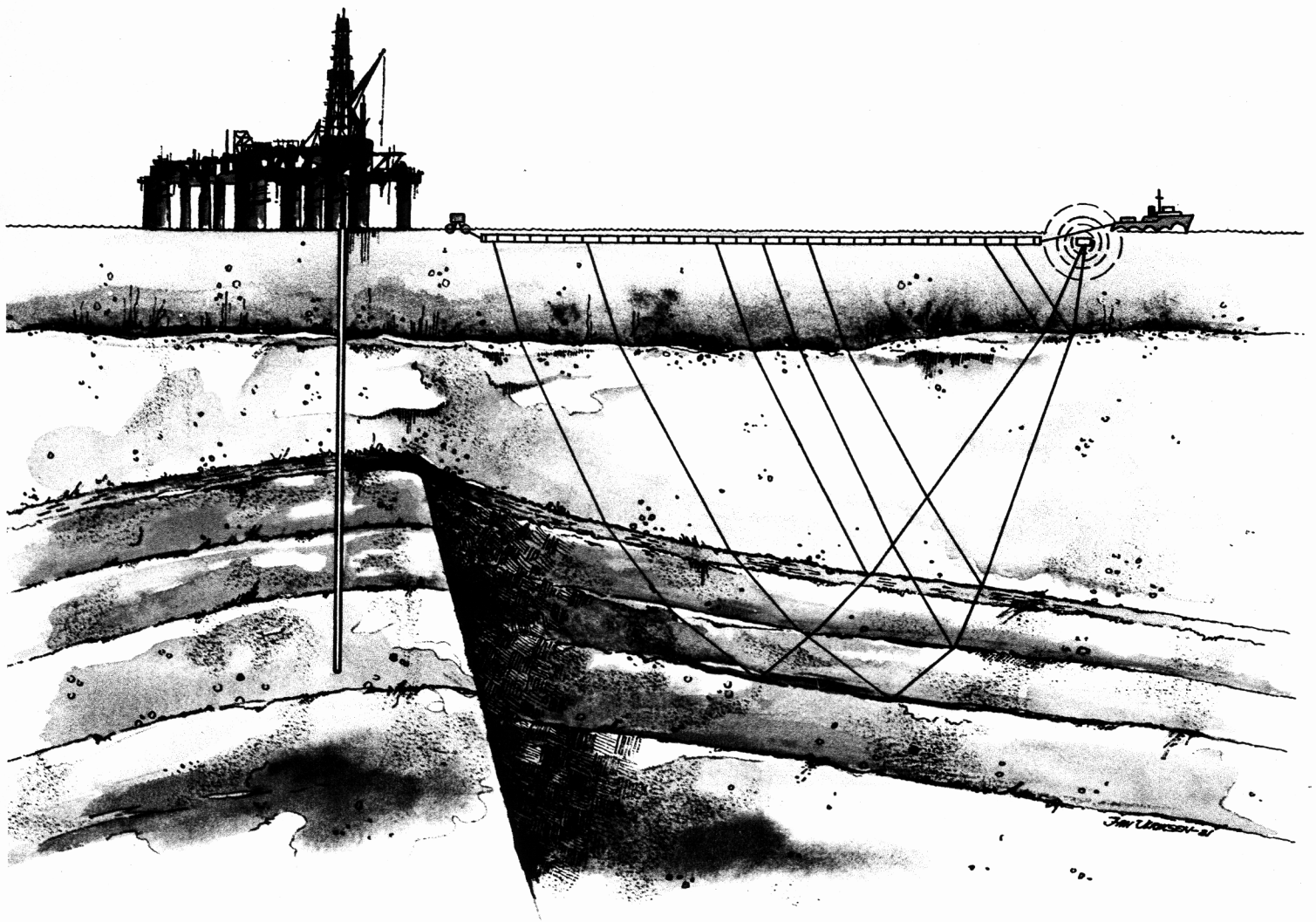




**UNDERSØKELSES-
&
PRODUKSJONSDIVISJONEN**

SLUTTRAPPORT
BRØNN 34/10-22 PL 050

PL 050

STATOIL - NORSK HYDRO - SAGA PETROLEUM

SLUTTRAPPORT

BRØNN 34/10-22

ANDRE RAPPORTER

34/10-22

- Geologisk prognose, poretrykks- prognose og boreprogram	Statoil	9/84
- Core Photos, core 3, 6, 7, 8	Statoil	12/84
- Final Well Report	Exlog	11/84
- Petrofysisk/reservoarteknisk evaluering av brønn 34/10-22	Statoil	04/85
- Beskrivelse og foreløpig tolkning av de kjernetatte intervall i 34/10-22	Statoil	12/84
- Geokjemiske resultater, grunn gass brønn 34/10-22	Statoil	01/85
- Isotope geochemical analysis (free and sorbed) from shallow gas well 34/10-22	Geochemische Analysen	12/84
- SHDT-report depths 577-240 m	Schlumberger	10/84
- Analyse av kjernemateriale fra brønn 34/10-22	IFE	12/84
- Core Analysis Report	GECO	01/85
- Final DLWD report 34/10-22	Exlog	10/84
- Navigation and positioning of Dyvi Delta	Geoteam	11/84
- Tungmineralanalyse av 3 kvartære sedi- mentprøver fra brønn 34/10-22	IFE	03/85
- VSP report Well 34/10-22	Schlumberger	02/85
- Borehullsundersøkelse på lokasjon 34/10-22 (grunn gass) for Statoil	Geoteam	10/84
- Well summary - Statoil well 34/10-22	Anchor Drilling Fluids	01/85
- Ray-trace modelling report - Statoil - Well 34/10-22 Gullfaks Field	Schlumberger	09/84

INNHOLDSLISTE

- I GENERELLE OPPLYSNINGER
- II GEOLOGISK RAPPORT
- III PETROFYSISK/RESERVOARTEKNISK
 EVALUERING
- IV BORERAPPORT
- V MARIN RAPPORT
- VI VEDLEGG

I GENERELLE OPPLYSNINGER

1. Brønnidentifikasjon
 - a) Brønn nr.
 - b) Brønntype
 - c) Brønnlokasjon
 - d) Rigg data
2. Hensikt med brønnen
3. Resultater av brønnen
4. Brønnhistorie
 - a) Generelt
 - b) Kontraktorer
 - c) Foringsrør
 - d) Kjernetaking
 - e) Sideveggskjerner
 - f) Logging
 - g) Hastighetsundersøkelse

II GEOLOGISK RAPPORT

1. Stratigrafi
2. Litologisk beskrivelse
 - a) Sammendrag
 - b) Borkaksbeskrivelse
 - c) Kjernebeskrivelse
 - d) Sideveggskjernebeskrivelse
3. Geokjemi
4. Sideorientert VSP

III PETROFYSISK/RESERVOARTEKNISK EVALUERING

IV BORERAPPORT

1. Sammendrag
2. Boreoperasjoner steg for steg
3. Utdrag av daglige aktiviteter
4. Brønnskisse
5. Tidsfordeling borerigg
6. Borekrone og litology
7. Trykkprofil
8. Avviksmålinger
9. Borevæskesammendrag
10. Boreutstyrfeil

V MARIN RAPPORT

1. Værforhold og ankerstrek
2. Location weather data summary
3. Forflytting av Dyvi Delta til brønn 34/10-22

VI VEDLEGG

I GENERELLE OPPLYSNINGER

PRT/GULLFAKS

Ole

I GENERELLE OPPLYSNINGER

1. Brønnidentifikasjon

- a) Brønn nr.: 34/10-22
- b) Brønn type: Grunn gass brønn ved Gullfaks A
- c) Brønnlokasjon:
- i) Land: Norge
 - ii) Lisens nr.: PL 050
 - iii) Koordinater
 - Geografiske: Breddegrad - 61° 10' 33.60" N
Lengdegrad - 02° 11' 15.32" E
 - UTM: N 6782820.9 m
Ø 456291.9 m
 - iv) Seismisk posisjon: Linje nr. 8199407,
skuddpunkt 102
 - v) Vanndyp: 135 m
- d) Rigg data:
- i) Rigg navn: "Dyvi Delta"
 - ii) Avstand havoverflate - bunn rigg: 23.5 m
 - iii) RB-MHN: 29.0 m

2. Hensikt med brønnen

Brønnen ble planlagt for å undersøke mulige grunne gassforekomster nær Gullfaks A plattformposisjonen.

3. Resultater av brønnen

Brønn 34/10-22 fant tilsammen 4 sandlag:

Sone I	310 m - 315 m, MHN (339 m - 344 m, RB)
Sone II	393 m - 396 m, MHN (422 m - 425 m, RB)
Sone III	414 m - 417 m, MHN (443 m - 446 m, RB)
Sone IV	501 m - 507 m, MHN (530 m - 536 m, RB)

Sone I og Sone II viste ved logganalyse og geokjemiske analyser å inneholde gass, mens sone III og IV var vannførende. Totalt 8 kjerner ble boret, hvorav 4 hadde 0% gjenvinning, mens 4 hadde gjenvinning på mellom 15.7 og 100%.

Det ble også tatt sideveggskjerner både i sand og i leirstein, og totalt 27 av 30 skudd ble gjenvunnet.

Brønnen ble boret til et totalt dyp av 579 m RB.

4. Brønnhistorie

a) Generelt:

i)	Borestart:	25 Oktober 1984
ii)	Ferdig dato:	5 November 1984
iii)	Sluttstatus:	Plugget og forlatt, grunn gass brønn

b) Kontraktorer:

i)	Boreplattform	"Dyvi Delta"
ii)	Borekontraktor:	Dyvi Drilling
iii)	Sementering:	Halliburton
iv)	Foringsrør:	Weatherford Lamb
v)	Rig posisjonering:	Decca/Geoteam
vi)	Elektrisk borehulls- logging:	Schlumberger
vii)	Boreslamslogging	Exploration Logging (Services) Ltd.

viii)	Boreslam:	Anchor Drilling
ix)	Forsyningstjeneste:	Statoils flåte
x)	Overvåkingsfartøy:	Statoils flåte
xi)	Kjerneoperasjoner:	Diamond Boart
xii)	Dykkertjeneste:	Sub Sea Dolphin
xiii)	Helikoptertransport:	Helikopter Service A/S
xv)	Kjerneanalyser:	GECO

c) Foringsrør:

13 3/8" ved

237 m RB

d) Kjernetaking:

! Kjerne !	! Intervall !	! M Gjenvinning & Intervall !	! % Gjenvinning !
! !	! (dyp i RB) !	! !	! !
! 1 !	! 419.0-427.5 !	! 0.00 !	! 0 !
! 2 !	! 427.5-428.0 !	! 0.00 !	! 0 !
! 3 !	! 428.0-437.0 !	! 4.20 ! 428.0-432.2 !	! 47 !
! 4 !	! 437.0-443.5 !	! 0.00 !	! 0 !
! 5 !	! 443.5-447.3 !	! 0.00 !	! 0 !
! 6 !	! 447.3-457.0 !	! 9.16 ! 448.0-457.16 !	! 94.4 !
! 7 !	! 457.0-466.5 !	! 1.50 ! 465.0-466.5 !	! 15.7 !
! 8 !	! 466.5-474.0 !	! 7.50 ! 466.5-474.0 !	! 100.0 !
! !	! !	! !	! !

e) Sideveggskjerner

!	SKUDD	!	DYP	!
!		!		!
!		!		!
!	1	!	535.0	!
!	2	!	534.0	!
!	3	!	533.0	!
!	4	!	532.0	!
!	5	!	531.0	!
!	6	!	529.5	!
!	7	!	528.0	!
!	8	!	445.0	!
!	9	!	444.0	!
!	10	!	443.5	!
!	11	!	428.0	!
!	12	!	425.0	!
!	13	!	424.5	!
!	14	!	424.0	!
!	15	!	423.0	!
!	16	!	422.5	!
!	17	!	421.9	!
!	18	!	346.0	!
!	19	!	344.0	!
!	20	!	343.0	!
!	21	!	342.0	!
!	22	!	341.0	!
!	23	!	340.0	!
!	24	!	339.0	!
!	25	!	338.0	!
!	26	!	277.0	!
!	27	!	275.0	!
INGEN GJENVINNING				
!	28	!	274.0	!
!	29	!	240.9	!
!	30	!	240.0	!

f) Logging

1. Boreslamslogging

En Gemdas logge-enhet fra Exploration Logging sto for utførelsen av boreslamsloggingen. Følgende parametre ble målt kontinuerlig:

Borehastighet
Kraft på borekronen
Dxc eksponenten
Borkaks gass
H₂S-gass
Kromatografisk gassanalyse
Ski fer tetthet
Ski fer faktor
Kalsimetri
Boreslamtemperatur inn og ut
Pumpetrykk
Boreslamresistivitet inn og ut
Boreslamtetthet inn og ut
Litologi

2. Elektrisk borehullslogging

Schlumberger utførte borehullsloggingen.

Type logg	Run nr.	Intervall
ISF/LSS-MSFL-GR	1A	236.5 - 576.2
LDL-CNL-GR	1A	236.5 - 577.8
DLL-MSFL-GR	1A	236.5 - 577.0
SHDT	1A	236.5 - 577.5

- g) Hastighetsundersøkelsene ble utført av Schlumberger. En offset vertikal seismisk profilering ble foretatt med lydkilden plassert 3 ulike steder øst for plattformen.

II GEOLOGISK RAPPORT

PRT/GULLFAKS

Ole

1. Stratigrafi

Loggevaluering viser at brønnen gikk inn i pliocen ved 292 m RB (-263 m). Basert på tidligere loggkorreleringer ville topp miocen i denne brønnen bli satt til 445 m RB (-416 m). Det ble foretatt kjerneboring i intervallet 419 - 474 m RB (-390 til -445 m). En nærmere undersøkelse av 24 preparerte kjerneprøver viser at hele kjernen er av pliocen alder. Dette er basert på generell forekomst av foraminiferen Cibicides Lobatulus grossa og mangel på miocene arter. Miljøbetingede endringer av faunaene sees tydelig nedover i kjernene. En grundig foraminifer-analyse vil trolig gjøre det mulig å dele det kjernetatte intervall i sen og tidlig pliocen.

Topp miocen vil derfor bli dypere enn før antatt, og dette vil ha innvirkning også på tidligere loggkorrelasjoner i området. Hvor grensen pliocen-miocen skal settes er usikkert, og det vil ikke bli tatt stilling til det i denne rapporten.

2. Litologisk beskrivelse

a) Sammendrag

Borkaksbeskrivelse og loggevaluering viser at brønnen er boret gjennom grå, bløt, klebrig og siltig leire med 3-6 m tykke sandlag. Sanden er vanligvis fin til medium, men også grov, godt sortert, og subangulær til rundet. Det er også rapportert spor av bergartsfragmenter, skallfragmenter og foraminiferer.

BORKAKSBESKRIVELSE

Land: NORGE		Område: NORDSJØEN		Felt: GULLFAKS
Brønn nr.: 34/10-22				
RB: 29 meter		Selskap: STATOIL/HYDRO/SAGA		
Hull størrelse: 8 1/2"		Geolog: Ø. KIRKHUS		Dato: 29/10-84
Dyp (m RB)	Litologi (%)	Litologisk beskrivelse	Bemerkninger	
		Bergarts-navn, litologi, farge, kornstørrelse, sortering, rundingsgrad, matrix, sementering, hardhet, sedimentære strukturer, fossiler, porøsitet, forurensinger	Spor av hydrokarboner, utvaskinger, slamtilsetninger	
240	100	SD: klar kvarts - melkehvit, mørke b.a. fragm, sv grov-sv f, dårlig sortert, subang - godt rundet		
245	100	SD: S/O; skall fragm + foram		
250	100	SD: med røde b.a. fragm., ellers S/O		
255	100	SD: S/O		
260	90	SD: S/O		
	10	LEIRE: grå, bløt		
265	90	SD: S/O		
270	80	SD: S/O		
	20	LEIRE: S/O		
280	80	SD: S/O		
	20	LEIRE: S/O		
285	50	SD: S/O		
	50	LEIRE: S/O		
290	20	SD: S/O		
	80	LEIRE: S/O		
295	20	SD: S/O		
	80	LEIRE: S/O		
300	10	SD: S/O		
	90	LEIRE: S/O		
305	100	LEIRE: siltig, homogen,		

BORKAKSBESKRIVELSE

Land: NORGE		Område: NORDSJØEN		Felt: GULLFAKS
Brønn nr.: 34/10-22				
RB: 29 meter		Selskap: STATOIL/HYDRO/SAGA		
Hull størrelse: 8 1/2"		Geolog: Ø. KIRKHUS		Dato: 29/10-84
Dyp (m RB)	Litologi (%)	Litologisk beskrivelse Bergarts-navn, litologi, farge, kornstørrelse, sortering, rundingsgrad, matrix, sementering, hardhet, sedimentære strukturer, fossiler, porøsitet, forurensinger		Bemerkninger Spor av hydrokarboner, utvaskinger, slamtilsetninger
310	80	LEIRE: S/O		
	20	SD: sporadisk siltig, ellers S/O		
315	80	SD: klar kvarts, sporadisk melkehvit, sporadisk mørke b.a. fragm, dom fin, sporadisk sv. fin, sporadisk med-grov, godt sortert, subang-rundet		
	20	LEIRE: grå, bløt		
	SPOR	Skallfragm & foram		
320	80	SD: S/O		
	20	LEIRE: S/O		
	SPOR	S/O		
325	50	SD: mer mørke b.a. fragm, ellers S/O		
	50	LEIRE: S/O		
	SPOR	S/O		
330	80	SD: S/O		
	20	LEIRE: S/O		
	SPOR	S/O		
335	50	SD: S/O		
	50	LEIRE: S/O		
340	50	SD: S/O		
	50	LEIRE: S/O		
	SPOR	S/O		
345	80	SD: S/O		
	20	LEIRE: S/O		
	SPOR	S/O		

BORKAKSBESKRIVELSE

Land: NORGE		Område: NORDSJØEN		Felt: GULLFAKS	
Brønn nr.: 34/10-22					
RB: 29 meter		Selskap: STATOIL/HYDRO/SAGA			
Hull størrelse: 8 1/2"		Geolog: Ø. KIRKHUS		Dato: 29/10-84	
Dyp (m RB)	Litologi (%)	Litologisk beskrivelse		Bemerkninger	
		Bergarts-nåvn, litologi, farge, kornstørrelse, sortering, rundingsgrad, matrix, sementering, hardhet, sedimentære strukturer, fossiler, porøsitet, forurensinger		Spor av hydrokarboner, utvaskinger, slamtilsetninger	
350	80	SD: S/O			
	20	LEIRE: S/O			
	SPOR	S/O			
355	90	SD: S/O			
	10	LEIRE: S/O			
360	90	SD: S/O			
	10	LEIRE: S/O			
365	80	LEIRE: grå, siltig, bløt			
	20	SD: klar kvarts - melkehvit, sporadisk			
		flerfargede b.a. fragm, sporadisk sv.			
		fin - fin, sporadisk grov, subang - godt			
		rundet, godt sortert.			
	SPOR	Skallfragm, foram.			
370	80	LEIRE: S/O			
	20	SD: S/O			
	SPOR	S/O			
375	80	LEIRE: S/O			
	20	SD: S/O			
	SPOR	S/O			
380	80	LEIRE: S/O			
	20	SD: S/O			
	SPOR	S/O			
385	80	LEIRE: S/O			
	20	SD: S/O			
	SPOR	S/O			

BORKAKSBESKRIVELSE

[illegible]

BORKAKSBESKRIVELSE

Land: NORGE		Område: NORDSJØEN		Felt: GULLFAKS
Brønn nr.: 34/10-22				
RB: 29 meter		Selskap: STATOIL/HYDRO/SAGA		
Hull størrelse: 8 1/2"		Geolog: Ø. KIRKHUS		Dato: 30/10-84
Dyp (m RB)	Litologi (%)	Litologisk beskrivelse		Bemerkninger
		Bergarts-navn, litologi, farge, kornstørrelse, sortering, rundingsgrad, matrix, sementering, hardhet, sedimentære strukturer, fossiler, porøsitet, forurensinger		Spør av hydrokarboner, utvaskinger, slamtilsetninger
475	50	SD: klar-melkehvit kvarts, fin-med,		
		sporadisk grov, godt sortert, subang-		
		rundet		
	50	LEIRE: grå, bløt, klebrig, siltig		
	SPOR	Skallfragm		
480		S/O		
485	80	LEIRE: S/O		
	20	SD: S/O		
	SPOR	Skallfragm + foram		
490		S/O		
495		S/O		
500		S/O		
505		S/O		
510		S/O		
515	90	LEIRE: S/O		
	10	SD: S/O		
	SPOR	S/O		
520		S/O		
525		S/O		
530		S/O		
535	80	SD: S/O		
	10	LEIRE: S/O		
	10	Skallfragm, foram, crinoider		
540	60	LEIRE: S/O		
	35	SD: S/O		
	5	Skallfragm, S/O		
545		S/O		

[illegible]

d) Sideveggskjernebeskrivelse

Alle sideveggskjerner er blitt analysert med hensyn til kornfordeling, tungmineralinnhold, gassmengde etc., og det henvises til de ulike delrapporter for beskrivelse.

4. Sideorientert VSP Vertical seismic profiling

To support the objectives of the 34/10-22 well, a series of VSP surveys were carried out and this section documents the planning and key results obtained from these surveys along with recommendations for how work of this type should be carried out in future similar wells.

A. Survey planning

The specific objective of the surveys was to gain information on the lateral extent, in the direction of the Gullfaks A platform, of any gas zones encountered in the 34/10-22 well.

On this basis, seismic modelling was carried out by Schlumberger and is detailed in their report (reference 1). It was decided from this study that for offset VSP surveying the optimum source-well offset was around 300 metres. As the resultant subsurface coverage was not sufficient to cross completely over the area of interest around the platform, particularly for the shallower potential gas zones, it was decided to test during the field operation the effect of stretching the offset past the recommended 300 metres.

The final plan was therefore for four separate VSP surveys to be conducted in the 34/10-22 well and these were carried out as follows:

- a) Vertical VSP with the source as close to the wellhead as practical.
- b) Offset VSP with source offset 300 metres north east
- c) Offset VSP with source offset 400 metres east
- d) Offset VSP with source offset 300 metres south east

The field geometry is shown in figure 1.

As we were concerned about the effects of non-vertical travel paths on the VSP and Offset VSP processing, we decided to use the 3 component geophone and have in reserve the extra information so that our processing could be optimised once the key gas zone or zones were revealed.

B. Vertical VSP

Although the offset of the source from the wellhead was a higher percentage of the well depth than normal, the well being only 500 metres deep, the assumptions of normal VSP processing held. The processing was therefore conventional and is described in detail in the Schlumberger Well Seismic Processing Report (reference 2).

The key result was the relative amplitude display of the deconvolved VSP data (figure 2) which shows the dominant response of the 310 metre gas sand. This was the main gas zone encountered in the well and became the focal point for further work aimed at tracing the lateral extent of sand zones encountered in the well.

The encouraging feature about figure 2 is the manner in which the gas filled sand has such a distinct response and it raises hopes that amplitude variation of the seismic response of this sand in offset VSP, and eventually in high resolution surface seismic, will be a direct indicator of the presence of gas.

C. Offset VSP

Three such surveys were carried out and their processing is detailed elsewhere (reference 2). The main results are collected together in figure 3 which is a composite of the subsurface coverage afforded by each of the three surveys.

As hoped, the 310 metre sand shows a good amplitude anomaly at the well, where gas is confirmed. When we track this event away from the well to the north east (OVSP 1), the east (OVSP 4) and the south east (OVSP 3) the responses vary indicating that the gas saturation is not maintained to the south east or east but is to the north east, at least as far as the available coverage of OVSP 1.

As amplitude variation is the crucial diagnostic tool, it was important to preserve as much as possible the true amplitude variations. The displays chosen for figure 3 are not therefore the final displays of the OVSP processing, in which migration via multi-corridor stacking is used to obtain conventional subsurface sections, but the moveout corrected but unmigrated displays. The disadvantage of these displays is that subsurface location on any one trace is a function of arrival time and the variation from trace to trace is not constant. The relative location of the individual events of interest have therefore had to be separately annotated on figure 3.

When the information for the 310 metre sand is transferred to conventional map form (figure 4) the indication is that the gas in 34/10-22 at this level does not continue more than about 30 metres to the south east or the east but does continue at least as far as the available coverage (90 metres) to the north east.

A second sand, without gas, was encountered in 34/10-22 around 415 metres. No event is readily correlable in the OVSP displays at the well but away from the well, to the north east and east, amplitude anomalies occur. These could indicate that sands around 415 metres experience a build up of gas north east of the well (figure 5). Without the direct tie to evidence of gas in the well, however, these anomalies are very speculative.

D. Future work

Lessons learned from the experiences with VSP in well 34/10-22 are:

- a) The three component tool is a worthwhile investment for any offset VSP.
- b) The lateral extent of subsurface coverage is severely limited so everything possible should be done to optimise the quality of surface seismic.
- c) Future OVSP surveys should explore the subsurface in all directions from the well, not just in the direction of the platform, as there is evidence that the gas buildup in sands may be very localised and the best seismic picture we can obtain of this is from VSP surveys.

E. References

- a) Raytrace Modelling Report Well 34/10-22
Schlumberger 24 September 1984
- b) VSP Report Well 34/10-22
Schlumberger 2 February 1985

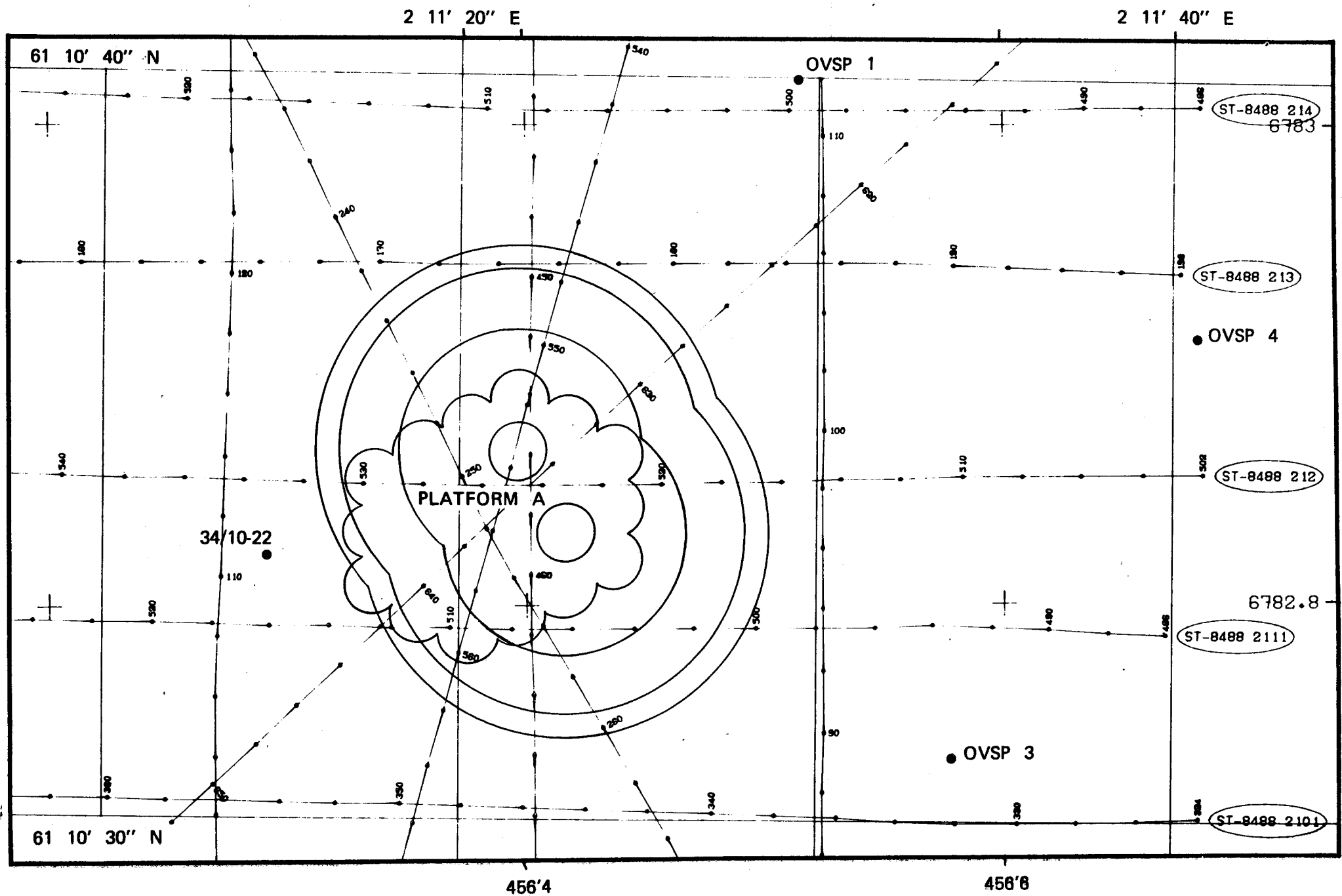
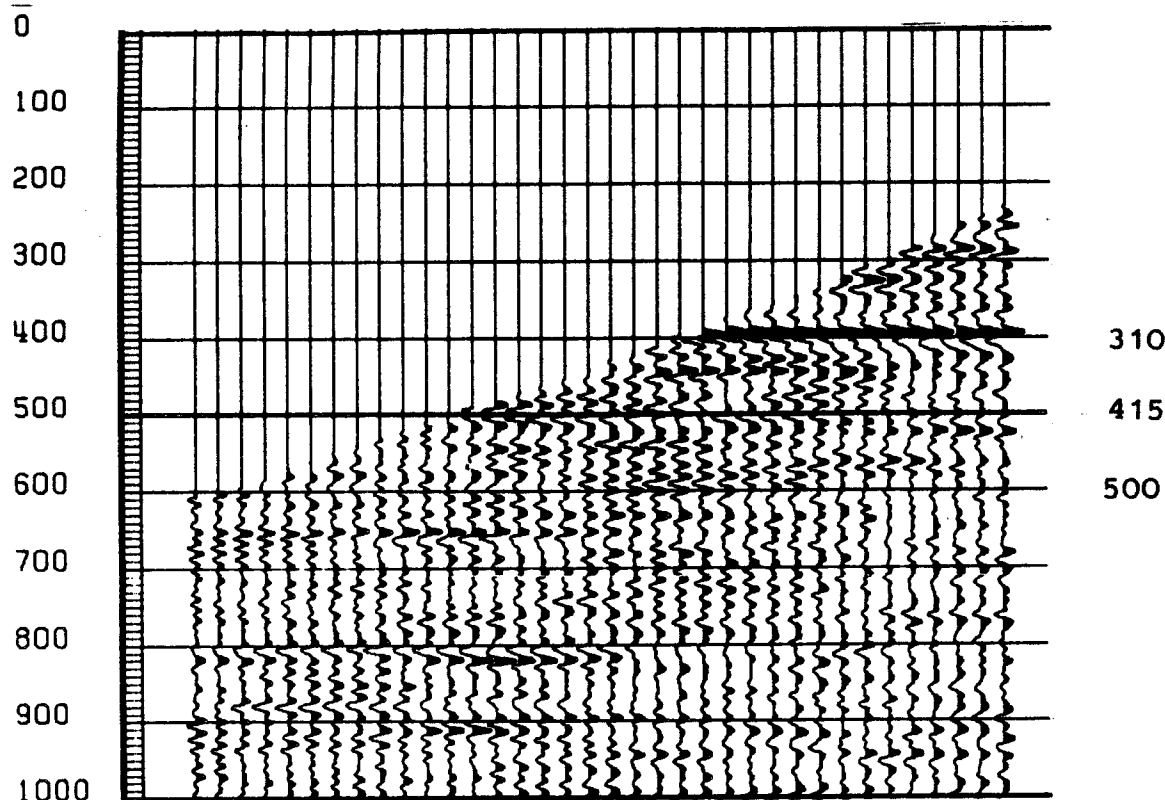


FIGURE 1

LOCATION MAP FOR VSP SURVEYS FOR 34/10-22

TIME
(ms)

MSL
DEPTH
(m)



*** ZERO-PHASE WAVESHAPING ***
WAVESHAPE DECONVOLUTION
UPGOING WAVES - TWO WAY TIME

PROCESSING SEQUENCE:

MEDIAN STACK APPLIED

STATIC CORRECTION TO MSL: 0->4 MS
BAND PASS FILTER: 8-120 HZ
NORMALISATION GATE: 100 MS
TIME VARYING GAIN: $T/T_0 \times 1.20$

DOWNGOING WAVEFIELD SUBTRACTION
5 LEVEL MEDIAN TRACKING FILTER
WAVESHAPE DECONVOLUTION:
10-80 HZ ZERO-PHASE WAVELET
OPERATOR LENGTH : 500 MS
PREWHITENING : 5 %

POLARITY (S.E.G.) : NORMAL

TIMES (ONE WAY) REFERENCED TO MSL
DEPTHS (TVD) REFERENCED TO MSL

FIGURE 2

VERTICAL VSP FOR 34/10-22

OFFSET (M) -->

at 400 ms.

