

ARK

Denne rapport
tilhører

 STATOIL



Den norske
oljeindustri

L&U DOK.SENTER

L.NR. 30284240014

KODE well 31/2-13 nr 22

Returneres etter bruk

Oppdragsgiver

[Empty box for Oppdragsgiver]

Undertittel

[Empty box for Undertittel]

Tittel

<p>Petrofysisk hurtig evaluering av brønn 31/2-13.</p> <p>Mai 1984.</p> <p>Rune Nicolaysen</p> <p>Petrofysikk, RES.</p>

Utarbeidet

mai '84	Rune Nicolaysen
---------	-----------------

Godkjent

--	--



Gradering

Oppdragsgiver

--

Undertittel

--

Tittel

<p>Petrofysisk hurtig evaluering av brønn 31/2-13.</p> <p>Mai 1984.</p> <p>Rune Nicolaysen</p> <p>Petrofysikk, RES.</p>

Utarbeidet

mai '84	Rune Nicolaysen
---------	-----------------

Godkjent

--	--

Tittel: Petrofysisk hurtig evaluering av brønn 31/2-13

Mottaker: Troll lisens

Avsender: Avdeling for reservoarevaluering,
Petrofysikk-seksjonen

Mappe nr.:

Dato: Mai 1984.

Denne rapporten inneholder en hurtig petrofysisk evaluering av brønn 31/2-13. Brønnen ligger på Troll Vest i oljestrukturen. Formålet med brønnen var å bestemme de hydrokarbonførende lag i Sogn- og Heather C formasjonen. De forskjellige væskekontakter, GOK og OVK, ble lokalisert, og er bestemt fra loggene. Brønnen ble avsluttet i Fens-formasjonen og testet i oljesonen.

Porøsitet, vannmetning og hydrokarbonmetning er blitt beregnet på grunnlag av loggedata.

Denne rapporten vil bli bli fulgt opp senere når kjernedata blir tilgjengelig.

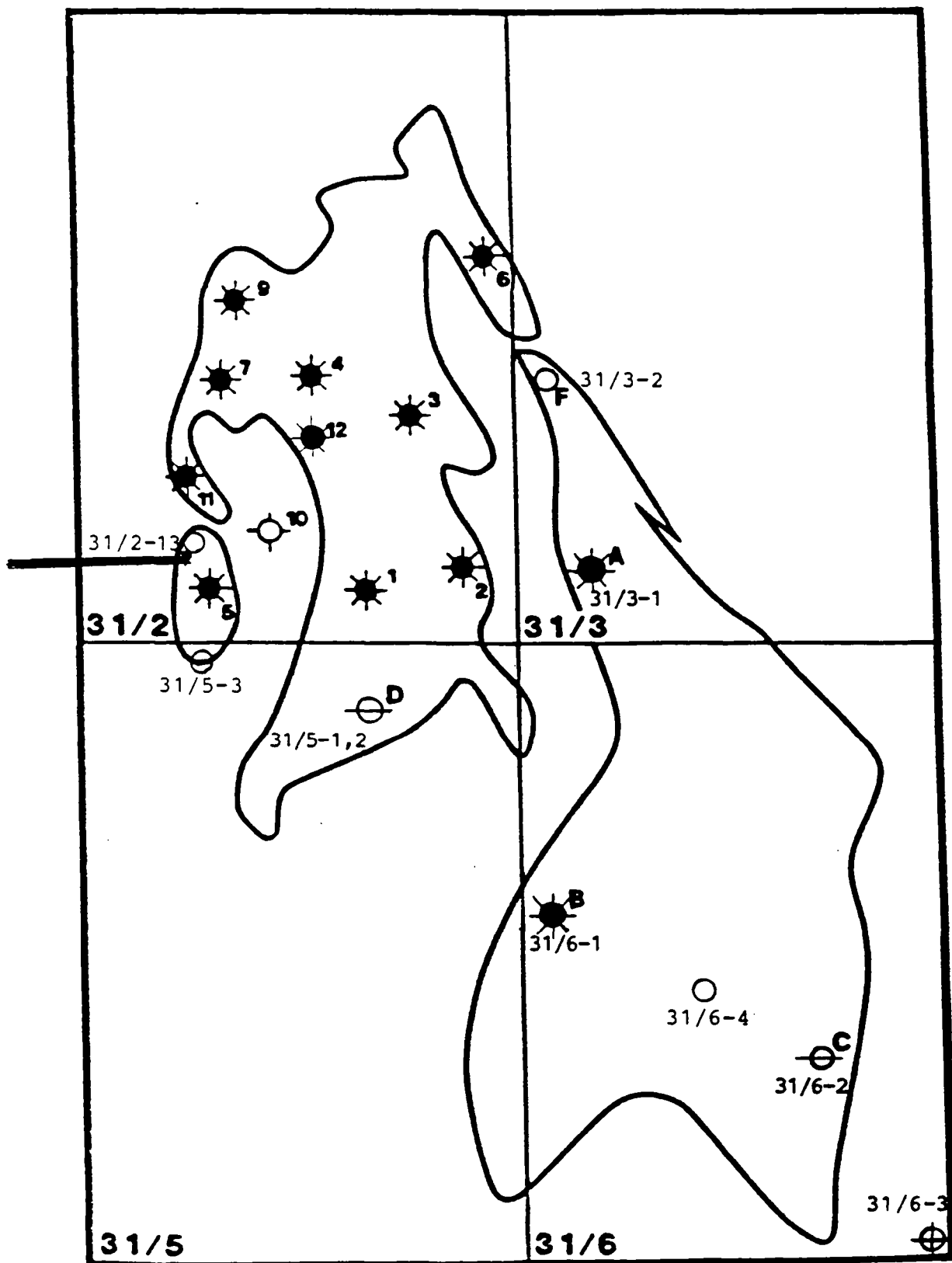
Statistikk (for netto sand)

Formasjon	Total tykkelse TVD	Porøsitet (%)	Vannmetning (%)
Sogn	59.00 m	29.25	7.45
Gass kolonne	42.00 m	29.20	7.40
Olje "	25.00 m	27.30	19.10
Heather C	84.50 m	21.10	94.20
Fens	56.50 m	23.10	100.00

utdypende statistikk er gitt i figur 2.

<u>Innholdsfortegnelse</u>	Side
Kart over Troll-feltet	3
1. Innledning	4
2. Logg-resultater	4
3. Analyse	5
3.1 Geologi	5
3.2 Logg/tape kvalitet	7
3.3 Database korreksjon	8
3.4 Parameter valg: R_w , a , m , n , f_{ma}	8
3.5 Beregning av porøsitet	10
3.6 Beregning av vannmetning	11
3.7 Beregning av permeabilitet	11
3.8 Drill-stem test	12
4. Tabeller og figurer	13
Generelle brønndata	13
Logganalysens resultater	14
Statistikk	15
Grafisk logg-presentasjon	26
Figurer	27
RHOB vs. PHIN kryss-figur	27
RHOB, PRHIN vs. $1/RT^{**} 0.5$ kryss-figur	29
Pickett figur	31
Permeabilitetsberegning	32
Loggeparametre	33

TROLLFELTET



0 km 10

1. Innledning

Rapporten omfatter:

En hurtig evaluering av brønn 31/2-13 som befinner seg på den vestlige oljeflanken av Troll-feltet.

