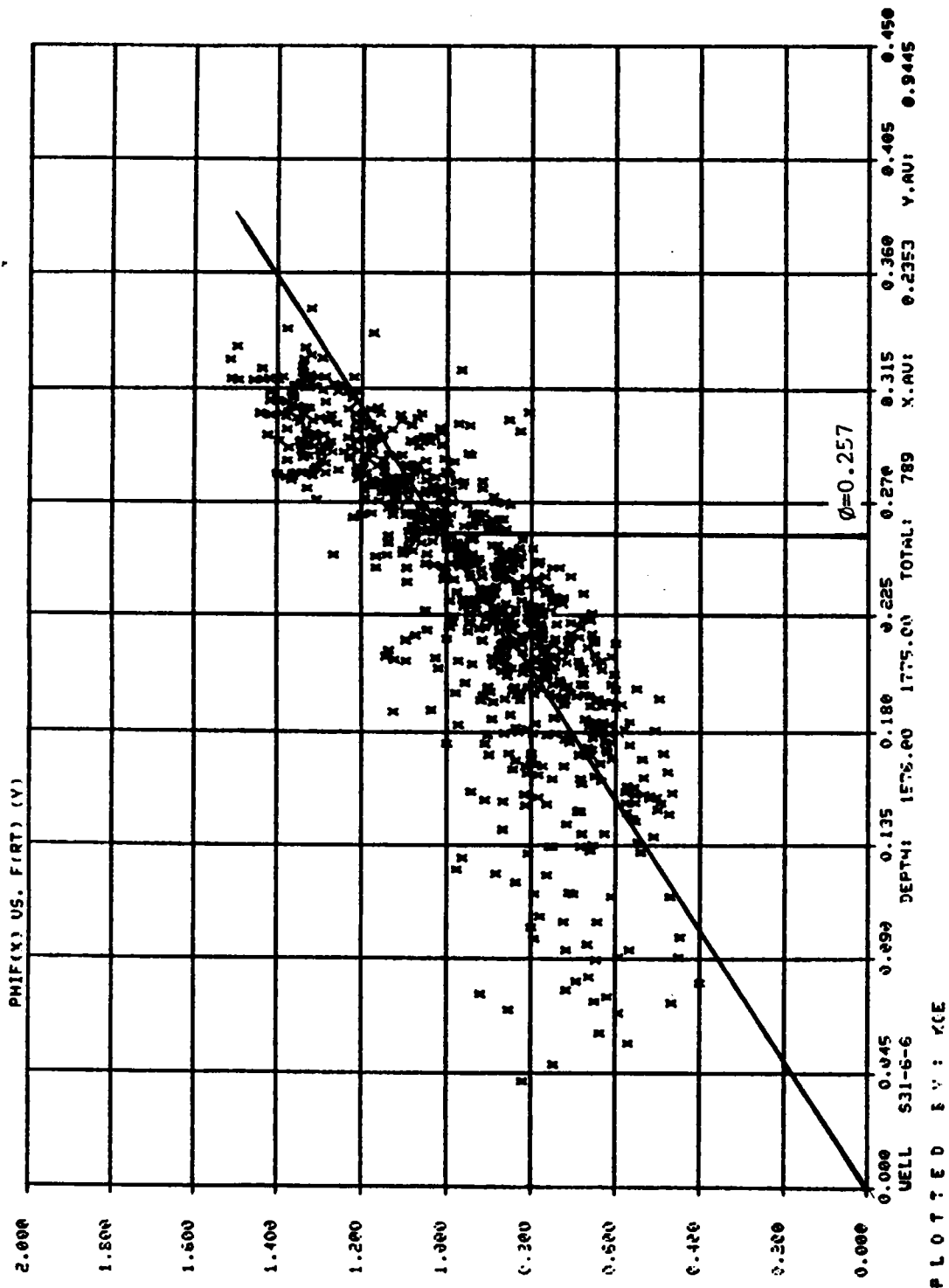


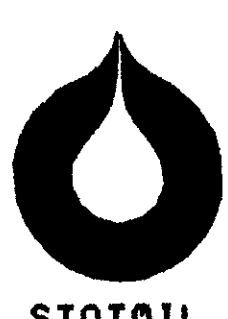
Fig. 10.19

GRAPHICAL LOG-PRESENTATION

WELL : 91-6-6 DEPTH INTERVALL : 1500.00-1775.00 (METER)

