

Denne rapport

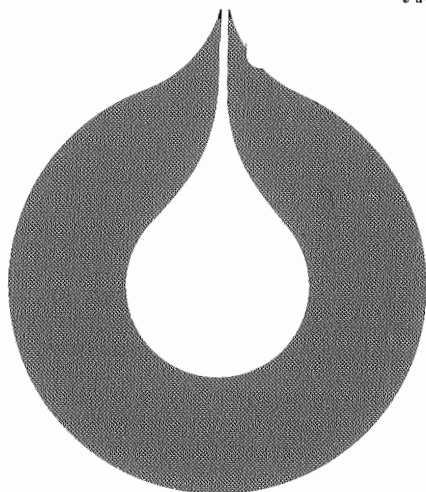
tilhører 99.895.274-17

L&U DOK.SENTER

L.NR. 30284020008

KODE Well 34/10-13 nr 31

Returneres etter bruk



statoil

Den norske stats oljeselskap a.s

PETROFYSISK EVALUERING

Brønn 34/10-13

Avdeling for Reservoar

Petrofysikkseksjonen

2350423

J.O. Fløtre febr. 82

INNHold

GENERELLE BRØNNDATA-----	side 1
INNLEDNING -----	side 2
SAMMENDRAG -----	side 2
LITHOLOGI-----	side 3
LOG KVALITET -----	side 4
INPUT PARAMETRE -----	side 4
SALTHOLDIGHET til formasjonsvannet -----	side 4
TEMPERATUR i formasjonen -----	side 5
FORMASJONFAKTOR-----	side 6
VANNMETNINGSEKSPONENT-----	side 6
VANNMETNING-----	side 6
MUD EGENSKAPER -----	side 6
HYDROKARBON TETTHET-----	side 7
RESISITIVITET -----	side 7
SKIFERPARAMETRE -----	side 7
BEREGNINGER -----	side 8
* skifervolum	
* porøsitet	
KJERNE/LOG - korrelasjon-----	side 8
PERMEABILITET -----	side 8
STATISTIKK - petrofysiske parametre-----	side 11
RAPPORT - repeat formation tester-----	side 12
TDT-log-----	side 19
TEST SAMMENDRAG -----	side 19
VEDLEGG -----	side 20

GENERELLE BRØNNDATA

Lisens: 050

Brønn (appraisal): 34/10-13

Posisjon: 61°12' 01.8"N
02°18' 03.9"E

Borestart: 24.8.81

Rigg flyttet: 7.1.82

KB-høyde: 25 m

Vanndybde: 214 m

Total dybde (TD): 3391.5 m RKB

Mål: primært Jura sandstein
sekundert Trias sandstein

Operator: Statoil

Medeigere: Norsk Hydro, Saga Petroleum

Status: Plugget og forlatt

INNLEDNING

34/10-13 er en undersøkelsesbrønn der hovedhensikten har vært å undersøke utbredelsen av hydrokarboner i Statfjordformasjonen i sør-østlig retning på delta strukturen. Boreposisjon er sør-øst for tidligere brønner. Brønnen har blitt boret inn i Trias til et dyp av 3391.5 m (RKB).

Det primære mål har vært å undersøke utbredelse og fordeling av sandsteiner av undre jura alder i det østlige delen av delta strukturen. Sekundære mål har vært sandstein av Trias (Carnian) alder.

SAMMENDRAG

Det ble funnet hydrokarboner både i Statfjord formasjonen og i øvre del av Trias. Den nedre delen av Trias er vannbærende. Brent og Dunlin formasjonene er erodert på denne delen av Delta-strukturen.

Det ble ikke funnet olje-vann kontakt i Statfjord fm. I Trias er det målt for få trykkipunkter til å fastslå olje-vann kontakt. Fra resistivitetsloggen har vi en gradvis økning av vannmetninger (fra ca. 45% top Trias) til dypere man kommer.

Statfjord fm. inneholder 70 m net pay. *)
Gjennomsnitt porøsiteten var 27% og gjennomsnittlig vannmetning var på 24%.

Trias inneholder 16.5 m net pay med porøsitet 27.8% og vannmetning 56% (gjennomsnittsverdier).

*) cut off kriterier: $phif > 12\%$
 $Sw < 65\%$
 $Vsh < 40\%$

Følgende beskrivelse er basert på observasjoner av delt kjerne (A-kutt). Beskrivelsen som er foreløpig, vil bli rapportert i en egen geologisk/sedimentologisk rapport på et senere tidspunkt.

Kjerne som strekker seg fra 1931 m til 2087 m har jevnt høy recovery (80 - 100%) og er meget godt oppbevart. Bunn av Statfjord Fm. er med basis i logger satt til 2052 m. Med unntak av intervallet fra 1924 m (topp) - 1931 m og 1997 m - 2003 m har en mer eller mindre sammenhengende kjerne av hele formasjonen. Formasjonen viser en distinkt vekslning mellom relativt tykke (3 - 10 m) skifer og sandhorisonter. Skifrene veksler fra hovedsaklig rød-grønne i bunn av formasjonen gradvis over i grå og sort skifre med økende bioturbasjon oppover i formasjonen. Dette indikerer mere kystnære/marine forhold oppover i formasjonen. Sandhorisontene kan grovt deles inn i tre typer. Den dominerende sandtypen i intervallet 1946 - 2030 m er meget grov og usortert med spredte velrundete 1 - 1,5 cm store kvarts og feltspat korn. Tekstur og sorteringsgrad indikerer at den er avsatt av fluvialt dominerte subaerilt prosesser delvis subaerilt delvis subaqueous i et lavenergetisk lakustrintmarint miljø. Lakustrint/toppen av formasjonen avløses denne sand av bedre sortert, mindre grov og mer laminert og bioturbert sand av mer utpreget karakter. I bunn av formasjonen i intervaller 2036 m - 2052 m observeres en tredje type sand. Den er tildels meget grov og assortert som den fluvialt dominerte sand over. Imidlertid har en i denne sandstypen hatt en sterk omdanning av feltspat-sandkorn til leirmineralet kaolinite. Sandens opprinnelige struktur og reservoar-egenskaper er derfor endret. Pga. sandens løse struktur har en hatt vanskeligheter med utboring av plugger og en mangler derfor poro-perm målinger. En kan anta at den sterke kaolindannelsen har ført til økt porøsitet i form av mikroporøsiteter. Imidlertid vil en forvente sterk reduksjon i permeabiliteten. En skal heller ikke se bort fra at de store mengder kaolinit kan gi unormalt høy resistivitet selv i vannsonen.

Tilsvarende sand finnes også i kjernen under Statfjord Fm ved 2061 m - 62 m og 2066 m - 70 m. Sedimentologisk sett

representerer sonen fra bunn av kjernen ved 2086 m og helt opp til 2025 m et overgangsmiljø fra tørre acide forhold med jordprofil dannelse til mer humide fluidalt dominerte forhold til klart marint dominerte forhold i toppen av kjernen og formasjonen.

Det er derfor vanskelig fra rent geologiske/sedimentologisk betraktninger å sette grenser for brunn av formasjonen og mellom de enkelte soner i formasjonen.

Imidlertid synes enkelte logg-responser å være korrelerbare på brønn til brønn og det er disse som er brukt ved soneinndelingen. Disse sammenfaller dog ikke med de lithologiske grupperingene antydnet ovenfor.

LOG KVALITET

Loggene er generelt av god kvalitet. GR-loggen har blitt korrigert for mudkake oppbygging og utvasking. For å gjøre dette har en spesiell funksjon i regneprogrammet blitt brukt.

Formasjon resisitiviteter R_T har vi tatt fra LLd (laterlog-deep) i reservoaret (1924 - 2140) og fra ILd (induction log deep) (2052 - 3389).

I reservoaret har vi korrigert resisitivitetslogger for invasjonseffekter vha. RLLS (Laterlog shallow), Rmsfl (mikrolog).

I lave resisitivitetssoner (Trias) har induksjonsloggen blitt brukt ukorrigert. Sonic loggen har blitt brukt for å trekke ut de soner som er tette. (kalkstein).

INPUT PARAMETRE

Input parametrene for beregningen har vi funnet fra kryssplott, målte verdier og visuell studie av loggene.

Saltholdighet til formasjonsvannet

formasjonsvannet. I andre brønner i Statfjord fm har man brukt $R_w = 0.065 \Omega m$ (7-brønnen) og $R_w = 0.073 \Omega m$ (11-brønnen). I Trias på 13-brønnen gir kryssplot $R_w = 0.070 \Omega m$. Vi har derfor valgt å bruke

$$R_w = 0.070 \Omega m$$

både i Statfjord og Trias.

Temperatur i formasjonen

Vi har brukt konstant temperatur i hele reservoaret (Statfjord og øvre del av Trias). Temperaturen som har vært brukt er $160^{\circ}F$. Temperaturen i nedre del av Trias er høyere, men dette får innflytelse bare på vannmetningen som i dette tilfellet er 100%.

FORMASJONFAKTOR

Vi har kjernedata for bestemmelse av formasjonsfaktoren. Ved plotting av disse dataene får at $a=0.75 \pm 0.25$ og $m=2.15 \pm 0.85$.

I beregningene har følgende verdier blitt brukt:

$$F = 0.75 \phi^{-2.15}.$$

VANNMETNINGSEKSPONENT

Vi har foreløpig ingen kjerne målinger på vannmetningsekspONENTen. Tidligere har man antatt $n=2$ i Statfjordformasjonen. Denne verdien har vi brukt i beregningen i denne brønnen også.

