

IVAR AARSETH

N O T A T

**FORTROLIG**

i h.t. Beskyttelsesinstruksen,  
jfr. offentlighetslovens

§..... nr.....

SLUTTRAPPORT 34/10-3

Lisensinnehavere:	Statoil	85%
	Norsk Hydro	9%
	Saga	6%
Operatør:	Statoil	
Totalt arbeidsprogram:	9 (4)	
Hittil boret:	34/10-1, 34/10-2	
Boring:	34/10-3	
Påbegynt:	13.3.79	
Avsluttet:	8.6.79	
Prospekt:	Midtre jura sandstein (Brent formasjonen)	
Sekundære prospekter:	Undre jura, øvre trias.	
Dyp til prospekt:	1888 m (RKB)	
Totalt dyp:	2802 m (RKB)	
Funn:	Påvist hydrokarboner i Brent formasjonen. 1888 m - 1975 m (RKB), Olje/vann-kontakt etter logger på 1975 m. Har god sand under 1975 m, men vannførende. Utført tre DST. DST nr 2 ga 2800 fat olje pr dag.	
Tidligere funn:	I 34/10-1 er det påvist hydro- karboner i Brent (1780 m - 1938 m) (RKB). Foreløpige anslag: 245 x 10 <sup>6</sup> tonn. 34/10-3 bores på samme struktur, lenger nede på flanken.	

Prosjektgruppen har bestått av

Ivar Aarseth

Inger Flesland Strass, (lithostratigrafi)

Kaare Ulleberg, (bio/kronostratigrafi)

Helene Eide, (trykkplotting)

Innledning

Lisensen består av blokken 34/10 og er tildelt Statoil 85% (operatør), Norsk Hydro 9% og Saga 6%. Lisensen ble tildelt som første blokk i 4. runde. Rettighetshaverne er forpliktet til å bore 9 brønner. <sup>Alle</sup> ~~hver~~ av brønner skal bores gjennom jura eller til 5000 m, <sup>Minst tre brønner skal bores i en i prejurassiske lag.</sup> avhengig av hva som nås først. Dersom de 5 første brønner er tørre, kan operatøren søke om å få slippe videre boring.

Området består av roterte forkastningsblokker. Hovedforkastnings-systemet går tilnærmet NNØ-SSV.

Hittil er det boret i to separate forkastningsbetingede strukturer, nemlig  $\delta$  (34/10-1 og -3) og  $\alpha$  (34/10-2). Det er påvist hydrokarboner i begge strukturene.

34/10-3 er boret som en undersøkelsesbrønn på flanken av strukturen etter at 34/10-1 hadde påvist hydrokarboner i Brent-formasjonen. 34/10-3 gjennomboret 200 m Brent-formasjon. Topp Brent er satt til 1892 m. Tolkningen av loggene gir en olje/vann-kontakt på 1972 m. Netto oljeførende sand er 37,7 m med en gjennomsnittlig porøsitet på 26% og Sw = 32,6%. For en vannbærende del av pakken er  $\phi = 30,4\%$  med 90,3 m ren sand.

Basert på de karter som foreligger fra Statoil, ligger de påviste reserver på  $220 \times 10^6$  tonn olje. Under forutsetning av vanninjeksjon kan det antas en utvinningsgrad på 35-40%. Dette vil si at utvinnbare reserver er  $80-85 \times 10^6$  tonn olje. (TH/TOS 13/6-79)

Prognoser mot endelig resultat

	<u>Prognoser m (RKB)</u>	<u>Dyp m (RKB)</u>
Top Oligocene	900 + 50	900
Top Paleocene	1580 ± 50	1580
Top Kritt	1755 ± 50	1748
Top Brent	1915 ± 50	1892
Top Dunlin	2145 ± 50	2092
Top Statfjord	2465 ± 50	2495
Top Trias	2715 - 50	2720

Lithostratigrafi 34/10-3Nordlandsgruppen, 172 - ca 900 m

De øverste 900 m av brønnen består av lys grå leire med spredtessandstrenger. Sanden er for det meste fin til middels kornig kvartssand. Skjellfragmenter, kull og glauconitt finnes.

Hordalandgruppen, ca 900 - 1580 m

Består for det meste av opptil 70 m tykke sekvenser av løs eller kalksementert kvartssand. Sanden er fra fin til grov, til tider meget grovkornet. En brungrå leirsten adskiller sandsekvensene. Skjellfragmenter, kull, glaukonitt og pyritt finnes spredt i hele intervallet. I nedre del av intervallet kommer det inn en hvit - lys grå kalksten. Fra ca 1500 m ned til grensen til Rogalandsgruppen finnes mangefargete leirstener, grå, grønngrå, blågrå.