0

95

0

70

125

0

30

90

at 500 ms.

0

50

110

0

115

155

0

105

500

1000

OVSP 1

OVSP 4

OVSP 3

* NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS *

WAVEFIELD POLARISED NORMAL TO
DIRECT RAY
PROCESSING SEQUENCE:

MEDIAN COHERENCY STACK APPLIED
POLARISED NORMAL TO DIRECT RAY
STATIC CORRECTION TO MSL: 5 MS
BAND PASS FILTER: 8-100 HZ
NORMALISATION GATE: 1000 MS
TIME VARYING GAIN: $T/T_0^{**1.20}$

DOWNGOING WAVEFIELD SUBTRACTION
(2-DIMENSIONAL F-K FILTER)
NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS
TWO WAY TIME DISPLAY

DISPLAY NORMALISED OT FILE
POLARITY (S.E.G.) : NORMAL
UPGOING WAVEFIELD
TIMES(ONE WAY) REFERENCED TO MSL
DEPTHS (TVD) REFERENCED TO MSL

* NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS *

Z-COMPONENT STACKS
PROCESSING SEQUENCE:

MEDIAN COHERENCY STACK APPLIED

STATIC CORRECTION TO MSL: 5 MS
BAND PASS FILTER: 8-90 HZ
NORMALISATION GATE: 100 MS
TIME VARYING GAIN: $T/T_0^{**1.20}$

DOWNGOING WAVEFIELD SUBTRACTION
(2-DIMENSIONAL F-K FILTER)
NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS
TWO WAY TIME DISPLAY

DISPLAY NORMALISED PER FILE
POLARITY (S.E.G.) : NORMAL
UPGOING WAVEFIELD
TIMES(ONE WAY) REFERENCED TO MSL
DEPTHS (TVD) REFERENCED TO MSL

* NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS *

WAVEFIELD POLARISED NORMAL TO
DIRECT RAY
PROCESSING SEQUENCE:

MEDIAN COHERENCY STACK APPLIED
POLARISED NORMAL TO DIRECT RAY
STATIC CORRECTION TO MSL: 5 MS
BAND PASS FILTER: 8-90 HZ
NORMALISATION GATE: 1000 MS
TIME VARYING GAIN: $T/T_0^{**1.20}$

DOWNGOING WAVEFIELD SUBTRACTION
(2-DIMENSIONAL F-K FILTER)
NORMAL MOVEOUT CORRECTIONS
TWO WAY TIME DISPLAY

DISPLAY NORMALISED PER FILE
POLARITY (S.E.G.) : NORMAL
UPGOING WAVEFIELD
TIMES(ONE WAY) REFERENCED TO MSL
DEPTHS (TVD) REFERENCED TO MSL

FIGURE 3

OFFSET VSP DISPLAYS FOR 34/10-22

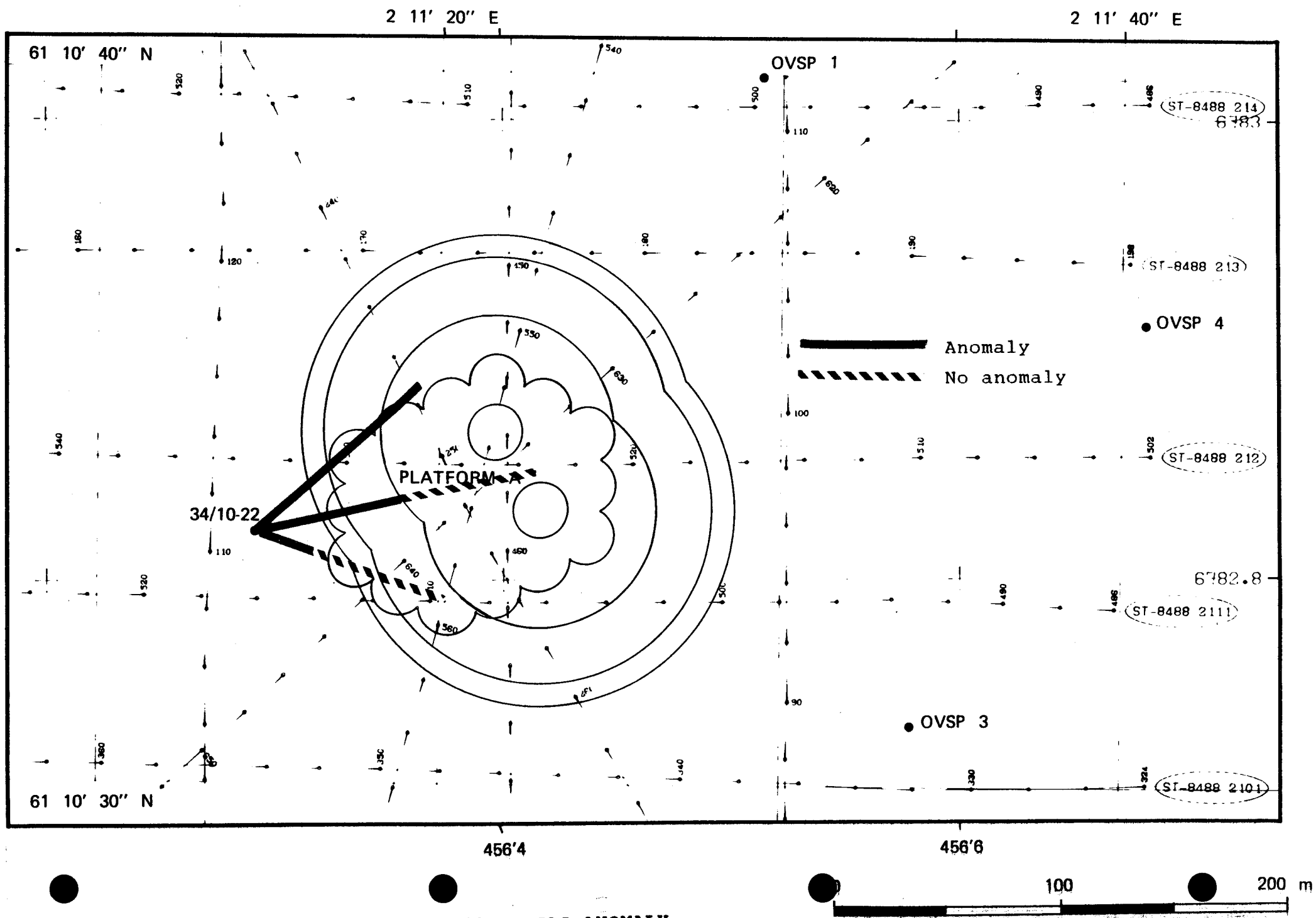


FIGURE 4

VSP EXPRESSION OF 310 M. GAS ANOMALY

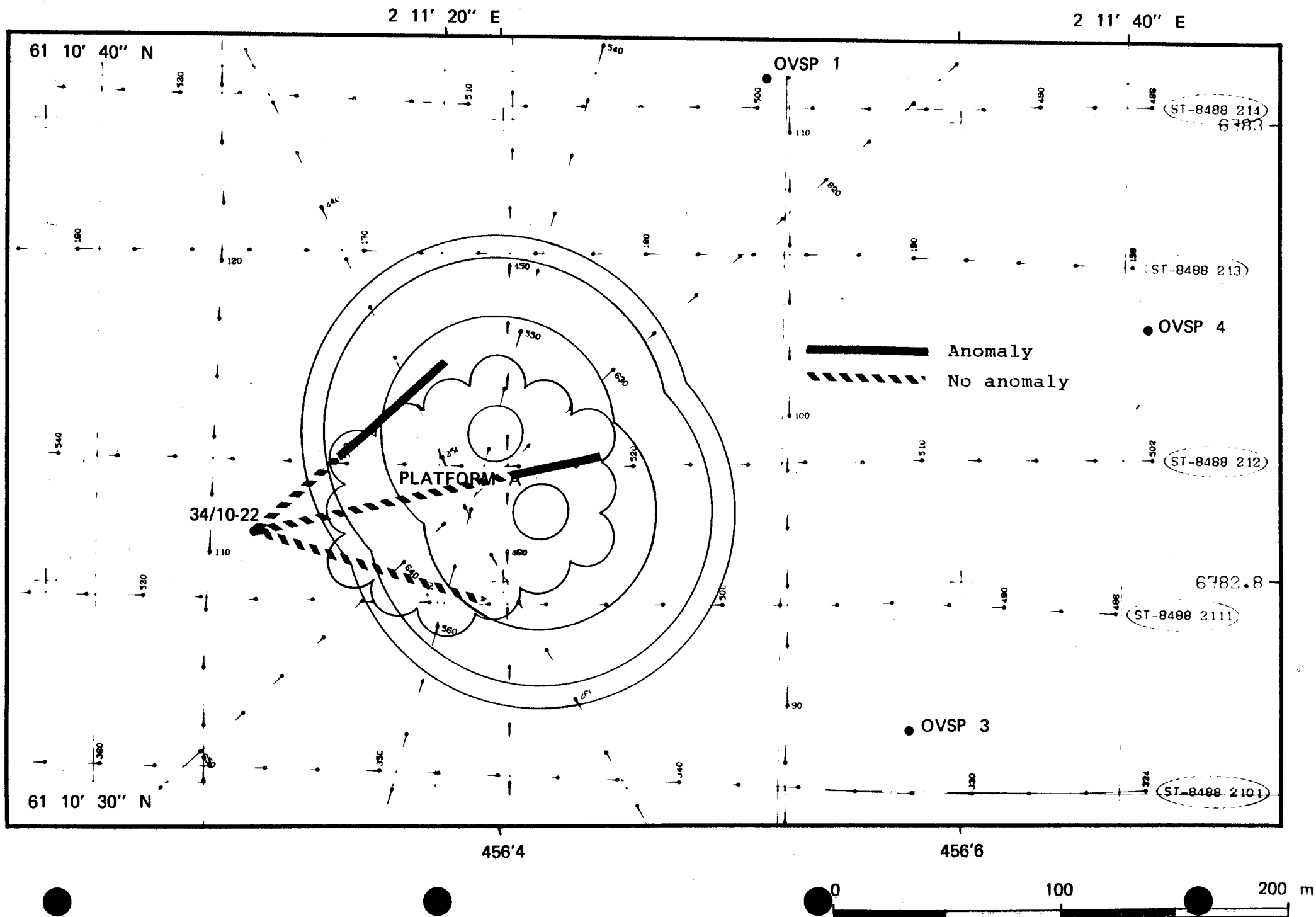


FIGURE 5

VSP EXPRESSION OF POSSIBLE 415 M. GAS ANOMALY



Gradering

Til intern bruk

Oppdragsgiver

PRT/G.P., S.Møhle.

Undertittel

Medarbeidere

Tittel

Beskrivelse og foreløpig tolkning
av de kjernetatte intervall i
34/10-22.

STATOIL
UNDERSØKELSES & PRODUKSJONS
LABORATORIUM
Susan Kurseth Strømmen

Utarbeidet

Des, 84

Susan Kurseth Strømmen

Godkjent

Des, 84

Derek South

BESKRIVELSE OG FORELØPIG TOLKNING AV DE KJERNETATTE INTERVALL I 34/10-22 (GRUNNGASSBORING)

INNLEDNING

Ved boring av 34/10-22 var det planlagt kjernetagning kontinuerlig fra 419.0 - 474.0 m gjennom nedre del av Pliocen og et stykke ned i Miocen. Imidlertid ble den totale kjerne dekning på bare 40.7 % av dette, se tabell 1.

Tabell 1

Kjerne	Intervall	M Recovery & Intervall	% Recovery
1	419.0-427.5	0.00	0
2	427.5-428.0	0.00	0
3	428.0-437.0	4.20 428.0-432.2	47
4	437.0-443.5	0.00	0
5	443.5-447.3	0.00	0
6	447.3-457.0	9.16 448.0-457.16	94.4
7	457.0-466.5	1.50 465.0-466.5	15.7
8	466.5-474.0	7.50 466.5-474.0	100.0

De kjernetatte sekvensene er beskrevet i en nedadgående stratigrafisk rekkefølge. En foreløpig tolkning er også gitt.

Alderen på sedimentene er foreløpig bare basert på tolkning av seismiske linjer og topper fra elektriske logger som gir topp pliocen på 292 m RKB og topp miocen på 445 m RKB. Paleoundersøkelser vil være nødvendig for å få en mer pålitelig aldersbestemmelse.

De kjernetatte intervallene synes å være grunnmarine avsetninger under storm bølgebasis.

PLIOCEN?

Kjernetatt intervall 428.0 - 432.2 m (kjernedyp) - Kjerne 3.

Beskrivelse (se vedlegg)

Avsetningene består generelt av grågrønne sandige slamsteiner og slamsteiner med noe spredt grus og steinmateriale (1-3 %). Sandinnholdet varierer rundt ca. 10 %. Av strukturer sees generelt en tykk til svært tykk laminasjon som i større eller mindre grad er "soft sediment"-deformert fra bare en ujevn laminasjon til deformasjon som minner om "slumping" med folder, slamfiller og mikro forkastninger.

Enkelte få intervall er mer massive.

Finfordelte bioklastiske fragmenter (1-3 mm) ligger i grunnmassen.

Grovmaterialiet over sand kornstørrelse ligger i intervallet mellom 2 mm - 25 mm med en gjennomsnitt på ca. 4 mm.

MIOCEN?

Kjernetatt intervall 448.0 - 457.16 (kjerne 6) og 465.0 - 474.0 (kjerne 7 og 8)

Beskrivelse (se vedlegg)

Avsetningene består av grå sandige slamsteiner med noe spredt grus og steinmateriale som vanligvis utgjør rundt 1 % av

sedimentet. Mellom 453 og 451 m kan dette grovmaterialet komme opp i 3-4 %. Bortsett fra en klast på > 15 cm øverst i kjerne 6, ligger grovfraksjonen mellom 2 mm og 90 mm med et gjennomsnitt rundt 10 mm. Klastene består av både godt rundete og kantete bergartsfragmenter (hovedsaklig svært kvartsrike, men og en del mørke, biotittrike klaster o.a.). To tynne slamholdige sandsteinslag med svakt utviklet normalgradering og gradvis overgang til overliggende sandig slamstein er observert i kjerne 8 ved 467.5 m dyp. Lagene viser også her en helning på ca. 30. Like nedenfor ved 469 m dyp kan en meget diffus stratifisering av grus observeres med ca. 35° helning. Det er vanskelig å si om dette skyldes opprinnelig hellning eller "soft sediment"-deformasjon. Midt i kjerne 7 sees en horisontal stratifikasjon av tre sandige massive sandsteinslag 3-4 cm tykke adskilt av mørke grå slamsteinslaminae.

En ujevn (deformert) interlaminasjon av tynne sandige slamsteinslag og slamsteinslaminae kan og observeres i toppen av kjerne 6.

Det resterende (ca. 80 %) av kjernematerialet er strukturløst. Bioklastiske fragmenter (gj.sn. 2-3 mm, max 20 mm) ligger finfordelt i hele kjernematerialet.

TOLKNING

Dette generelt svært dårlig sorterte materialet med alle kornstørrelser representert fra leir til stein kan tolkes enten som avsetninger i forbindelse med sediment gravitasjonsstrømmer (dvs. mudflow eller pebbly mudstone etter Crowell, 1957), eller som glasialmarint isdroppet materiale. En ser ingen tegn til bølgepåvirkning.

Avsetningen må ha funnet sted under stormbølgebasis. Den nordlige del av Nordsjøen rundt 34/10-området var i miocen og pliocen et grunnmarint hav med sedimenttilførsel fra kystsletter og et mulig deltasystem fra Shetlandsryggen i vest (Ziegler 1982).

Det groveste materialet i kjernene synes imidlertid å være for grovt til å være derivert fra et deltafrontområde (ved ustabilitet og utrasning). Avsetninger av mudflows utenfor deltaområder danner vanligvis en nokså uregelmessig bunntopografi (Coleman & Prior, 1982). Dette er vanskelig å observere på seismikken, der avsetningene ser nokså flate og uforstyrret ut!

Foreløpige paleoundersøkelser ved geologisk laboratorium viser bare boreal-arktisk fauna i sedimentene, noe som kan understøtte tolkning av materialet som glasialmarint. Overflatestriper i klast ved 469.50 m dyp kan muligens representere striasjonsstriper. (Dersom materialet er glasialmarint, tyder den relativt uniforme fordelingen av grovfraksjonen gjennom materialet på et kontinuerlig regn av usortert materiale i løpet av avsetningstiden. Dersom isfjell var hovedtransportmiddel må kalving og smelting av fjellene ha foregått nokså fortløpende.) Kornstørrelsesfordelingen i kjernematerialet viser stor likhet med kornfordeling typisk for glasialmarint materiale

(se Easterbrook, 1982), som vanligvis ikke er utpreget bimodalt. (Rapport fra Geco med kornstørrelsesplot foreligger i nærmeste framtid. Det er foretatt fire kornfordelingsanalyser, to fra antatt pliocen og to fra antatt miocen).

Den foreløpige alderen er bare bestemt utfra logger og seismiske linjer. Med tanke på at disse avsetningene kan være glacialmarine er det svært viktig å gjøre er mer sikker aldersbestemmelse. (Dersom avsetningene går så langt tilbake som miocen og kun inneholder typisk arktisk fauna vil dette kjernematerialet være en kilde til fornyet kunnskap om glasiasjon i neogen i Nordsjøområdet.)

Foreløpig resultat fra biostratigrafisk gruppe tyder på at materialet er yngre enn antatt, dvs. at kjernen fra antatt pliocen sannsynligvis er kvartær, og at kjernematerialet fra miocen ikke er eldre enn pliocen, (pers. komm. K.L. Østby). Biostratigrafiske undersøkelser av materialet kan tidligst påbegynnes i januar, 85. Den endelige sedimentologiske tolkning vil være avhengig av disse resultatene.

LITTERATURREFERANSER

Coleman, J.M. and Prior, D.B. (1982): Deltaic Environments.

In: Sandstone Depositional
Environments. eds. Scholle, P.A. &
Spearing, D. 410p.

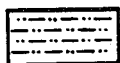
Crowell, J.C. (1957): Origin of pebbly mudstones. Bull.
geol. Soc. Am., 68, 993-1010.

Easterbrook, D.J. (1982): Characteristic Features of Glacial
Sediments. In: Sandstone Depositional
Environments. eds. Scholle, P.A. &
Spearing, D. 410p.

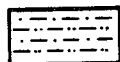
Ziegler, P.A. (1982): Geological Atlas of Western and
Central Europe. Shell internationale.
Petroleum maatschappij B.U. 130p.

LEGENDE

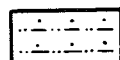
LITOLOGI



Slamstein



Sandig slamstein



Slamholdig sandstein

FRAGMENTER



Kantete



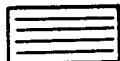
Rundete

grus & stein (<3%)



Generelt bloklastisk fragment

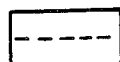
SEDIMENTÆRE STRUKTURER



Horizontal lagning/laminasjon

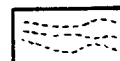


Diffus horizontal lagning/laminasjon

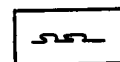


Grense gradvis

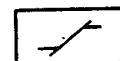
TIDLIGE DEFORMASJONSSTRUKTURER



Diffus ujevn lagning/laminasjon



"Soft"-sedimentær deformasjon (folding/slumping)



Mikroforkastning

MINERALER



Pyritt

KURVER



MPS (maks. kornstr. pr. 25cm)

CORE DESCRIPTION

SEDIMENTOLOGY DATA SHEET



FIELD/AREA: GULLFAKS

WELL NO.: 34/10-22

SCALE: 1:50

UNIT:

CORE NO.: 3

DATE: 23-11-84

AGE: PLIOCEN ?

INTERVAL: 428.00-432.20

GEOLOGIST: S.K. Strømmen

LITHOSTRATIGR. UN.	RESERVOIR SUBDIV.	CORE DEPTH (m)	CORE NO.	LITHOLOGY	GRAIN SIZE AND SEDIMENTARY STRUCTURES	FACIES/SUBFACIES	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT	DESCRIPTION AND INTERPRETATION
		427						
		428						
		429						
		430						
		431						
		432						
		433						
		434						
		435						
		436						
		437						
		438						
		439						
		440						
		441						
		442						

CORE DESCRIPTION

-- SEDIMENTOLOGY DATA SHEET

FIELD/AREA: GULLFAKS

WELL NO.: 34/10-22

SCALE: 1:50

UNIT:

CORE NO.: 6

DATE: 23-11-83

AGE: MIOCEN ?

INTERVAL: 448.00 - 457.16

GEOLOGIST: S.K.Stremmen



LITHOSTRATIGR. UNITS	RESERVOIR SUBDIV.	CORE DEPTH (m)	CORE NO.	LITHOLOGY	GRAIN SIZE AND SEDIMENTARY STRUCTURES	FACIES/SUBFACIES	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT	DESCRIPTION AND INTERPRETATION
					1-8 7 6 5 4 3 2 1 0 -1 -2 -3 -4 -5 -6 -7 -8 Clay Sil Sandstone Kgl 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			
		443						
		444						
		445						
		446						
		447						
		448						
		449						
		450						
		451						
		452						
		453						
		454						
		455						
		456						
		457						
		458						

Grensen miocen/pliocen er på 445m (logg dyp)

CORE DESCRIPTION

SEDIMENTOLOGY DATA SHEET

FIELD/AREA: GULLFAKS

WELL NO.: 34/10-22

SCALE: 1:50

UNIT:

CORE NO.: 7&8

DATE: 23-11-84

AGE: MIOCEN ?

INTERVAL: 465.00 - 474.00

GEOLOGIST: S.K.Stremmen



LITHOSTRATIGR. UNIT	RESERVOIR SUBDIV.	CORE DEPTH (m)	CORE NO.	LITHOLOGY	GRAIN SIZE AND SEDIMENTARY STRUCTURES	FACIES/SUBFACIES	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT	DESCRIPTION AND INTERPRETATION
		459						
		460						
		461						
		462						
		463						
		464						
		465						
		465.5						
		466						
		466.50						
		467						
		468						
		469						
		470						
		471						
		472						
		473						
		474						



Arkiv nr. 201.23.30.6

Gradering

Oppdragsgiver

GULLFAKS PRODUKSJON

Undertittel

OPPSUMMERING OG VURDERING AV GEOKJEMISKE
RESULTATER AV GASS I BRØNN 34/10-22

Tittel

GEOKJEMISKE RESULTATER,
GRUNN GASS BRØNN 34/10-22

Utarbeidet

Dato
17/1-85

Navn

M. Hovland

Kontrollert

Dato

15-04-17

Navn

Wahlström
P. Hovland

Godkjent

Dato

24/1

Navn

H. Rønnevik

BAKGRUNN

Brønn 34/10-22 ble boret spesielt for dokumentasjon av grunn gass ved Gullfaks "A". Fra denne brønnen ble det tatt opp totalt 24.2m kjernemateriale. Mesteparten av dette materialet er lagret hos Geco, Stavanger, som også har utført rutinemessige geologiske analyser. Tre sett med delprøver ble tatt ut og distribuert til følgende tre laboratorier for geokjemiske analyser: IKU, IFE og GCA (se s.3, Vedlegg 1).

Denne oppsummeringen og vurderingen av geokjemiske resultater fra tre uavhengige laboratorier er utført av M. Hovland etter oppdrag fra Gullfaks Produksjon.

KONKLUSJON

- Samtlige prøver inneholder hydrokarbongasser av ulik sammensetning, med varierende innhold av metan, etan og propan.
- Små mengder butan, pentan og hexan fins i de fleste prøvene.
- Sandsonene I og II har et høyt gassinhold, i forhold til lagene over og under.
- Gassen i sedimentene er en blandingstype, delvis produsert som petrogen gass. Denne er sannsynligvis endret i de grunne sedimentene, under påvirkning av biologisk aktivitet (bakterier).
- De to grunneste gass-sonene som viser på seismikken ble ikke logget eller prøvetatt.
- Grunn gass i porøs sand forekommer sannsynligvis i følgende nivå:

Sone 1a: 210-212m, MSL (239-241m, RKB)

Sone 1b: 225-240m, MSL (254-269m, RKB)

Sone I : 310-315m, MSL (339-344m, RKB)

Sone II: 393-396m, MSL (422-425m, RKB)

ANBEFALING

Det anbefales at lignende geokjemiske undersøkelser også utføres ved eventuelle andre brønner i området. Pr. idag synes laboratoriet i Vest Tyskland (GCA) å utføre kvalitativt best laboratoriearbeid.

VEDLEGG

- Vedlegg 1: Vurdering av geokjemiske og geofysiske resultater fra brønn 34/10-22.
- Vedlegg 2: Planlagt analyseprogram for geokjemiske prøver tatt i brønn 34/10-22.
- Vedlegg 3: Prøvetaking og distribusjon av prøvemateriale.
- Vedlegg 4: Laboratorieresultater.

VEDLEGG 1

VEDLEGG 1

VURDERING AV GEOKJEMISKE OG GEOFYSISKE RESULTATER FRA BRØNN 34/10-22

Bakgrunn

Brønn 34/10-22 ble boret for å undersøke forekomsten av grunn gass, ved Gullfaks "A" posisjonen. Brønnen ble boret ned til 535m (med referanse til "Mean Sea Level", forkortet MSL). Fire soner med sand ble påtruffet. De elektriske loggene og de geokjemiske analysene viser at to av disse sand-sonene inneholder gass.

En serie delprøver ble tatt fra brønnens totale kjerneprøvemateriale. Disse ble lagret nedfrosset for geokjemiske analyser ved laboratorier i land. Metode for henting, lagring og analysering er beskrevet i Vedlegg 2.