Formål

A beregne hydrokarbon-metningen innen reservoaret. Reservoaret strekker seg fra toppen av Sogn-formasjonen og ned i Heather C-formasjonen. Beregningene i denne rapporten er basert på de elektriske loggene.

2. Logg resultater

Loggene viste:

En produserbar gass-sone i Sogn-formasjonen etterfulgt av en middels oljesone som strakte seg ned i toppen av Heather C-formasjonen.

Bore testen viste:

Perforert i oljesonen 1801.1-1807.1 m målt dybde og viste god oljestrømning. Ved større "choke" steg oljeraten samtidig som gass-olje forholdet økte, dvs. gass gjennombrudd.

Gass intervall: 1526-1568 m TVD

Olje intervall: 1568-1593 m TVD

Logg-resultater er presentert i figur 2.

Sammenligning mellom kjernedata og loggdata:

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

Statistikk (for netto sand)

Formasjon	Total tykkelse TVD	Porøsitet (%)	Vannmetning (%)
Sogn	59.00 m	29.25	7.45
Gass kolonne	42.00 m	29.20	7.40
Olje "	25.00 m	27.30	19.10
Heather C	84.50 m	21.10	94.20
Fens	56.50 m	23.10	100.00

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 geologisk lagvise inndeling er:

		TVD
Sogn formasjonen		1526 - 1585 m
	Lag 1	1526 - 1557.5 m
	Lag 2	1557.5-1585 m
Heather C form.	Lag 3	1585 -1669.5 m
Fens form.	Lag 4	1669.5-1726 m (TD)

Lagdelingen er bestemt fra logg:

LDL-CNL-SGR TVD Run 3, 7/2/84.

Sone 1A

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 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)

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

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 avsetningsmiljøen er usikker. Sekvensene kan representere alt fra "mouth bars" relatert til fluvialdominerte deltaer til "offshore bars".

3.2 Logge/tape kvalitet

Logge-kvalitet: Bra
Tape " Bra

Logger brukt i evalueringen:
LDL-CNL-GR
DIL-LSS-GR

Sjekk - logg kalibrering

LDL-CNL-GR RUN 3 7.2.84 1:200
Logget intervall: 1699.0-2007.0 m 1:500

Kalibrering:

Shop Calibration: For Master Calibration for det lave energi
spektrum (LL m/Background) utenfor
grensene:
17 < LL < 21. LL = 21.3.

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

DIL-LSS-GR RUN 3 6.2.84 1:200
Logget intervall: 1699.0-2006.0 m

Kalibrering:

Shop Cal. OK
Bef. Sur. Cal. OK
Aft. Sur. Cal. OK.

NGS RUN 1 7.2.84 1:200
Logget interval: 1699.0-2007.0

Kalibrering:

Bef. Sur. Cal. OK
Aft. " " W1, W3, W4 - Bad calibrated
More percentage error than allowed CPU-26.

LDL-CNL-GR RUN 2 27.1.84 1:200
Logget intervall: 804.5-1677.0 m 1:500

Kalibrering:

Shop Cal.: LL BKGD: Bad = 21.3
17 < LL < 21 .
Bef. Sur. Cal.: OK
Aft. Sur. Cal.: OK.

DIL-BAC-GR RUN 2 27.1.84 1:200
Logget intervall: 805.0-1675.0 m 1:500

Kalibrering:

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

I brønnen er boreslammet av en oljebasert type. Dette influerer mye på loggene og vanskeliggjør evalueringen.

3.3 Database korreksjon

Dybde-justering av loggene: ikke utført.

Korrigerer for kalkstein-kalibreringen:

PHINC = PHIN + 0.04 p.u.

3.4 Parameter valg

Formasjonstemperatur: 59.9°C

Vannresistivitet, R_w beregnet fra:

- Statoils lab. har beregnet R_w til $0.07 \Omega \cdot m^{-1}$ ved 143°F
(55 000 ppm NaCl).

Denne verdi er brukt i den videre beregning.

- ϕ_N mot $1/\sqrt{R_T}$ diagram i vannsonen ga:

$$\phi_{NS} = \phi_N + 0.04 = 0.3 + 0.04 = 0.34$$

gir

$$R_w = \frac{R_o}{F} = \frac{(1/1.275)^2}{a * \phi^m} = \underline{0.071 \Omega m^{-1}}$$

- RHOB mot $1/\sqrt{R_T}$ diagram i vannsonen ga:

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

gir

$$PHID = (2.65 - RHOB) / (2.65 - 0.8)$$
$$= 1.432 - 0.5405 \times 2.05 = \underline{0.324 \text{ p.u.}}$$

derav

$$R_w = R_o/F = \underline{0.065 \Omega m^{-1}}$$

Diagrammene er vist i figurene 15, 16.

- Bestemmelse av R_w fra Pickett-diagram, figur 17, er vanskelig på grunn av stor spredning. Dette medfører stor usikkerhet i bestemmelsen av vann-resistiviteten og m-verdien.

For å gi en $R_w = 0.07 \Omega m^{-1}$ kan m variere mellom 1.6 og 2.2. Pickett plottet presentert i figur 17 gir en $R_w = 0.07 \Omega m^{-1}$ og en m lik 2.

Bestemmelse av vannresistiviteten fra logger er meget vanskelig siden boreslammet har vært av en oljebasert type.

Litologifaktor, sementerings- og vannmetningsekspONENT:

a = 1.0

m = 2.0

n = 2.0

er basert på tidligere erfaring med den vestlige Troll flanken.

RHOMA = 2.65 g/cc.

Denne verdien er basert på kjernedata fra blokk 31/2.

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

Akustisk logg (sonic), Δt_{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: 0.4 g/cc

Olje " 0.7 "

Vann " 0.85"

Disse verdier faller inn med de øvrige brønner på blokk 31/2 tatt i betraktning at denne brønn er boret med oljetilsetning i boreslammet.

Bestemmelse av porøsitet fra sonic var umulig på grunn av "cycle skipping" i HC sonen.

Den beregnede porøsitet er derfor basert på data fra tetthetsloggen, og en sammenligning med kjernedata er pr. dags dato ikke mulig. Porøsiteten er likevel etter min

mening representativ, og har samme verdi som tilstøtende brønner.

3.6 Vannmetning

Vannmetning, S_w , er beregnet fra Nordsjø-ligningen:

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

where R_t = true resistivity
 R_w = formation water resistivity
 S_w = water saturation
 R_{sh} = shale resistivity
 ϕ = porosity
 C = shale exponent (1.6)
 m = cementation exponent (2.0)
 n = saturation exponent (2.0)
 a = lithology factor (1.00)

Parameter-verdier er gitt i tabellen i figur 19.