Rogalandgruppen, 1580 - 1748 m

Balderformasjonen er ut fra logg satt til intervallet 1580 - 1650 m.  
 .....  
 Tuff er beskrevet i en sone omkring 1600 m som blågrå og hvit-spettet. Forøvrig finnes en blågrå leirsten og en brunlig siltsten innen formasjonen.

Listformasjonen, 1650 - 1748 m  
 .....

Mørk grå og blågrå leirsten og brunlig siltsten. I nedre del av intervallet en fin til middels kornig sandsten interbedded med siltsten. Bunnen av Listaformasjonen er satt ved loggebrudd.

Shetlandgruppen, 1748 - 1892 m

Består av grå leirsten, grå og brunlig kalksten og grå mergel. Enkelte soner rik på pyritt. Denne sekvensen er ikke forsøkt videre inndelt i formasjoner. I vedlagte rapport fra Paleoservice er et intervall på 6 m datert til Early Cretaceous. Dette intervallet kan ikke skilles ut ved hjelp av logger, og Shetlandgruppen settes ned til topp Brent.

Brentformasjonen, 1892 - 2092 m

Øverste del består av alternerende lag av sand og skifer med kullag. Sanden er stort sett finkornig. Skiferen er mørk og rik på organisk materiale. Kullagene er stort sett i størrelsesorden omkring 1 m tykke. Rundt 2000 m er et ca 5 m tykt lag av en grov til meget grovkornet sandsten. Dette markerer sannsynligvis bunnen av Etive-leddet, muligens en "distributary channel" avsetning (antydnet i Notat av 18.12.78, JaV/SLR, om 34/10-1 og 34/10-2). Nedre halvdel av Brent består stort sett av en lys for det meste finkornig sandsten. Den er delvis glimmerrik. Enkelte parter er dolomitt-/kalksementert og kalk- og dolomittstrenger forekommer særlig i denne del.

Inndeling i "sub-units" er antydnet på vedlagte figur.

Dunlinformasjonen, 2092 - 2495 m

Består i øverste del av en bløt, lys grå leirsten med sandstrenger. Ved 2200 m finnes en ca 20 m sekvens av en fin-middels sandsten med pyritt-sement og jernsten (sideritt). Dette sandige intervallet antas å representere Cook Sub-unit. Nedre del av formasjonen består for det meste av lys grå leirsten og siltsten. De nederste ca 50 m består av interbedded sandsten og leirsten med kalkstrenger.

Statfjordformasjonen, 2495 - ca 2720 m

Tydelige loggeutslag markerer toppen av Statfjordformasjonen på 2495 m. Denne består øverst av en grov til meget grovkornet sandsten med kalksement. Strenger av skifer og kull er beskrevet fra denne delen. Rundt 2570 m finnes en grå og brunlig skifer. I nedre del av formasjonen blir sandstenen beskrevet for det meste som klar kvarts, men også hvit og rosa. Kornstørrelsen er stort sett fin til middels, men i nedre del er sanden også grov og opp til grus størrelse. Strenger av grå og brun skifer finnes også i

nedre del. Bunnen av formasjonen er satt ved bunnen av en "coarsening upwards" sekvens på 2720 m.

Cormorantformasjonen, 2720 - 2802 m (TD)

Rødbrun skifer, leirsten og siltsten. Hvit og gulaktig, fin til middels kornig sandsten med kalksement.