Hensikten med den geokjemiske analysen var å finne ut hvilken mengde og hvilken type gass sedimentene inneholdt, og dessuten om gassen var dannet in situ, i sedimentene (biogen gass), eller om den var migrert fra større dyp (petrogen gass).

Ervervelse og distribusjon av delprøver

Totalt ble det tatt opp 24,2m kjernemateriale fra dyp mellom 419m og 474m (med referanse til "Rotary Kalbushing", forkortet RKB). Dette tilsvarer 390m (MSL) og 445 (MSL), da RKB ligger 29m over MSL. Fra dette kjernematerialet ble det tatt ut 26 sett med delprøver. Hvert sett bestod av 2 delprøver oppbevart i flytende nitrogen og 2 delprøver oppbevart i bokser og frosset ved -80°C.

I tillegg til kjernematerialet ble det tatt sideveggskjerner fra dybder mellom 309m (MSL) og 298m (MSL).

Delprøvene ble distribuert til tre ulike geokjemiske laboratorier:

GCA = Geochemische Analysen, Vest Tyskland
IFE = Institutt for Energiteknikk, Kjeller
IKU = Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser,
Trondheim

For nærmere detaljer ang. ervervelse og distribusjon av prøvematerialet vises til Vedlegg 3.

Vurdering av de geokjemiske resultatene

Samtlige resultater fra de tre nevnte laboratorier er gjengitt i Vedlegg 4. En (foreløpig) vurdering av analyseresultatene fra GCA og IFE er også gjengitt i Vedlegg 4. Konklusjonene i denne vurderingen er ikke blitt endret etter at de siste resultatene ble mottatt fra IKU og GCA.

Konklusjonene er:

- Samtlige prøver inneholder hydrokarbongasser av ulik sammensetning, med varierende innhold av metan, etan og propan.
- Små mengder butan, pentan og hexan fins i de fleste prøvene.
- Sandsonene I og II har et høyt gassinhold, i forhold til lagene over og under.
- Gassen i sedimentene er en blandingstype, delvis produsert som petrogen gass. Denne er sannsynligvis endret i de grunne sedimentene, under påvirkning av biologisk aktivitet (bakterier).
- De to grunneste gass-sonene som viser på seismikken ble ikke logget eller prøvetatt.
- Grunn gass i porøs sand forekommer sannsynligvis i følgende nivå:

Sone 1a: 210-212m, MSL (239-241m, RKB)

Sone 1b: 225-240m, MSL (254-269m, RKB)

Sone I : 310-315m, MSL (339-344m, RKB)

Sone II: 393-396m, MSL (422-425m, RKB)

De nye resultatene som er mottatt fra GCA viser at den frie gassen i sedimentene (dvs. som ikke er kjemisk bundet til leirepartikler) er av biogen natur, mens det adsorberte gassbidraget er av petrogen natur, som kan ha migrert fra reservoar og/eller kildebergarter.

Etter at de endelige resultatene nå også foreligger fra IKU er det mulig å foreta en endelig vurdering der også disse data inngår. En sammenstilling av absolutte metanmengder og isotoper, fra de tre uavhengige laboratoriene, er gitt på neste side.

Det viser seg at GCA og IKU har samme størrelsesorden hva angår absolutt metanmengde (milligram gass pr. kg våt prøve, dvs. ppb). Tallene fra IFE viser imidlertid svært lave verdier sammenlignet med de to andre. Ved samtalen med Arne Råheim (IFE) kom det fram at uoverenstemmelsene sannsynligvis skriver seg fra måten prøvene er blitt preparert og veid på. De relative resultatene fra hvert laboratorium antas imidlertid å være representative.

Hva angår isotopverdien (Del C-13) er resultatene fra GCA og IFE sammenlignbare og i god overenstemmelse. IKU har ikke utført isotopanalyser.

ANBEFALINGER

Resultatene fra de tre uavhengige laboratorier viser at GCA sannsynligvis gir de mest pålitelige resultatene. Dette spesielt basert på at IKU's resultater konfirmerer størrelsesorden m.h.p. absolutt gassmengde og IFE konfirmerer isotopverdiene.

GCA har dessuten lang erfaring i denne typen geokjemiske analyser, mens de to norske laboratoriene er under oppbygning. Anbefalingen går derfor ut på å foreta lignende analyser hos GCA i Vest Tyskland da dette laboratoriet gir mest konsistente resultater pr. idag.

PRØVE-SERIE	DYBDE(m)		MENGE CH ₄ (PPB)			$\delta^{13}C_1$		ANMERKNINGER
	MSL	RKB	GCA	IFE	IKU	GCA	IFE	
P	309	338	5 800			-70		ZONE I, SAND M. GRAS
	310	339	1 100			-63		
	312	341	3 200			-64		
	314	343	5 300			-69		
	317	346	22 400			-74		
Q	396	423	1 400			-60		ZONE II, SAND M. GRAS
	398	425	7 500			-68		
	400.5	428.5	2 500	640	1 700	-66	-60	
	400.5	429.5			6 500			
	401.5	430.5		780	7 800		-66	
	402.5	431.5	3 600		5 900	-66		
	403.5	432.5	4 300	675	2 300	-67	-67	
R	419	448	3 100					ZONE III, SAND M. VANN
	419.5	448.5			1 800			
	420	449		340	3 500		-68	
	421	450	3 300		2 700	-68		
	422	451		470	1 200		-67	
	423	452	2 300		2 700	-66		
	424	453		470	2 900		-69	
	425	454		745	3 200		-70	
	426	455	3 300		2 200	-67		
	427	456		525	2 900		-59	
	428	457					-62	
S	436.4	465.4		1 150			-50	
	437	466	3 600		2 300	-67		
	438	467	4 200	580	2 300	-68	-65	
	439	468		695	1 300		-65	
	440	469		620	3 300		-65	
	441	470	3 000		1 400	-66		
	442	471		360	1 100		-63	
	443	472	2 800		3 700	-65		
	444	473		320	2 400		-64	
	445	474		510	2 100		-65	

VEDLEGG 2

N O T A T

BKM
MH/rm413
16.10.84

arkivnr.: 201.-23.30.6

TIL: Steinar Mæhle, Gullfaks Prod.

M. Hovland

FRA: Martin Hovland, BKM

SAK: ANALYSEPROGRAM FOR GEOKJEMISKE PRØVER TATT I
BRØNN 34/10-22

Under forutsetning av at x antall prøver er forsvarlig tatt og oppbevart til geokjemisk analysering foreslås herved følgende analyser gjennomført:

A) Absolutt mengde av metan (C_1), etan (C_2), propan (C_3), butan (C_4), pentan (C_5) og hexan (C_6) måles ved hjelp av gasskromatografi:

Resultatene gis i ppb eller ppm ("parts per billion" og "parts per million") per vektenhet våt prøve. Med absolutt mengde menes okkludert og adsorbert gass i sedimentet. Disse verdiene vil vise eventuelle variasjoner i dyp m.h.p. gass-sammensetning. Verdiene vil også være grunnlag for å si noe om "wetness" i gassen.

B) Verdier for δC_1 og δC_2 , dvs forholdstallet mellom C_{12} - og C_{13} - isotopene i metan og etan bør framskaffes.

Denne analysen krever minimum 200g prøvemateriale. Verdiene for δC_1 og δC_2 vil gi de beste indikasjonene på om den grunne gassen i sedimentene er av petrogen (thermogen) eller av biogen natur. Hvis nemlig verdien for C_1 , ligger mellom -30 og -50 er det stor sannsynlighet for at gassen er petrogen. Hvis verdien er -50 til -80 er gassen biodegradert.

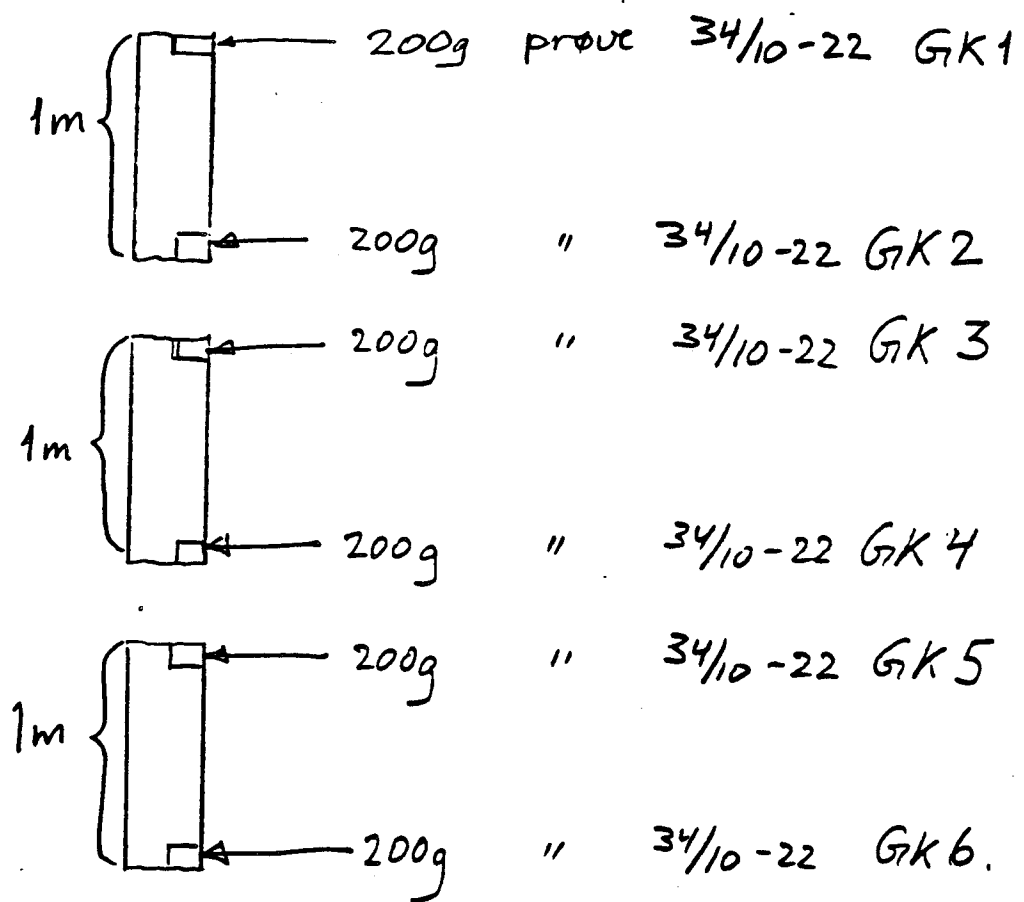
Analysene under punkt A kan utføres ved IKU (Institut for Kontinentalundersøkelser) i Trondheim og ved IFE (Institutt for Energiteknikk) ved Kjeller.

Analysene under punkt B kan utføres ved IFE og ved GCA i Tyskland.

Anbefaling

Det anbefales herved at det samles inn to settmed prøver, beregnet på geokjemiske analyser. Det ene settet analyseres ved IKU (analyseprogram A), mens det andre settet analyseres ved IFE (analyseprogram A og B), delvis som kontroll av resultatene hos IKU.

Det forutsettes da at minst 200 gram prøvemateriale sikres, både fra topp og bunn i hver delprøve (se fig). Disse prøvene er da mer eller mindre identiske. Man sørger for at prøver med oddetall i siste siffer, sendes IKU og partall til IFE.



Uttak av geokjemiske prøver og
forslag til prøve nummerering

W. Boland
17/10-84.

GLFPR 84.11.07 09.22

3904/84
PRT

*ZCZC 230398 161773 090728 531959 050,AE

*AA GLFPR

*OUR INIT.: SM/MV PRT845488T

*DATE BERGEN: 5. NOVEMBER 1984

*TO: GECO, STAVANGER

*ATT: SKJEVELAND

*BEHANDLING AV KJERNEMATERIALE FRA 34/10-22

*VI BER OM AT FOELGENDE ANALYSE OG BEHANDLING UTFOERES PAA FROSSENT
*KJERNEMATERIALE FRA 34/10-22 SOM ER SENDT FRA DYVI DELTA TIL
*GECO A/S 1.11.84.

*- KJOER GAMMALOG-REGISTRERING PAA ALT KJERNEMATERIALE

*- DERSOM SANDLAG DETEKTERES I KJENEN, SKAL PLUGGER TAES OG OE,K
BESTEMMES.

*- KJERNEN SKAL DELES OG UMIDDELBART DERETTER BESKRIVES AV GEOLOG
FRA STATOIL, OG FOTOGRAFERES.

*- DEN ENE HALVPART FORSEGLES I EPOXY FOER UTTOERKING.

*- DEN ANDRE HALVPART DELES I TO, HVORAV DEN ENE SENDES TIL OD OG
DEN ANDRE OPPBEVARES HOS GECO FOR EVENTUELL SENERE PROEVETAKING
FOR PALEO-STUDIER.

*DET ER EN FORUTSETNING AT DER ER EN KONTINUERLIG KONTAKT MELLOM
*GECO OG GULLFAKS PRODUKSJON UNDER BEHANDLING AV KJERNENE.

*MED HILSEN

*S. MAEHLE

*GULLFAKS PRODUKSJON

*NNNN

**statoil****Den norske stats oljeselskap a.s**

Operator for Gullfaks

Dipl. Ing. M. Schmitt
Geochemische Analysen (GCA)
Wilhelmstrasse 36
D-3160 Lehrte

Deres ref
Your ref

Deres brev av
Your letter of

Vår ref
Our ref

Dato
Date

MH/TB
PRT845515B

19.11.84

SAMPLES FROM SHALLOW GAS WELL 34/10-22

A shallow well has now been drilled in block 34/10. The objective of the well was to "test" shallow gas. A set of 10 samples from the coring and 7 sidewall coresamples has been retained in frozen N₂ for the purpose of gas analysis at your laboratory. The samples are identified by depth below RKB and well no. 34/10-22 and will be sent to you with a representative from IKU, Norway (G. Masey).

We request a quantitative and qualitative hydrocarbon gas analysis (distribution of C₁ to C₆) and a carbon isotope analysis, using the same methodology as for M. Hovland last year.

The quantity of gases shall be expressed in ppb per unit weight of wet sample and the Del-C₁₃ values for methane in per mille (PDB). We also require you to report the "wetness"-ratio (C₁/C₂₋₆). We do not require any fluorescence analysis.

We hope you can perform this work by the first week of December. If there are any inquiries, please don't hesitate to contact either me or our Mr. Martin Hovland at our Stavanger office.

Yours Sincerely

for Den norske stats oljeselskap a.s

S. Mæhle

Copy: IKU with L. Skau/G. Masey

VEDLEGG 3

DATE BERGEN: 12. NOVEMBER 1984

TO: GECO, STAVANGER

ATT: ODDBJOERN GRAMSTAD

CC: M. HOVLAND, BKM/STAVANGER
H. IRWIN, LAB/STAVANGER
C. BAKER, LET/BERGEN
T. JUSTAD, PBR/GULLFAKS PRODUKSJON

010 04400010

KJERNEMATERIALE

SOM AVTALT PR. TELEFON, FOELGER LISTE OVER KJERNEBOREDE
INTERVALLER I BROENN 34/10-22.

KJERNE	INTERVALL	ERVERVET
1	419 - 427.5	0.62 M
2	427.5 - 428	0.10 M
3	428 - 437	4.20 M
4	437 - 443.5	0 M
5	443.5 - 447.3	0.52 M
6	447.3 - 457	9.70 M
7	457 - 460.5	1.60 M
8	466.5 - 474	7.50 M

MED HILSEN

S. MAEHLE
GULLFAKS PRODUKSJON

NNNN

TERM06

TO: GECO, STAVANGER

ATT: SKJEVELAND

CC: M. HOVLAND, BKM/STAVANGER
H. IRWIN, LAB/STAVANGER
C. BAKER, LET/BERGEN
T. JUSTAD, PBR/GULLFAKS PRODUKSJON

SIDEVEGGSKJERNER FRA 34/10-22

DYPFROSNE SIDEVEGGSKJERNER FRA FOELGENDE DYP I 34/10-22 VIL BLI
BENDT GECO I DEN NAERMESTE FRAMTID.

275	M	CLST	250m
277	M	'	
279	M	'	
291	M	'	
340	M	SST	} Sone II
342	M	'	
344	M	'	
421.9	M	CLST	} Sone III
422.5	M	SST	
424	M	'	
424.5	M	'	
428	M	CLST	
443.5	M	SST	
444	M	'	
445	M	CLST	
528	M	'	
529.5	M	'	
531	M	SST	
532	M	'	
533	M	'	
534	M	'	
535	M	'	

VI OENSKER POR/PERM BESTEMMELSER PAA ALLE KJERNER FRA SANDSONER.
DET RESTERENDE MATERIALE LAGRES PAA VANLIG MAATE FOR SENERE BRUK.

RESULTATER AV MAALINGENE BOER FORELIGGE INNEN UTGANGEN AV 1984.

DERSON GECO MENER DET VIL VAERE FORBUNDET MED STORE VANSKER AA
UTFOERE MAALINGER PAA DETTE MATERIALE, VIL VI HA TILBAKEMELDING OM
DETTE FOER KJERNENE TINES.

MED VENNLIG HILSEN

S. MAEHLE
GULLFAKS PRODUKSJON

TO: INSTITUTT FOR KONTINENTALSØKKELUNDERSØEKELSE

ATT: KAARE AARESKJOLD

CC: M. HOVLAND, BKM/STAVANGER
H. IRWIN, LAB/STAVANGER
C. BAKER, LET/BERGEN
T. JUSTAD, PBR/GULLFAKS PRODUKSJON

315 04400082

KJERNEMATERIALE 34/10-22

VI TAKKER FOR VEL GJENNOMFØRT PROEVETAKINGSPROGRAM PAA 34/10-22.

IFOELGE MUNTlige AVTALER MELLOM DERES G. MASEY OG VAARE GEOLOGER, KAN VI OGSAA FORVENTE AT IKU ER BEHJELPELIG MED VIDERE TRANSPORT/ FORSENDELSE OG MIDLERTIDIG LAGRING AV INNSAMLET MATERIALE.

PROEVER FROSNE I FLYTENDE N2 DISTRIBUERES ETTER FOELGENDE LISTE.

	SETT I		SETT II	
428.5	IKU		IFE	
429.5		GCA		IKU
430.5	IKU		IFE	
431.5		GCA		IKU
432.5	IKU		IFE	
448		GCA		IKU
449	IKU		IFE	
450		GCA		IKU
451	IKU		IFE	
452		GCA		IKU
453	IKU		IFE	
454	IKU		IFE	
455		GCA		IKU
456	IKU		IFE	
457	IKU		IFE	
465.4	IKU		IFE	
466		GCA		IKU
467	IKU		IFE	
467		GCA		IKU
468	IKU		IFE	
469	IKU		IFE	
470		GCA		IKU
471	IKU		IFE	
472		GCA		IKU
473	IKU		IFE	
474	IKU		IFE	

IFE FAAR OGSAA ET SETT VANLIG FROSNE PROEVER (SETT III). SETT IV SOM OGSAA ER VANLIG FROSNE PROEVER LAGRES HOS IKU INNTIL VIDERE.

SIDEVEGGSKJERNER DISTRIBUERES ETTER FOELGENDE LISTE:

275	CLST	:		GECO
277	'	:		GECO
279	'	:		GECO
291	'	:		GECO
338	'	:	IKU	
339	'	:	IKU	
340	SST	:		GECO
341	'	:	IKU	
342	'	:		GECO
343	'	:	IKU	
344	'	:		GECO
346	CLST	:	IKU	
421.5	'	:		GECO
422.5	SST	:		GECO
423	'	:	IKU	
424	'	:		GECO
424.5	'	:		GECO
425	CLST	:	IKU	
428	'	:		GECO
443.5	SST	:		GECO
444	'	:		GECO
445	CLST	:		GECO
528	'	:		GECO
529.5	'	:		GECO
531	SST	:		GECO
532	'	:		GECO
533	'	:		GECO
534	'	:		GECO
535	'	:		GECO

VI BER OM AT IKU BESTEMMER MENGDE OKLUDERT OG ADSORBERT GASS C1 - C10+ PAA ALLE PROEVER TILDELT AV SETT I OG SIDEVEGGSKJERNER IFOELGE TILBUD 2.11.84. VI VIL GJOERE OPPMERKSOM PAA AT SIDEVEGGSKJERNER FRA 341 M OG 343 M ER TATT I GASSFOERENDE SANDSONE.

TILDELTE PROEVER AV SETT II LAGRES INNTIL VIDERE.

VI FORVENTER AT RESULTATER AV ANALYSENE FORELIGGER INNEN UTGANGEN AV NOVEMBER 1984.

MED VENNLIG HILSEN

S. MAEHLE
GULLFAKS PRODUKSJON

TO: INSTITUTT FOR ENERGITEKNIKK, KJELLER

ATT: A. RAAHEIM

CC: M. HOVLAND, BKM/STAVANGER
H. IRWIN, LAB/STAVANGER
C. BAKER, LET/BERGEN
T. JUSTAD, PBR/GULLFAKS PRODUKSJØN

KJERNEMATERIALE 34/10-22

VI BER OM AA FAA UTFOERT ANALYSE AV OKLUDERT OG ADSORBERT MENGDE
GASS C1 - C6 OG C12/C13 ISOTOPANALYSE PAA FOELGENDE PROEVER FROSNE I
FLYTENDE N2 IFOELGE TILBUD MOTTATT 29.10.84.

428.5
430.5
432.5
449
451
453
454
456
457
465.4
467
468
469
471
473
474

ET SETT VANLIG FRØSNE PROEVER (SETT III) VIL OGSAA OVERSENDES FOR
EVENTUELLE KONTROLLMAALINGER.

PROEVENE VIL BLI OVERSENDT VIA IKU I LOEPET AV UKE 45 ELLER 46.

VI FORVENTER AT RESULTATER FORELIGGER INNEN UTGANGEN AV NOVEMBER
1984.

MED HILSEN

S. MAEHLE
GULLFAKS PRODUKSJØN

VEDLEGG 4

IKU'S RESULTATER

ATT.: STEINAR MAEHLE, GULLFAKS PRODUKSJON
T. JUSTAD, D.O.
O. PETTERSON, D.O.
M. HOVLAND, BKM/STAVANGER
H. IRWIN, LAB/STAVANGER
C. BAKER, LET/BERGEN
FROM: CONTINENTAL SHELF INSTITUTE A/S, TRONDHEIM
KAARE AARESKJOLD
DATE: 4.1.85

KJERNEMATERIALE 34/10-22

ANALYSENE HAR GITT FOELGENDE RESULTATER: GASSMENGDE ER GITT SOM PPB (VEKT/VEKT), DVS. UG/KG.

DYBDE LAGRINGSMAATE LIQ N2 - 800C	HYDROCARBONINNHOLD			
	OKLUDERT		TOTALT ABSORBERT	
	PPB	CH4 PROSENT	PPB	CH4 PROSENT

-	428.5	771	95.0	1017	92.7
429.5		4179	99.1	2323	97.2
X	429.5	1980	98.5	1926	98.0
430.5		4914	99.5	2855	96.5
431.5		2751	98.4	3090	98.7
-	432.5	1435	97.7	864	93.6
448.5		1119	95.1	645	93.2
449		1935	98.9	1586	97.9
X	449	690	95.2	688	96.5
450		1374	97.9	1334	97.6
451		666	89.9	517	95.2
452		1014	94.1	1641	97.1
X	452	363	87.9	848	95.5
453		1593	98.0	1344	97.2
454		2012	98.5	1168	97.2
455		1196	98.7	1086	95.7
456		1314	98.3	1630	96.6
X	456	1021	95.6	710	96.6
-	457	1423	97.7	790	97.2
465.4		1091	92.6	1206	98.3
466		1224	98.4	948	92.7
X	466	758	93.3	300	93.9
467		1078	94.9	1180	96.5
468		1035	95.3	247	86.8
469		1117	93.2	2095	97.5
X	469	455	89.5	928	96.1
470		767	91.5	614	93.4
-	471	549	88.0	507	96.1
472		2670	98.1	1012	95.2
473		1445	94.3	907	95.1
X	473	978	97.2	1560	98.1
474		1482	98.2	1683	97.3

- PROEVE MANGLER FORDI BRUKT AV IFE SOM DUPLIKAT UTEN KLARSIGNAL FRA IKU.

X DUPLISERT PROEVE LIQ N2 OG -80 FOR SAMMENLIGNING AV ANALYSERESULTATER.

RAPPORT MED DETALJERT HYDROCARBONSAMMENSETNING FOELGER.

VENNLIG HILSEN
KAARE AARESKJOLD

GCA'S RESULTATER

GEOCHEMISCHE ANALYSEN



DIPL.-ING. M. SCHMITT · WILHELMSTR. 36 · D-3160 LEHRTE · TEL. 05132-53579

GCA - M. Schmitt Wilhelmstraße 36 D-3160 Lehrte

STATOIL

050 84490054

attn: Dr. S. Maehle
Sandsli
Postboks 1212
N-5001 Bergen
NORWEGEN

Spurengasanalysen
Isotopenanalysen ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$, D/H)
Fluoreszenzanalysen

1984

07 DES. 1984

Ihr Zeichen
Your reference

Unser Zeichen
Our reference

Ihre Nachricht vom
Your letter from

Datum
Date

MH/TB
PRT 845515B

19.11.84

3.12.84

ISOTOPE GEOCHEMICAL ANALYSIS FROM SHALLOW GAS WELL 34/10-22

Dear Dr. Maehle,

enclosed are our results of the analysis on your deep frozen sediment samples from well 34/10-22. All the work you asked in your letter from 19.11. was performed.

In addition we prepared some crossplots, a statistical evaluation of the main parameters and a histogram of the yields.

I hope that you are satisfied with the results. If you have any questions or the need of more plots, please contact me. I'll try my best.

Yours Sincerely

M. Schmitt

PS: Plot I and II represents that the total gas is mixed up from two different gases: A bacterial gas and a thermocatalytic gas(see plot III-Bernard Plot)! There is the possibility by a special sample treatment to distinguish between the low absorbed free gas and the strong absorbed thermocatalytic gas. I would suggest to try this differentiation on 2-3 samples left. If you are interested, please contact me.