VANNMETNING

Følgende vannmetningslikning er brukt:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{(VSH)^C}{\sqrt{R_{CL}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right) S_w^{n/2}$$

R_t	=	resistivitet til formasjonen
S_w	=	Vannmetning
V_{SH}	=	Skifervolum
C	=	SkiferekspONENT (1.0 brukt)
R_{CL}	=	resistivitet til skifer
ϕ	=	porøsitet
m	=	sementering eksponent
n	=	metnings eksponent
a	=	litologi konstant
R_w	=	resistivitet til formasjonsvann

MUD EGENSKAPER

Verdien ved Overflatetemperatur (13.3°C)

$$R_{mf} = 0.266 \Omega \text{ m}$$

$$R_m = 0.518 \Omega \text{ m}$$

$$R_{mc} = 0.794 \Omega \text{ m}$$

Verdier ved reservoartemperatur (71.1 °C)

$R_{mf} = 0.100 \Omega m$
 $R_m = 0.195 \Omega m$
 $R_{mc} = 0.299 \Omega m$

HYDROKARBON TETTHET

Hydrokarbontettheten har vi funnet fra RFT trykk plott.
Tettheten er 0.67 g/cc.

RESISITIVITET

En spesiell funksjon i regneprogrammet har blitt brukt for å
korrigere for borehulls- og invasjonseffekten. I vannsonen har
resisitivitetsloggene blitt brukt ukorrigert (Ild-logg).

SKIFER PARAMETRE

Skiferparametrene har vi tatt fra kryssplot og visuell vurdering
av loggene. For å beregne skifervolumet har vi brukt GR og
FDC-CNL kryssplot. Tabellen under viser verdier vi har brukt
sone for sone.

Zone (mRKB)	PHINSH API	RHOBSh g/cc	R _{SH} m	GRmin API	GRmax API
NANSEN 1924 - 1965	.45	2.37	1.5	33	60
ERIKSEN 1965 - 2017	.42	2.40	"	30	60
RAUDE 2017 - 2052	.43	2.40	"	40	70
TRIAS 2052 - 2200	.43	2.40	2	35	75
TRIAS 2200 - 2500	.45	2.4	"	35	75
TRIAS 2500 - 2682	.35	2.4	"	35	75
2682 - 300-	.25	2.45	"	38	75
3000 - 3389	.25	2.45	"	38	75

BEREGNINGER

Skifervolum

GR og FDC/CNL kryssplot har blitt brukt til Vshale beregninger. Det plottet som går lavest Vshale (punkt for punkt) er blitt brukt som skifervolum (Vsh)

Porøsitet

En to-mineral kompleks litologi modell har blitt brukt for å beregne porøsiteten. Tetthets (FDC) og neutronloggen (CNL) er anvendt med følgende matrix verdier:

	FDC (g/cc)	CNL (API)
Kvarts	2.65	-0.035
Heavy mineral	2.90	0.25
Fluid	1.00	1.00

KJERNE LOG KORRELASJON

Totalt ble det tatt 15 kjerner i denne brønnen. 13 av disse ligger i Statfjord-formasjonen. De to siste kjernene ble tatt i top Trias. Kjerne 1, 3 og 5 hadde ingen recovery. PGA ukonsolidert sand i reservoaret har det blitt brukt glassfiber liner ved kjerneboringen. Det har vært nødvendig å gjøre bare ubetydelige justering (shift) av kjernedybde i forhold til log-dybde. Brineporøsitet har blitt brukt uten korreksjon da korreksjon til helium-porøsitet og korreksjon for overburden trykk vil oppheve hverandre.

Porøsitet fra kjerne og beregnet porøsitet fra loggene stemmer også godt i forhold til hverandre.

PERMEABILITET

Logaritmen til horisontal og vertikal permeabilitet har blitt plottet mot porøsitet (fraction). Dette har blitt gjort for hver litologisk enhet (Nansen, Eriksen, Raude). Regneprogrammet har laget en lineærkurve tilpasser (reduisert regresjon). Denne kurvetilpasningen gir følgende verdier for de tre sonene og har

dannet basis for en beregnet permeabilitet (KLOGH) ut fra beregnet porøsitet (phif).

NB! Relasjonen mellom porøsitet og permeabilitet er imidlertid usikker og de likninger og resultater som er framkommet (KLOGH-beregnet permeabilitet) bør brukes med forsiktighet.

Følgende relasjoner er framkommet:

$$\begin{aligned}\text{NANSEN:} \quad \phi_{\text{core}} &= 0.158 + 0.053 \log K_{\text{LH}} \\ \phi_{\text{core}} &= 0.180 + 0.053 \log K_{\text{LV}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{ERIKSEN} \quad \phi_{\text{core}} &= 0.124 + 0.064 \log K_{\text{LH}} \\ \phi_{\text{core}} &= 0.164 + 0.053 \lg K_{\text{LV}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{RAUDE} \quad \phi_{\text{core}} &= 0.145 + 0.055 \log K_{\text{LH}} \\ \phi_{\text{core}} &= 0.097 + 0.070 \log K_{\text{LV}}\end{aligned}$$

Det er god overensstemmelse mellom KLV og KLH

permeabilitet fra testzone er ca. 2,5 Darcy (beregnet fra testdata). Beregnet permeabilitet (fra kjerne og logdata) i samme sone er i størrelsesorden 1 Darcy.

Følgende relasjoner er framkommet mellom K_{LH} og K_{LV} . Resultatene bør imidlertid brukes med forsiktighet.

$$\begin{aligned}\text{NANSEN:} \quad \log K_{\text{LV}} &= 0.96 \log K_{\text{LH}} - 0.36 \\ \text{ERIKSEN:} \quad \log K_{\text{LV}} &= 1.28 \log K_{\text{LH}} - 1.00 \\ \text{Raude:} \quad \log K_{\text{LV}} &= 1.00 \log K_{\text{LH}} - 0.25\end{aligned}$$

I sand som ligger under 2035 mRKB observeres ekstensiv insitu dannelselse av leirmineraler kaolinite. Dannelsen har skjedd ved nedbrytning av feltspatsandkorn. Gjenværende kvartssandkorn "flyter" nærmest i en kaolinitemasse, og sandens opprinnelige struktur er ødelagt.

Dannelsen av kaolinite har trolig ført til økt porøsitet i form av mikroporøsitet. Imidlertid er det sannsynlig at dannelsen samtidig har vært ødeleggende for permeabiliteten. Ved prøvetaking (utboring av plugger) vil sandstrukturen lett kollapse pga. av manglende kornkontakt mellom kvartsandhornene.

I bruddflate viser sanden ingen eller svært lite oljemetning selv over antatt OWC ved 2050 mRKB. Sanden her har en resisitivitet som indikerer ca. 50% oljemetning. En skal imidlertid ikke se bort fra de store mengder kaolinite kan gi en unormalt høy resisitivitet selv i vannsone. Normalt vil man anta det motsatte, men en kjenner lite til denne effekten.

STATISTIKK - PETROFYSISKE PARAMETRE

INTERVALL m RKB	NET PAY m	PORØSITET (gjennomsnitt %)	VANNMETNING gjennomsnitt %	PERMEABILITET (mD)		NET/GROSS forhold
	NET SAND m			vanlig middel	harmonisk middel	
STATFJORD 1924 - 2052	70.00 / 72.25	27.0 / 26.4	24			0.55 / 0.59
NANSEN 1924 - 1965	28.50 / 29.25	27.7 / 27.5	21	728	13	0.70 / 0.71
ERIKSEN 1965 - 2017	26.25 / 27.00	28 / 27.8	19	424	101	0.50 / 0.52
RAUDE 2017 - 2052	15.25 / 19.00	23.9 / 22.8	39	132	10	0.43 / 0.54
TRIAS 2052 - 3389						
2052 - 2300	15.25 / 73.75	28 / 21	55 / 78			0.06 / 0.30
2300 - 2682	1.25 / 181.5	26 / 21	63 / 1			0.03 / 0.48
2682 - 2800	0.5 / 71	20 / 20	48 / 1			0 / 0.60
2800 - 3000		19	1			0.58
3000 - 3389		17	1			0.48

Cutt off kriterier:

VSH > 40%

PHIF < 12%

SW > 65%

RAPPORT

Repeat Formation Tester (RFT)

Brønn 34/10-13

Ingeniør: T. Helgøy/B. Hultberg

Dato: 10.11.81

Introduksjon.

34/10-13 er den 12. brønnen på Delta-øst. RFT - kjøring nr. 1 ble kjørt med TD = 2700m. Det er senere boret ned til 3350m RKB med 6" borekrone. RFT - kjøringen i forbindelse med dette intervallet mislykket da det bare ble tatt et trykkpunkt. På det dyp hvor dette trykkpunkt ble tatt ble RFT-apparaturen sittende fast og under forsøk på å fiske opp dette rev man av kabelen. Man bestemte seg da for å sementere igjen nedre del av hullet med RFT-utstyret i hullet. Derfor forefinnes det bare 1 trykkpunkt fra intervallet 2700m - 3350m. (1.55 g/cc).

Sammendrag.

RFT-kjøring nr. 1 ble kjørt etter at loggene hadde verifisert at Statfjordformasjonen og en liten sand i Trias hadde hydrokarboner. 20 trykkpunkter ble tatt i såvel hydrokarbonbærende sand som i vannbærende sand. Det ble også tatt to segregerte prøver. Det var ingen problemer med RFT-apparaturen under loggejobben.

2 3/4 gal-kammeret fra 1940m ble overført til en Flopetrol-flaske på riggen under et trykk på 5000 psi. 1 gal kammeret fra 2111 bløddes av på riggen og inneholdt mudifiltrat, olje og vann, mens 2 3/4 gallons kammeret inneholdt bare ufin olje.

Resultater: Pretest - resultatene er listet i tabell 1 og 2 og de er også plottet i figur 1. Disse verdiene gir en gradient på ca. 0,655 g/cc som er i tråd med det som er funnet i 34/10-11 brønnen. Det er ut fra de foreliggende data umulig å si noe om hva olje/vann-kontakten skulle være. Det er vist på figur 1 at dersom man bruker den olje/vann-kontakten som ble funnet i 34/10-11 vil man få et bilde hvor Trias er holdt adskilt rent trykk-messig fra Statfjord. Det finnes bare et trykk-punkt i mellom 2050-2100m og det er ikke brukbart p.g.a. supercharging.