3.7 Permeabilitets-beregning

Permeabilitet beregnet fra logger, KLOGH, er basert på et lineært forhold mellom K_{kjerne} og ϕ_{kjerne} korrigert for overlagerings-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 overlageringstrykk lik 0.96
 $DPORHE$ - dybdejustert kjerneporøsitet.

Permeabilitet:

$$\log (KLOGH) = 28.28 \quad PHIF - 6.39.$$

Den beregnede permeabilitet gir et noe pessimistisk bilde av brønnen siden de høy-permeable lag hvor porøsiteten varierer mellom 0.25 og 0.36 ikke faller inn på den lineære ligning mellom KLOGH og PHIF. En nøyaktigere permeabilitetsberegning vil bli utført når kjernedata blir tilgjengelig.

3.8 Drill-stem test

Brønnen ble perforert i oljesonen i intervallet 1801,1-1807,1 m (Borers dybde).

Borgny Dolphin fullførte testing av brønn 31/2-13 i løpet av den første halvdel av måneden. Resultatene var litt skuffende i og med at gassgjennombrudd kom nesten øyeblikkelig. Simulering av testresultater peker i retning av at det enten var en kanal i sementen, eller en ubetydelig utstrekning av det kalksementerte laget over perforeringen. Brønnen ble avsluttet den 17.03.

4. Tabeller og figurer

Generelt om brønn 31/2-13.

Lisens	054
Brønn	31/2-13
Lokasjon	60°47'14.15"N 03°26'03.43"E
Rigg	Borgny Dolphin
KB elevasjon	25.0 m
Vanndybde	333.0 m
Total dybde	2010.0 m (Borer)
Formål	Lokalisere reservoaret og teste oljesonen
Status	Plugget og forlatt
Operatør	A/S Norske Shell
Partnere	Statoil, Superior, Conoco, Hydro

Fig. 1 - Generelle brønn data

WELL 31/2-13

FIG. 2
LOGG RESULTAT - SAMMENDRAG

ZONE	INTERVALL		TOTAL DEPTH		NET PAY		NET SAND		KLOGH (mD)	HNETPAY GROSS SAND	HNETPAY HNETSAND	HNETPAY HNETSAND
	mTVD (RKB)	H	mTVD (RKB)	PHIF (%)	SW (%)	PHIF (%)	SW (%)	PHIF (%)				
Lag 1	1526.00 - 1557.25	31.25	27.0	11.8	28.6	8.0	28.6	8.4	902.5	0.9266	0.9322	0.9939
Lag 2	1557.50 - 1584.75	27.25	26.7	8.7	30.0	6.5	30.0	6.5	403.0	0.8854	0.8854	1.0
Lag 2 til GOK	1557.50 - 1568.00	10.50	29.7	4.2	31.3	4.4	31.3	4.4	752.2	0.9531	0.9531	1.0
Lag 2 fra GOK	1568.25 - 1584.75	16.50	24.5	11.9	29.0	8.1	29.0	8.1	158.9	0.8370	0.8370	1.0
Lag 3	1585.00 - 1669.25	84.25	20.4	94.5	24.0	39.2	21.1	94.2	1.5	0.0907	0.9529	0.0952
Lag 3 til OVK	1585.00 - 1593.00	8.00	24.0	39.2	24.0	39.2	24.0	39.2	3.5	1.0	1.0	1.0
Lag 3 fra OVK	1593.25 - 1669.25	76.00	20.1	1.0	-	-	20.8	1.0	1.3	0.0	0.9476	0.0
Lag 4	1669.50 - 1726.00	56.5	21.6	1.0	-	-	23.1	1.0	29.4	0.0	0.9268	0.0
Pay sone	1526.00 - 1593.00	67.00	26.5	13.7	28.6	11.2	28.5	11.4	592.2	0.9153	0.9180	0.9971
Gass sone	1526.00 - 1568.00	42.00	27.7	9.8	29.3	7.0	29.2	7.4	862.3	0.9339	0.9380	0.9956
Oljesone	1568.25 - 1593.00	24.75	24.2	20.7	27.3	19.1	27.3	19.1	109.8	0.8815	0.8815	1.0

YES

MB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RM
 DATE: 14.30 7 MAY 1984
 DEPTH INTERVAL: . . . 1731.50 TO 1775.75
 APPLIED CUTOFFS: USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 44.250
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.870
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' 0.118
 U.AVERAGE . . . 'SU' & 'PHIF' 0.070
 AVERAGE . . . 'SH' 0.882
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 11.954
 HC VOID VOLUME . . . ('SH'&). 11.005
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'&). 11.005
 ROU HC VOID VOLUME 119545.198

NET PAY

THICKNESS: 41.000
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.288
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' 0.000
 U.AVERAGE . . . 'SU' & 'PHIF' 0.070
 AVERAGE . . . 'SH' 0.829
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 11.723
 HC VOID VOLUME . . . ('SH'&). 10.906
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'&). 11.005
 ROU HC VOID VOLUME 117235.858

NET SAND

THICKNESS: 41.850

AVERAGE . . . 'PHIF' 0.285
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 U.AVERAGE . . . 'SU' 0.072
 AVERAGE . . . 'SU' & 'PHIF' 0.916
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 11.758
 HC VOID VOLUME . . . ('SH'&). 10.912
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'&). 11.005
 ROU HC VOID VOLUME 117567.678

NET/GROSS RATIOS

HNTPAY /HGROSS SAND = 0.92855
 HNETSAND /HGROSS SAND = 0.93220
 HNTPAY /HNETSAND = 0.99394

VIL DU KJARE NY STATISTIKK PJ ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 3
Statistikk - Lag 1

IS

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RN
 DATE: 14.32 7 MAY 1984
 DEPTH INTERVAL: 1776.00 TO 1815.25
 APPLIED CUTOFFS:
 UH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 39.250
 AVERAGE 'PHIF' 0.267
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.087
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.066
 AVERAGE 'SH' 0.913
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 10.463
 ('SH'): 9.777
 MC VOID VOLUME ('SH'): 10.463
 RES MC VOID VOLUME ('SH'): 10.463
 POW MC VOID VOLUME 104637.713

NET PAY

THICKNESS: 34.750
 AVERAGE 'PHIF' 0.300
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.065
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.061
 AVERAGE 'SH' 0.936
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 10.428
 ('SH'): 9.787
 MC VOID VOLUME ('SH'): 10.428
 RES MC VOID VOLUME ('SH'): 10.428
 POW MC VOID VOLUME 104205.478

NET SAND

THICKNESS: 34.750

AVERAGE 'PHIF' 0.300
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.065
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.061
 AVERAGE 'SH' 0.936
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 10.428
 ('SH'): 9.787
 MC VOID VOLUME ('SH'): 10.428
 RES MC VOID VOLUME ('SH'): 10.428
 POW MC VOID VOLUME 104205.478

NET GROSS RATIOS

NETPAY /GROSS SAND = 0.88535
 NETSAND /GROSS SAND = 0.88535
 NETPAY /NETSAND = 1.00000

VIL DU KJØRE NY STATISTIKK PÅ ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 4
Statistikk - Lag 2

28

MB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!!!!