Enclosures

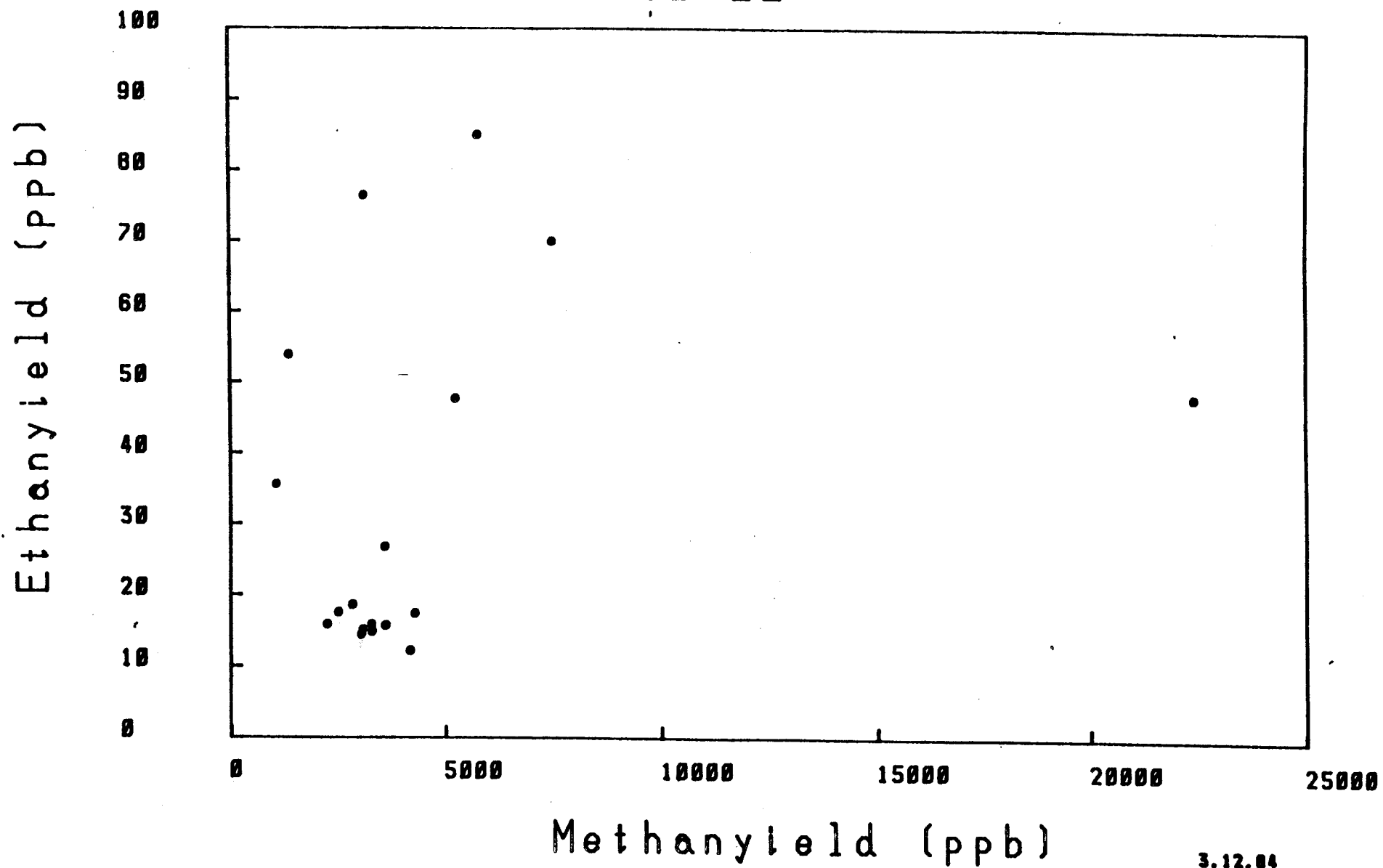
STATOIL:

34/10-22

Geochemische Analysen GCA
M. SCHMITT
Wilhelmstr. 36
D-3160 Lehrte
West-Germany

Plot I: Crossplot Gasyields C2,C1

34/10-22



Plot II: Crossplot Gasyields C2,C3

34/10-22

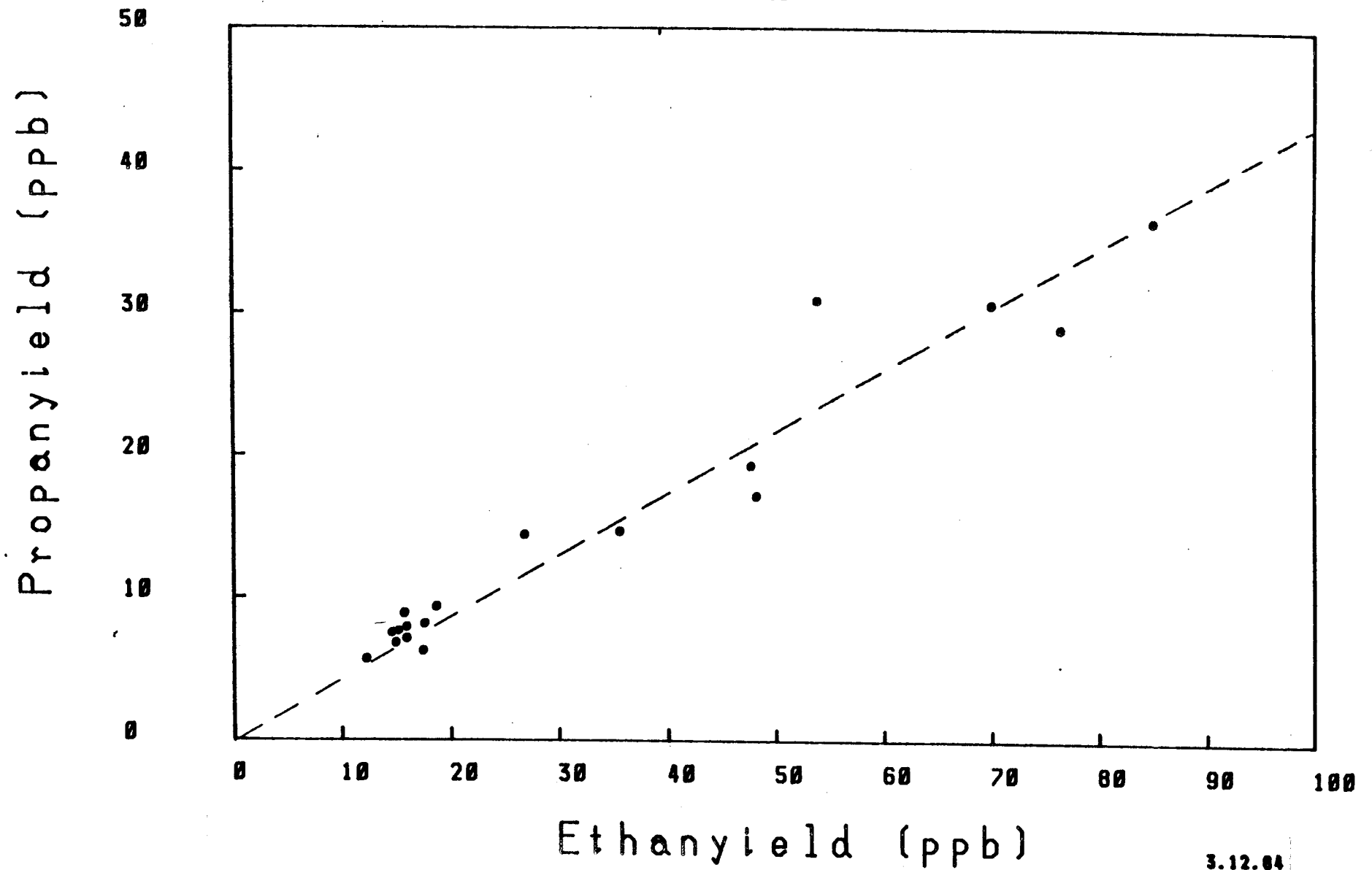


Table 1

GASYIELDS: 34/10-22

6 C A, DEC 31/1984

STATION		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄			C ₅			2.2DNB	NP	nH	Be	CH	C7	C8	C9	Et=	Pr=	B=	6 13C1
RKB	MSL	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	ppb	% PBI
338	309	5804	85.0	34.6	6.8	16.9	14.7	13.3	7.4	0.0	31.7	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.4	25.0	9.2	-69.6	
339	310	1083	35.6	14.7	0.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8	0.0	0.0	0.0	0.0	58.2	22.0	11.5	-62.6	
341	312	3161	76.5	29.0	0.0	19.8	0.0	14.4	12.7	2.2	21.2	0.0	21.5	0.0	0.0	0.0	0.0	76.7	44.1	23.2	-64.3	
343	314	5258	47.8	19.3	0.0	9.4	0.0	7.6	4.7	0.0	26.8	0.0	24.8	0.0	0.0	0.0	0.0	62.8	27.9	12.1	-68.9	
346	317	22408	48.3	17.2	0.0	7.8	1.7	4.4	4.7	0.0	0.9	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	18.1	9.6	-73.5	
423	396	1390	53.9	30.9	5.3	12.4	0.0	9.1	6.7	0.0	15.0	0.0	80.5	0.0	0.0	0.0	0.0	90.8	30.9	18.2	-59.6	
425	398	7523	70.1	30.2	3.5	14.7	20.3	46.2	13.5	97.0	132.4	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	28.3	23.7	10.5	-68.3	
429.5	402.5	2522	17.6	8.2	7.8	4.9	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.5	0.0	-65.9	
431.5	402.5	3399	26.5	14.4	3.8	5.4	0.0	6.8	2.6	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-66.3	
432.5	403.5	4281	17.5	6.3	2.8	2.8	6.9	1.8	0.0	0.0	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	-66.9	
448	419	3079	15.2	7.7	7.9	4.6	27.9	1.1	2.9	0.0	13.5	1.0	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.1	0.0	-66.9	
452	421	3280	16.0	7.1	2.1	2.4	7.5	4.3	1.4	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	-67.5	
455	426	2251	16.0	8.0	3.0	2.8	18.5	18.4	11.2	34.7	32.6	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.5	0.0	-65.8	
466	437	3299	15.0	6.8	2.3	1.9	4.3	3.9	1.2	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.2	0.0	-66.9	
467	438	3603	15.8	8.9	3.0	2.8	11.4	7.7	2.4	0.0	9.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	2.1	0.0	-66.9	
470	441	4166	12.3	5.7	2.7	2.6	2.1	3.4	1.3	0.0	2.5	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.9	0.0	-67.6	
472	443	3048	14.6	7.6	1.9	2.3	6.8	4.9	1.5	0.0	7.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	-66.4	
		2849	18.7	9.4	2.7	3.5	16.7	21.3	12.5	0.0	14.1	0.0	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.9	0.0	-65.8	

Table 2

GASCOMPOSITION: 34/10-22

6 C A, DEC 31/1984

STATION	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄			C ₅			2.2DNB	NP	nH	Be	CH	C7	C8	C9	Et=	Pr=	B=	6 13C1
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
338	98.17	0.77	0.23	0.03	0.08	0.06	0.05	0.03	0.00	0.10	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.16	0.04	-69.6
339	93.42	1.64	0.46	0.00	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.87	0.73	0.28	-62.6
341	95.79	1.24	0.32	0.00	0.17	0.00	0.10	0.09	0.01	0.12	0.00	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0.51	0.20	-64.3
343	98.17	0.48	0.13	0.00	0.05	0.00	0.03	0.02	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67	0.20	0.06	-68.9
345	99.73	0.11	0.03	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.03	0.01	-73.5
423	91.05	1.88	0.74	0.10	0.22	0.00	0.13	0.10	0.00	0.18	0.00	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.40	0.77	0.34	-59.6
425	98.01	0.49	0.15	0.01	0.05	0.06	0.13	0.13	0.24	0.32	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.12	0.04	-68.3
429.5	98.96	0.37	0.12	0.08	0.05	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	-65.9
431.5	99.32	0.40	0.14	0.03	0.04	0.00	0.04	0.02	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-66.3
432.5	99.60	0.22	0.05	0.02	0.02	0.04	0.01	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	-66.9
448	99.13	0.26	0.09	0.07	0.04	0.20	0.01	0.02	0.00	0.08	0.01	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01	0.00	-66.9
450	99.46	0.26	0.08	0.02	0.02	0.05	0.03	0.01	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	-67.5
452	98.30	0.37	0.13	0.04	0.03	0.18	0.18	0.11	0.28	0.27	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.02	0.00	-65.8
455	99.53	0.24	0.08	0.02	0.02	0.03	0.03	0.01	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	-66.9
466	99.40	0.23	0.09	0.02	0.02	0.07	0.05	0.01	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.02	0.00	-66.9
467	99.67	0.16	0.05	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	-67.6
470	99.44	0.25	0.09	0.02	0.02	0.05	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-66.4
472	98.91	0.33	0.12	0.03	0.03	0.13	0.16	0.10	0.00	0.09	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-65.8

Table 3

*** GASRATIOS: 34/10-22

6 C A, DEC 31 1984

STATION	(C2/C1)IE2 % / %	C1/Sum(C1-C9) % / %	(C5/C1)IE3 % / %	C2+ ppb	C5+ ppb	C1/(C2+C3) ppb/ppb	iC4/nC4 % / %	Ethan/Ethen Wetness % / %	C1/S(C2-C6) %/%	d13C1 ‰ PDB
338	0.78	0.9865	1.3	214.4	69.0	47.72	0.40	2.69	73.4	-69.6
339	1.75	0.9718	0.0	81.7	23.8	21.51		0.57	40.9	-62.6
341	1.29	0.9778	1.9	197.3	72.0	29.96		0.93	47.0	-64.3
343	0.48	0.9909	0.5	140.3	63.8	78.32		0.70	122.7	-68.9
346	0.11	0.9983	0.1	89.5	16.2	342.38		1.98	609.8	-73.5
423	2.06	0.9535	2.5	213.9	111.4	16.38	0.43	0.55	27.1	-59.6
425	0.49	0.9837	3.2	477.1	358.1	74.65	0.23	2.30	62.3	-68.3
429.5	0.37	0.9900	3.7	81.5	43.0	97.74	1.59	16.60	99.0	-65.9
431.5	0.39	0.9932	0.5	61.7	11.2	87.13	0.68		146.5	-66.3
432.5	0.21	0.9961	0.4	46.8	17.4	179.98	0.99	26.55	253.9	-66.9
448	0.26	0.9916	2.2	89.7	54.2	134.36	1.72	10.06	127.4	-66.9
458	0.25	0.9949	0.8	47.7	20.1	141.91	0.85		197.7	-67.5
457	0.37	0.9835	4.7	151.6	121.9	93.94	1.06	10.89	62.0	-65.8
461	0.24	0.9955	0.6	40.7	14.7	151.32	1.18	17.17	224.1	-66.9
462	0.23	0.9945	1.3	61.5	31.0	146.00	1.08	6.53	181.7	-66.9
467	0.15	0.9968	0.3	38.0	14.8	231.31	1.04	17.56	345.1	-67.6
470	0.25	0.9947	0.9	47.3	20.7	137.39	0.75	12.76	190.2	-66.4
472	0.35	0.9894	3.9	105.5	71.2	101.46	0.77	15.79	98.4	-65.0

Table 4

STATISTICAL DATA EVALUATION

File : STAT;34/10-22 REAL

Record : 1 to 18

Parameter	Mean	+1 Sigma	Maximum	Minimum	No.in	No.out
YIELD C1(ppb)	4589.11	4700.59	22407.51	1082.54	18	0
YIELD C2(ppb)	33.49	24.09	85.02	12.29	18	0
YIELD C3(ppb)	14.91	10.14	36.59	5.71	18	0
YIELD C4(ppb)	10.02	6.06	23.78	4.23	18	0
YIELD C5(ppb)	25.95	25.80	109.97	0.00	18	0
YIELD C6(ppb)	25.84	53.34	229.47	0.00	18	0
delt 13C1(‰)	-66.61	2.88	-59.64	-73.50	18	0
C1/(C2+C3) (ppb)	117.41	79.75	342.38	16.38	18	0
C1/SumCn	0.98	0.01	0.99	0.95	18	0
(C2/C1)IE2	0.56	0.56	2.06	0.11	18	0

Legende zu den Tabellen:

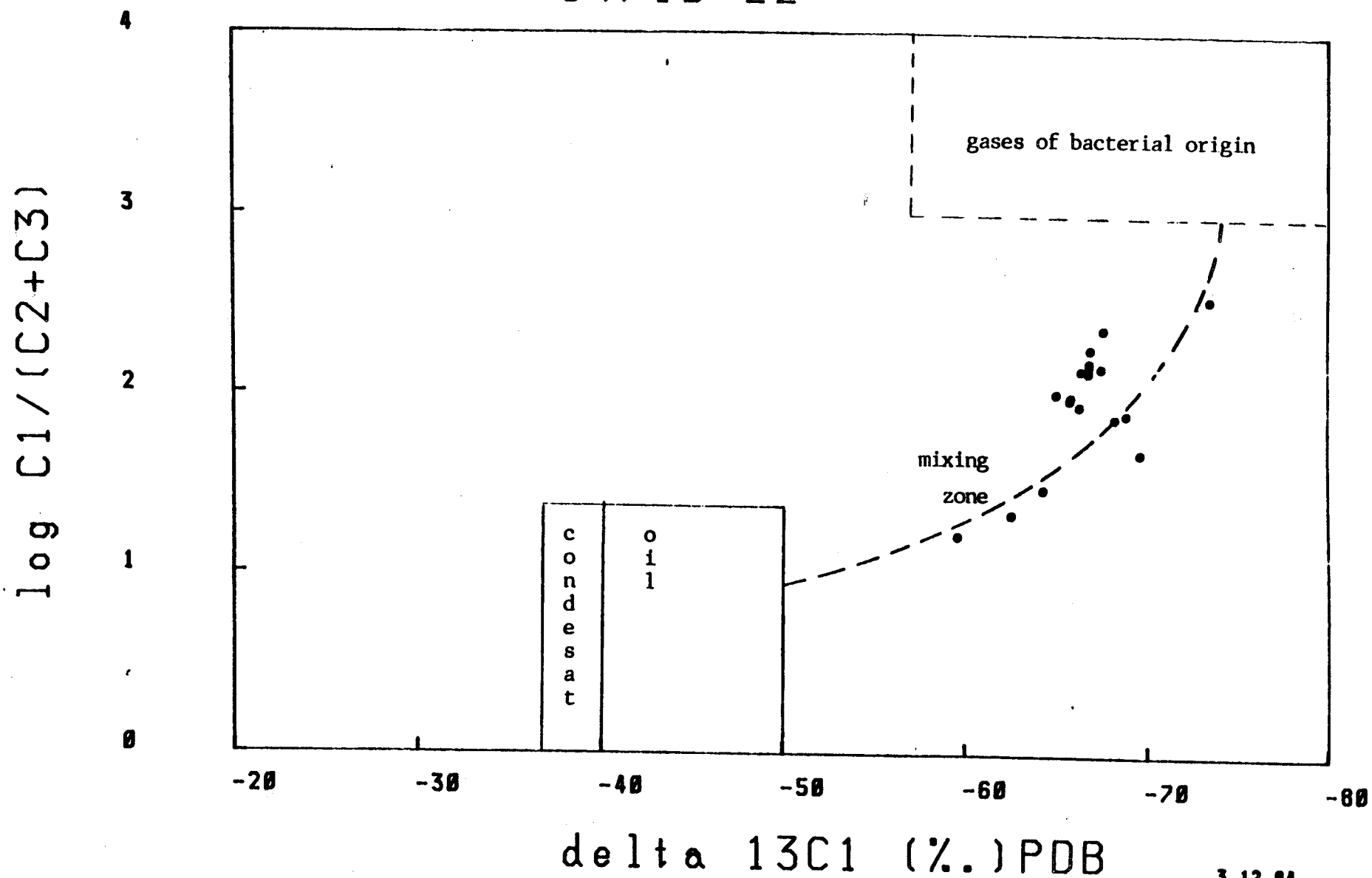
Molecular Gascomposition:

Me = Methan
 Et = Ethan
 Pr = Propan
 i-B = Isobutan (Methylpropan)
 n-B = Butan
 2.2BMP = 2.2-Dimethylpropan (neo-Pentan)
 i-P = Isopentan (2-Methylbutan)
 n-P = Pentan
 2.2BMB = 2.2-Dimethylbutan
 MP = 2-Methylpentan+3-Methylpentan
 n-H = Hexan
 Be = Benzol
 Et= = Ethen (ungesättigt)
 Pr= = Propen (ungesättigt)
 B= = Butene(ungesättigt)
 cH = Cyclohexane
 C7 = Heptane
 C8 = Octane
 C9 = Nonane
 d13C1 = delta 13 C1

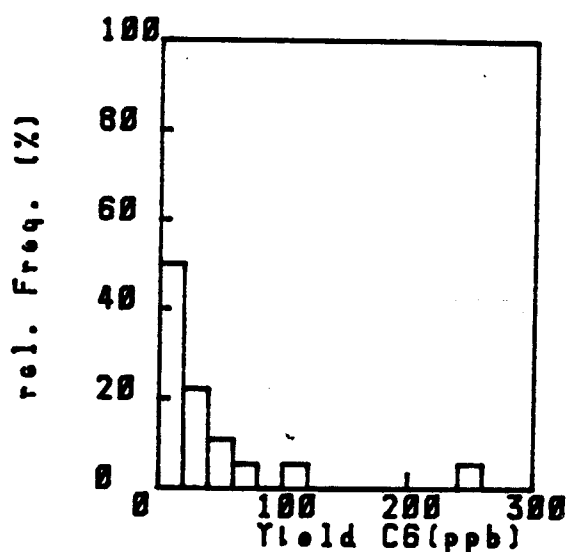
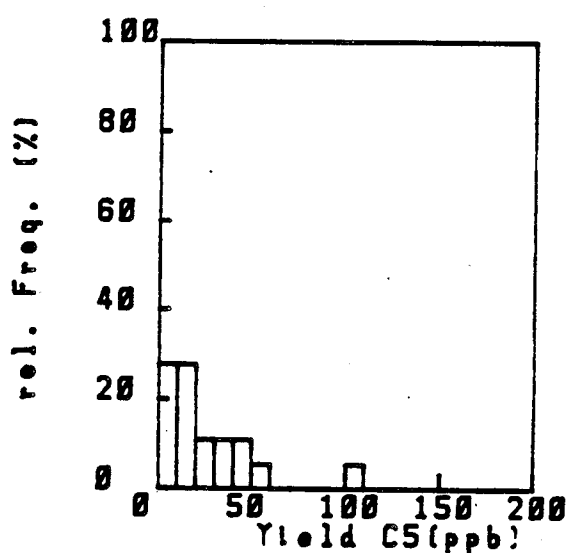
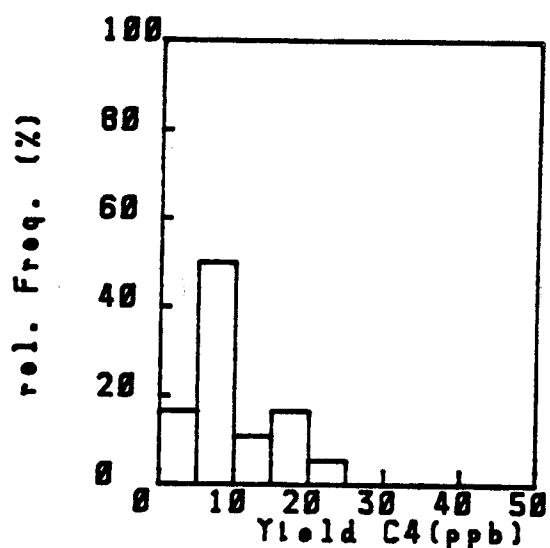
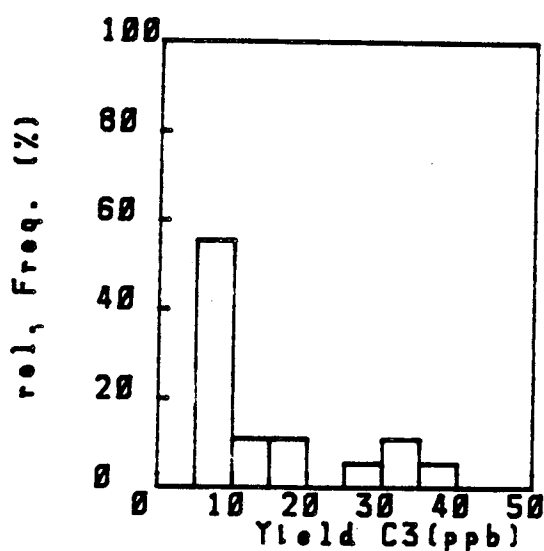
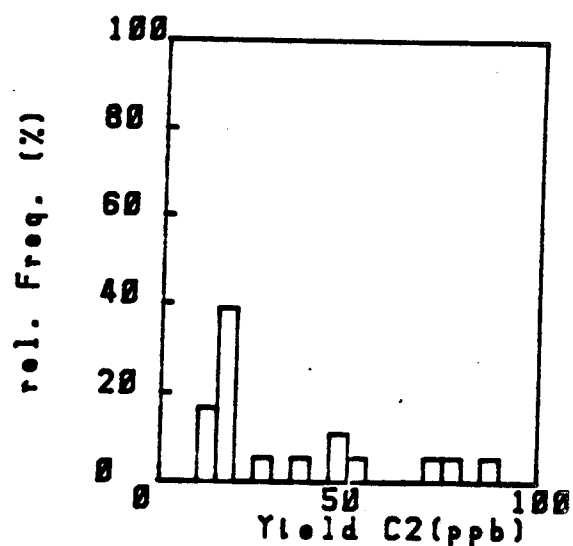
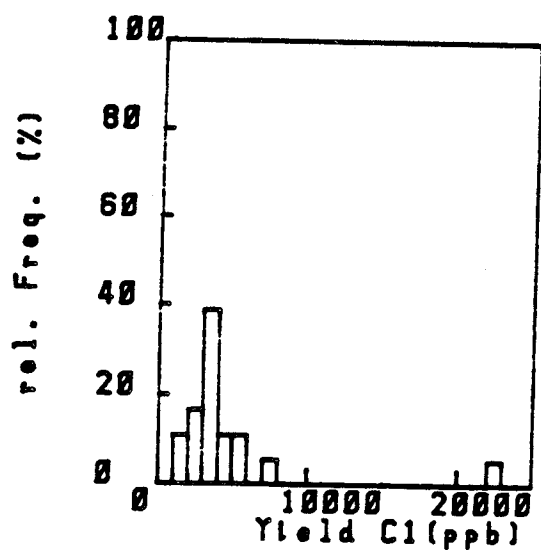
 (C2/C1)IE2 = Ethan/Methan \$100
 C1/Sum(C1-C9) = Methan/Summe(C1-C9)
 (C5/C1)IE3 = Pentane/Methan \$1000
 C2+ = Summe Ethane-Nonane
 C5+ = Summe Pentane-Nonane
 C1/(C2+C3) = Bernard-Parameter
 iC4/nC4 = Isobutan/n-Butan
 Ethan/Ethen = gesättigt/ ungesättigt(=/= C2)

Plot III: Bernard-Plot

34/10-22



Plot IV: Histogram of the Yields C1 to C6



GEOCHEMISCHE ANALYSEN



DIPL.-ING. M. SCHMITT · WILHELMSTR. 36 · D-3160 LEHRTE · TEL. 051 32-53579

GCA - M. Schmitt Wilhelmstraße 36 D-3160 Lehrte

STATOIL

attn: Dr. S. Maehle

Sandsli

Postboks 1212

N-5001 Bergen

Norwegen

Spurengasanalysen

Isotopenanalysen ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$, D/H)

Fluoreszenzanalysen

319 01570018

Ihr Zeichen
Your reference

Unser Zeichen
Our reference

Ihre Nachricht vom
Your letter from

12.12.84

Datum
Date

Sind 14.12.84

ISOTOPE GEOCHEMICAL ANALYSIS (FREE AND SORBED) FROM SHALLOW GAS WELL 34/10-22

Dear, Dr. Maehle,

as discussed by telephone here are the results of the free and sorbed gases of two deep frozen samples from well 34/10-22. From the upper part of the well no more sample material was available because of the originally low sample weight of the side wall core samples. So we analysed two samples of the lower part of the well.

As I mentioned in my letter from the 3.12., the data shows clear the mixing-situation of the total gases. (Plots I - III).

A balance-calculation results in a correlation of .96 and .98 .(Table 2)

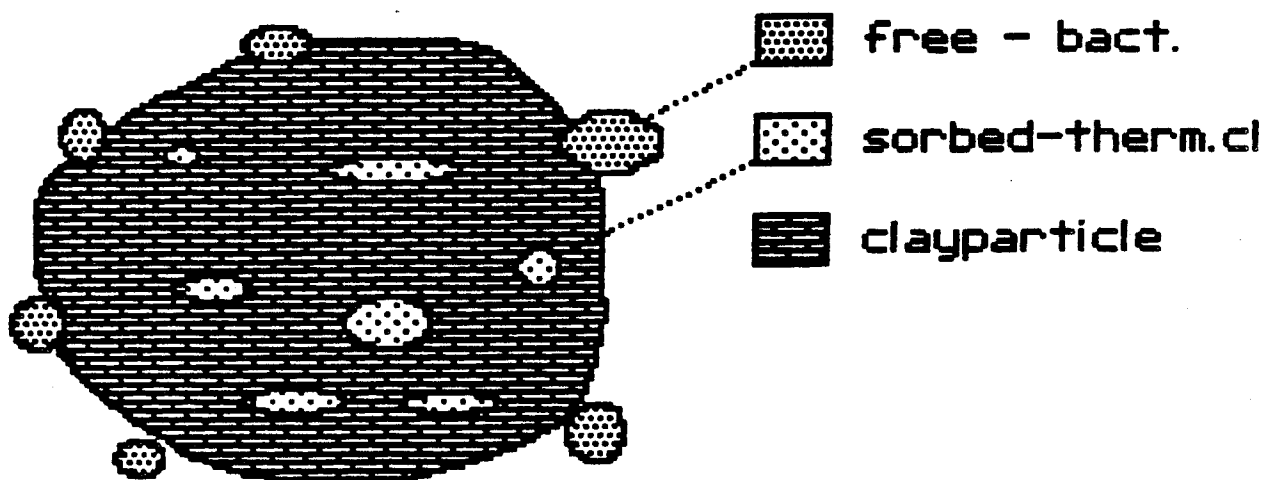
Both sediment gases from samples 470 and 472 represents mixtures of bacterial gases($\delta^{13}\text{C}_1 = -66.3$ and -65.0) and thermocatalytic gases($\delta^{13}\text{C}_1 = -52.4$ and -54.4).

I think it is admissible to try a correction of the total gas isotope values based on this knowledge.