ENGINEER : K0E SCALE 1:200

DATE : 12.37.24 8 SEPTEMBER 1995



GENERAL INFORMATION

STARTIGRAPHY (REF. ARK)	ACTUAL
TOP CRETACEOUS	1020 M
TOP GRUPE	1392 M
TOP HEATHER (UNIT C)	1515 M
TOP SOGNEFJORD	1561 M
TOP HEATHER (UNIT B)	1706 M
TOP FENSFJORD	1719 M
TO	2293 M

PETROPHYSICAL EVALUATION

INPUT PARAMETERS:

INTERVALL (DEPTH MARK)	I M	I N	I A	SH-EXP	RA (OHMM)	RAF (OHMM)	RSN (OHMM)	RDMR (G/CC)	RHOBDR (G/CC)	PHINSH (LST-U)	TEMP (DEG.C)	PORHE (CORR. FACT.)
1500 M - 1552 M	1.97	2.08	1.00	1.60	1.070	0.02891	1.40	2.86	2.2	0.33	62.5	1.0
1552 M - 1561 M	1.97	2.08	1.00	1.60	1.070	0.02891	1.40	2.86	2.2	0.33	62.2	1.0
1561 M - 1706 M	1.97	2.08	1.00	1.60	1.070	0.02891	1.40	2.67	2.2	0.33	62.2	0.96
1706 M - 1719 M	1.97	2.08	1.00	1.60	1.070	0.02891	1.40	2.85	2.2	0.33	62.2	0.96
1719 M - 1775 M	1.97	2.08	1.00	1.60	1.070	0.02891	1.40	2.67	2.2	0.33	62.2	0.96

STATISTICS

INTERVALL (FORMATION)	1500.0 - 1775.0 M (ARK)	AVR VSH	AVR PHIF	AVR SH
NET PAY (PHIF>0.10 SK<0.70)	17.75 M	0.000	0.284	0.469

CURVE IDENTIFICATION

LOG	LOG	LOG	LOG
CAL = CALIPER (INCH)	DL/MSFL	VSH = SHALE VOLUME (FRACTIONS)	COMPUTED
BIT = BIT SIZE (INCH)	INPUT	PHIF = FINAL POROSITY (FRACTIONS)	COMPUTED
GALOG = GAMMA RAY (API UNITS)	LOT/CNL	DPORHE = CORE POROSITY DEPTH SHIFTED (FRAC.)	FROM CORE
RHOB = BULK DENSITY (G/CM**3)	LOT	SH = WATER SATURATION (FRACTIONS)	COMPUTED
PHINLOG = NEUTRON POROSITY (L.S. UNITS)	CNL	SH = HC SATURATION (FRACTIONS)	COMPUTED
DT = BHC-ACOUSTIC TRAVEL TIME (INSEC/FT)	BHC	DKLH = HORIZ. PERMEAB. DEPTH SHIFTED (M-DARCY)	FROM CORE
RMSFL = MICRO LATERALOG (OHMM)	MSFL	KLOGH = CALCULATED PERMEABILITY (K-V RELATION)	NOT AVAIL.
RLS = DUAL LATERALOG - SHALLOW (OHMM)	DLL (LLS)	DRHMA = GRAIN DENSITY (G/CM**3)	FROM CORE
RLD = DUAL LATERALOG - DEEP (OHMM)	DLL (LLD)		
RILO = INDUCTION RES.-DEEP (OHMM)	ILL		
RAD = RESISTIVITY			
RT = RESISTIVITY			
MUD = MUDCAKE (CALIPER - BITSIZE)	DL/MSFL		

NOTE: HELIUM POROSITY (DPORHE) FROM CORE ANALYSIS IS DEPTH-CORRECTED TO MATCH FIN.POR. (PHIF) FROM LOG EVALUATION.
 THE SAME DEPTH CORRECTION IS APPLIED TO HORIZONTAL AND VERTICAL PERMEABILITY (DKLH AND DKLV) AND GRAIN DENSITY (DRHMA).

LOG SUMMARY AND EVALUATION PLOT