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-B-13
 ENGINEER: RM
 DATE: 14.33 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1776.00 TO 1792.00

APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 16.000
 AVERAGE 'PHIF' 0.297
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.042
 U.AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.043
 AVERAGE 'SH' 0.958
 VOID VOLUME: ('PHIF'). 4.754
 MC VOID VOLUME ('SH' x) 4.549
 RES MC VOID VOLUME ('SHR' x) -47539.809
 POW MC VOID VOLUME 47544.358

NET PAY

THICKNESS: 15.250
 AVERAGE 'PHIF' 0.313
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.044
 U.AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.043
 AVERAGE 'SH' 0.958
 VOID VOLUME: ('PHIF'). 4.766
 MC VOID VOLUME ('SH' x) 4.568
 RES MC VOID VOLUME ('SHR' x) -47664.483
 POW MC VOID VOLUME 47668.985

NET SAND

THICKNESS: 15.250

AVERAGE 'PHIF' 0.313
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.044
 U.AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.043
 AVERAGE 'SH' 0.958
 VOID VOLUME: ('PHIF'). 4.766
 MC VOID VOLUME ('SH' x) 4.568
 RES MC VOID VOLUME ('SHR' x) -47664.483
 POW MC VOID VOLUME 47668.985

NET GROSS RATIOS

NETPAY /MGROSS SAND = 0.95313
 NETSAND/MGROSS SAND = 0.95313
 NETPAY /NETSAND = 1.00000

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

Fig. 5

Statistikk - Lag 2 til GOK

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

STATISTICS
 FIELD: TROLL
 WELL: 31-8-13
 ENGINEER: RN
 DATE: 14.34 7 MAY 1984
 DEPTH INTERVAL: 1798.25 TO 1815.25
 APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH
 THICKNESS: 23.000
 AVERAGE 'PHIF' 0.245
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.119
 AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.065
 AVERAGE 'SH' 0.881
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 5.641
 HC VOID VOLUME ('SH' x) 5.163
 RES HC VOID VOLUME ('SHR' x): -56412.873
 NOV HC VOID VOLUME 56418.637

NET PAY
 THICKNESS: 19.250
 AVERAGE 'PHIF' 0.290
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.881
 U.AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.877
 AVERAGE 'SH' 0.919
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 5.592
 HC VOID VOLUME ('SH' x) 5.160
 RES HC VOID VOLUME ('SHR' x): -55916.015
 NOV HC VOID VOLUME 55921.176

NET SAND
 THICKNESS: 19.250

AVERAGE 'PHIF' 0.290
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' 0.881
 U.AVERAGE 'SU' x 'PHIF' 0.877
 AVERAGE 'SH' 0.919
 VOID VOLUME: ('PHIF'): 5.592
 HC VOID VOLUME ('SH' x) 5.160
 RES HC VOID VOLUME ('SHR' x): -55916.015
 NOV HC VOID VOLUME 55921.176

NET GROSS RATIOS
 HNETPAY /HCROSS SAND = 0.83596
 HNETSAND /HCROSS SAND = 0.83696
 HNETPAY /HNETSAND = 1.00000

VIL DU KJARE NY STATISTIKK P3 ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 6
 Statistikk - Lag 2 fra GOK

YES

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
 ENGINEER: 31-2-13
 DATE: 7 MAY 1984
 RN 14.36
 DEPTH INTERVAL: . . . 1815.50 TO 1931.25
 APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.48
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 115.750
 AVERAGE 'PHIF' 0.204
 AVERAGE 'USHALE' 0.600
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.845
 AVERAGE 'SH' 0.935
 VOID VOLUME: ('PHIF') 0.172
 ('SH') 23.670
 MC VOID VOLUME ('SH') 4.433
 RES MC VOID VOLUME ('SH') 23312.818
 MOV MC VOID VOLUME 236702.676

NET PAY

THICKNESS: 10.500
 AVERAGE 'PHIF' 0.240
 AVERAGE 'USHALE' 0.600
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.392
 AVERAGE 'SH' 0.608
 VOID VOLUME: ('PHIF') 8.519
 ('SH') 1.520
 MC VOID VOLUME ('SH') -25187.309
 RES MC VOID VOLUME 25188.929

NET SAND

THICKNESS: 110.250

AVERAGE 'PHIF' 0.211
 AVERAGE 'USHALE' 0.600
 AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.948
 U.AVERAGE 'SH' & 'PHIF' 0.934
 AVERAGE 'SH' 0.178
 VOID VOLUME: ('PHIF') 23.312
 ('SH') 4.433
 RES MC VOID VOLUME ('SH') 23312.818
 MOV MC VOID VOLUME 233122.514

NET GROSS RATIOS

NETPAY /GROSS SAND = 0.09071
 NETSAND /GROSS SAND = 0.95248
 NETPAY /NETSAND = 0.09524

VIL DU KJARE NY STATISTIKK PJ ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 7
Statistikk - Lag 3

ES

MB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RM
 DATE: 14.37 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1815.50 TO 1826.00

APPLIED CUTOFFS:
 . . . UH: GREATER THAN 0.40
 . . . PHIF: LESS THAN 0.12
 . . . SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 10.500
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.240
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' 0.303
 AVERAGE . . . 'SH' 0.608
 AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 2.519
 AVERAGE . . . 'SH' 1.529
 UOID VOLUME: . . . ('PHIF') -25187.399
 UOID VOLUME: . . . ('SH') 25188.929
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')

NET PAY

THICKNESS: 10.500
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.240
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' 0.303
 AVERAGE . . . 'SH' 0.608
 AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 2.519
 AVERAGE . . . 'SH' 1.529
 UOID VOLUME: . . . ('PHIF') -25187.399
 UOID VOLUME: . . . ('SH') 25188.929
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')

NET SAND

THICKNESS: 10.500

AVERAGE . . . 'PHIF' 0.240
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' 0.303
 AVERAGE . . . 'SH' 0.608
 AVERAGE . . . 'SU' x 'PHIF' 2.519
 AVERAGE . . . 'SH' 1.529
 UOID VOLUME: . . . ('PHIF') -25187.399
 UOID VOLUME: . . . ('SH') 25188.929
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')
 RES HC VOID VOLUME ('SHR')

NET / GROSS RATIOS

NETPAY /GROSS SAND = 1.00000
 NETSAND /GROSS SAND = 1.00000
 NETPAY /NETSAND = 1.00000

UIL DU KJURE NY STATISTIKK PJ ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 8