With best regards

M. Schmitt

Enclosures



Difference between FREE GAS and SORBED GAS

Figure I

Table 1:

34/10-22

6 C A, 14.12.84

STATION	Mo ppb	Et ppb	Pr ppb	IB ppb	nB ppb	2.2DMP ppb	iP ppb	nP ppb	2.2DNB ppb	MP ppb	nH ppb	Ba ppb	cH ppb	C7 ppb	C8 ppb	C9 ppb	Et= ppb	Pr= ppb	B= ppb	d 13C1 %, PDB
470	3048	14.6	7.6	1.9	2.5	6.8	4.9	1.5	0.0	7.0	0.0	9.5	0.0	9.9	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	-66.4
472	2849	18.7	9.4	2.7	3.5	16.7	21.3	12.5	0.0	14.1	0.0	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.9	0.0	-65.0
470 FREE GAS	2277	2.8	2.8	0.6	0.7	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-66.3
470 SORBED GAS	461	16.5	8.1	1.8	2.5	27.7	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	3.6	0.0	-52.4
472 FREE GAS	1693	1.5	3.5	0.3	9.2	1.4	0.0	0.0	9.0	0.9	0.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	9.0	9.0	-65.0
472 SORBED GAS	296	8.9	4.7	1.3	1.3	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	6.1	0.0	-54.4

STATION	Mo %	Et %	Pr %	IB %	nB %	2.2DMP %	iP %	nP %	2.2DNB %	MP %	nH %	Ba %	cH %	C7 %	C8 %	C9 %	Et= %	Pr= %	B= %	d 13C1 %, PDB
470	99.44	0.28	0.09	0.02	0.02	0.05	0.04	0.01	0.90	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-66.4
472	98.91	0.35	0.12	0.03	0.03	0.13	0.16	0.10	0.00	0.09	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-65.0
470 FREE GAS	99.85	0.07	0.04	0.01	0.01	0.03	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-66.3
470 SORBED GAS	95.44	1.82	0.61	0.11	0.14	1.28	0.06	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.28	0.00	-52.4
472 FREE GAS	99.85	0.05	0.08	0.01	0.00	0.02	0.90	0.00	0.00	0.00	9.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.99	-65.0
472 SORBED GAS	95.68	1.53	0.55	0.11	0.11	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.75	0.00	-54.4

STATION	(C2/C1)IE2 % / %	C1/Sum(C1-C9) % / %	(C5/C1)IE3 % / %	C2+ ppb	C5+ ppb	C1/(C2+C3) ppb/ppb	IC4/nC4 % / %	Ethan/Ethen Wetness % / %	C1/6(C2-C6) 1/3	d13C1 %, PDB
470	0.28	0.9947	0.9	47.3	20.7	137.39	0.75	12.76	190.2	-66.4
472	0.35	0.9894	3.9	105.5	71.2	101.46	0.77	15.79	98.4	-65.0
470 FREE GAS	0.6	0.9984	0.2	9.6	2.7	406.49	0.80	0.00	456.0	-66.3
470 SORBED GAS	1.90	0.9589	14.7	59.3	30.5	18.77	0.74	9.25	23.3	-52.4
472 FREE GAS	0.04	0.9984	0.1	7.0	1.4	335.24	1.30	0.00	659.6	-65.0
472 SORBED GAS	1.59	0.9662	10.8	30.5	14.4	21.84	0.97	6.77	28.6	-54.4

Table 2: Balance calculation total-free-sorbed

1. Normation of yields to the earlier total gas sample:

470

total 3048ppb : 2738ppb = 1.1132213 : 1

free 2535ppb : 2277ppb

sorbed 513ppb : 461ppb

472

total 2849ppb : 1989ppb = 1.4323781 : 1

free 2425ppb : 1693ppb

sorbed 424ppb : 296ppb

2. Mixing Formula free + sorbed = total

$$\begin{array}{c} \text{(ppb Cl x del 13Cl)} \\ \text{free} \end{array} + \begin{array}{c} \text{(ppb Cl x del 13Cl)} \\ \text{sorbed} \end{array} = \begin{array}{c} \text{(ppb Cl + ppb Cl)} \\ \text{total} \end{array} \text{ del 13Cl}$$

470

$$(2535 \times -66.3) + (513 \times -52.4) = (3048) \text{ del 13Cl}_{\text{tot. (calc.)}}$$

$$\underline{\underline{-64.0}} = \text{del 13Cl}_{\text{tot. (calc.)}}$$

472

$$(2425 \times -65.0) + (424 \times -54.4) = (2849) \text{ del 13Cl}_{\text{tot. (calc.)}}$$

$$\underline{\underline{-63.4}} = \text{del 13Cl}_{\text{tot. (calc.)}}$$

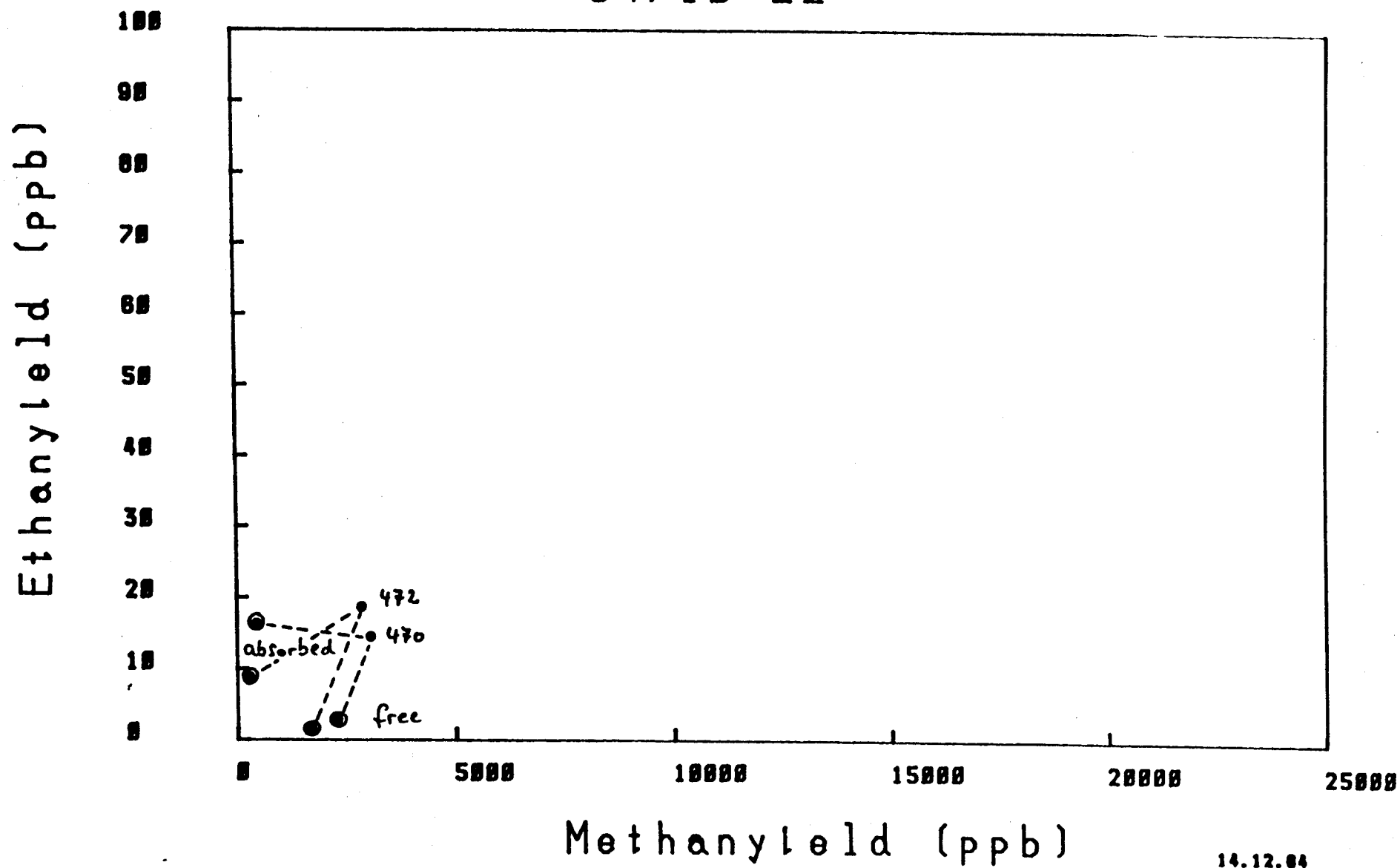
Correlation: del 13Cl calc. / del 13Cl measured = Corr.

$$470 : \quad -64.0 \quad \quad / \quad -66.4 \quad \quad = .96$$

$$472 : \quad -63.4 \quad \quad / \quad -65.0 \quad \quad = .98$$

Plot I

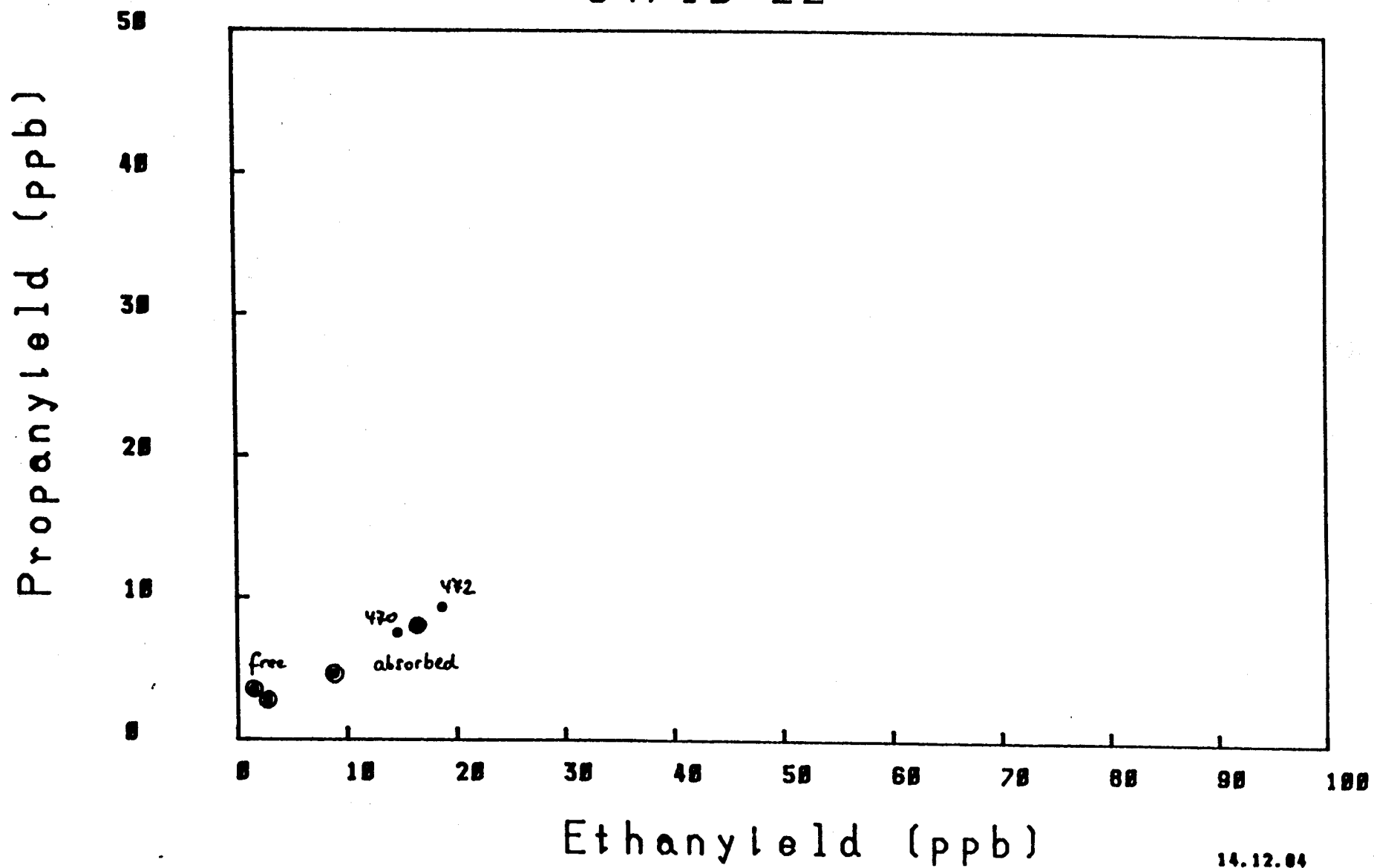
34/10-22



14.12.04

Plot II:

34/10-22

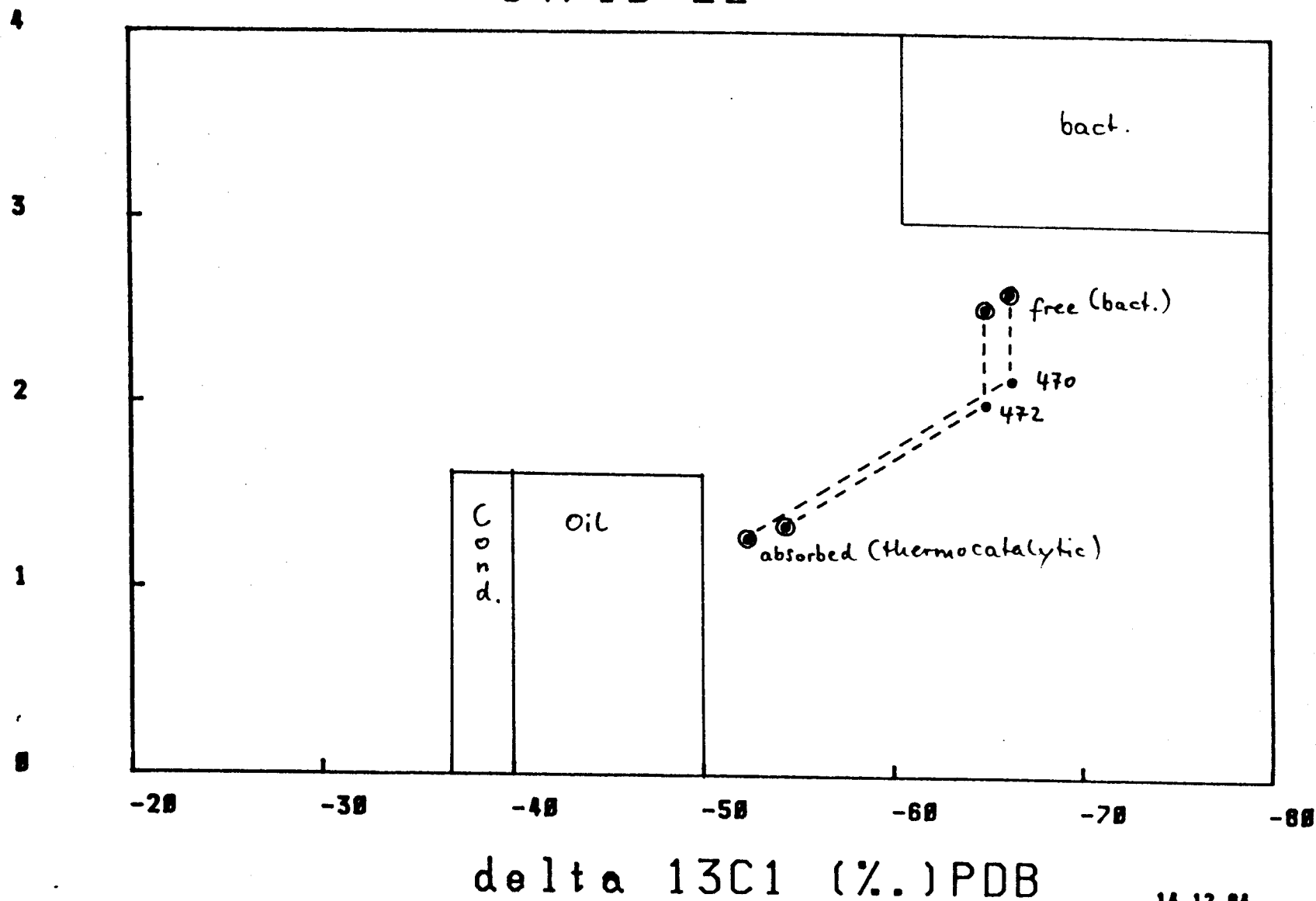


14.12.04

Plot III:

34/10-22

$\log C1/(C2+C3)$



14.12.84

IFE'S RESULTATER



KJELLER POSTADRESSE Boks 40, 2007 Kjeller TELEFON (02)712560 - 713560 TELEKS 74 573 energ n TELEFAX (02)715553		HALDEN Boks 173, 1751 Halden (031)83100 76 335 energ n		TILGJENGELIGHET Fortrolig	
RAPPORT- TYPE	RAPPORT NR. IFE/KR/F-84/137			DATO 1984-12-04	
	RAPPORTTITTEL ANALYSE AV KJERNEMATERIALE FRA BRØNN 34/10-22			DATO FOR SISTE REV.	
				REV. NR.	
	OPPDRAGSGIVER STATOIL A.S.			ANTALL SIDER	
	OPPDRAGSGIVERS REF.			ANTALL EKS 15	
SAMMENDRAG Naturgassen i prøvene karakteriseres som tørr med ca. 99% metan. Isotopverdiene viser at metangassen er dannet biogent. Det er mulig at prøvene fra intervallet mellom 456 m til 465.4 m kan ha et (lite) bidrag av termogent dannet metan.				DISTRIBUSJON Statoil, 5 Andresen, B. Berg, J.O. Brevik, E.M. Garder, K. Gaudernack, B. Råheim, A. SAMMENDRAG Aamodt, N-G. Prosj.ledelse, H. Avd.ledelse Biblioteket	
STIKKORD					
NAVN		DATO		SIGNATUR	
UTARBEIDET AV Bjørg Andresen Einar M. Brevik		1984-12-04		<i>Bjørg Andresen</i> <i>Einar M. Brevik</i>	
KONTROLLERT AV Arne Råheim				<i>Arne Råheim</i>	
GODKJENT AV Karen Garder		1984-12-04		<i>Karen Garder</i>	

ANALYTISK PROSEDYRE

Prøvene er mottatt nedfrosset i flytende N_2 .

I frossen tilstand er prøvene behandlet med konsentrert fosforsyre i et lukket system for å frigi okludert og adsorbert mengde gass. Gassen er kvantifisert gasskromatografisk, og metan er videre oksydert i en CuO ovn.

Forbrenningsproduktene CO_2 og H_2O er frosset inn i oppsamlingsbeholdere og separert.

Isotopmålingene er foretatt på et Finnigan Mat 251 massespektrometer.

Vår $\delta^{13}C$ verdi på NBS- 22 er $-29,77 \pm 0,06$ ‰

RESULTATER:

Tabell 1 og 2 viser sammensetningen av okludert og adsorbert mengde gass C_1 - C_5 , utbytte av C_1 relatert til våt vekt sediment og isotopforholdet for C_1 .

Utbyttet av C_1 er beregnet ut fra følgende relasjon:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2}$$

hvor p - er trykk

V - gassvolum C_1

T - temperatur

1 - forsøksbetingelser

2 - normalbetingelser ($p=1$ atm. $T=273K$)

Isotopverdiene viser at det er biogen dannet metan i alle prøvene. Det er mulig at prøvene fra 456 m til 465,4 m kan ha et (lite) bidrag fra termogen metan.

KOMMENTAR:

I dette tilfellet ville headspace bokser ha gitt samme informasjon. Denne prøvetypen er enklere og billigere å analysere. Dersom det er aktuelt med lignende analyser i fremtiden så drøfter vi gjerne et analyse opplegg.

TABELL 1

Sammensetning (ppm) av okludert og adsorbert mengde gass C_1-C_6 relativt til luft i 60 ml. utbytte av C_1 relativt til våt vekt sediment, og $\delta^{13}C_1$.

Prøve merket	Våt vekt sediment (g)	Sammensetning C ₁ -C ₆ (ppm)										Utbytte C ₁ (ppb) rel. til våt vekt sediment	δ ¹³ C ₁ PDB ‰
		C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	iC ₆	nC ₆			
MSL													
397.5	428.5	291	5320	50	23	7	9	7	4	-	-	640	-60
401.5	430.5	137	2735	13	6	3	3	3	3	-	-	780	-66
403.5	432.5	143	2480	5	2	2	1	1	1	-	-	675	-67
420	449	294	4300	17	4	1	1	1	1	-	-	340	-68
422	451	291	4560	13	4	2	1	1	1	1	1	470	-67
424	453	275	3310	5	2	1	1	-	-	-	-	470	-69
425	454	363	6915	34	7	1	1	2	1	-	-	745	-70
427	456	213	2860	11	3	2	2	2	2	1	1	525	-59
428	457	273											-59
436.4	465.4	249	8170	23	7	3	3	3	1	-	-	1150	-50
438	467	171	2540	9	2	1	1	1	1	-	-	580	-65
439	468	142	2540	8	2	2	1	2	2	-	-	695	-65
440	469	275	4360	8	5	2	2	4	2	2	2	620	-65
442	471	205	3140	11	4	1		-	-	-	-	360	-63
444	473	228	1875	4	1	1	1	1	-	-	-	320	-64
445	474	167	2935	7	2	4	1	2	1	2	2	510	35

- i tabellen avgir et innhold < 0.5 ppm.

TABELL 2.

Sammensetning av okludert og adsorbert mengde gass C_1-C_6 , normalisert

($\sum_1^6 C_n = 100 \%$)

Prøve merket	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	iC_5	nC_5	iC_6	nC_6
428,5	96,2	0,9	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	-	-
430,5	98,5	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-
432,5	99,6	0,2	0,1	0,1	-	-	-	-	-
449	99,5	0,3	0,1	0,03	0,02	0,02	0,03	-	-
451	99,5	0,3	0,1	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
453	99,8	0,1	0,05	0,05	0,05	-	-	-	-
454	99,3	0,5	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	-	-
456	99,2	0,4	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
465,4	99,5	0,3	0,1	0,05	0,05	-	-	-	-
467	99,4	0,3	0,1	0,05	0,05	0,05	0,05	-	-
468	99,4	0,3	0,1	0,06	0,04	0,05	0,05	-	-
469	99,4	0,2	0,1	0,05	0,05	0,1	0,05	0,05	0,02
471	99,5	0,35	0,1	0,03	0,02	-	-	-	-
473	99,6	0,2	0,05	0,05	0,05	0,05	-	-	-
474	99,3	0,2	0,05	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

TIDLIGERE VURDERING AV
GCA OG IFE - DATA

N O T A T

BKM
MH/rm600
19.12.84

Arkivnr.: 201.23.03.2

TIL: Steinar Mæhle, Gullfaks Prod.

Kontr.: *Wahlström*

FRA: Martin Hovland, BKM

*M. Hovland*Godkj.: *T. Tveit*KOPI: Egil Tveit, GEO
Henrik Carlsen, GullfaksSAK: VURDERING AV GEOKJEMISKE RESULTAT, BRØNN 34/10-22 OG
ELEKTRISKE LOGGER

Ved de elektriske loggene i brønn 34/10-22 ble det påvist fire sandsoner (Fig.1):

SONE I	310m-315m, MSL (339m-344m, RKB)
SONE II	393m-396m, MSL (422m-425m, RKB)
SONE III	414m-417m, MSL (443m-446m, RKB)
SONE IV	501m-507m, MSL (530m-536m, RKB)

Disse sonene korresponderer med de som er angitt i prognosene i tidligere notat, selv om dybdene ikke stemmer like bra i alle sonene. (Ref. GEO-MTH/hfw 9/5-83 og BKM-MH/ln av 5/9-84).

Loggene fra brønn 34/10-22 har imidlertid ikke registrert de to grunneste (gassfylte) sandsonene: Sone 1a: 210-212m, MSL
og Sone 1b: 225-240m, MSL

Arsaken er at foringsrør (casing) ble satt på nivå 208m, MSL (237m RKB), slik at de elektriske loggene umiddelbart under dette nivå, er vanskelig tolkbare p.gr.a. utvasking av brønnen.

Av de fire sandsonene registrert på de elektriske loggene, er det bare de to øvre (Sone I og II) som har indikasjon på gass (høy resistivitet).

De to dypeste sandsonene (III og IV) inneholder sannsynligvis vann i porene (lav resistivitet).

Selv om loggene ikke gir informasjon om de aller grunneste sandsonene (Sone 1a og 1b) antas disse også å være gassfylte, da seismikken her viser tydelige amplitude-anomalier.

GEOKJEMISKE RESULTAT

Resultatene fra de geokjemiske undersøkelsene underbygger de geofysiske tolkningene. De viser at det absolutte innholdet av hydrokarboner (metan-pentan) stiger signifikant i sone I og II, mens innholdet i sone III ikke fraviker omgivelsene (Fig. 1). Prøvemateriale foreligger ikke fra de to grunneste sonene (1a og 1b) eller fra den dypeste sandsonen (Sone IV).

Geokjemiske resultater foreligger fra to konsulenter (Geochemische Analysen (GCA) og Institutt for Energiteknikk (IFE)). Ser man bort fra absolutt-mengdene for metan i prøvene, er resultatene fra de to konsulentene sammenfallende. I den følgende evalueringen er resultatene fra GCA benyttet.

Av høyere hydrokarboner er det funnet opp til hexan i sedimentprøvene. Verdiene, i ppb (parts per billion) og i %, er gitt i Tabell 1.

Et karakteristisk trekk ved sandsonene I, II og III er at det relative innholdet av høyere hydrokarboner avtar, mens metan-innholdet øker. Dette er vist grafisk i Fig. 1, for pentan. I sone I avtar prosent-innholdet av pentan fra 0.1% til 0, mens

metan øker fra 98.2% til 99.7%, relativt, og absolutt fra ca. 5000ppb til over 22000ppb. I sone II er det tilsvarende, mens sone III har en reduksjon i pentan, med bare en meget liten økning i metan.

Isotopverdiene ($\delta^{13}\text{C}$) viser generelt, et høyt innslag av biogent produsert metan, dvs. $\delta^{13}\text{C}$ verdiene er lave (mellom -60 og -75‰, PDB). Den laveste verien (-73.5‰) er fra prøven i sone I. Det er også indikasjoner på at isotopverdien avtar i sandsonene. Dette kan muligens skyldes at gassen her benyttes av bakterier, slik at bakteriell metan får et høyere innslag.

Fig. 2 gjengir kilde-plottet fra GCA-rapporten. Figuren viser at samtlige sedimentprøver inneholder gass av blandingstype (dvs. en blanding av petrogen og biogen gass).

Konklusjon

- Samtlige prøver inneholder hydrokarbongasser av ulik sammensetning, med varierende innhold av metan, etan og propan.
- Små mengder butan, pentan og hexan fins i de fleste prøvene.
- Sandsonene I og II har et høyt gassinhold, i forhold til lagene over og under.
- gassen i sedimentene er en blandingstype, delvis produsert som petrogen gass. Denne er sannsynligvis endret i de grunne sedimentene, under påvirkning av biologisk aktivitet (bakterier).
- De to grunneste gass-sonene ble ikke logget eller prøvetatt.

- Grunn gass i porøs sand forekommer sannsynligvis i følgende nivå:

Sone 1a: 210-212m, MSL (239-241m, RKB)

Sone 1b: 225-240m, MSL (254-269m, RKB)

Sone I : 310-315m, MSL (339-344m, RKB)

Sone II: 393-396m, MSL (422-425m, RKB)

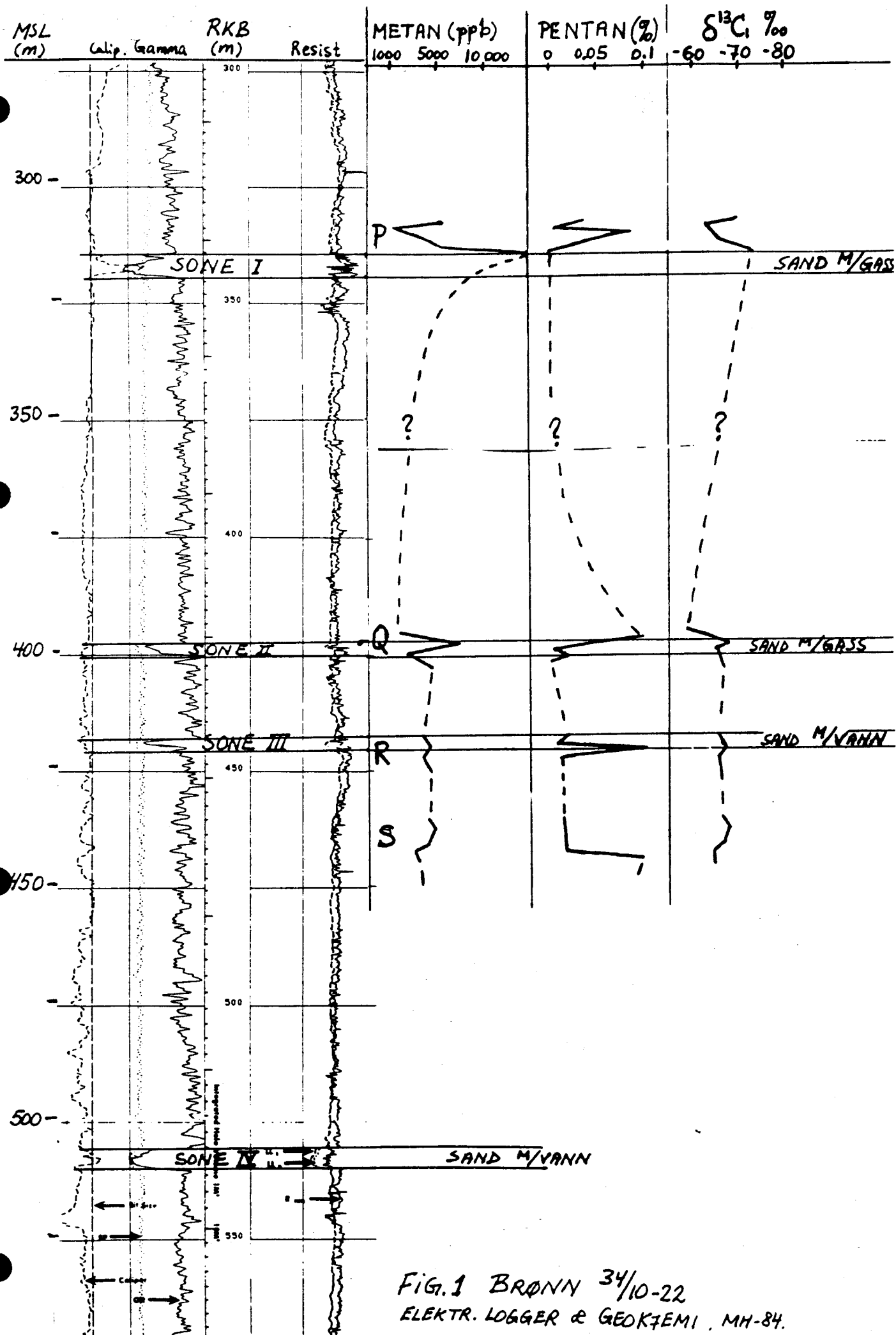


FIG. 1 BRØNN 34/10-22
ELEKTR. LOGGER & GEOKEMI, MH-84.