Det er helt åpenbart at man ikke har noen klar ide om hvor olje/vann-kontakten i Statfjord-formasjonen går, men det er verifisert at Trias har et eget trykksystem og derfor ikke har kommunikasjon med Statfjord-formasjonen. Dette vil ha noe å si

for det aktive vannet som eventuelt er under oljekolonnen i Statfjord formasjonen da det vil være begrenset hva det kan gi av trykkstøtte ved produksjon.

Analyser på riggen

1940m 2 3/4 gal kammeret

Etter å ha fylt Flopetrol-flasken var det følgende mengder tilbake:

25 ft³ gass

7.25 l olje

spor av H₂S målt med Dräger-tube og ved gass-kromatograf

tetthet av olje ved overflaten målt ved densiometer:

0,82 g/cc

2111m

1 gal kammer:

13 ft³ gass

4 l olje + mud og vann

2 3/4 gal kammer:

7 ft³ gass

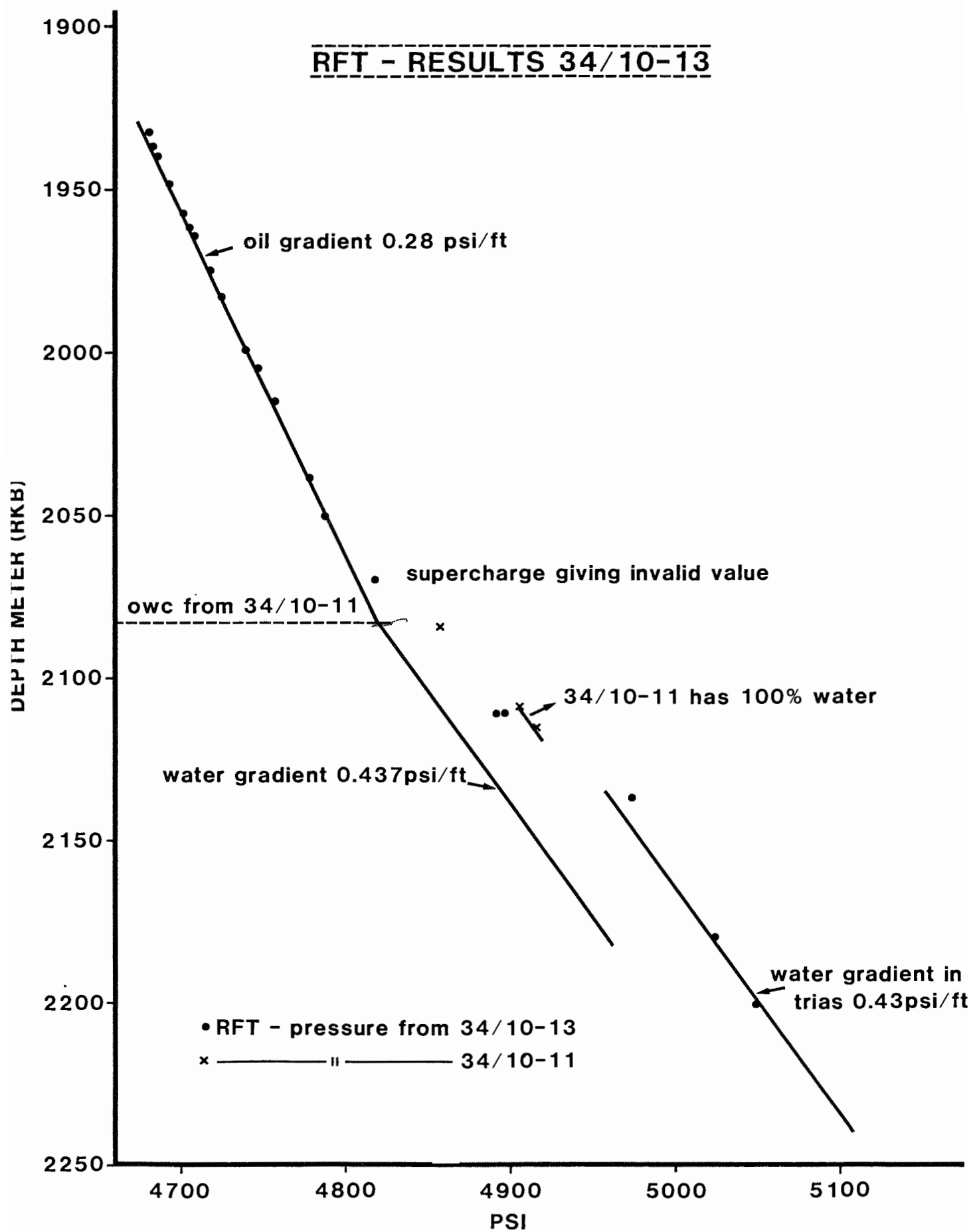
10 l svart olje med gass-bobler

tetthet: 0,88 g/cc

Well	34/10-13		RFT DATA			1	
	Formation Statfjord					Run no.	

Table 1

Test no	Depth m	Log hydr.pr. before test psi	Cor.hydr.pr. before test psi (g/cc)	Drawdown Flowing psi	Build up time sec	Log. formation pres. psi	Cor.formation pres. psi (g/cc)	Log hydr.pr. after test psi	Cor.hydr.pr. after test psi (g/cc)	Remarks
1	1932.5	5069	5064/1.843	7	-	4680	4675/1.701	5070	5065	run no. 2
2	1936.5	5081	5076/1.843	17	-	4684	4679/1.699	5082	5077	
3	1940	5089	5084/1.843	13	-	4685	4680/1.697	5089	5084	
4	1948	5110	5105/1.843	7	-	4693	4688/1.692	5111	5106	
5	1957.5	5134	5129/1.843	49	-	4701	4696/1.687	5134	5129	
6	1961.5	5144	5139/1.842	168	20	4705	4700/1.685	5144	5139	
7	1964	5151	5146/1.843	20	-	4708	4704/1.684	5151	5146	
8	1975	5179	5174/1.842	44	-	4718	4703/1.684	5180	5175	
9	1983	5200	5195/1.842	12	-	4725	4720/1.674	5201	5196	
10	1998.5	5240	5235/1.842	16	-	4740	4735/1.666	5240	5235	
11	2005	5257	5252/1.842	19	-	4747	4742/1.663	5258	5253	
12	2015	5284	5279/1.842	4	-	4757	4752/1.658	5285	5280	
13	2038.5	5345	5340/1.842	28	-	4779	4774/1.647	5345	5340	
14	2050.5	5371	5366/1.840	230	25	4788	4783/1.640	5374	5369	
15	2070	5429	5424/1.843	164	30	4818	4813/1.635	5429	5424	



TDT - log

Det har vært kjørt TDT-log i reservoaret før og etter DST.
Hensikten har vært å se om vannmentningen har endret seg etter at vann var blitt injisert i testsone 2 (2003-2009). Samme log skal kjøres i 34/10-14. Resultatene fra begge brønner vil følge senere i egen rapport

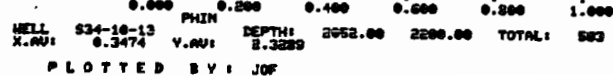
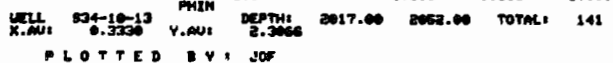
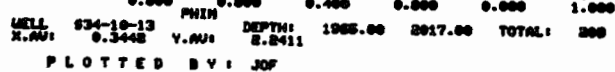
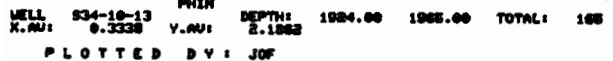
TEST SAMMENDRAG