Statistikk - Lag 3 til OVK

26

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-8-13
 ENGINEER: RH
 DATE: 14.37 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1828.25 TO 1931.25
 APPLIED CUTOFFS:
 . . . USH: GREATER THAN 0.48
 . . . PHIF: LESS THAN 0.12
 . . . SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 105.000
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.201
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' & 'PHIF' 1.000
 AVERAGE . . . 'SH' 0.127
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 21.088
 HC VOID VOLUME . . . ('SH'S'). 2.965
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'S'). 207883.111
 PROU HC VOID VOLUME 210864.014

NET PAY

THICKNESS: 0.000

NET SAND

THICKNESS: 99.500
 AVERAGE . . . 'PHIF' 0.208
 AVERAGE . . . 'USHALE' 0.000
 AVERAGE . . . 'SU' & 'PHIF' 1.000
 AVERAGE . . . 'SH' 0.138
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 20.728
 HC VOID VOLUME . . . ('SH'S'). 2.866
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'S'). 207883.111
 PROU HC VOID VOLUME 207883.051

XX

NET/GROSS RATIOS

HNETPAY /HGROSS SAND = 0.00000
 HNETSAND/HGROSS SAND = 0.94783
 HNETPAY /HNETSAND = 0.00000

UIL DU KJARE NY STATISTICK PJ ANNET DYDDE-INTERVALL?

Fig. 9

Statistikk - Lag 3 fra OVK

YES

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
WELL: 31-2-13
ENGINEER: RN
DATE: 14.39 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1931.50 TO 2010.00
APPLIED CUTOFFS:
USH: GREATER THAN 0.40
PHIF: LESS THAN 0.12
SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 78.500
AVERAGE: . . . 'PHIF' . . . 0.216
AVERAGE: . . . 'USHALE' . . . 0.000
AVERAGE: . . . 'SU' x 'PHIF' . . . 1.000
AVERAGE: . . . 'SH' . . . 0.028
VOID VOLUME: . . . ('PHIF') . . . 16.973
HC VOID VOLUME: . . . ('SH' x) . . . 0.163
RES HC VOID VOLUME ('SH' x) . . . 169727.446

MET PAY

THICKNESS: 0.000

MET SAND

THICKNESS: 78.750
AVERAGE: . . . 'PHIF' . . . 0.231
AVERAGE: . . . 'USHALE' . . . 0.000
AVERAGE: . . . 'SU' x 'PHIF' . . . 1.000
AVERAGE: . . . 'SH' . . . 0.010
VOID VOLUME: . . . ('PHIF') . . . 16.788
HC VOID VOLUME: . . . ('SH' x) . . . 0.183
RES HC VOID VOLUME ('SH' x) . . . 167860.400

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

NET/GROSS RATIO

NETPAY/HGROSS SAND = 0.0000
NETBAND/HGROSS SAND = 0.02675
NETPAY/NETSAND = 0.00000

VIL DU KJRE NY STATISTIKK P3 ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 10

Statistikk - Lag 4

YES

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RM
 DATE: 14.40 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1731.50 TO 1825.00

APPLIED CUTOFFS: UH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 94.500
 AVERAGE 0.265
 AVERAGE 0.000
 U.AVERAGE 0.137
 AVERAGE 0.106
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 25.018
 MC VOID VOLUME . . ('SH'%). 22.372
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'%). 25.0194.989
 POW MC VOID VOLUME 25.0194.989

NET PAY

THICKNESS: 86.500
 AVERAGE 0.286
 AVERAGE 0.000
 U.AVERAGE 0.112
 AVERAGE 0.099
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 24.728
 MC VOID VOLUME . . ('SH'%). 22.278
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'%). 24.728.177
 POW MC VOID VOLUME 24.728.177

NET SAND

THICKNESS: 86.750

AVERAGE 0.265
 AVERAGE 0.000
 U.AVERAGE 0.114
 AVERAGE 0.100
 AVERAGE 0.088
 VOID VOLUME: . . . ('PHIF'). 24.750
 MC VOID VOLUME . . ('SH'%). 22.277
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'%). 24.750.222
 POW MC VOID VOLUME 24.750.596

NET/GROSS RATIOS

NETPAY /GROSS SAND = 0.91534
 NETSAND /GROSS SAND = 0.91709
 NETPAY /NETSAND = 0.99712

VIL DU KJØRE NY STATISTIKK PÅ ANNET DVBDE-INTERVALL?

Fig. 11
Statistikk - Paysonc

YES

MB!!! CALCULATIONS MAY TAKE SOME TIME!!!!

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RN
 DATE: 14.41 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: . . . 1731.50 TO 1782.00
 APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 60.500
 AVERAGE 0.277
 AVERAGE 0.000
 U.AVERAGE 0.008
 AVERAGE 0.060
 VOID VOLUME: 0.042
 HC VOID VOLUME 16.766
 RES HC VOID VOLUME ('SH'X) 15.604
 NOV HC VOID VOLUME 167678.070

NET PAY

THICKNESS: 56.500
 AVERAGE 0.293
 AVERAGE 0.000
 U.AVERAGE 0.070
 AVERAGE 0.062
 VOID VOLUME: 0.838
 HC VOID VOLUME 16.548
 RES HC VOID VOLUME ('SH'X) 15.518
 NOV HC VOID VOLUME 165492.766

NET SAND

THICKNESS: 56.750

AVERAGE 'PHIF' 0.202
 AVERAGE 'USHALE' 0.000
 AVERAGE 'SU' X 'PHIF' 0.074
 U.AVERAGE 'SU' X 'PHIF' 0.064
 AVERAGE 'SH' 0.026
 VOID VOLUME: ('PHIF') 18.581
 HC VOID VOLUME ('SH'X) 15.523
 RES HC VOID VOLUME ('SHR'X) 15.518
 NOV HC VOID VOLUME 165825.175

NET GROSS RATIOS

NETPAY /HCROSS SAND = 0.93388
 HNETSAND /HCROSS SAND = 0.93802
 NETPAY /HNETSAND = 0.99559

VIL DU KJARE NY STATISTIKK PJ ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 12

Statistikk - Gass sone

YES

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

STATISTICS

FIELD: TROLL
 WELL: 31-2-13
 ENGINEER: RN
 DATE: 14.41 7 MAY 1984

DEPTH INTERVAL: 1793.25 TO 1826.00

APPLIED CUTOFFS:
 USH: GREATER THAN 0.40
 PHIF: LESS THAN 0.12
 SU: GREATER THAN 0.65

TOTAL DEPTH

THICKNESS: 33.750
 AVERAGE 'PHIF' 0.242
 AVERAGE 'USHALE' 0.069
 AVERAGE 'SU' 0.207
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.181
 AVERAGE 'SH' 0.703
 VOID VOLUME: ('PHIF') 8.134
 MC VOID VOLUME ('SH'S') 6.703
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') -91834.807
 POW MC VOID VOLUME 81841.601