Plot III: Bernard-Plot

34/10-22

$\log C1/(C2+C3)$

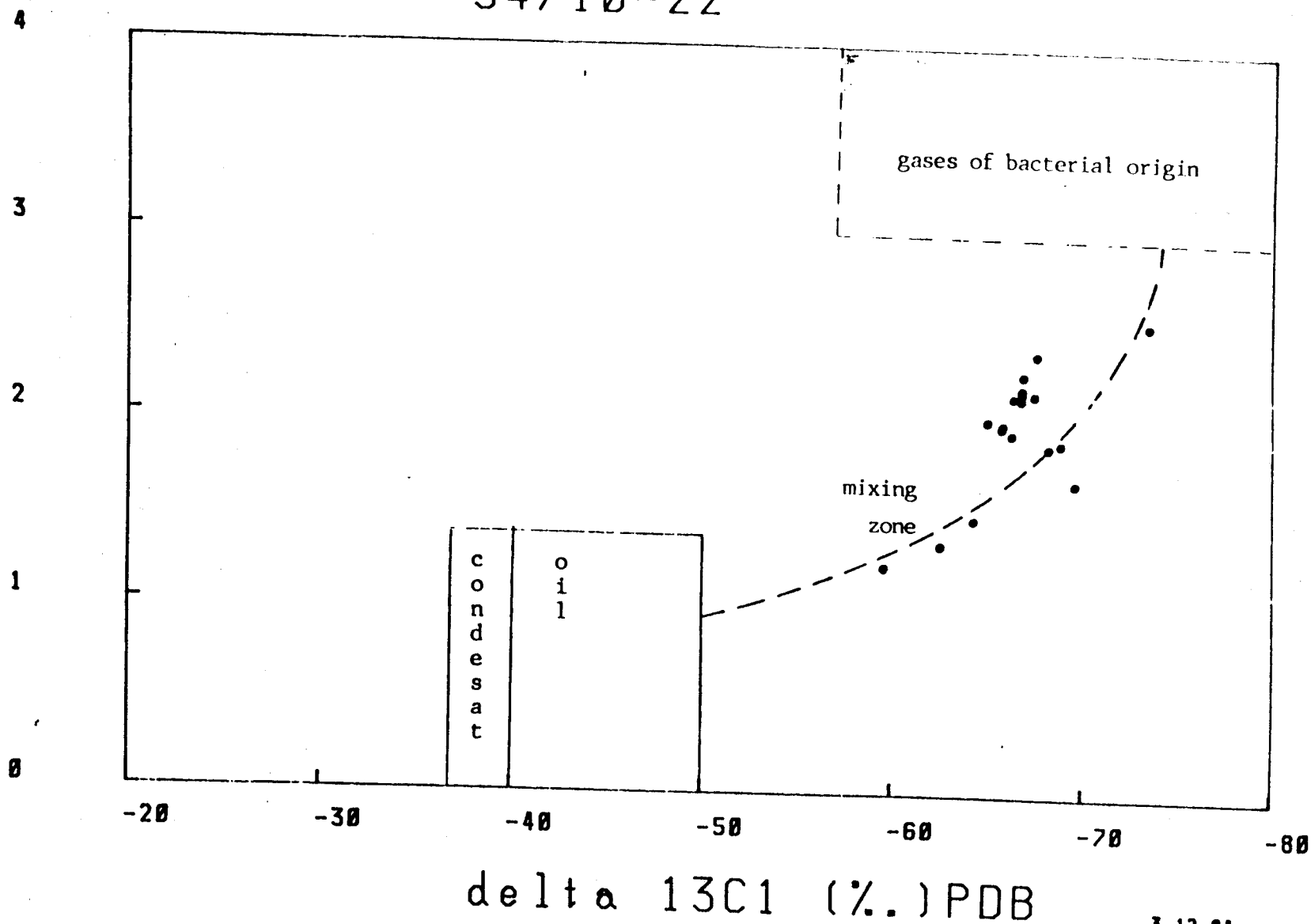


Fig. 2

3.12.84

Table 1

GASYIELDS: 34/10-22

6 C A, DEC 31 1984

STATION		C ₁	C ₂	C ₃	C ₄		C ₅		2.2DMB	HP	nH	Be	cH	C7	C8	C9	Et=	Pr=	B=	d 13C1	
RKB	MSL	He ppb	Et ppb	Pr ppb	iB ppb	nB ppb	2.2DMPr ppb	iP ppb	nP ppb	2.2DMB ppb	HP ppb	nH ppb	Be ppb	cH ppb	C7 ppb	C8 ppb	C9 ppb	Et= ppb	Pr= ppb	B= ppb	% PDB
338	300	5804	85.0	36.6	6.8	16.9	14.7	13.3	7.4	0.0	31.7	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	29.4	25.0	9.2	-69.6
339	310	1083	35.6	14.7	0.0	7.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8	0.0	0.0	0.0	0.0	58.2	22.0	11.5	-62.6
341	312	3161	76.5	29.0	0.0	19.8	0.0	14.4	12.7	2.2	21.2	0.0	21.5	0.0	0.0	0.0	0.0	76.7	44.1	23.2	-64.3
343	314	5258	47.8	19.3	0.0	9.4	0.0	7.6	4.7	0.0	26.8	0.0	24.8	0.0	0.0	0.0	0.0	62.8	27.9	12.1	-68.9
346	317	22408	48.3	17.2	0.0	7.8	1.7	4.4	4.7	0.0	0.9	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	18.1	9.6	-73.5
423	396	1390	53.9	30.9	5.3	12.4	0.0	9.1	6.7	0.0	15.0	0.0	80.5	0.0	0.0	0.0	0.0	90.8	30.9	18.2	-59.6
425	398	7523	70.1	30.7	3.5	14.7	20.3	46.2	13.5	97.0	132.4	0.0	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	28.3	23.7	10.5	-68.3
429.5	400.5	2522	17.6	8.2	7.8	4.9	43.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.5	0.0	-65.9
431.5	402.5	3599	26.9	14.4	3.8	5.4	0.0	6.8	2.6	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-66.3
432.5	402.5	4281	17.5	6.3	2.8	2.8	6.9	1.8	0.0	0.0	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	-66.9
448	419	3079	15.2	7.7	7.9	4.6	27.9	1.1	2.9	0.0	13.5	1.0	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.1	0.0	-66.9
450	421	3280	16.0	7.1	2.1	2.4	7.5	4.3	1.4	0.0	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	-67.5
452	423	2251	16.0	8.0	3.0	2.8	18.5	18.4	11.2	34.7	32.6	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.5	0.0	-65.8
455	426	3299	15.0	6.8	2.3	1.9	4.3	3.9	1.2	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.2	0.0	-66.9
466	427	3603	15.8	8.9	3.0	2.8	11.4	7.7	2.4	0.0	9.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	2.1	0.0	-66.9
467	438	4166	12.3	5.7	2.7	2.6	2.1	3.4	1.3	0.0	2.5	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.9	0.0	-67.6
470	441	3048	14.6	7.6	1.9	2.5	6.8	4.9	1.5	0.0	7.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.1	0.0	-66.4
472	441	2849	18.7	9.4	2.7	3.5	16.7	21.3	12.5	0.0	14.1	0.0	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.9	0.0	-65.0

Table 2

GASCOMPOSITION: 34/10-22

6 C A, DEC 31 1984

STATION	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄			C ₅			2.2DMB	HP	nH	Be	cH	C7	C8	C9	Et=	Pr=	B=	d 13C1
	He %	Et %	Pr %	iB %	nB %	2.2DMPr %	iP %	nP %	2.2DMB %	HP %	nH %	Be %	cH %	C7 %	C8 %	C9 %	Et= %	Pr= %	B= %	‰ PDB	
338	98.17	0.77	0.23	0.03	0.08	0.06	0.05	0.03	0.00	0.10	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.16	0.04	-69.6
339	93.42	1.64	0.46	0.00	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.87	0.73	0.28	-62.6
341	95.79	1.24	0.32	0.00	0.17	0.00	0.10	0.09	0.01	0.12	0.00	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	0.51	0.20	-64.3
343	98.17	0.48	0.13	0.00	0.05	0.00	0.03	0.02	0.00	0.09	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67	0.20	0.06	-68.9
346	99.73	0.11	0.03	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.03	0.01	-73.5
423	91.05	1.86	0.74	0.10	0.22	0.00	0.13	0.10	0.00	0.18	0.00	1.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.40	0.77	0.34	-59.6
425	98.01	0.49	0.15	0.01	0.05	0.04	0.13	0.13	0.24	0.32	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.12	0.04	-68.3
429.5	98.96	0.37	0.12	0.08	0.05	0.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	-65.9
431.5	97.32	0.40	0.14	0.03	0.04	0.00	0.04	0.02	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-66.3
432.5	99.60	0.22	0.05	0.02	0.02	0.04	0.01	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	-66.9
448	99.13	0.26	0.09	0.07	0.04	0.20	0.01	0.02	0.00	0.08	0.01	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01	0.00	-66.9
450	99.46	0.26	0.08	0.02	0.02	0.05	0.03	0.01	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	-67.5
452	98.30	0.37	0.13	0.04	0.03	0.18	0.18	0.11	0.28	0.27	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.02	0.00	-65.8
455	99.53	0.24	0.08	0.02	0.02	0.03	0.03	0.01	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	-66.9
466	99.40	0.23	0.09	0.02	0.02	0.07	0.05	0.01	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.02	0.00	-66.9
467	99.67	0.16	0.05	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.00	0.01	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	-67.6
470	99.44	0.25	0.09	0.02	0.02	0.05	0.04	0.01	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-66.4
472	98.91	0.35	0.12	0.03	0.03	0.13	0.16	0.10	0.00	0.09	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	-65.0

III PETROFYSISK/RESERVOARTEKNISK EVALUERING

PRT/GULLFAKS

A. Bale

Oppdragsgiver

Undertittel

Tittel

PETROFYSISK/RESERVOARTEKNISK EVALUERING

BRØNN 34/10-22

Reservoarseksjonen
A. Bale
April 1985

Utarbeidet

Kontrollert

Godkjent

Dato		Dato	Gruppeleder	Dato	Seksjonsleder
24/4-85	<i>Arthur Bale</i>			29/4-85	<i>T. Lervick</i>

Revidert

Kontrollert

Godkjent

Dato		Dato	Gruppeleder	Dato	Seksjonsleder

INNHOLDSFORTEGNELSE

	<u>SIDE</u>
1. INNLEDNING	1
2. SAMMENDRAG	2
3. KONKLUSJONER	4
4. FORSLAG	5
5. DISKUSJON	6
5.1 Loggeprogram	6
5.2 Databasen 34-10-22, korreksjon og dybdeskift	6
5.3 Logg-/tapekvalitet	6
5.4 Analyse/parameter valg	7
5.4.1 Formasjons- og væske-/gasskonstanter	8
5.4.2 Beregning av skifer volum (V_{SH})	11
5.4.3 Beregning av porøsitet (PHIF)	11
5.4.4 Beregning av vannmetning (SW)	14
5.5 Kjernetatte intervall	17
5.6 Generelle reservoarbetragtninger	18
6. REFERANSER	21

Brønn 34/10-22 ble boret for å undersøke mulige grunne gass forekomster under Gullfaks A plattformen. Hullet ble boret ned til 580 m RB (551 m MHN), dvs. 126 m (ifølge prognosen) inn i Miocen eller 286 m inn i Tertiær. (Undersøkelser av kjernematerialet fra 34/10-22 viste derimot at overgangen Kvartær/Tertiær lå dypere enn 294 m RB, som var prognosert overgangsdypde.)

Hensikten med denne rapporten er først og fremst å presentere en såkalt petrofysisk "hurtig-evaluering" av tilgjengelige logge-data. Analysen er en "hurtig-evaluering" i den forstand at loggdata ikke er korrelert med kjernedata p.g.a. manglende kjernedekning i sandlinsene. Reservoarbeskrivelsen av de enkelte grunne gass sonene bør tillegges underordnet betydning p.g.a. mangel på data.

Brønn 34/10-22 ble boret ned til en dybde av 580 m RB (551 m MHN). Ialt fire sandlinser ble funnet, benevnt Sone I (339 - 344 m RB), Sone II (422 - 425 m RB), Sone III (443 - 446 m RB) og Sone IV (530 - 536 m RB), hvor bare den øverste sonen, Sone I, viste seg å inneholde betydelige mengder gass. Imidlertid inneholdt Sone II mindre mengder gass som likevel kan vise seg å strøømme p.g.a. at den grunne gassen har lav tetthet og lav viskositet.

Ingen trykkdata er tilgjengelig da sonene ikke ble testet. Heller ikke ble det tatt RFT-prøver da utvaskingen av borehullet i de ukonsoliderte sandlinsene var for stor.

Borehullets dårlige kvalitet førte også til upålitelige loggdata og følgelig usikre beregnede petrofysiske verdier, spesielt i den øverste og nederste sonen hvor beregnet porøsitet og følgelig gassmetning, sannsynligvis er for høy.

En kan med stor sikkerhet si at hullets tilstand i deler av Sone I og sannsynligvis IV var så dårlig at porøsitet-instrumentene hverken kunne fungere etter de forutsatte prinsipper eller korrigeres for etter standardmetoder. Analysen av Sone I kompliseres p.g.a. høyt innhold av tungmineraler (indikasjoner fra loggene og bekreftet fra CST-prøver), ingen separasjon på resistivitetsloggene og lave resistiviteter som en følge av lav formasjonsfaktor og lav gasssmetning, samt en merkelig beregnet metningsprofil som kan skyldes endringer i litologi eller en eller annen invasjonseffekt. Vedlagte analyse av porøsitet er derfor basert på ukorrigerede loggverdier (rådata) med

unntak av gasskorreksjonen i opsjonen "Litho" på SP-systemet som ble anvendt for denne hurtig-evalueringen.

Mangelen på kjernedata og væske-/gassprøver som f.eks. vannresistivitet, R_w , og gass-sammensetning, forsterker usikkerheten knyttet til analysen. R_w ble beregnet v.h.a. loggetekniske metoder, mens tettheten på gassen ble tatt fra diagram.

De beregnede petrofysiske parametre er presentert i tabellen nedenfor.

! Sone	! Porøsitet (%)	! Gassmetning (%)	!
!	!	!	!
! Sone I	! ca. 40 ¹⁾	! >50 <65 ¹⁾	!
! Sone II	! 36	! <35	!
! Sone III	! 32	! <20	!
! Sone IV	! ca. 40 ¹⁾	! <20	!
!	!	!	!

1) Verdiene må betraktes som meget usikre

1. Et antall av fire sandlinser ble funnet i brønn 34/10-22. Bare de to øverste sonene, Sone I og II, inneholdt gassmetninger av en slik størrelse at strømming er sannsynlig, selv om grunn gass kan strøømme ved svært lave metninger.
2. Mangelen på kjernedata, borehullets dårlige kvalitet, i tillegg til høy konduktivitet i bergartene samt usikre væske- og gassparametre, begrenset mulighetene til en nøyaktig beregning av petrofysiske parametre i Sone I og IV.
3. Grunne gasslommer, med sine spesielle egenskaper, kan ikke fremvise høy gassmetning fordi kapillærkreftenes innvirkning på drainageprosessen er uvanlig stor på grunne dyp.
4. Den lave gasstettheten medvirker til økt overtrykk relativt til vann ved grunn gass forhold. Overtrykket vil likevel sannsynligvis begrense seg til mindre enn 1 bar i Gullfaks A området fordi sandlinsene er antatt horisontale og lateralt begrenset.

ANBEFALINGER

1. En undersøkelse/studie bør utføres på optimalisering av boreparametre/-metoder samt utstyr for å bedre hullkvaliteten i ukonsoliderte grunne sandlinser slik at pålitelige evalueringer kan utføres.
2. Prøver av formasjonsvannet og gassen bør tas slik at korrekte egenskaper kan anvendes i formasjons-evalueringen.
3. En detaljert petrofysisk studie bør utføres for å kartlegge de petrofysiske parametre i Sone I, hvis dette i det hele tatt kan la seg gjøre.
4. Sone II bør vurderes testet i SGW1 for bl.a. å skaffe opplysninger om kritisk gassmetning under de forhold grunn gass eksisterer.

5. DISKUSJON

5.1 Loggeprogram

Følgende logger ble kjørt i 34/10-22:

ISF/LSS-MSFL-GR-SP-CAL	"Run" 1	"Run" 2 på tapen
DLL/MSFL-GR-SP-CAL	"Run" 2	"Run" 5 på tapen
LDL/CNL-CAL-GR	"Run" 3	"Run" 8 på tapen
SHDT		
CST		
VSP		

5.2 Databasen 34-10-22, korreksjon og dybdeskift

Rådataene fra loggingen er hentet fra "run" 2, 5 og 8 på tapen. De benyttede data fra tapelistingen og deres benevnelse på databasen er gitt i Vedlegg 1.

Det ble, som forventet, ikke funnet noe behov for dybdeskift siden brønnen, som var vertikal, bare ble boret ned til 580 m RB.

Loggevalueringen ble utført v.h.a. SP-systemet

5.3 Loggkvalitet/kalibreringssjekk

Resultatene fra kalibreringen av loggeutstyret var innenfor spesifikasjonene gitt i Schlumberger's foreskrifter.

Kvaliteten på loggresponsene synes å være generelt god, med unntak av caliper- og SP-loggen. Kvalitetssjekken viste at caliper verdiene fra "run" 1 og 3 er unøyaktige, sammenlignet med indre diameter i foringsrøret, mens verdiene fra "run" 2 stemmer med verdiene i foringsrøret og følgelig ble benyttet i analysen/evalueringen av brønnen. SP-loggen, en heller uvesentlig logg under de slam-hull betingelsene brønnene ble logget, viser divergerende trender i "run" 1 og 2, hvor den ble kjørt. Fenomenet "drifting" skjer ofte grunnet flere årsaker, men helst p.g.a. "bakgrunnsstøy" som f.eks. operasjoner på riggen (sveising) etc. Loggen må i slike tilfeller normaliseres hvis SP-data skal anvendes.

5.4 Analyse/parametervalg

Den manglende kjernedekningen i sandlinsene, og følgelig ingen tilgjengelig kjerne-logg korrelasjoner, gjør sitt til at logganalysen i noen soner blir noe usikker. Derfor bør Fig. 1 (bilag) betraktes mer som en kvantitativ enn kvalitativ presentasjon av berg/fluid forholdene i brønn 34/10-22. Brønnens tilstand (utrasing), som en følge av grunne ukonsoliderte sedimenter, medfører også noen usikkerhetsmomenter som vil bli diskutert i de følgende avsnitt.

"Litho"s beskrivelse av litologiforholdene i brønn 34/10-22, Fig. 1, er entydig i den forstand at fire sandsoner, benevnt henholdsvis Sone I (339-344 m RB), Sone II (422-425 m RB), Sone III (443-446 m RB) og Sone IV (530-536 m RB), ble bestemt (sieve-analyser⁽¹⁾⁽²⁾ for alle sonene indikerer kornstørrelse i overgangen svært fin sand/silt).

5.4.1

Formasjons- og væske/gasskonstanter

Petrofysiske/reservoar parametre ble beregnet v.h.a. opsjonen "Litho" på SP-systemet, som er en beregningsprosedyre tilnærmet Schlumberger's Coriband versjon. Metoden er egnet for en såkalt "hurtigevaluering" av brønner. De anvendte parametre i analysen, som er diskutert nedenfor, er presentert i Tabell 1.

Formasjonsfaktoren, F_R , ble satt lik

$$F_R = a \cdot \emptyset^{-m} \quad (1)$$

hvor

$$\begin{aligned} a &= 0.62 \quad (\text{litologifaktor}) \\ m &= 2.15 \quad (\text{sementeringsfaktor}) \\ \emptyset &= \text{porøsitet} \end{aligned}$$

Ligning (1) er ansett som representativ for ukonsoliderte/granulerte formasjonssystemer som f.eks. sandstein.

Vannresistiviteten, R_w , er en av usikkerhetsmomentene i logganalysen av brønn 34/10-22. Vannprøver ble ikke tatt siden brønnen ikke ble testet. Hullets beskaffenhet (utrasing) i sandsonene gjorde sitt til at RFT-prøver ikke kunne taes. R_w ble derfor beregnet v.h.a. loggetekniske metoder, presentert i Vedlegg 2, til 0.28 ohm m. Tallet er noe usikkert da analysen ble utført med data fra Sone IV som eksempelvis ligger 190 m dypere enn Sone I. Dette ble likevel gjort siden Sone IV representerer en relativt rein vannsone med ubetydelige mengder gass. Dessuten representerer 0.28 ohm m en "fornuftig" verdi når en studerer utslaget på

TABELL 1

MODE
INPUT FILE: BALEHURTIGEV
OUTPUT FILE: KLADD

P-S

Stateoil Log Analysing System (Release:3.3 Dato:12.JAN 1982)

USER NAME :TEAA
PASSWORD :?

NEW INFORMATION 24.nov 1983
DO YOU WANT TO READ IT?

WELL	DEPTH-INTERVAL	DATE	TIME	ID
--	0.00	0.00	29 JAN 85 10:13	EAA

GIVE NEW KOMMAND?LITHO

COMPLEX LITHOLOGY APPROACH COMPUTATION

GI BROENN-NAVN?34-10-22
GI DYBDE-INTERVALL (D1,D2)?250,550

FOLGENDE KURVER BRUKES I BEREKNINGENE

INPUT KURVER	OUTPUT KURVER
RXO	PHIF
USH	SHR
RHOB	RHOMAA
PHIN	SXO
RT	SU
	SH

HUSK AT DET G A M L E INNHOLDET AV OUTPUT-KURVENE FORSVUNNER.
.....

TRYKK <RETURN> NÅR DU HAR LEST DETTE?

VELG MINERALMODELL AV FOLGENDE MULIGE
SANDSTONE-LIMESTONE: 1
LIMESTONE-DOLOMITE : 2
SANDSTONE-DOLOMITE : 3
SANDSTONE-HEAVY MINERAL : 4
GI MODELL NR:?
VALGT MODELL: SANDSTONE-LIMESTONE

VELG VANNMETNINGS FORMEL AV FOLGENDE MULIGE
INDONESIA: 1
NIGERIA : 2
FERTL : 3
SHR FRA SU: 4
GI FORMEL NR FOR SXO-CALC:?

GI INPUT PARAMETRE TIL SW-FORMEL:INDONESIA
GIVE CEMENTATION EXP. M:2.15
GIVE SATURATION EXP. N:2
GIVE LITHOLOGY FACTOR A:2.62
GIVE RESISTIVITY OF SHALE:2.5
GIVE RESISTIVITY OF MUD FILT.:2.5
GIVE RESISTIVITY OF WATER:2.28

GI INPUT PARAM. FOR MATRIX/POROSITY-TOOL HYDROCARBON CORRECTION
TELL WHETHER GAS OR OIL (0 OR 1)?0
GIVE HYDROCARBON DENSITY :2.04
GIVE MUDFILTRATE DENSITY :21.1.00??
GIVE MUD FILTRATE SALINITY IN PPM:10**6 :2.0085
GIVE SHALE DENSITY :22.2.
GIVE NEUTRON POROSITY SHALE :2.4
GIVE MATRIX DENSITY OF MINERAL :22.68
GIVE MATRIX DENSITY OF MINERAL :22.71

FDC-CNL CROSSPLOT FINISHED

WELL	DEPTH-INTERVAL	DATE	TIME	ID
34-10-22	250.00 550.00	29 JAN 85	10:22	EAA

GIVE NEW KOMMAND?PLADM

SP-loggen. Likevel bør resistiviteten av vannet i Sone I eller II bekreftes i neste brønn ved å ta en bunnhullsprøve.

Metningseksponenten, n , (ref. lign. (2)) ble satt lik 2.

Hydrokarbon (gass) tettheten ble satt lik 0.04 g/cc
(Fig. 2)⁽³⁾

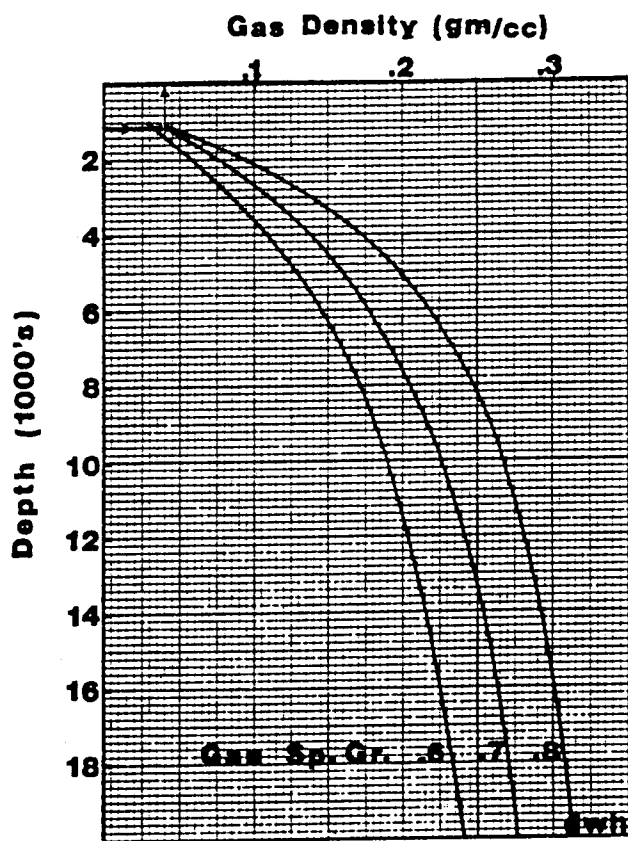


Fig. 2

De resterende benyttede verdier i analysen, Tabell 1, ble tatt fra råloggene.

5.4.2 Beregning av skifer volum (V_{SH})

 Leireinnholdet (V_{SH}) ble beregnet v.h.a. gamma-ray målingene, korrigert for mudvekt og hulldiameter. Analyser fra 4 kjerneprøver⁽⁴⁾ (429 m, 431 m, 452 m og 472 m RB) antydte ca. 50% illitt, 17% kaolinit og 30% "swelled clay", dvs. smektitt og illitt.

5.4.3 Beregning av porøsitet (PHIF)

 Beregnet porøsitet, PHIF, må betraktes som en usikker verdi på deler av loggen. Dette skyldes bl.a. at neutronloggen i analysen ikke er korrigert for trykk, temperatur og "stand-off". Korrelasjonen for trykk og temperatur er av mindre betydning, mens korreksjonen for "stand-off" vil ha en viss betydning i øvre deler av hullet, hvor utrasingen er kontinuerlig, samt Sone IV.

Beregnete verdier fra "Litho" for matrixtetthet i Sone I er presentert i Tabell 2.