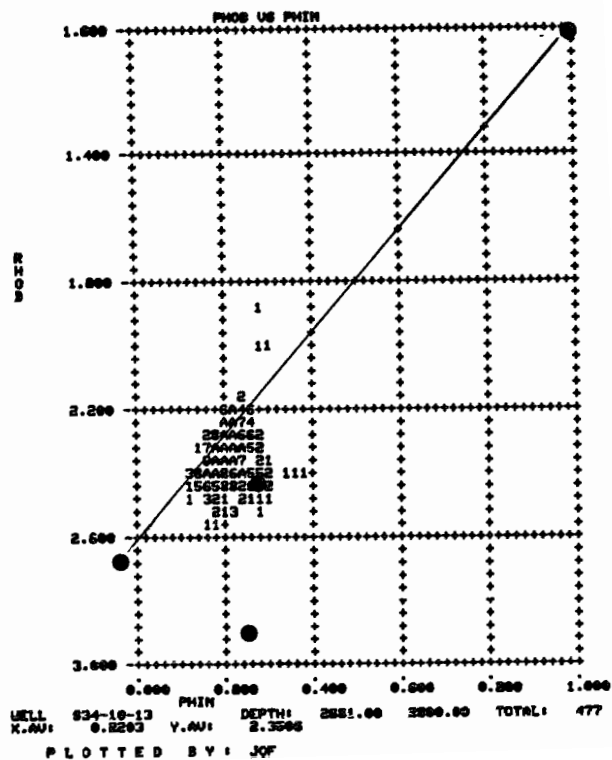
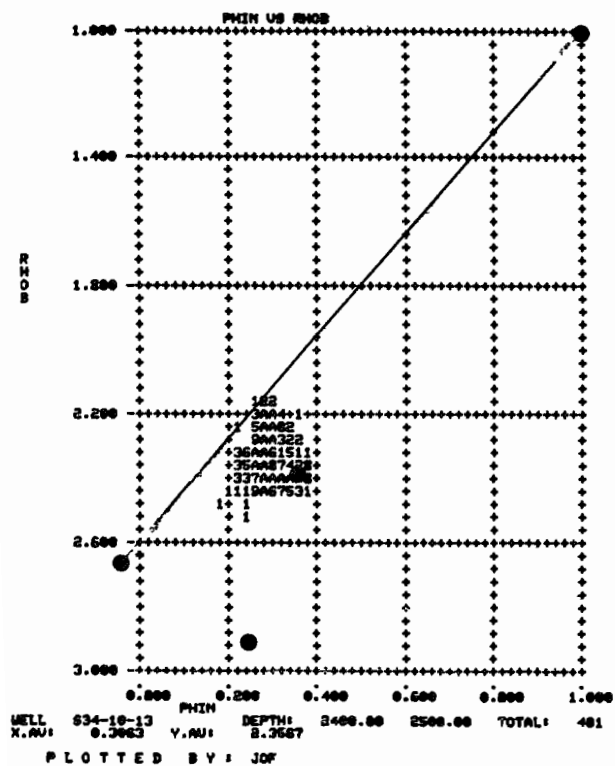
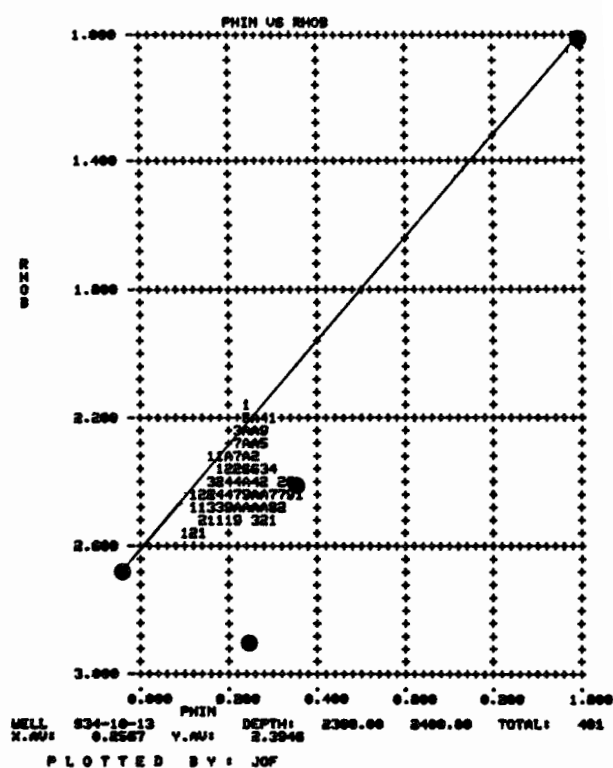
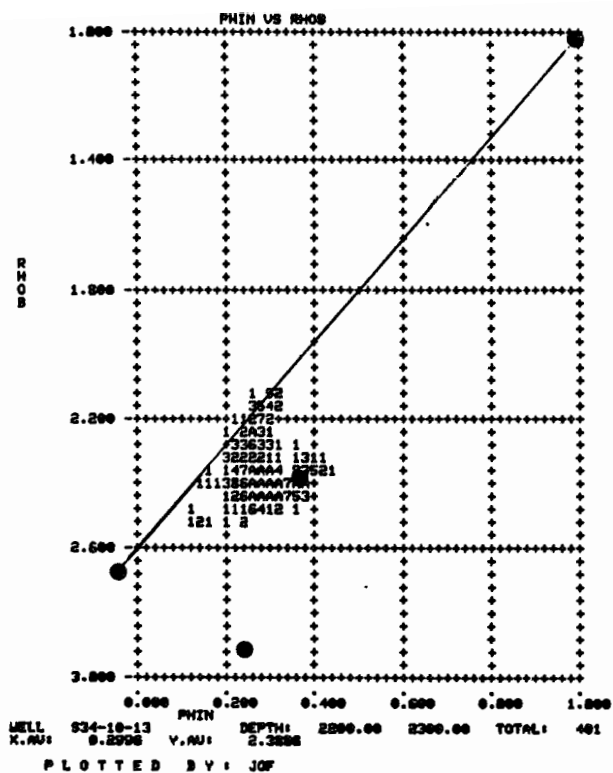
To DST-tester har vært utført. Hovedresultatene har vi vist nedenfor:

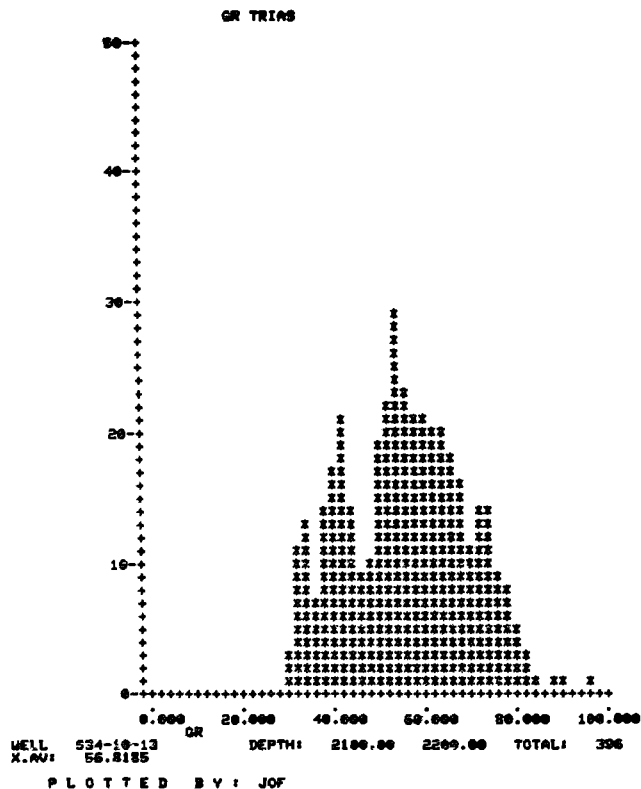
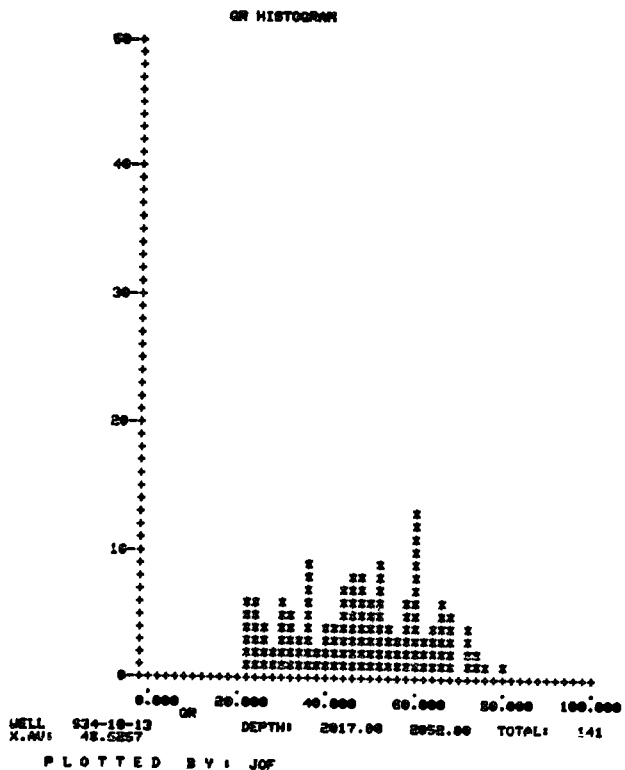
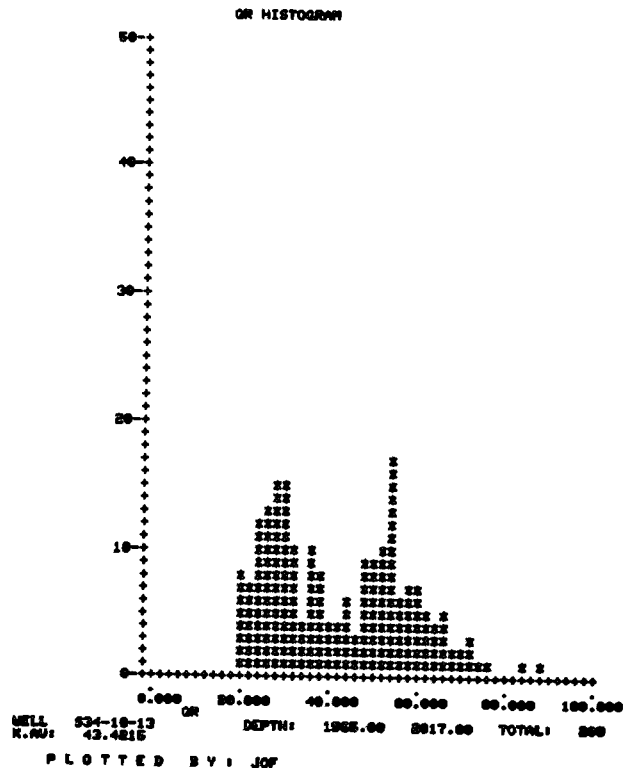
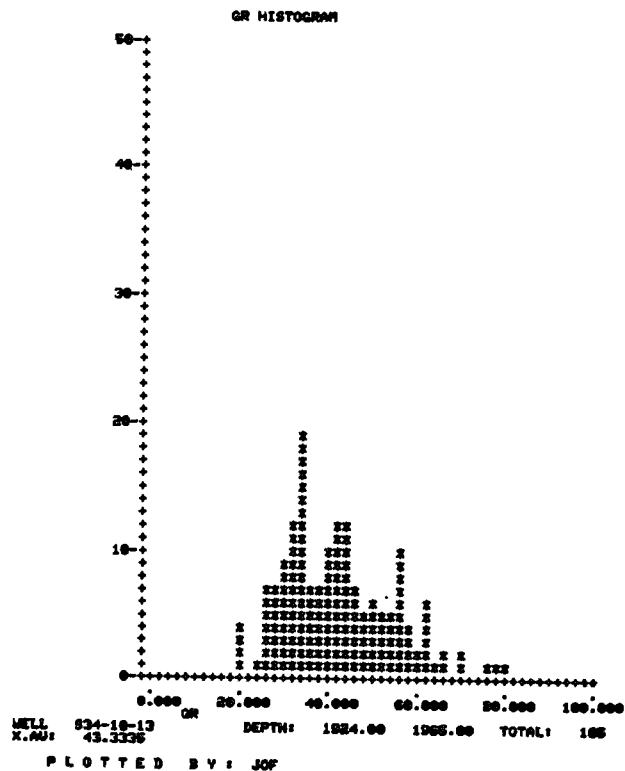
DST nr. 1 :	Intervall	2107 - 2114 mRKB
	Choke	
	Olje	435 STM ³ /D
	Gass	35000 SCM ³ /D
	GOR	80.5 SCM/SCM
	.	
DST nr. 2 :	Intervall	2003-2009 mRKB
	Choke	32/64"
	Olje	835 SCM ³ /D
	Gass	77200 SCM ³ /D
	GOR	92.5 SCM/SCM
	Injeksjonsrate	1289 CM ³ /S vann
		1442 CM ³ /D vann