Biostratigrafi/kronostratigrafi

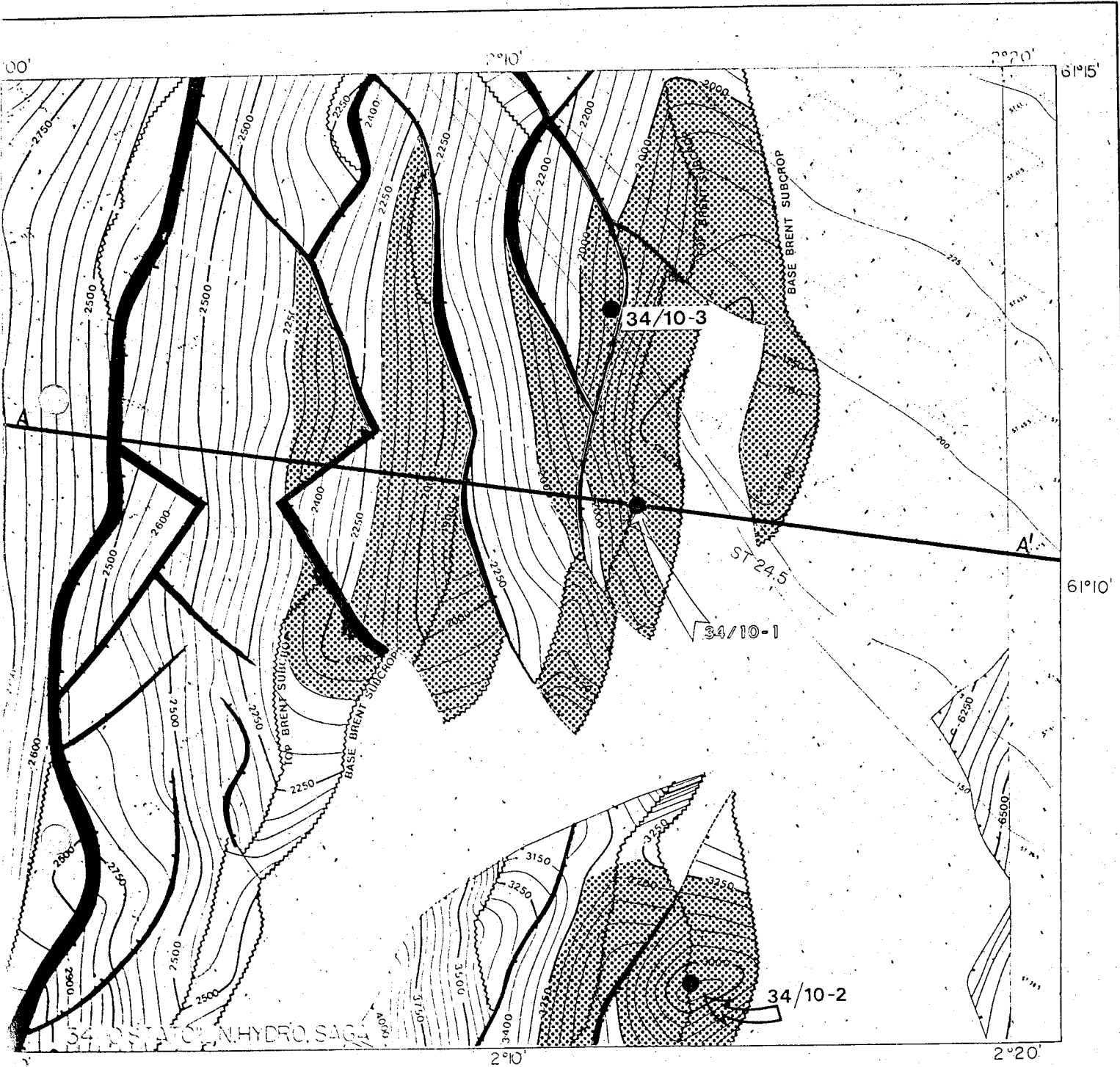
Paleoservice's endelige rapport er mottatt, se denne.

Trykkutvikling

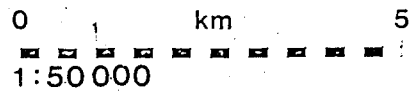
Prognosene på trykkutvikling viser stor overensstemmelse med de registrerte verdier. Som trykkplottet viser, har området en overgangssone som begynner på ca 900 m med en markert økning i boreslamsvekten på ca 1400 m. Bergarten hvor foringskøen sitter, har hele tiden en god integritet med sammenbruddsverdier som ligger godt over den aktuelle boreslamvekt.