TABELL 2

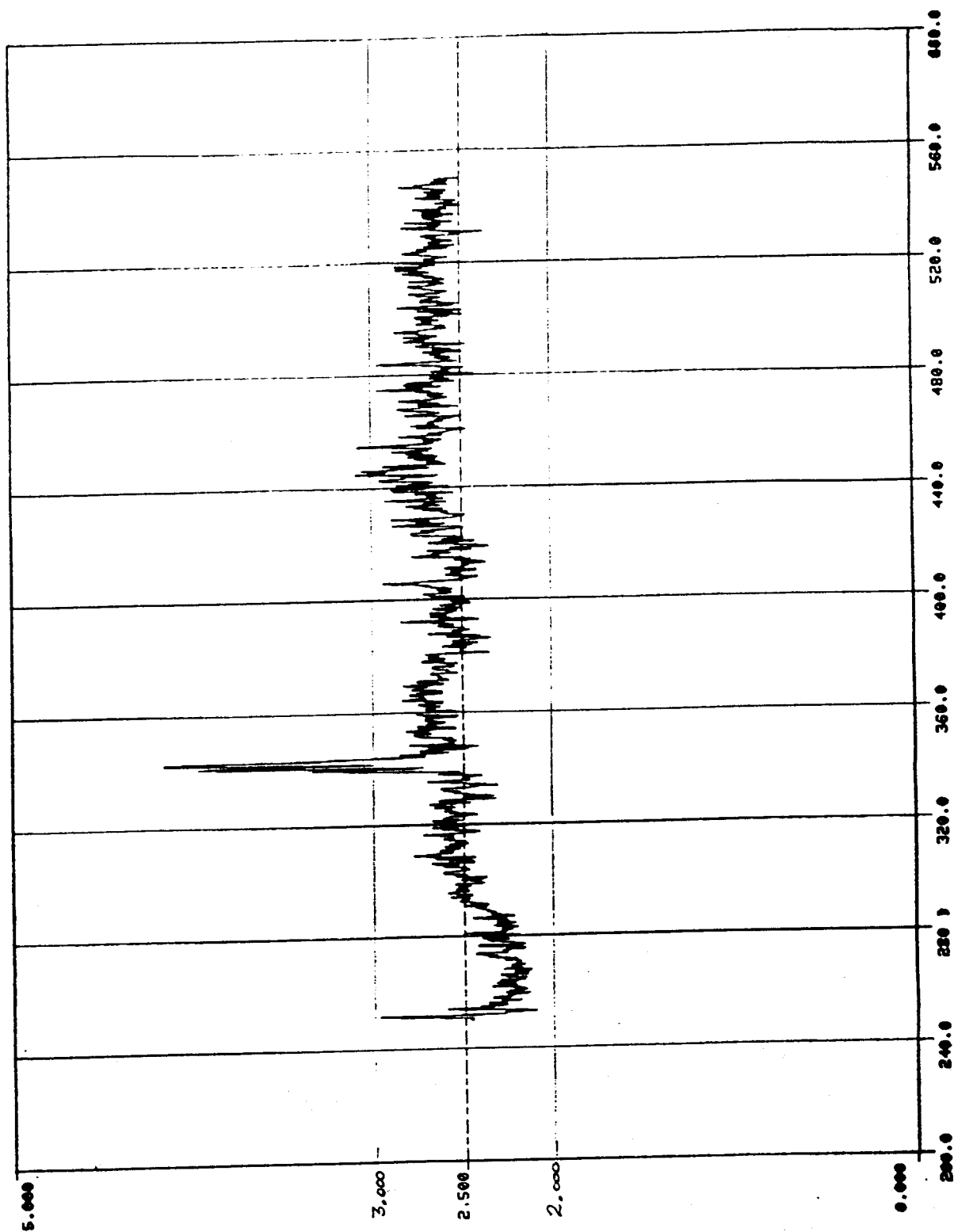
DEPTH	PHIF	USH	SXO	SU	RHOMAA
339.25	0.243	0.463	0.736	0.544	3.195
339.50	0.190	0.235	0.987	0.784	2.517
339.75	0.185	0.388	0.934	0.718	2.401
340.00	0.263	0.460	0.636	0.571	2.994
340.25	0.184	0.465	0.781	0.733	2.902
340.50	0.228	0.355	0.856	0.671	2.829
340.75	0.295	0.201	0.800	0.592	2.883
341.00	0.326	0.116	0.777	0.588	2.850
341.25	0.342	0.019	0.812	0.591	2.839
341.50	0.321	0.010	0.800	0.611	2.896
341.75	0.264	0.101	0.817	0.706	2.772
342.00	0.413	0.123	0.661	0.463	2.618
342.25	0.522	0.056	0.585	0.382	3.110
342.50	0.417	0.169	0.529	0.452	3.279
342.75	0.380	0.218	0.597	0.506	3.191
343.00	0.403	0.207	0.598	0.427	3.170
343.25	0.503	0.072	0.596	0.342	3.162
343.50	0.440	0.302	0.611	0.287	3.212
343.75	0.265	0.584	0.704	0.395	2.999
344.00	0.195	0.610	0.773	0.614	2.931

Disse signaliserer et høyt innhold av tungmineraler i denne sonen, noe som ville gi en for lav beregnet porøsitet. Denne anomalien ble bekreftet av et kraftig utslag på PI-kurven (fotoelektrisk absorpsjonsindex) på tetthetsloggen, LDL, Fig. 3 (2% baritt i boreslammet skulle ikke vesentlig påvirke PI-verdiene; betydningen av utvasking er derimot noe usikker, men sannsynligvis ville utslaget bli dempet). Følgelig ble 3 CST-prøver (340 m, 342 m, 344 m RKB) sendt til IFE (Institutt for Energiteknikk) for mineralundersøkelse. Disse⁽²⁾ bekreftet tilstedeværelsen av 16-24 vekt % tungmineraler, hovedsakelig fra amfibol- og epidotgruppene.

De høye korntetthetsverdiene kan også forklares med generell usikkerhet for porøsitets- og tetthetsverdier i gassoner p.g.a. usikre S_{XO} -verdier. En annen side vedrørende porøsitetsverdiene er usikre LDL-data p.g.a. utvasking i sandlinsene i Sone I og IV. Selv om LD-instrumentet skal kunne gi pålitelige verdier i hullstørrelser på opptil 22" (56 cm), så er utvaskningsintervallene i ovennevnte soner for små til at "paden" på instrumentet kunne "følge" hullveggen i brønnen. Dette gir seg utslag i for høye beregnede porøsitetsverdier i Sone I og IV (opptil 48%). Det er likevel sannsynlig at porøsitetsverdiene i deler av Sone I og IV overskrider 40% hvis en sammenligner med loggverdiene i Sone II og III hvor loggkvaliteten er bedre p.g.a. bedre hullkvalitet.

7 34-10-22

P
I



Figur 3

5.4.4 Beregning av vannmetning (SW)

Indonesia-ligningen (2) ble benyttet til beregning av vannmetning.

$$1.0/\sqrt{RT} = \left[V_{SH} (1.0 - V_{SH}/2.0) / \sqrt{R_{SH}} + PHIF^{M/2.0} / \sqrt{A * R_W} \right] * S_w^{N/2.0} \quad (2)$$

hvor

R_t	=	korrigert formasjonsresistivitet
V_{SH}	=	leireinnhold (fraksjon)
R_{SH}	=	leireresistivitet (fra logg)
PHIF	=	beregnet porøsitet
a	=	litologi faktor
R_w	=	vannresistivitet
S_w	=	vannmetning
n	=	metningsekspONENT

Beregning av nøyaktig vann/gass innhold i Sone I og IV i brønn 34/10-22 er komplisert om ikke umulig p.g.a. borehullets kvalitet i disse sonene. Den lave formasjonsfaktoren, F_R , (høy porøsitet) og lave gassmetningen i grunne gassoner gir dessuten små utslag på resistivitetsloggene. Dette gjør analyser/evalueringer vanskelig og setter strenge krav til logge-utstyrets kvalitet/nøyaktighet. I tillegg, så kan usikkerheter angående kraftig invasjon av boreslam (eventuelt ingen invasjon) eller strømming av gass totalt forvrengte sandlinsenes opprinnelige metningsprofil.

I brønn 34/10-22 indikerer resistivitetsloggene at $R_{XO} \approx R_i \approx R_t$. Dette kan forklares ved 1) strømming av gass, 2) kraftig invasjon utover resistivitetsutstyrets undersøkelsesradius, 3) ingen invasjon, eller 4) for liten oppløsningsevne på resistivitetsutstyret til å korrigere for invasjon.

1) Strømming av gass kan sannsynligvis utelukkes siden "mudloggen" ikke gav noen indikasjoner på dette.

2) Kraftig invasjon er en reell mulighet siden en boret med ca. 5.5 bar (80 psi) overtrykk. I tilfelle 2) ville en bare måle S_{XO} eller "flushed zone", dvs. altfor lav gassmetning. Dette betyr at gassmetningene ville overskride 65% i Sone I som er "peak" gassmetning ved 343.5 m RKB. På den annen side skal en huske på at beregnet porøsitet, som før nevnt, er sannsynligvis for høy i dette intervallet. En korrigert, og følgelig lavere porøsitet, ville redusere den estimerte gassmetningen. Dessuten vil kapillærkreftene, likning 3, som er betydelige i sandlinsene p.g.a. kornstørrelsen (silt) og den store tetthetsforskjellen mellom grunn gass og vann, ikke tillate høy gassmetning.

$$P_c = h \cdot \Delta \rho \cdot g = \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos \theta}{r} \quad (3)$$

P_c = kapillærtrykk

h = høyde over fri vannsone

$\Delta \rho$ = tetthetsforskjell på gass og olje

g = tyngdeakselerasjon

γ = mellomfasespenning mellom gass og vann

θ = kontaktvinkelen

r = poreåpningsradius

Det er derfor mye som tyder på at opprinnelig gassmetning ikke vesentlig kan overskride 65% ved dyp som logget i 34/10-22, selv om loggene indikerer 65% gassmetning i noe som kan vise seg å være innvadert sone.

3) Ingen invasjon er bare en teoretisk mulighet, selv om invasjon i gassoner er generelt mindre enn i oljesoner. Det kraftige overtrykket i brønnen skulle tilsi en viss invasjon som R_{XO} -instrumentet skulle oppdage.

4) For liten oppløsningsevne på resistivitetsutstyret spiller sannsynligvis en avgjørende rolle på de dyp det her er snakk om. Derfor mener forfatteren at Archie's ligning, ved å anta rene soner og bruke induksjonsloggene eller laterologgen som korrekt R_t , er en likeså god metode for beregning av metninger ved grunn gass forhold. Det er også bortkastet å korrigere resistivitetsloggene for "stand-off", i soner med utrasing, p.g.a. høy konduktivitet i sandlinsene.

Ved å anta følgende parametre for Sone I: ϕ lik 40% og følgelig F lik 4.45, R_w lik 0.28 ohm m, og R_t (fra logg) lik 5.2 ohm m, får en fra likning (4)

$$S_g = 1 - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (4)$$

en gassmetning, S_g , lik 51%, noe som kan vise seg å være en like så god verdi som 65% p.g.a. den store usikkerheten i porøsitet.

Metningsprofilen i Sone I er merkelig idet gassmetningen er tilsynelatende høyest i bunnen av sandlinsen. Selv om gassmetningen på loggen er påvirket av utvasking etc., som diskutert ovenfor, så virker det likevel som

om gassen i Sone I kan være påvirket av forandringer i litologien eller en merkelig invasjonsprofil. Siden nøyaktige metningsberegninger er nødvendig mht. forståelsen av problematikken knyttet til grunn gass forekomster, så bør en mer detaljert petrofysisk studie av Sone I utføres.

Metningsprofilene i Sone II og III er antatt korrekte på Fig. 1. Sone IV, er sannsynligvis gitt for høy gassmetning p.g.a. utrasing og følgelig for høy beregnet porøsitet.

5.5 Kjernetatte intervaller

Intervallet 419 - 474 m RB ble kjerneboret. Kjernematerialet inneholdt kun en del av ovennevnte intervall. Sand/silt materialet var så ukonsolidert at kjernemateriell fra Sone II og III ikke kunne gjenvinnes. Gjenvinningen av kjernetakingen er presentert i Tabell 3⁽⁵⁾.

TABELL 3

Kjerne	Intervall	M Recovery & Intervall	% Recovery
1	419.0-427.5	0.00	0
2	427.5-428.0	0.00	0
3	428.0-437.0	4.20 428.0-432.2	47
4	437.0-443.5	0.00	0
5	443.5-447.3	0.00	0
6	447.3-457.0	9.16 448.0-457.16	94.4
7	457.0-466.5	1.50 465.0-466.5	15.7
8	466.5-474.0	7.50 466.5-474.0	100.0

Den generelt sett lave gassmetningen p.g.a. kapillærtrykk effekten (og ofte mangel på kappebergart), reduserer ikke vesentlig de potensielle problemene som er tilknyttet grunn gass. Trykkforholdene i sandlinser som inneholder grunn gass er spesielle. Det relative overtrykket av gassen i forhold til vann øker med avtagende gasstetthet, Fig. 4.

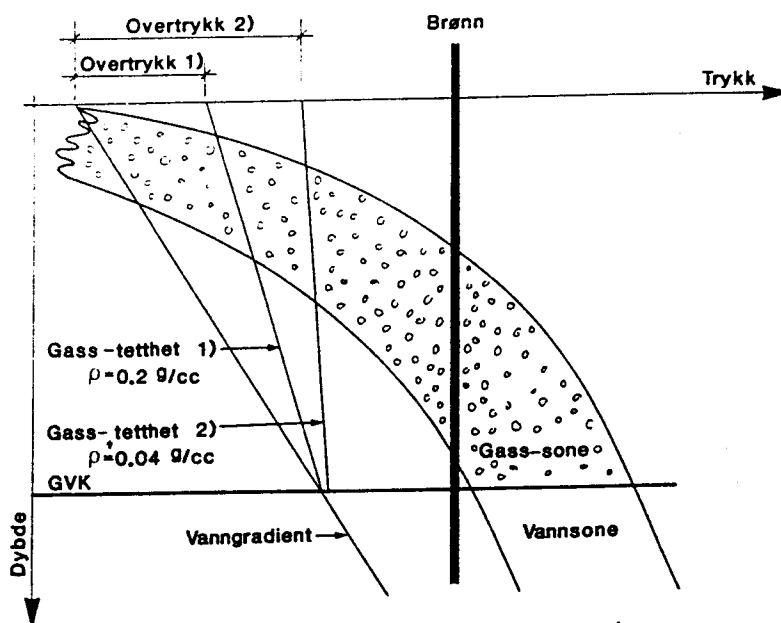
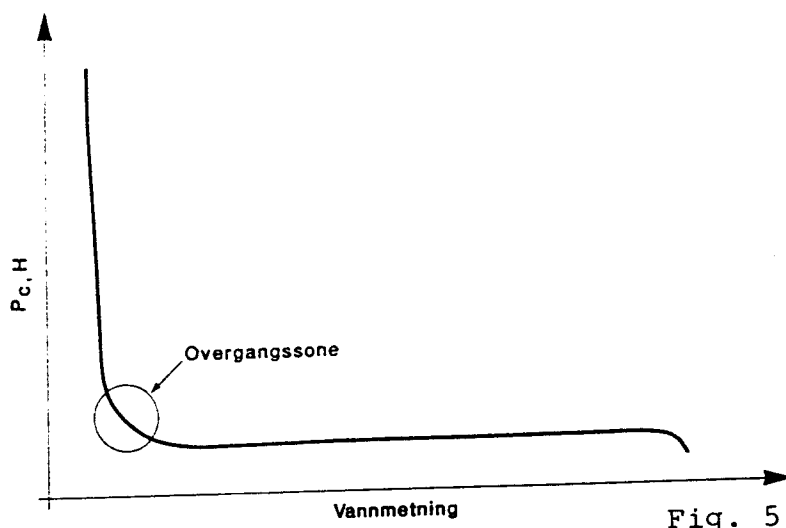


Fig. 4

Allikevel, som vist i Vedlegg 3, dreier det seg om små verdier (maksimalt 2 bar overtrykk) selv om en skulle bore inn i toppen, 20 m over GVK, av en gasslomme. For de horisontale og begrensede sandlinsene som eksisterer i Gullfaks A området vil overtrykket antagelig begrense seg til mindre enn 1 bar.

En vil forvente en svært tynn "overgangssone" på metningsprofilen, Fig. 5, i sandlinsene p.g.a. den store tetthetsforskjellen mellom vannet og gassen, selv om poreåpningsradiusen er liten da kornstørrelsen er på størrelse med silt.



En kan derfor anta en relativt konstant gassmetning over den frie gass-vann kontakten uansett strukturelt nivå.

Den store tetthetsforskjellen på gass og vann ved grunn gass forhold vil selvfølgelig også gjøre sitt til at vannet vil "fukte" mer enn ved normale reservoarforhold. Dette vil igjen virke inn på relativ permeabilitet mellom gass og vann i den forstand at "kritisk gassmetning" eller "likevektsmetning" (minste gassmetning som gjør strømming av gass mulig) er svært lav. Grunn gass (hovedsakelig "tørr" metan) som vil okkupere de største porene hvor strømming er enklest, vil derfor med sin svært lave viskositet i forhold til vann, strømme ved svært lave metninger. Strømming av tørr gass er blitt observert ved metninger ned til 3%⁽⁶⁾.

Den lave "kritiske gassmetningen" er derfor årsaken til at også gassen i Sone II kan bidra til en utblåsing hvis slamvekten i borehullet plutselig falt som en konsekvens av oppsprekking av en svak formasjon/sone lenger nede i brønnen under boring av produksjonsbrønner.

- 1) Core Analysis (Gamma Log, Perm./Por., Grain Size Distribution)
Well: 34/10-22
Geco, January 1985
- 2) Tungmineralanalyse av 3 kvartære sedimentprøver fra brønn 34/10-22
IFE/KR/F-85/046
- 3) Advanced Well Log Interpretation
Douglas W. Hilchie
- 4) Telefonsamtale med Susan Kurseth Strømmen,
LAB, Statoil
- 5) Beskrivelse og foreløpig tolkning av de kjernetatte intervall i 34/10-22
Statoil Undersøkelles- & Produksjonslaboratorium,
Susan Kurseth Strømmen
- 6) Reservoir Engineering Manual
Frank W. Cole

VEDLEGG 1

	<u>Tapelisting</u>	<u>Database</u>	<u>Spesifikasjon</u>
"Run" 2	TENS	TEN1	Spenning i loggestreng
	SP	SP	SP-logg
	MNOR	MICNOR	Micro-normal
	MINV	MICINV	Micro-invers
	SFLU	RSFLU	(ISF) Induction Electrical Survey - Ri
	MSFL	RMSFL	Micro Spherically Focused Log
	ILD	RILD	(ISF) Induction electrical Survey - Rt
	BS	BIT	Borekrone-størrelse
	CALI	CAL1	Caliper
	GR	GR1	Gamma Ray
	DT	DT	Sonic Log
	DTL	LSS	Log Spaced Sonic Log
"Run" 5	TENS	TEN2	-
	MNOR	MICNOR2	-
	MINV	MICINV2	-
	MSFL	RMSFL2	-
	LLD	RLLD	Dual Laterolog - Rt
	LLS	RLLS	Dual Laterolog - Ri
	CALI	CAL2	-
	GR	GR2	-
	SP	SP2	-
"Run" 8	TENS	TEN3	-
	CALI	CAL3	-
	PEF	PI	Foto-elektrisk Indeks
	RHOB	RHOB	Bulk-tetthet
	DRHO	CORR	Korreksjonsfaktor
	NPHI	PHIN	Neutron-logg porøsitet
	RHGX	RHOMASCH	Matrix-tetthet
	GR	GR3	-

VEDLEGG 2

Beregning av R_w

- 1) Resistivitet vs. tetthet , $\frac{1}{(R_t)^{1/2.15}}$ vs. ρ_b

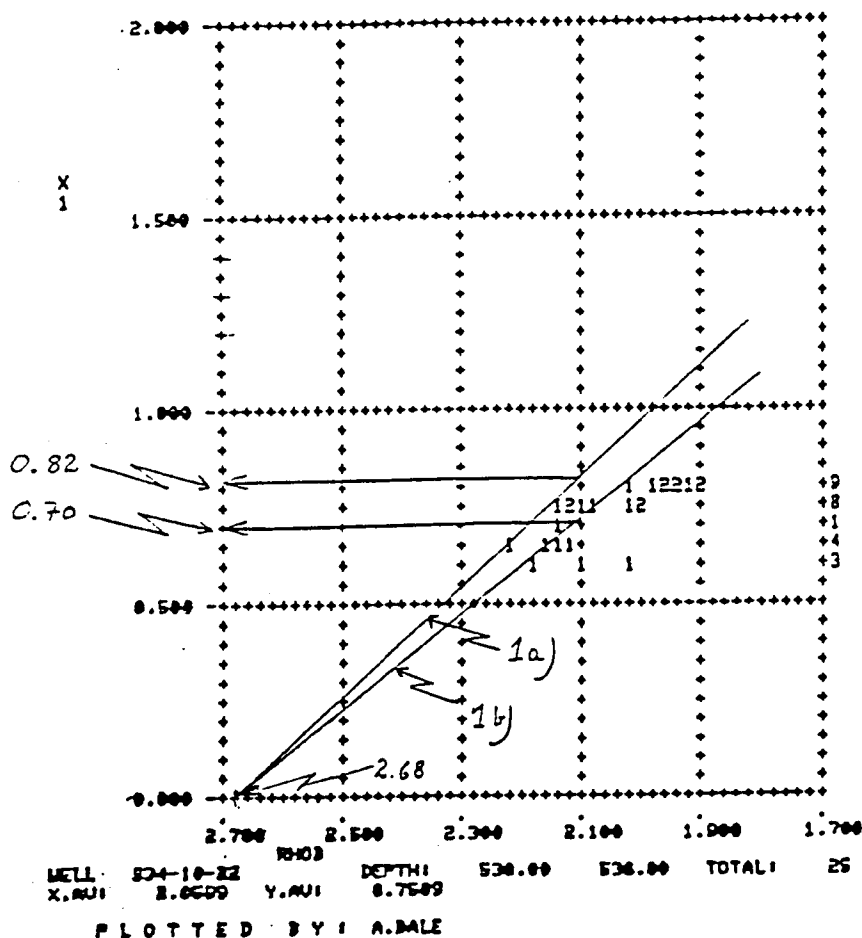


Fig. 2.1

$$X_1 = \frac{1}{(R_t)^{1/2.15}} , \quad \phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

$$\phi = \frac{2.68 - 2.1}{2.68 - 1.05} = 0.356$$

$$1a) \quad \frac{1}{(R_t)^{1/2.15}} = \frac{1}{(R_o)^{1/2.15}} = 0.82 \Rightarrow R_o = 1.53 \quad (\text{Fig. 2.1})$$

$$R_o = F \cdot R_w$$

$$F = 0.62 \cdot \phi^{-2.15} \Rightarrow$$

$$R_w = \frac{R_o \cdot \phi^{2.15}}{0.62} = 0.26$$

$$1b) \frac{1}{(R_o)^{1/2.15}} = 0.70 \Rightarrow R_o = 2.15 \Rightarrow \underline{R_w = 0.37}$$

1a) og 1b) representerer henholdsvis tilfellene ren og uren vannsone (ikke noe gass tilstede). Med uren sone menes at noen av målepunktene er påvirket av leirpartikler. Tilstedeværelsen av noe gass vil tilsi at 1a) kanskje er å foretrekke. En skal merke seg at noe gass (f.eks. 10%) kan ha en relativ stor innvirkning på LDL-målingene, fordi tetthetsforskjellen på grunn gass og vann er uforholdsmessig stor ($\rho_v/\rho_g \approx 25$). Det faktum at hullet er kraftig utvasket kan også styrke troverdigheten av linjen 1a). Invasjon av borslam derimot, i tillegg til mulig leirholdig materiale i sanden vil tisi at linjen 1b) kan være like representativ.

$$\text{altså: } 0.26 < R_w < 0.37$$

2) Resistivitet vs. porøsitet , $\frac{1}{(R_t)^{1/2.15}}$ vs. PHIN

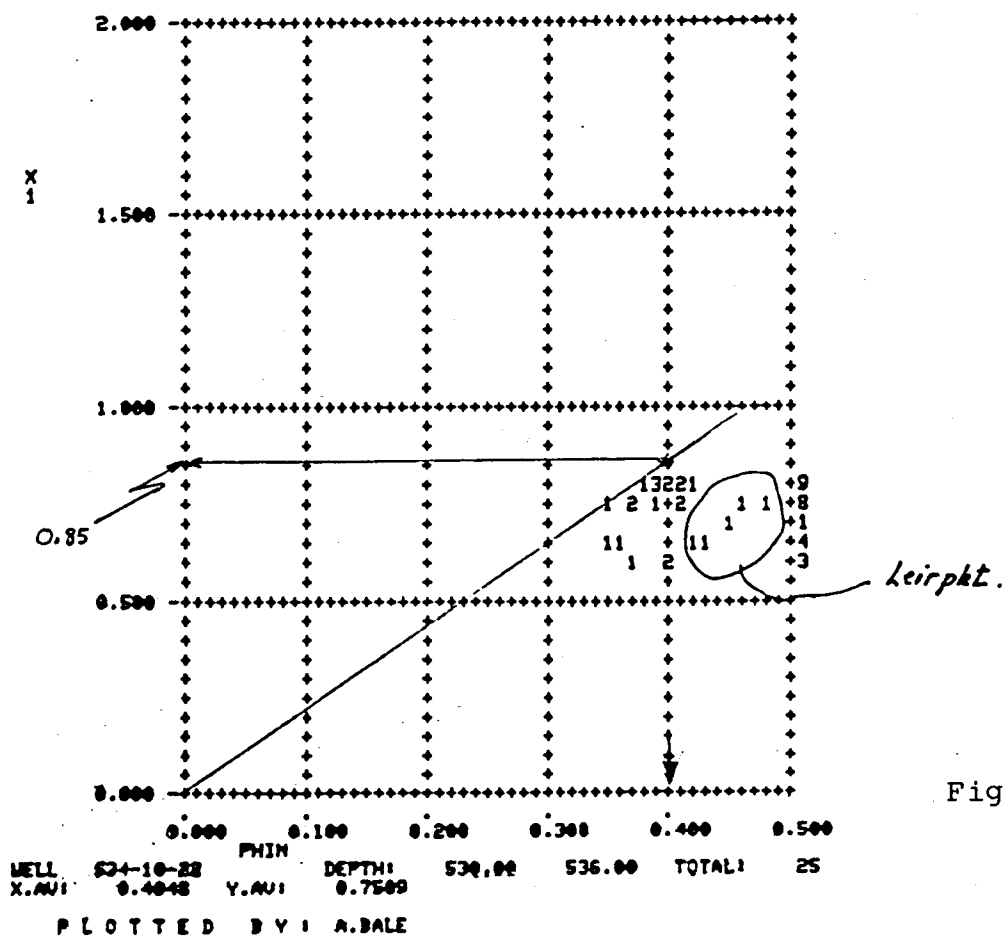


Fig. 2.2

$$X_1 = \frac{1}{(R_t)^{1/2.15}}$$

$$\frac{1}{(R_t)^{1/2.15}} = \frac{1}{(R_o)^{1/2.15}} = 0.85 \Rightarrow R_o = 1.42 \quad (\text{Fig. 2.2})$$

$$R_o = F \cdot R_w$$

$$F = 0.62 \cdot \emptyset^{-2.15} \Rightarrow$$

$$R_w = \frac{R_o \cdot \emptyset^{2.15}}{0.62} = \underline{0.31}$$

3) SP-metoden

$$SP = -12 \text{ mV}$$

$$R_{mf} = 0.453 \text{ (fra logg)}$$

$$R_{mf} > 0.1 \Rightarrow R_{mf_{eq}} = R_{mf} = 0.453$$

$$\frac{R_{mf_{eq}}}{R_{w_{eq}}} = 1.65 \quad (\text{Fig. 2.3})$$

$$R_{w_{eq}} = 0.28 > 0.1 \Rightarrow R_w = R_{w_{eq}} = \underline{0.28}$$

De tre presenterte metodene gav R_w verdier fra 0.26 til 0.37 ohm m. For denne hurtigevalueringen ble 0.28 fra SP-metoden benyttet.

Nomograph for Rweq from SP

- If Rmf greater than .1 use $R_{mfeq} = R_{mf}$
Otherwise change Rmf to R_{mfeq} with Chart 39
- If R_{weq} greater than .1 use $R_w = R_{weq}$
Otherwise change R_{weq} to R_w with Chart 39
- If KCl or Gyp mud use special procedure

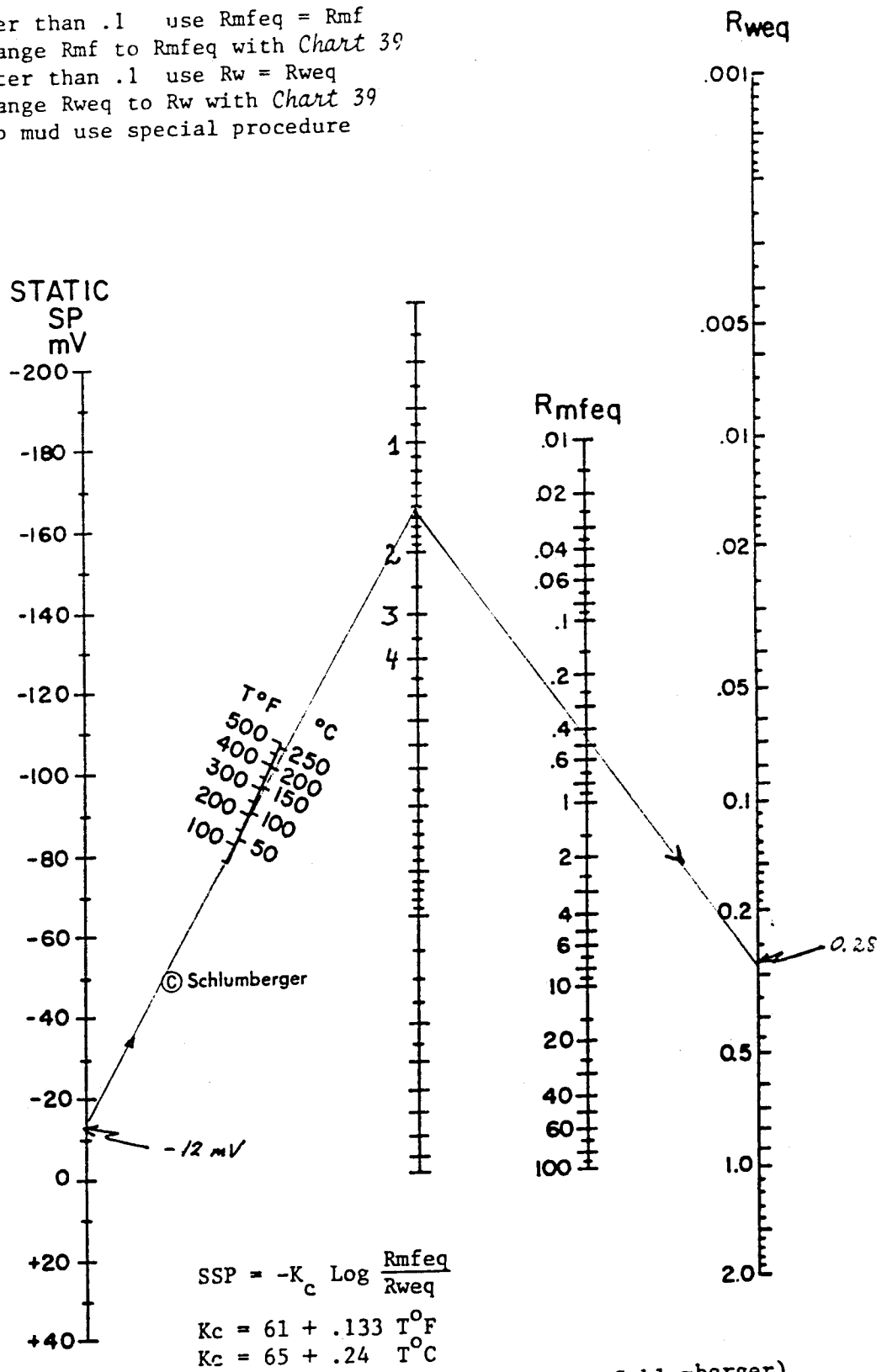


Fig. 2.3

VEDLEGG 3

Overtrykksberegninger ved grunn gass forhold.