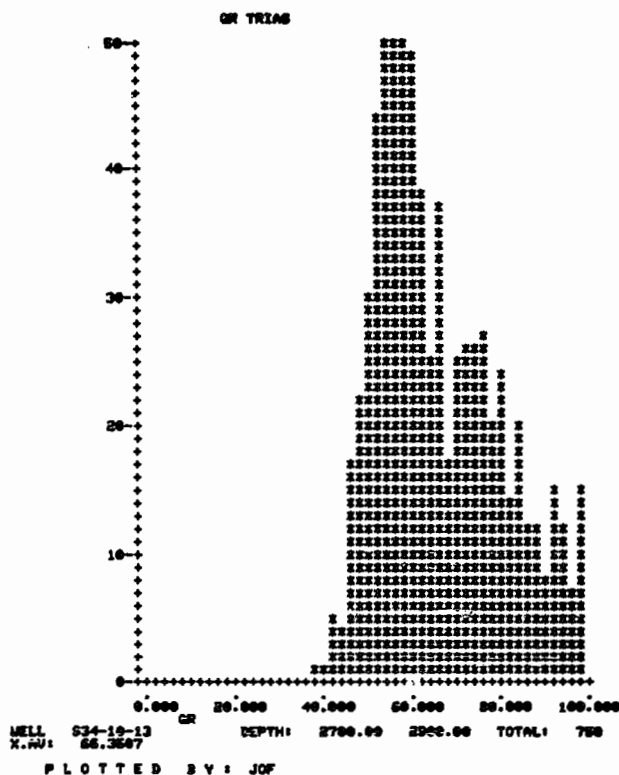
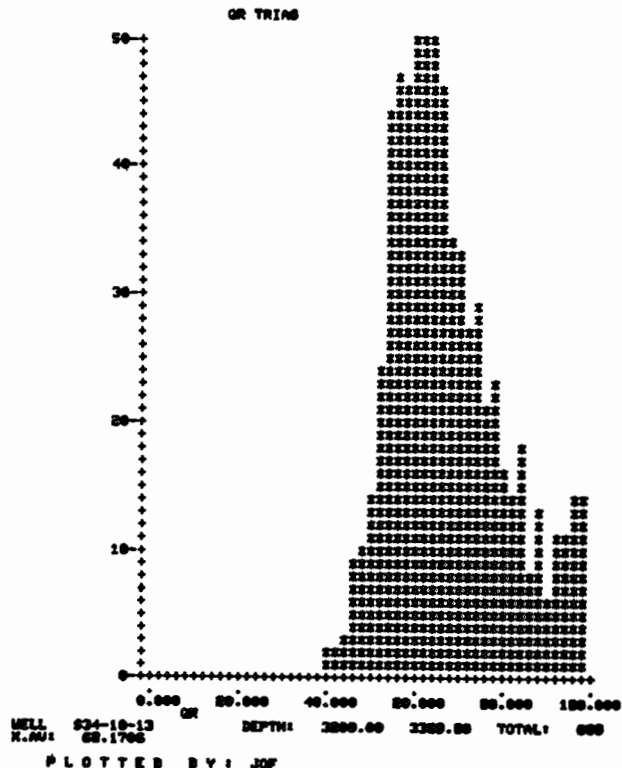
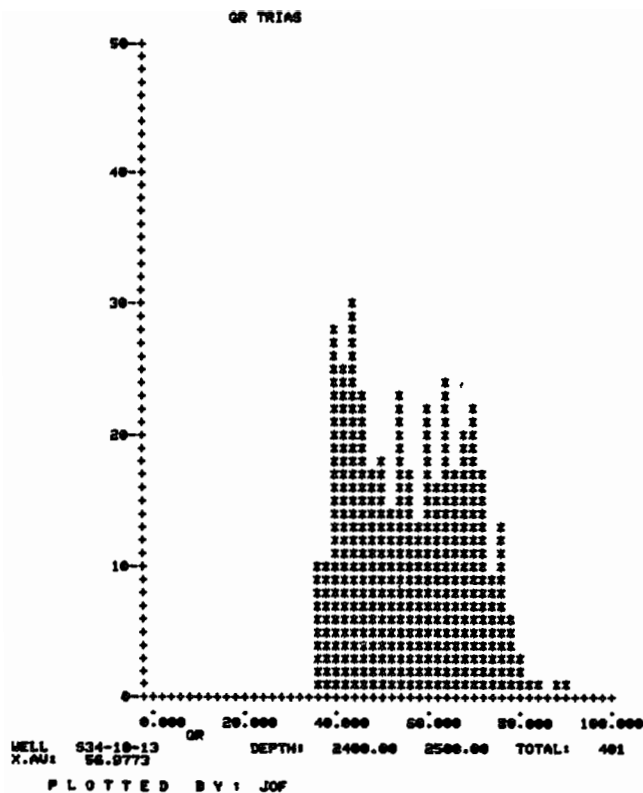
VEDLEGG

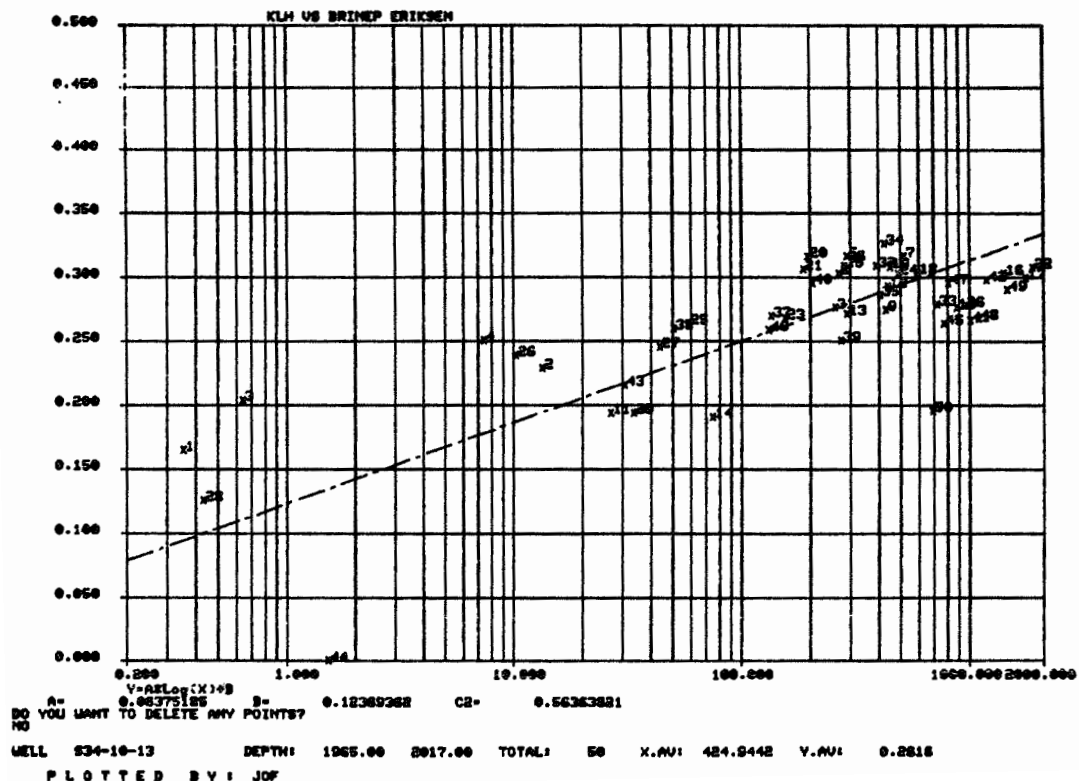
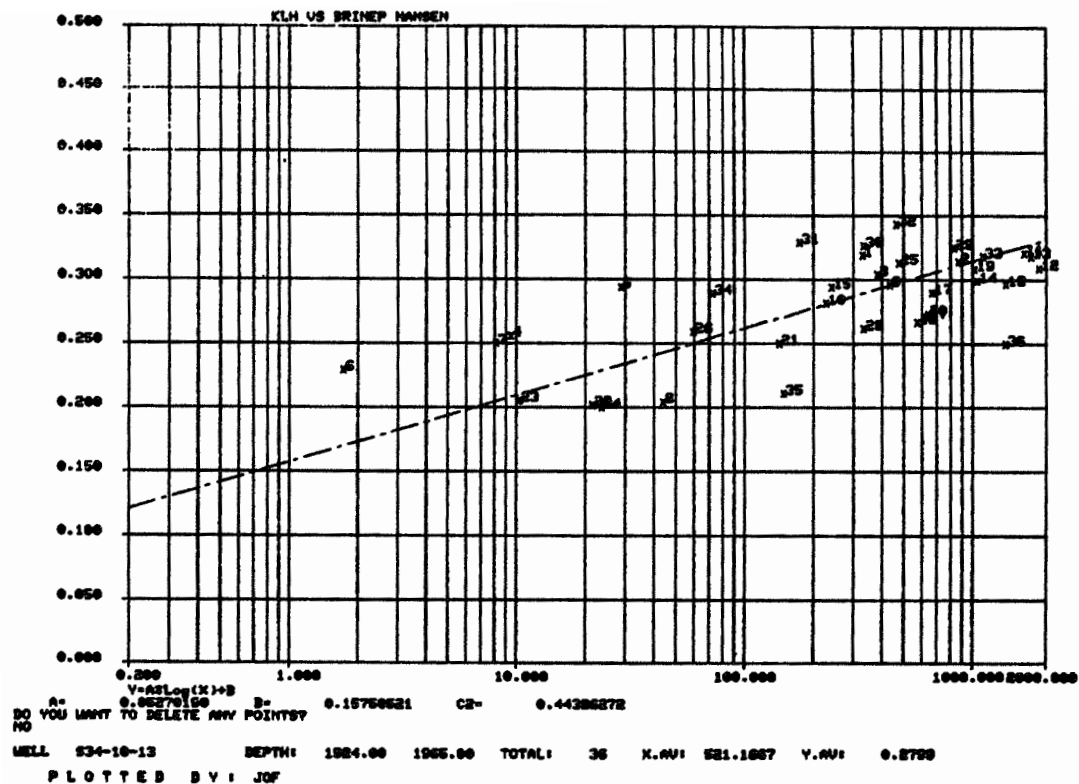
- * CNL-FDC - kryssplot
- * GR-histogram
- * porøsitets-permeabilitets plot
- * RFT-sampling data