TOP BRENT SANDSTONE  
 Structure map in depth, C.I. = 50



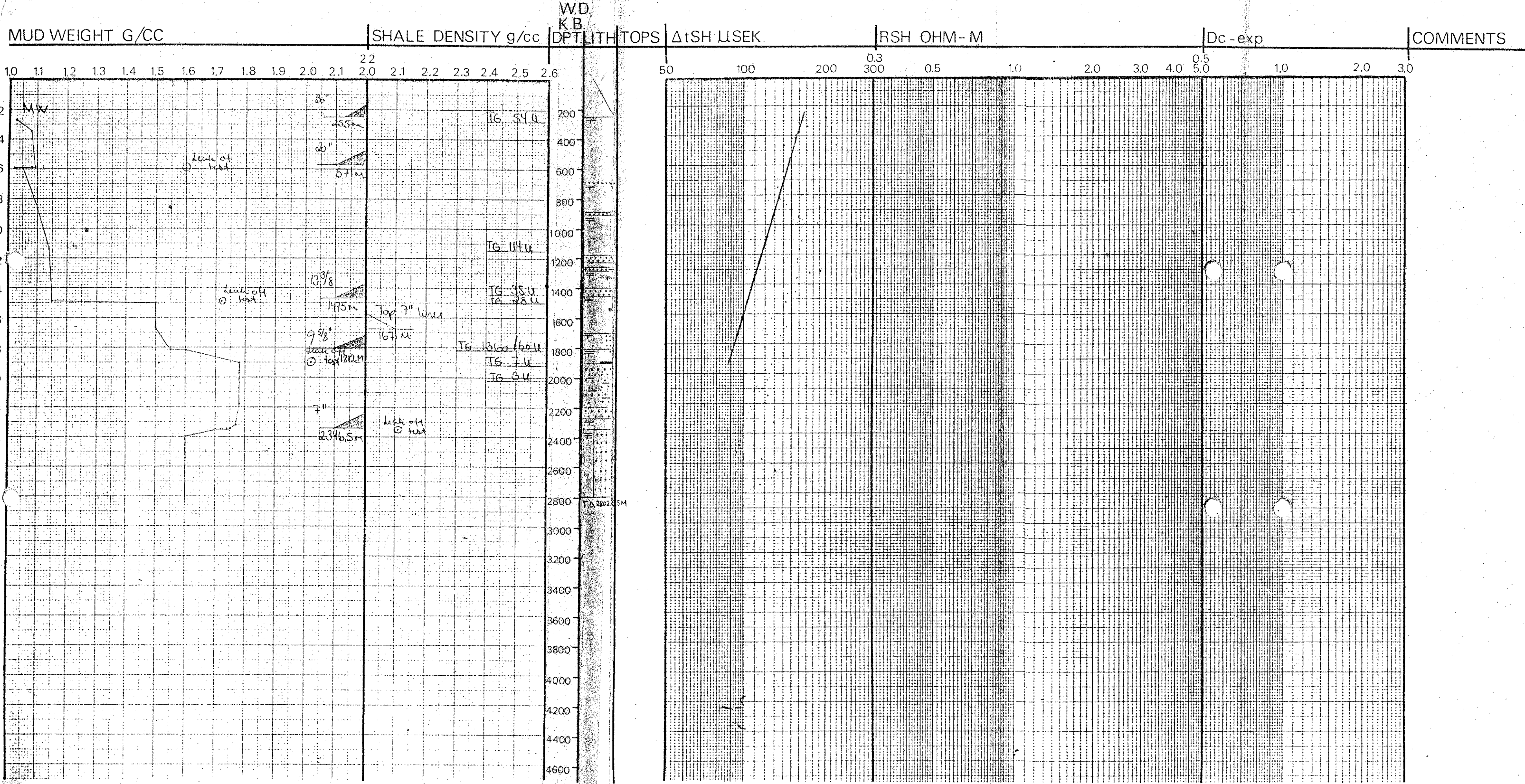


WELL NO: 34110-3  
 COMPANY: Statoil  
 FIELD:

POSITION: 61° 12' 44.5" N  
 2° 11' 55.1" E

SPUD DATE: 17/ Mar 1997  
 COMPL. DATE:

34/10-3





# COMPUTERIZED LOG INTERPRETATION

**statoil**  
 Den norske statens  
 oljeselskap A.S.  
 PROGRAM: PGH0377 VERSATEC  
 VERSION: 1 (28APR78) +  
 BY: CDP/DB-SERKJONEN

WELL: 34/10-3  
 FIELD: WILDCAT  
 ENGINEER: RAFDAL  
 DATE: 17-04-79

DEPTH INTERVAL: 1885 - 2100 (METER)  
 RKB: 25.0 (METER) SCALE: 1 : 200  
 PERMANENT DATUM: MSL  
 DEPTH REFERENCE: 1SF/SONIC

26 APR 1979  
 REGISTRERT  
 OLJEDIREKTORATET

**INPUT PARAMETERS:**

DEPTH INTERVAL	RW	RMF	ASH	RHOB <sub>SH</sub>	PHIN <sub>SH</sub>	DTSH	FORM. TEMP. (DEG. F)
1885 - 2100	0.100	0.130	1.50	2.35	0.45	0.0	160