NET PAY

THICKNESS: 29.750
 AVERAGE 'PHIF' 0.273
 AVERAGE 'USHALE' 0.069
 AVERAGE 'SU' 0.191
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.176
 AVERAGE 'SH' 0.809
 VOID VOLUME: ('PHIF') 8.110
 MC VOID VOLUME ('SH'S') 6.889
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') -81103.415
 POW MC VOID VOLUME 81110.104

NET SAND

THICKNESS: 29.750

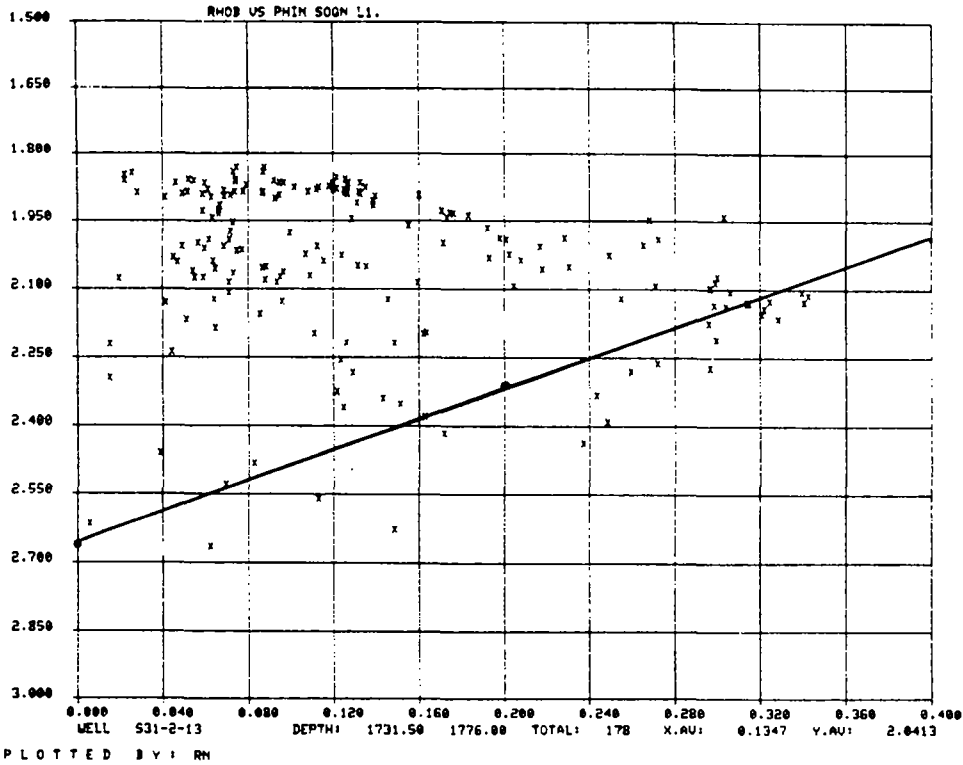
AVERAGE 'PHIF' 0.273
 AVERAGE 'USHALE' 0.069
 AVERAGE 'SU' 0.191
 U.AVERAGE 'SU' & 'PHIF' 0.176
 AVERAGE 'SH' 0.809
 VOID VOLUME: ('PHIF') 8.110
 MC VOID VOLUME ('SH'S') 6.889
 RES MC VOID VOLUME ('SHR'S') -81103.415
 POW MC VOID VOLUME 81110.104

NET/GROSS RATIOS

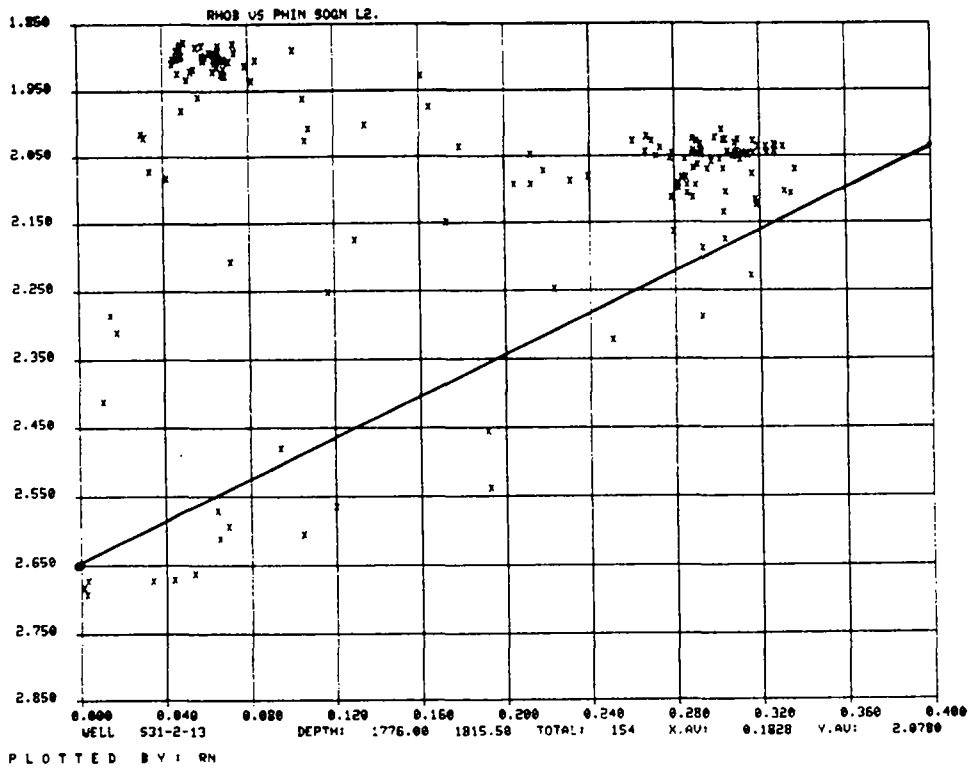
HNETPAY /GROSS SAND = 0.88148
 HNETSAND/HGROSS SAND = 0.88148
 HNETPAY /HNETSAND = 1.00000

VIL DU KJARE NY STATISTIK P3 ANNET DYBDE-INTERVALL?