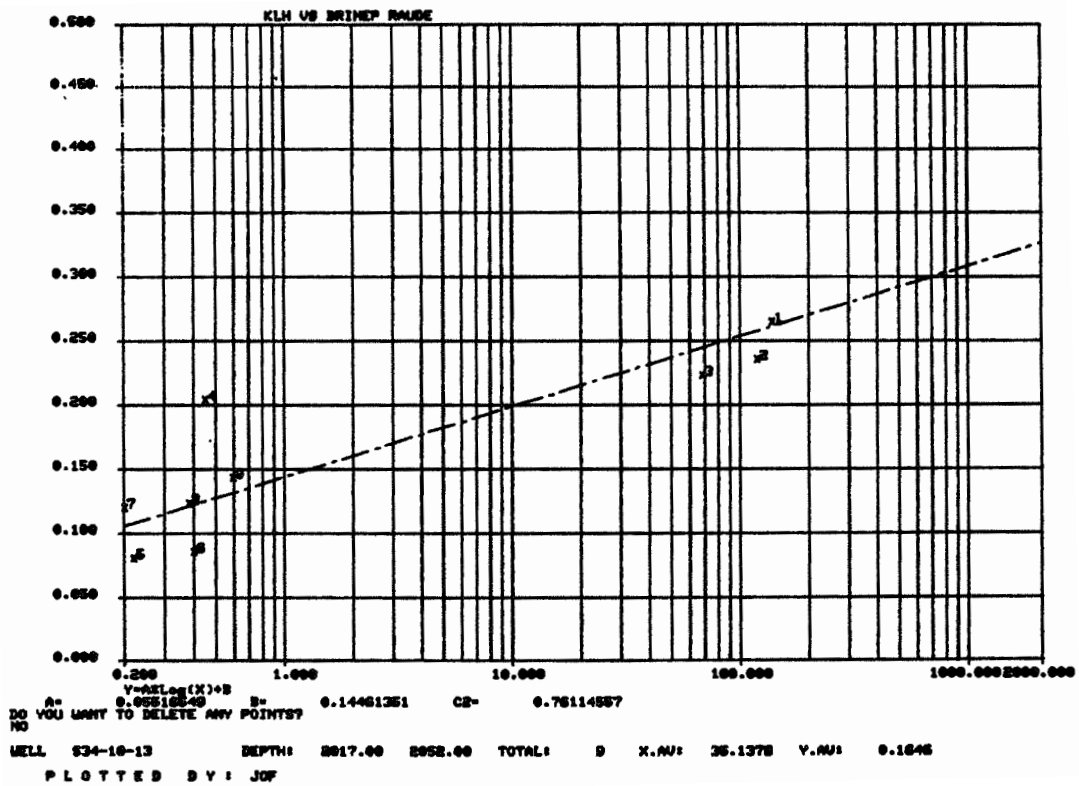


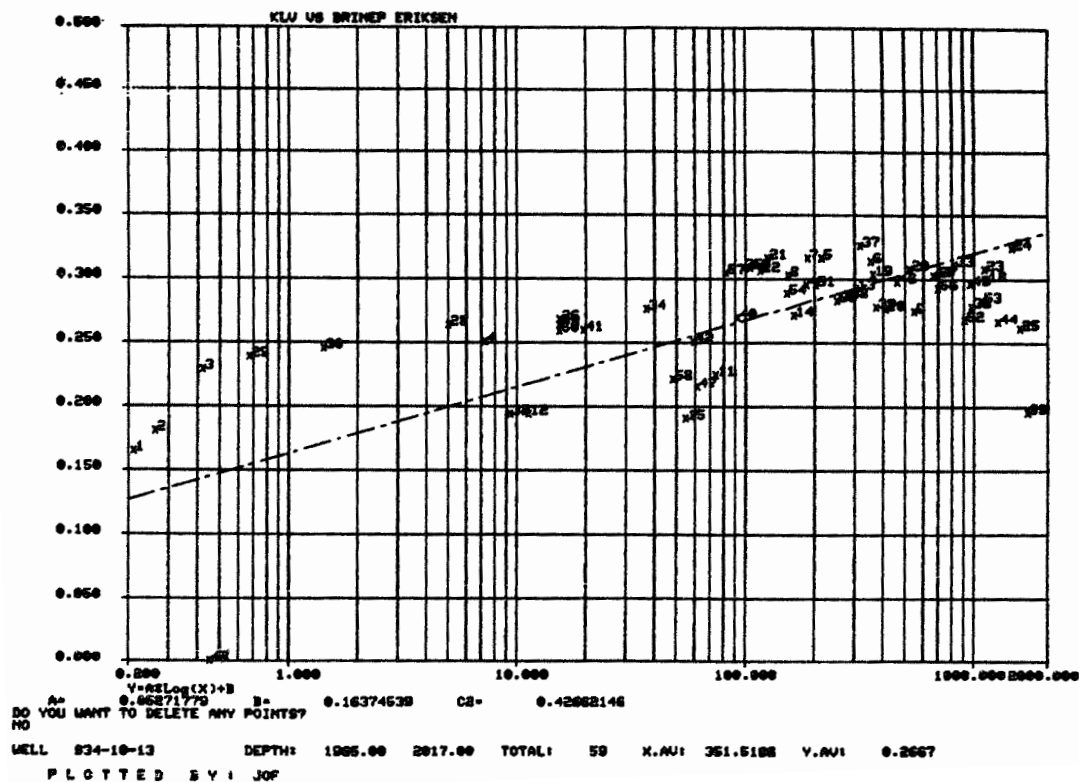
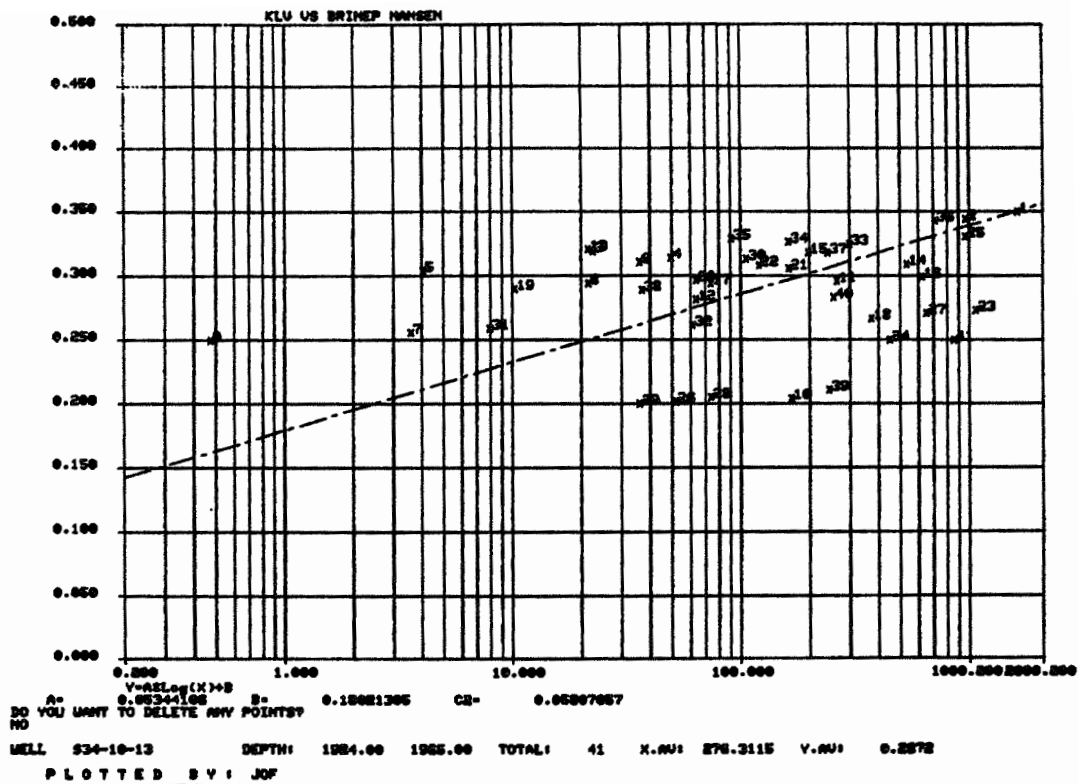


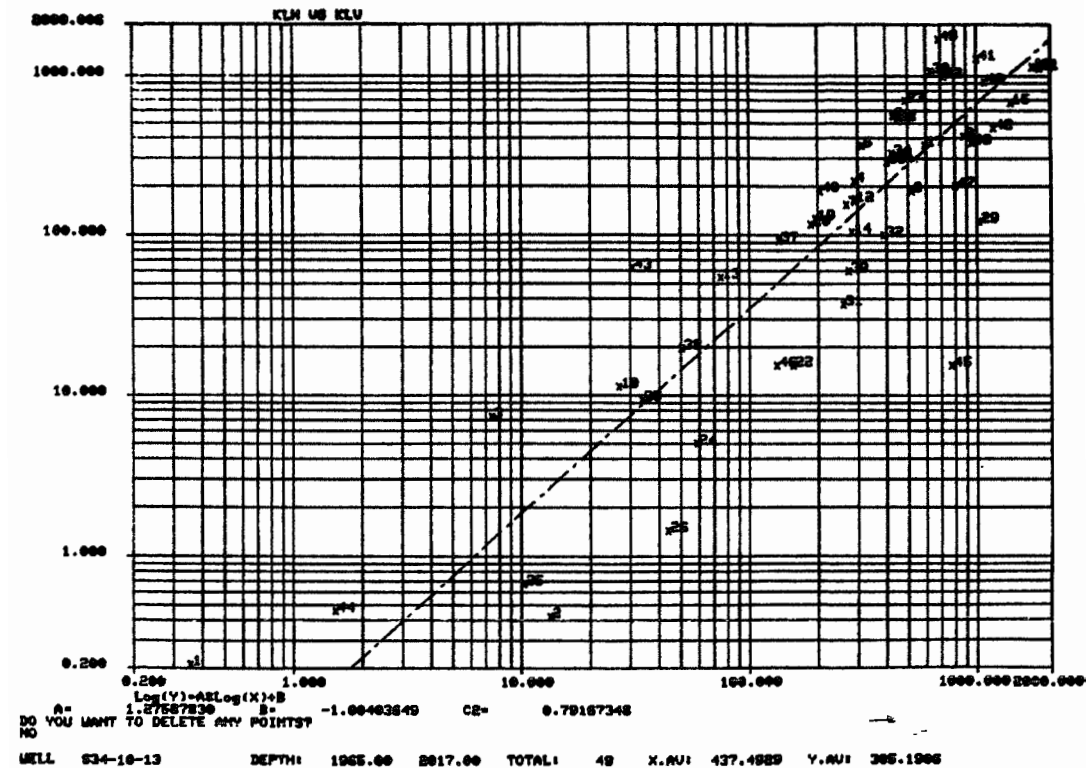
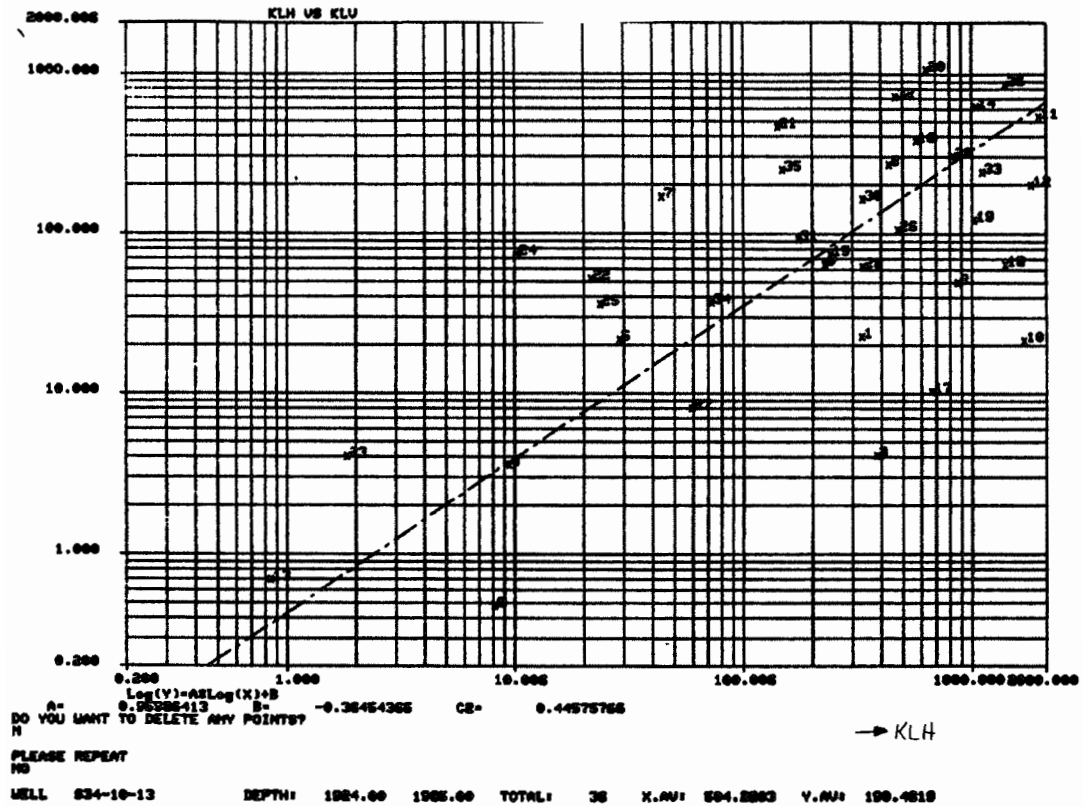












RFT SAMPLING DATA

TABLE 3

WELL: 34/10-13

Date: 14/10-81

Run no.: 1 Sample no.: 1

Type of sample: segregated

Chamber sizes: lower: 2 3/4 gallon upper: 1 gallon choke sizes: 4x0.015

Depth 1936.5 meter

Corr. log. hydr. pressure before setting 5076 psi

Corr. log. pretest pressure 4678 psi

Lower chamber:

Flowing time 1250 sek

Minimum flowing pressure 1726 psi

Log. flowing pressure 3770-3880 psi

Log. shut in pressure 3770 psi

Recoveries: oil: 5500 cc

filtrate: - cc

gas: 35.5 cf

Upper chamber: plugged

Flowing time sek

Minimum flowing pressure psi

Log. shut in pressure psi

Recoveries: oil: cc

filtrate: cc

gas cf

Corr. log. hydr. pressure after retracting 5074 psi

Max. recorded temperature 71 celcius

RFT SAMPLING DATA

TABLE 4

WELL: 34/10-13

Date: 14/10-81

Run no.: 1 Sample no.: 2

Type of sample: segregated

Chamber sizes: lower: 2 3/4 gallon upper: 1 gallon choke sizes: 4x0.015

Depth 1940 meter

Corr. log. hydr. pressure before setting 5083 psi

Corr. log. pretest pressure 4682 psi

Lower chamber:

Flowing time 1840 sek

Minimum flowing pressure 613 psi

Log. flowing pressure 4005

Log. shut in pressure 4682

Recoveries: oil: 7250 cc

filtrate: - cc

gas: 25 cf

Upper chamber: plugged

Flowing time sek

Minimum flowing pressure psi

Log. shut in pressure psi

Recoveries: oil: cc

filtrate: cc

gas cf

Corr. log. hydr. pressure after retracting 5085 psi

Max. recorded temperature 71 celcius

RFT SAMPLING DATA

TABLE 5

WELL: 34/10-13

Date: 14/10-81

Run no.: 2

Sample no.: 1

Type of sample: segregated

Chamber sizes: lower: 2 3/4 gallon upper: 1 gallon choke sizes: 4x0.020

Depth	2111	meter
-------	------	-------

Corr. log. hydr. pressure before setting	5534	psi
--	------	-----

Corr. log. pretest pressure	4891	psi
-----------------------------	------	-----

Lower chamber:

Flowing time	450	sek
--------------	-----	-----

Minimum flowing pressure	4383	psi
--------------------------	------	-----

Log. flowing pressure	4710	
-----------------------	------	--

Log. shut in pressure	4894	
-----------------------	------	--

Recoveries: oil:	10000	cc
------------------	-------	----

filtrate:	-	cc
-----------	---	----

gas:	7	cf
------	---	----

Upper chamber:

Flowing time	165	sek
--------------	-----	-----

Minimum flowing pressure	4592	psi
--------------------------	------	-----

Log. shut in pressure	4890	psi
-----------------------	------	-----

Recoveries: oil:	400	cc
------------------	-----	----

filtrate:	3600	cc
-----------	------	----

gas	13	cf
-----	----	----

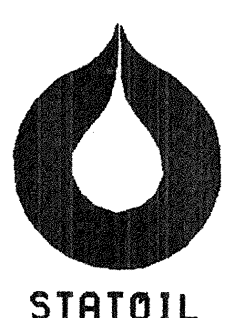
Corr. log. hydr. pressure after retracting	5537	psi
--	------	-----

Max. recorded temperature	71	celcius
---------------------------	----	---------

PLOT MADE BY: JOHN OLAV FLATRE DATE: 13.48.25 26 FEBRUAR 1982
DEPARTMENT : PE
ADDRESS/BOX : BOX 30 FORUS/TL 7223
OTHER INFO : HENTES

WELL : 34-10-13 DEPTH INTERVALL : 1924.00-2682.00 (METER)

DATE: 13 APR 84 26 FEBRUAR 1983



STRATIGRAPHY (REF. RKB)	ACTUAL
TOP JURASSIC	1924 M
TOP STATFORD GROUP	1924 M
TOP TRIASSIC	2052 M
TOTAL DEPTH (TD)	3389 M

PETROPHYSICAL EVALUATION

INPUT COORDINATES: 107000, 10000

INPUT PARAMETERS (STANDARD)				
RW=0.070	RMF=0.10	ASH=1.5	PHINSH=X.XX	RHOHC=0.67 G/CC@M31
M=2.15	N=2	A=0.75	RHOBSH=X.XX	TEMP=160 (DEG. F)

POROSITY

POROSITY		

	FDC	CNL
QUARTZ	2.65	-0.035
HEAVY MINERAL	2.90	0.25
FLUID	1.0	1.0

STATISTICS (STATE JORDY)

STATISTICS (STATFJORD)						
FORMASJON	INTERVALL	SW (%)	VSH (%)	PHIF (%)	NET PAY	AVG PERM
STATFJORD	1924-2052	24	5.7	27	70M	
NANSEN	1924-1965	21	6.7	28	28.5M	728
ERIKSEN	1965-2017	19	3.1	28	26.25M	424
RAUDE	2017-2052	39	8.4	24	15.25M	132