Fig. 13
Statistikk - Oljesone

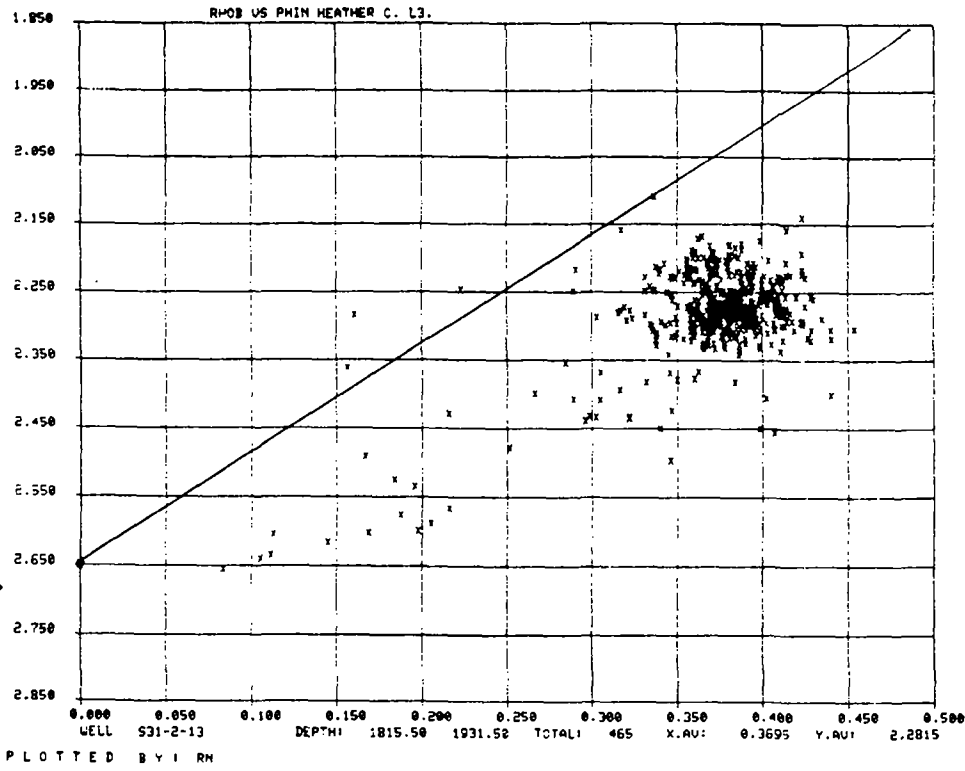


Sogn fm.
Lag 1

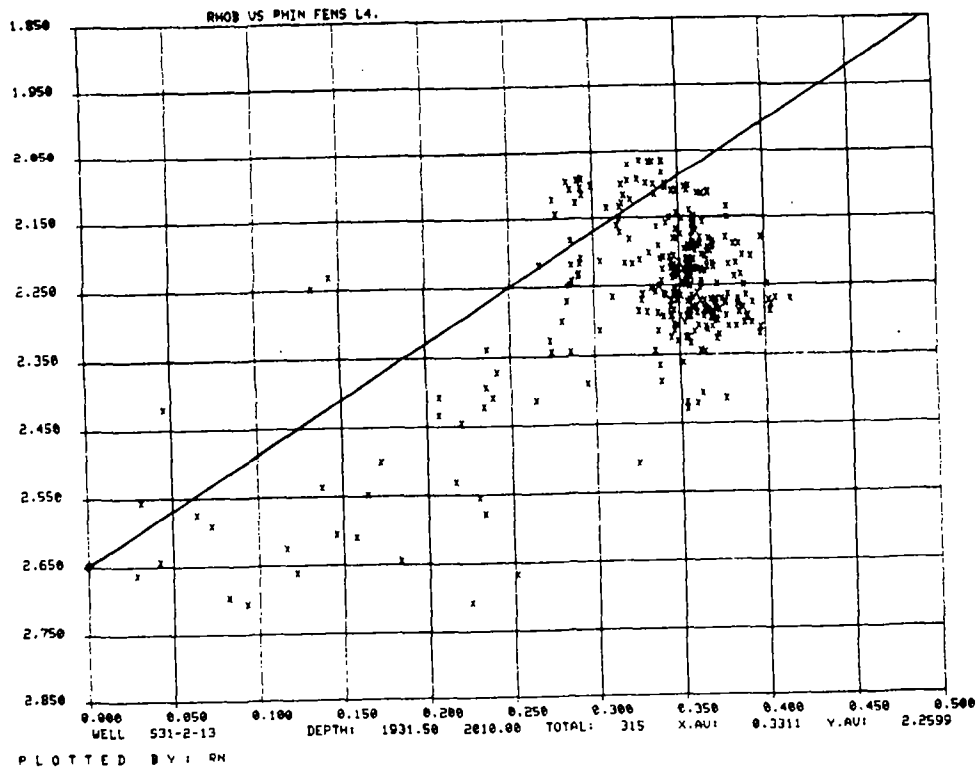


Sogn fm.
Lag 2

Fig. 14a Diagram
RHOB mot PHIN



Heather C fm.
Lag 3



Fens fm.
Lag 4

Fig. 14 b
Diagram
RHOB mot PHIN

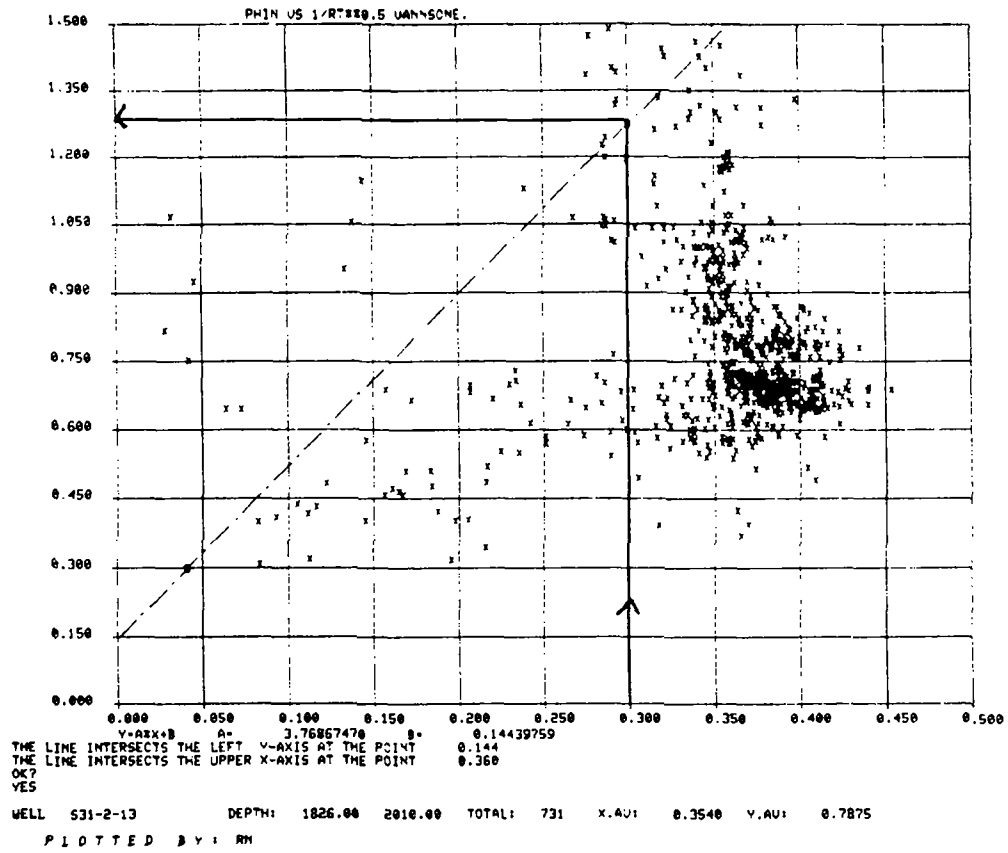


Fig. 15

Rw fra PHIN mot $1/\sqrt{R_T}$

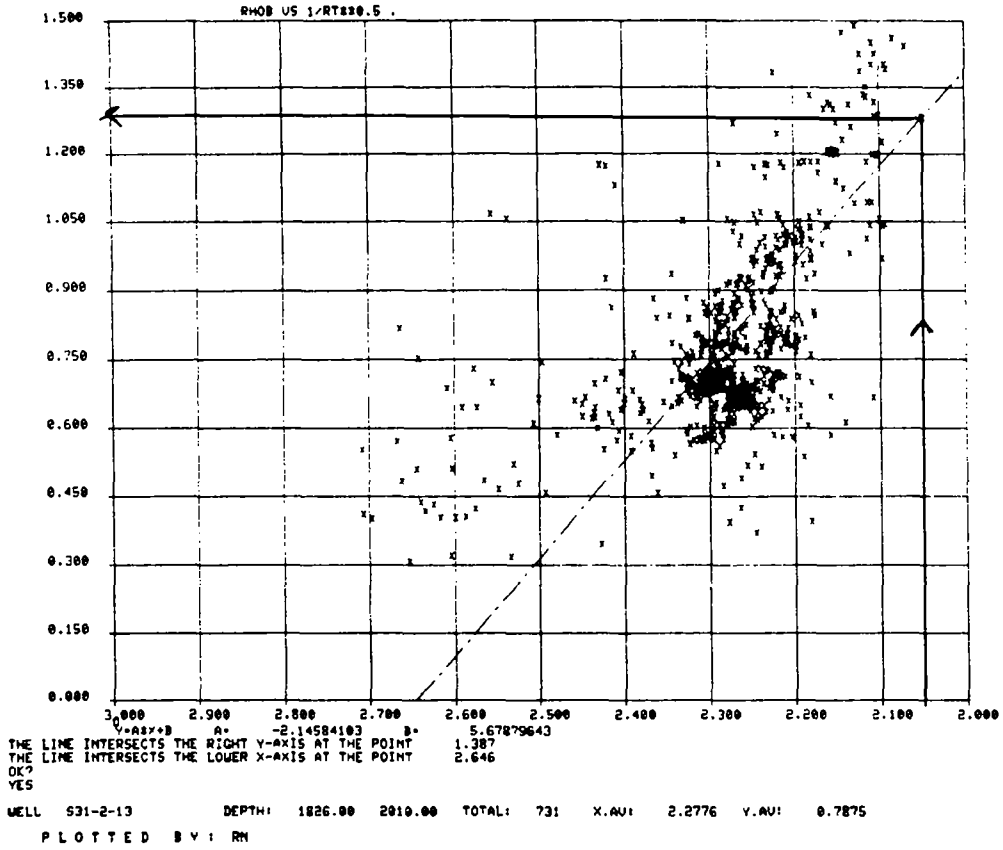


Fig. 16

Rw fra RHOB mot $1/\sqrt{R_T}$.

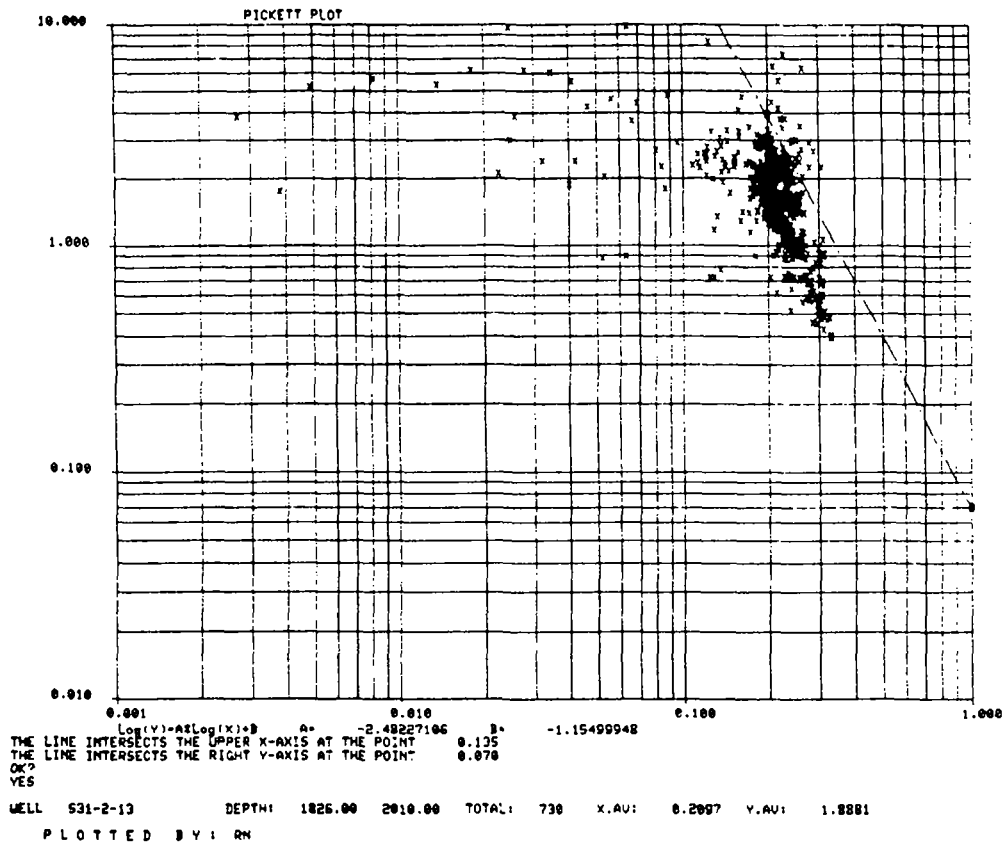


Fig. 17
Pickett diagram

Logge-parametre, brønn 31/2-13

Formasjoner	Sogn, Heather C, Fens
Dybde	1700-2010 m (Borers dybde)
Porøsitetsmetode	Fra tetthetslogg
Vannmetningsmetode	Nordsjø-ligning
RHOMA	0.65 g/cc
RHOFL gass	0.40 g/cc
RHOFL olje	0.70 g/cc
RHOFL vann	0.85 g/cc
$N_{\text{Ø}}$ korr	0.04 p.u.
Rw	0.07 OHM m ⁻¹ ved FMT
m - sementeringssekspont	2.0
n - vannmetningssekspont	2.0
a - litologi faktor	1.0
V_{sh}	Ren formasjon (=0.0)
V_{sh} eksponent	1.6
Boreslam	oljebasert type (1.2 g/cc)
BHT	59.9°C
Beregningsverdier	$V_{\text{sh}} > 0.4$ fraksjon
	$\emptyset < 0.12$ "
	$Sw > 0.65$ "

Fig. 19 - Logge parametre.