CUT OFF VERDIER: $\text{PHIE} \geq 12^\circ$

STRATIGRAPHY (REF. RKB)	ACTUAL
TOP TRIAS.....	2052 M
TOTAL DEPTH (TD)	3389 M

PETROBRHYEICOL EVALUATION

PE
===

```

-----
INPUT PARAMETERS (TRIAS)
-----
RN=0.070      RMF=0.10      ASH=2.0      PHINSH=X.XX      RHQHC=X.XX G/(CC*W3)
M=2.15        N=2          Q=0.62      PHQPSH=X.XX      TEMP=100 (F) (C)

```

POROSITY		
	FDC	CNL
QUARTZ	2.65	-0.035
HEAVY MINERAL	2.90	0.25

[illegible]

STATISTICS (TRIAS)

INTERVAL (FORMATION)	2052.0 - 3989.0 (MARB)			
	INTERVALL	AVA VSH	AVA PHIF	AVA SW
	-----			-----
CUT OFF VALUES:	TRIAS	2052 - 2250	0.063	
PHIF=12 SW<80% VSH<40%		2250 - 2500	0.180	0.55
		2500 - 2682	0.190	0.58
				0.60

KURVE IDENTIFIKASION STATE JORD

KURVE IDENTIFIKASJON	STATFJORD	LOG	REMARKS
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			
44			
45			
46			
47			
48			
49			
50			
51			
52			
53			
54			
55			
56			
57			
58			
59			
60			
61			
62			
63			
64			
65			
66			
67			
68			
69			
70			
71			
72			
73			
74			
75			
76			
77			
78			
79			
80			
81			
82			
83			
84			
85			
86			
87			
88			
89			
90			
91			
92			
93			
94			
95			
96			
97			
98			
99			
100			

```

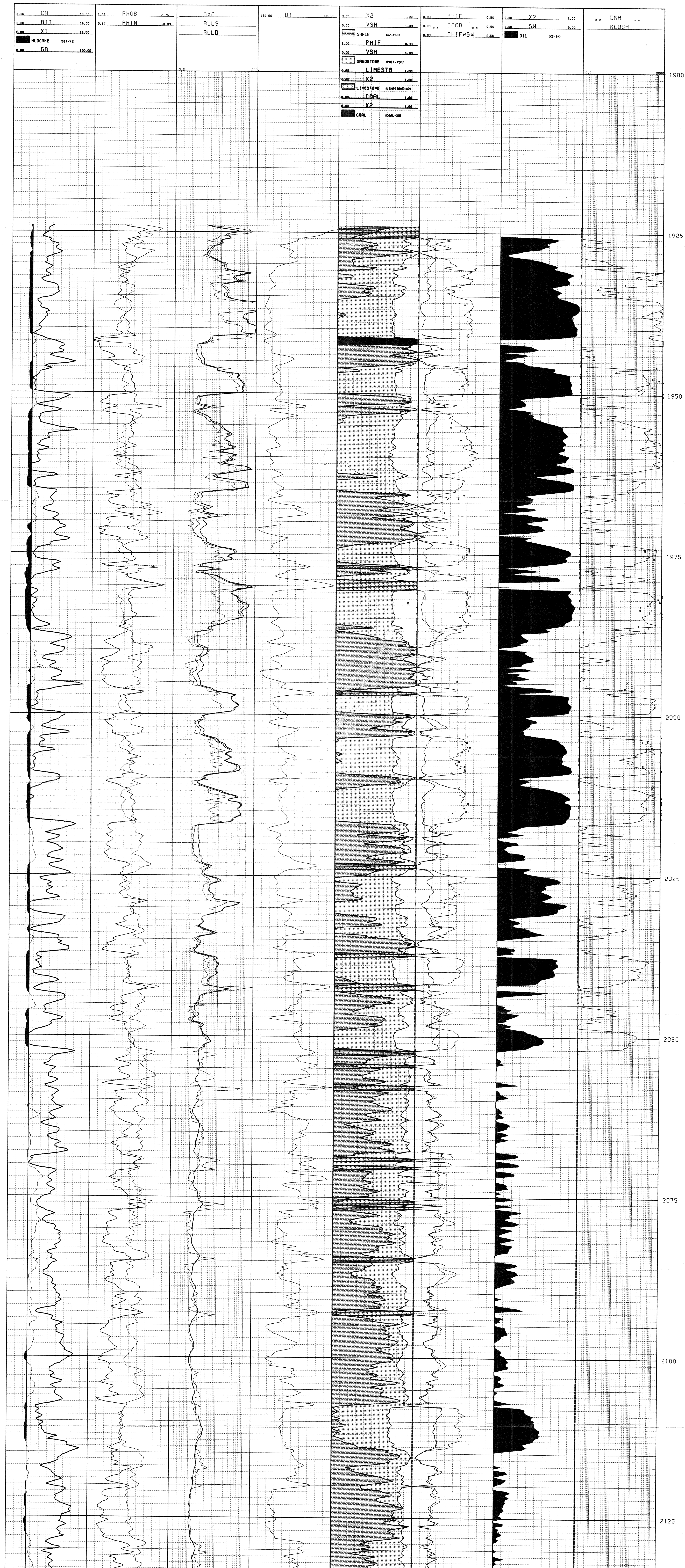
.....
CAR = CALIPER (INCH) ..... DLL=MSFL
BIT = BIT SIZE (INCH) ..... PPHF = FINAL POROSITY (FRACTIONS) ..... COMPUTED
DIP = DRAINAGE ANGLE (DEGREES) ..... CORE POROSITY DEPTH SHIFTED (IN) ..... FROM CORE
ABO = BULK DENSITY (G/CM**3) ..... DHAMA = DRAIN DENSITY DEPTH (INCH) ..... FROM CORE
PHN = NEUTRON POROSITY (ILUS. UNITS) ..... DHAMA = APPARENT MATRIX DENSITY (G/CM**3) ..... NOT AVAILABLE
ALN = ALUMINUM (PPM) ..... WARTER SHIP = WATER SHIP (FRACTIONS) ..... COMPUTED
RHS = DUAL LATERAL- SHALLOW (OHMM) ..... DLO = DUAL LATERAL- DEEP (OHMM) ..... COMPUTED
RHS = DUAL LATERAL- DEEP (OHMM) ..... DLO = DUAL LATERAL- SHALLOW (OHMM) ..... COMPUTED
ALD = ALUMINUM (PPM) ..... DLO = DUAL LATERAL- DEEP (OHMM) ..... COMPUTED
MUD = MUDCAKE CALIPER = BITSIZE (INCH) ..... DLL=MSFL
.....

```

KURVE IDENTIFIKASJON TRIAS

[illegible]

NOTE: BRINE POROSITY (DPOR) AND GRAIN DENSITY (DRHDM) FROM CORE ANALYSIS ARE DEPTH-CORRECT. TO MATCH FIN. POR. (DPHF)
----- AND APPARENT MATRIX DENSITY (DRHDM) FROM LOG EVALUATION. SAME DEPTH CORRECTIONS APPLIED TO HORIZONTAL PERMEABILITY



STATOIL DATA PROCESSING CENTER

PLOT MADE BY: JOHN OLAV FLATRE

DATE: 10.45.26

1 MARS 1982

DEPARTMENT : PE

ADDRESS/BOX : BOX 30 FORUS/TL 7223

OTHER INFO : HENTES

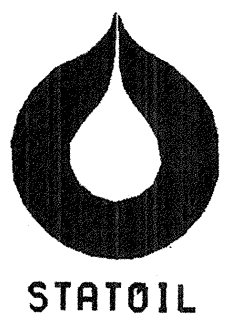
GRAPHICAL LOG-PRESENTATION

WELL : 34-10-13

DEPTH INTERVALL : 2682.00-3389.00 (METER)

ENGINEER : JOF

SCALE : 1:500



DATE: 10.45.34 1 MARS 1982

STARTIGRAPHY (REF. RWI) ACTUAL

TOP TRIMS..... 2052 M

TOTAL DEPTH (TD)..... 3389 M

PETROPHYSICAL EVALUATION

INPUT PARAMETERS

RW=0.070 RHF=0.10 RSH=2.0 PHINSH=X.XX RHOHC=X.XX G/(CC*3)

M=2.15 N=2 A=0.62 RHOBSH=X.XX TEMP=100 (DEG. C)

POROSITY

QUARTZ FDC CNL

HEAVY MINERAL 2.65 -0.035

FLUID 2.80 0.25

1.0 1.0

STATISTICS

INTERVAL (PLOT)..... 2682.0 - 3389.0 M (RKB)

M NET SAND

AVR VSH

AVR PHIF

AVR SK

NET SAND (VSH<0.40 PHIF>0.12)..... 375M

18.3

1.0

CURVE IDENTIFICATION

LOG

REMARKS

CAL = CALIPER (INCH) FDC-CNL

BIT = BIT SIZE (INCH) FDC-CNL

GR = GAMMA RAY (API UNITS) FDC-CNL

RHOB = BULK DENSITY (G/CM*3) FDC

PHIN = NEUTRON POROSITY (L.S. UNITS) FDC

RHO = MICROCHEMICAL RESISTIVITY (OHM) NOT AVAIL

RHOD = DUAL LATERAL LOG SHALLOW (OHM) NOT AVAIL

RHODL = DUAL LATERAL LOG DEEP (OHM) NOT AVAIL

DT = SONIC (MICROSE/FEET) BHC

MUD = MUDCAKE (CALIPER - BITSIZE) DCL-MSFL

VSH = SHALE VOLUME (FRACTIONS).....COMPUTED

PHIF = FINAL POROSITY (FRACTIONS).....COMPUTED

OPOR = CORE POROSITY DEPTH SHIFTED (2).....NOT AVAIL

RHOMA = GRAIN DENSITY DEPTH SHIFTED (G/CM*3).....NOT AVAIL

RHOMA = APPARENT MATRIX DENSITY (G/CM*3).....NOT AVAIL

SK = WATER SATURATION (FRACTIONS).....COMPUTED

DKH = HORIZ. PERMEAB. DEPTH SHIFTED (MDAR).....FROM CORE

KLOOH = CALCULATED PERMEABILITY (K-K RELATION).....NOT AVAIL

PREPARED BY: JOHN OLAV FLATRE