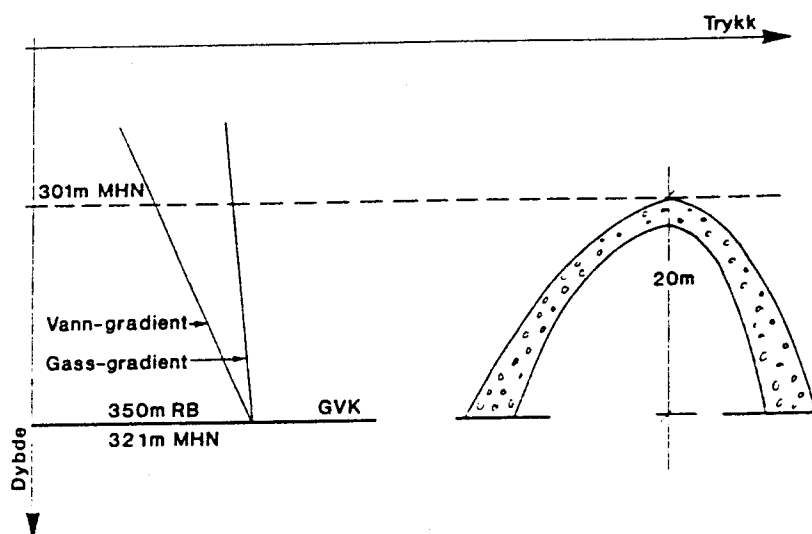


Fig. 3.1

Middels havnivå: $350 \text{ m} - 29 \text{ m} = 321 \text{ m MHN}$

ved 350 m (GVK): $P_g = P_w = 0.45 \text{ psi/ft} \times 321 \times 3.28 = 474 \text{ psi}$
(321 m MHN)

$$P_g = 0.02^{1)} \times D + \text{Const.}$$

$$474 = 0.02 \times 321 \times 3.28 + \text{Const.}$$

$$\Rightarrow \text{Const.} = 453 \text{ psi}$$

$$P_g = 0.02 \times D + 453 \text{ psi}$$

ved 301 m MHN
(Fig. 3.1)

$$P_g = 0.02 \times 301 \times 3.28 + 453 = 473 \text{ psi}$$

$$P_w = 0.45 \times 301 \times 3.28 = 444 \text{ psi}$$

$$p = \underline{29 \text{ psi}}$$

$$(\approx 2 \text{ bar})$$

Grunn gass gradient:

$$1) \quad 0.04 \text{ g/cm}^3 = (\text{cm}^3/\text{ft}^3) (\text{lb/g}) (1/\text{ft}) (\text{ft}^2/\text{inch}^2) = \underline{0.02 \text{ psi/ft}}$$

$$(\approx 0.0012 \text{ bar/ft})$$

IV BORERAPPORT

1. Sammendrag

Boreriggen "Dyvi Delta" ankom på 34/10-22 lokasjonen den 23. oktober 1984.

Hensikten med brønn 34/10-22 var å undersøke mulige grunn gass sand formasjoner på lokasjonen for Gullfaks "A". De primære mål var flere sandlag i Pliocen, hvor gass har vært indikert på logger fra andre brønner på samme felt og på anomalier sett på seismikken.

Brønnen ble boret til en total dybde på 579 m. I alt ble 8 kjerneprøver tatt fra 410 m til 474 m. Deretter ble hullet logget.

Til sist ble hullet plugget og forlatt.

2. Boreoperasjonen steg for steg

Riggen ble tauet til lokasjonen den 23. oktober og oppankringen straks satt i gang. På grunn av dårlig vær ble ankerkjøring utsatt i 7 timer fra midnatt. Brønnen ble påbegynt kl 21.30 den 25. oktober.

Endelige posisjon: $61^{\circ} 10' 33.60''$ N, $02^{\circ} 11' 15.32''$ Ø

17½" hull, fra 164 m - 237 m

17½" hullseksjonen ble boret med en 17½" borekrone til 237 m på 3,3 timer uten stigerør og med retur til havbunnen. Gjennomsnittlig borehastighet var 24 m/time. En brukte sjøvann som borevæske og pumpet en viskøs væske ved hver ny tilkobling av borerør. Før borestrengen ble trukket ut av hullet på 237 m, ble sjøvannet erstattet med 10 m^3 høyviskøst boreslam.

Et 30" brønnhode var sveiset på 13 3/8" foringsrør og 6 stk 68 lbs/ft, N-80 rørlengder ble kjørt.

Til tross for sirkulering så klarte en ikke å få foringsrøret helt ned og det ble derfor trukket ut igjen. 17½" borekrone ble kjørt inn for å sirkulere og renske opp hullet. Før en trakk strengen ut igjen ble 1.2 g/cm^3 borevæske fylt i hullet.

Foringsrørstrengen ble så landet på 237 m, med 1,5 m rørende over sjøbunnen. $7,14 \text{ m}^3$ G sement ble pumpet med $1,9 \text{ g/cm}^3$ tetthet og etterfylt med $2,07 \text{ m}^3$ sjøvann. Stigerør ble kjørt og avledningsrør tilkoblet.

8½" hull, 237 m - 579 m

Formasjonen ble ikke lekkasjetestet før videre boring.

Seksjonen ble boret med 3 borekroner og 3 kjerneprøvehoder, med en gjennomsnittlig hastighet på 26 m/t for boringen og 9,8 m/t for kjerneprøvetakingen.

En bentonitt/lignosulfonat borevæske med tetthet $1,10 \text{ g/cm}^3$ ble brukt gjennom hele seksjonen.

Det gjennomsnittlige gassnivå var 0,08% i leire, med et maksimum på 0,75% i sandsteinen.

For å unngå for mye borekutt i ringrommet ble borehastigheten avgrenset til 30 m/t, samtidig som en fikk en passe prøvetakings rate med DLWD-enheten.

Før en begynte å bore 8½" hull, boret en ut sementen i 13 3/8" foringsrøret, fra 211 m til 241 m, med 12 1/4" borekrone og 4 m inn i ny formasjon.

Tettheten på væsken i hullet ble økt til $1,10 \text{ g/cm}^3$ og strengen ble trukket ut.

En 8½" borekrone ble brukt til å bore ned til 400 m og en DLWD-enhet ble også installert.

Retningen på hullet ble målt omlag hver 50 m og den viste et største avvik på 2,0 grader. En avviksvinkel på 1,1 grader ble målt før en trakk borekronen på 400 m.

En ny DLWD-enhet ble montert på samme borekronen og kjørt i hullet for å fastslå de antatte sand seksjonene på: 275 m - 290 m, 335 m - 350 m og 365 m - 380 m. Etter rømming fortsatte en å bore fra 400 m til 410 m. Borekronen ble så trukket ut for å begynne med kjerneboring.

En 8½" "stratapax" kjerneprøve-borekrone ble montert sammen med et 4" kjerneprøverør med et indre glassfiber rør. Strengen ble kjørt i hullet uten vanskeligheter.

Kjerne nr. 1 ble boret fra 419 m til 427,5 m på 0,7 timer. 0,38% gass ble målt fra 419 m, men det var ikke mulig å sirkulere denne ut da en kunne risikere å vaske ut kjerneprøven. En møtte ingen problemer på vei ut av hullet.

Den samme borekronen ble brukt til å ta prøve nr. 2. En sirkulerte ut hullet før en startet på denne.

Kjerneprøve nr. 2 ble tatt fra 427,5 m, men på 428 m ble borekronen skadet og strengen ble trukket ut. 0,5 m ble boret på 0,2 timer.

Et nytt kjerneprøve-hode ble montert, strengen kjørt i hullet og brønnen sirkulert. Trip-gass ble målt til 0,33%. Kjerneprøve nr. 3 ble tatt fra 428 m til 437 m på 0,4 timer. Strengen ble trukket på 437 m, uten noen problemer.

Det samme kjerneprøve-hodet ble kjørt i hullet. Omlag 2,5 m med kaks var samlet i bunnen av brønnen. På 437 m ble trip-gassen målt til 0,43%. Kjerneprøve nr. 4 ble tatt fra 437 m til 443,5 m på 0,7 timer. En pumpet inn en "slug" før en trakk ut strengen fra 443,5 m. Ingen problemer ble registrert på vei ut av hullet.

Det første kjerneprøve-hodet ble kjørt i hullet igjen. Den siste borerørslengden ble kjørt inn samtidig som en sirkulerte. Ingen igjenrasing av hullet ble målt. Trip-gass ble målt til 0,35% fra 443,5 m. Kjerneprøve nr. 5 ble tatt fra 443,5 m til 448 m på 1 time. Ingen problemer ble registrert på vei ut av hullet.

Før en trakk ut strengen sirkulerte en i 20 min. etterfulgt av ny sirkulering ved 13 3/8" foringsrørsko. Deretter ble borekronen trukket til overflaten og DLWD-enheten demontert.

Schlumberger loggene ble kjørt til total dybde av 579 m (se seksjon 4.1). Etter loggingen ble et åpent borerør kjørt til TD for å sirkulere. Deretter ble den første sementpluggen satt fra 579 m til 490 m. Sementplugger ble også satt fra 490 m til 400 m og fra 400 m til 310 m. Hullet ble sirkulert rent før hver plugg.

Etter pluggingen ble en 8½" borekrone kjørt i hullet for å teste sementen og for å bore ut til 315 m. Borekronen ble trukket og et åpent borerør ble kjørt til 315 m, hvor det ble satt en ny sementplugg til 205 m. En 12 1/4" borekrone og 13 3/8" foringsrørskrape ble kjørt inn for å bore av pluggen til 210 m, etterfulgt av sirkulering. Borekronen ble trukket ut og en mekanisk plugg ble installert i foringsrøret på 206 m. En siste sementplugg ble satt fra 206 m til 180 m. 13 3/8" foringsrør ble kuttet på 170 m og trukket ut. Brønnen ble deretter forlatt.

3. Utdrag av daglige aktiviteter 34/10-22

- 23.10 Riggeren ble tauet til lokasjonen og det første ankeret ble droppet kl 1615. Ankerkjøring og posisjonering av riggeren holdt på til midnatt.
- 24.10 Ventet på været til kl 1700. Deretter fortsatte ankerkjøringen.
- 25.10 Satte ut ankerne og ballastet riggeren til riktig dybde. Kjørte inn til 140 m med 17 ½" borekrone. Satte ubåten på vannet kl 2010 og iakttok at borekronen nådde havbunnen på 167 m. Observerte også rørledningen 6 m fra borekronen. Boringen startet kl 2130 og ubåten var oppe igjen kl 2140.
- 26.10 Boret 17½" hull til 237 m. Senket riggeren fra 21.4 m til 24.4 m. Høy viskøse "piller" ble pumpet inn ved montering av hvert borerør. Hullet ble fylt med høy viskøst boreslam og en "wiper-trip" til 167 m ble utført. Kjørte 13 3/8" foringsrør med overgang til 30" brønnhode. Innkjøringen av foringsrørene gikk uten store problemer til 235 m. Fikk da ikke foringsrøret lenger ned. Prøvde å vaske, men måtte trekke foringsrøret ut igjen. Kjørte i hullet med 17½" borekrone og sirkulerte/rømet hullet fra 164 m til 237 m. Boret 17½" hull til 241 m, etterfulgt av rømming fra 240 m til 230 m. Pumpet 7 m³ høy viskøs "pille" og byttet til geléborevæske. Gjorde "wiper-trip" til sjøbunnen og byttet væsken i hullet til boreslam med tetthet 1,2 g/cm³. Gikk ut med borekrone og kjørte 13 3/8" foringsrør assistert av ubåten. Landet foringsrøret på 237 m med 1,5 m stikkende opp og sirkulerte i 15 minutter.

- 27.10 Trykktestet sementlinjen til 140 bar i 10 minutter. Blandet og pumpet sement. Sementen ble fortrenget av $2,07 \text{ m}^3$ sjøvann, "floats" holdt sementen når en blødde tilbake trykket.
- 28.10 Ventet på at sementen skulle tørkne. Trakk så ut landingsstrengen. Innstallerte stigerør med "pin-connector" og justerte i ankerstrekket. Samtidig ble ankerne strekkprøvet til 160 tonn. Anker nr. 4 og 10 holdt ikke testen og ble derfor utstyrt med et ekstra festeanker hver. Stigerøret ble strekktestet til 25 tonn. Kjørte $12 \frac{1}{4}$ " borekrone og fant toppen av sementen på 211 m. Deretter ble avledningssystemet funksjonstestet. Boret ut sementen, "float-collar" og skoen til 241 m. Pumpet inn boreslam med 1.10 g/cm^3 tetthet og sirkulerte hullet rent.
- 29.10 Trakk ut igjen og kjørte inn med $8 \frac{1}{2}$ " borekrone, DLWD-enhet og $6 \frac{1}{2}$ " vektør til 241 m. Boret $8 \frac{1}{2}$ " hull til 400 m og trakk ut til $13 \frac{3}{8}$ " sko, sirkulerte og trakk strengen ut av hullet. DLWD-enheten fungerte ikke. Gikk inn med ny streng. Logget så følgende intervall med DLWD-enheten; 276m-292m, 336m-351m og 366m-381m og kjørte inn til TD. Boret $8 \frac{1}{2}$ " hull til 419 m. Sirkulerte og stabiliserte hullet og trakk ut strengen. Kjørte inn med kjernebore-utstyr og tok kjerneprøve nr. 1 fra 419-427,5 m. Trakk ut av hullet. Fikk 0,62 m prøve (utbytte på 7,3%). Vedlikeholdt kjerneprøvestreng og gikk i hullet.
- 30.10 Tok kjerneprøve fra 427,5-428 m. Hadde indikasjon på "jamming" og trakk ut strengen. Fikk 0.10 m prøve (20% utbytte). Byttet til standard "core catcher", monterte nytt kjerneprøve hode og tok prøve nr. 3 fra 428m-437m. Utbytte 4,2 m (47%). Kjørte i hullet og tok prøve nr. 4 fra 437m-443,5m. Fikk ingen prøve. Bygget opp ny kjerneprøve-streng og tok prøve nr. 5 fra 443,5m-447,3 m. Utbytte 0,52 m (13%). Kjørte i hullet med ny

borekrone og tok prøve nr. 6 fra 447,3m-457m med 100% utbytte. Tok prøve nr. 7 fra 457m-466,5m med samme borekrone. Utbytte 1,6 m (16,8%). Tok så prøve nr. 8 fra 466,5m-474m. Utbytte 7,5 m (100%).

31.10 Gikk så i hullet med 8½" borekrone til 240 m, pumpet gjennom avlednings-linjene og gikk videre til 419 m. Logget med DLWD-enhet fra 419 m til 474 m. Boret deretter til 579 m. Sirkulerte i 20 minutter og gikk ut til 13 3/8" skoen og sirkulerte ut. Gikk tilbake i hullet, hadde ingen oppfylling av kaks i bunnen og sirkulerte. Trakk strengen igjen ut til 13 3/8" sko, uten motstand (drag). Sirkulerte og trakk strengen helt ut. Schlumberger rigget opp og kjørte følgende logger: ISF/LSS, LDC-CNL-GR, DLL-MSFL-GR og SHDT-GR.

01.11 Kjørte VSP-log. Demonterte loggeutstyret og kjørte 8½" borekrone til TD. Ingen igjenrasing av hullet hadde funnet sted. Sirkulerte og pumpet 21 m³ 1,2 g/cm³ borevæske. Trakk ut igjen. Rigget opp igjen loggeutstyret og fortsatte å kjøre VSP-loggen.

02.11 Kjørte ferdig VSP-loggen og fortsatte med CST-logg. Deretter ble Schlumberger utstyret rigget ned igjen. Kjørte inn til TD med åpent borerør og sirkulerte. Pumpet 800 l sjøvann og plasserte sementplugg fra 579 m (TD) til 490 m. Trakk ut til 400 m og sirkulerte mens en ventet på at sementen skulle størkne. Kjørte inn til 490 m og sirkulerte ut. Pumpet 800 l sjøvann og plasserte sementplugg fra 490 m til 400 m. Trakk ut til 385 m og sirkulerte mens en ventet. Pumpet 800 l sjøvann og plasserte sementplugg fra 385 m til 310 m. Sirkulerte ut og trakk deretter strengen. Kjørte inn med 8½" borekrone og kjente toppen av sementen på 306 m. Boret til 315 m og sirkulerte ut. Trakk ut igjen og kjørte inn med åpent borerør til 315 m. Sirkulerte og trykktestet sementlinjene til 207 bar i 10 min. OK.

03.11

Pumpet 1100 l sjøvann og satte sementplugg fra 315 m til 205 m. Gikk ut av hullet til 195 m og sirkulerte ut. Trakk strengen helt ut. Kjørte 12½" borekrone og foringsrørskrape i hullet. Sirkulerte mens en ventet på sementen. Kjente sementen på 208 m og boret til 210 m. Sirkulerte hullet rent, pumpet inn sjøvann og trakk ut igjen strengen. Kjørte i hullet og satte 13 3/8" EZ-SV mekanisk-plugg på 206 m med Schlumbergers kabel. Trakk ut strengen og gikk inn med åpent borerør til 206 m. Satte sementplugg fra 206 m til 180 m og sirkulerte hullet rent. På vei ut ble brønnhodet spylt. Kjørte inn med 13 3/8" foringsrør kutteutstyr til 170 m. Kuttet foringsrøret og trakk ut. Trakk stigerør og "pin connector", permanent styreramme, brønnhode og foringsrørene. Startet så å trekke ankerne.

04.11

Fortsatte å trekke ankerne, avbrutt av venting på været.

05.11

Fullførte ankertrekkingen og forlot lokasjonen kl 1130.

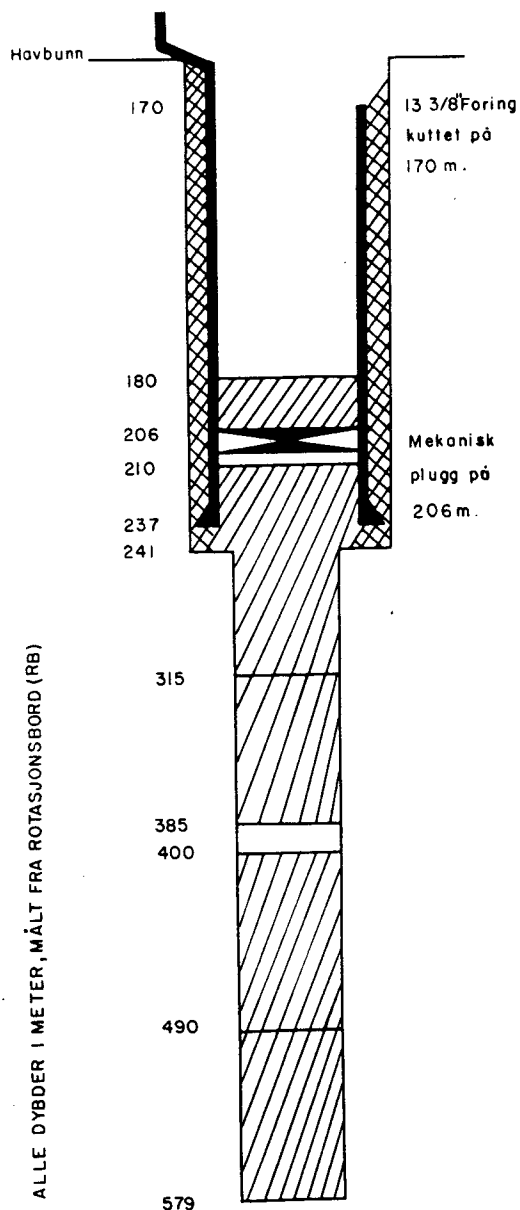
4. BRØNNSKISSE

III 4. BRÖNN SKISSE

RB - MHN : 29 m.

VANN DYP : 135 m.

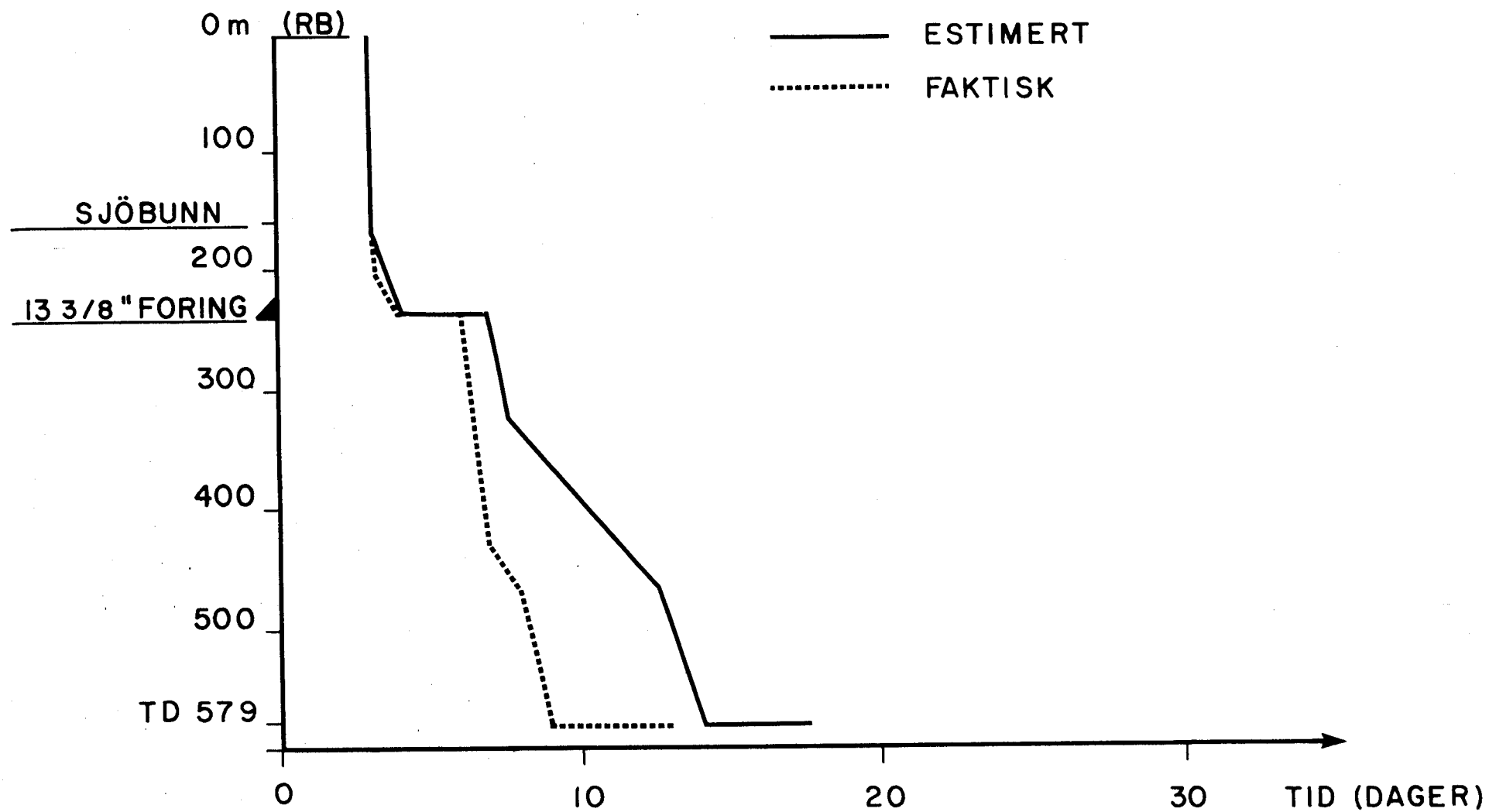
Hull	Foringsrör
17 1/2 "	13 3/8 " 68 lbs/ft N80 Buttress
8 1/2 "	



Foringsrör cement	Tilbakeplugging
<u>13 3/8" Sementring</u> 17000 kg G sement 45.1 L/100 kg sjövänn	<u>Sement plugg no.5</u> 2000kg G sement 45.1 L/100 kg sjövänn 2 % Ca Cl ₂ ved 1.9 s.g. <u>Sement plugg no.4</u> 11000kg G sement 45.1 L/100kg sjövänn 2 % Ca Cl ₂ ved 1.9 s.g. <u>Sementplugg no.3</u> 6500kg G sement 45.1 L/100kg sjövänn 2 % Ca Cl ₂ ved 1.9 s.g. <u>Sement plugg no.2</u> 5700kg G sement 45.1 L/100 kg sjövänn 2 % Ca Cl ₂ ved 1.9 s.g. <u>Sement plugg no.1</u> 5800kg G sement 45.1 L/100 kg sjövänn 2 % Ca Cl ₂ ved 1.9 s.g.

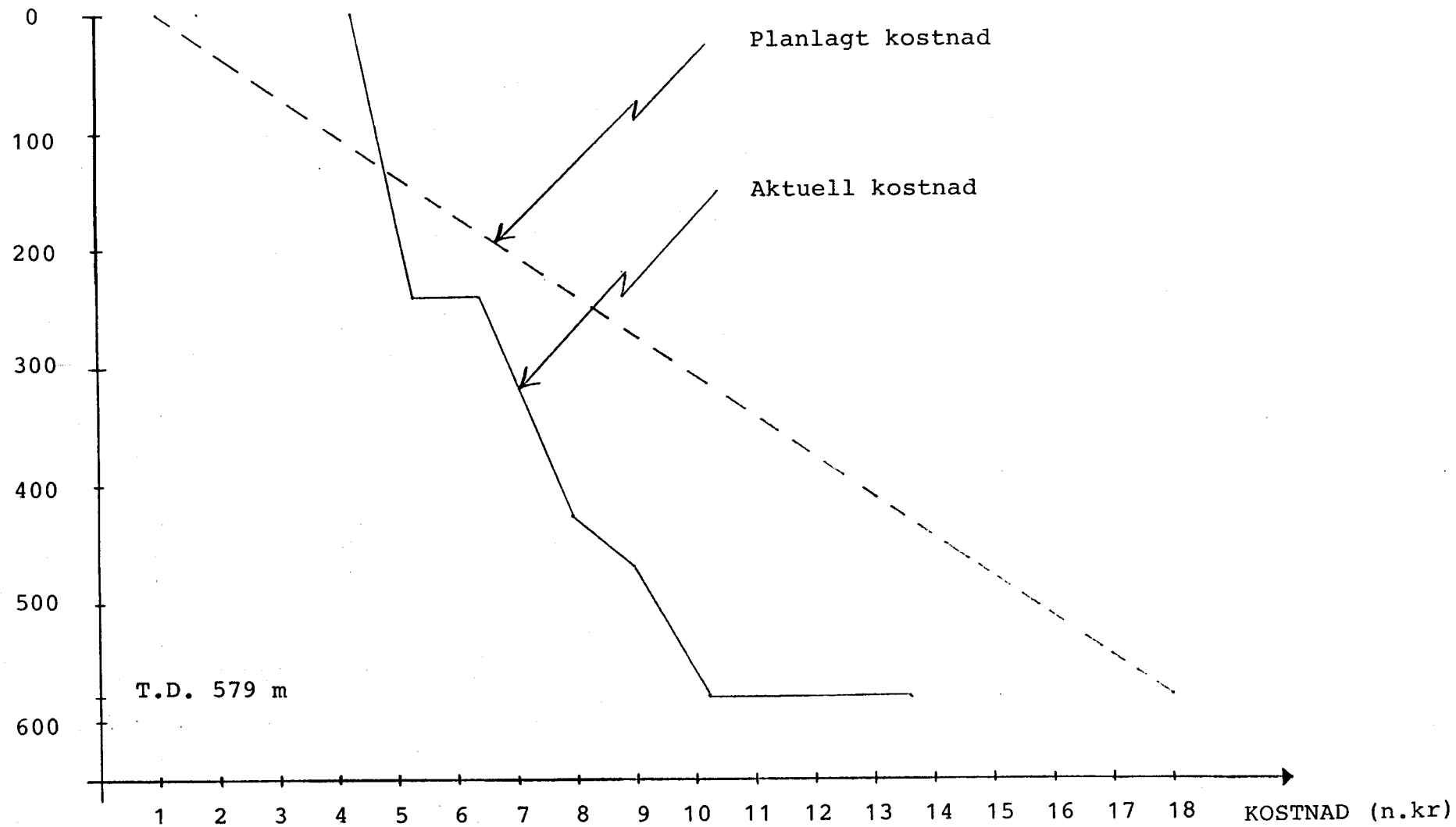
5. TIDSFORDELING BORERIGG

TID MOT DYBDE 34 / 10 - 22 (GRUNN GASS)

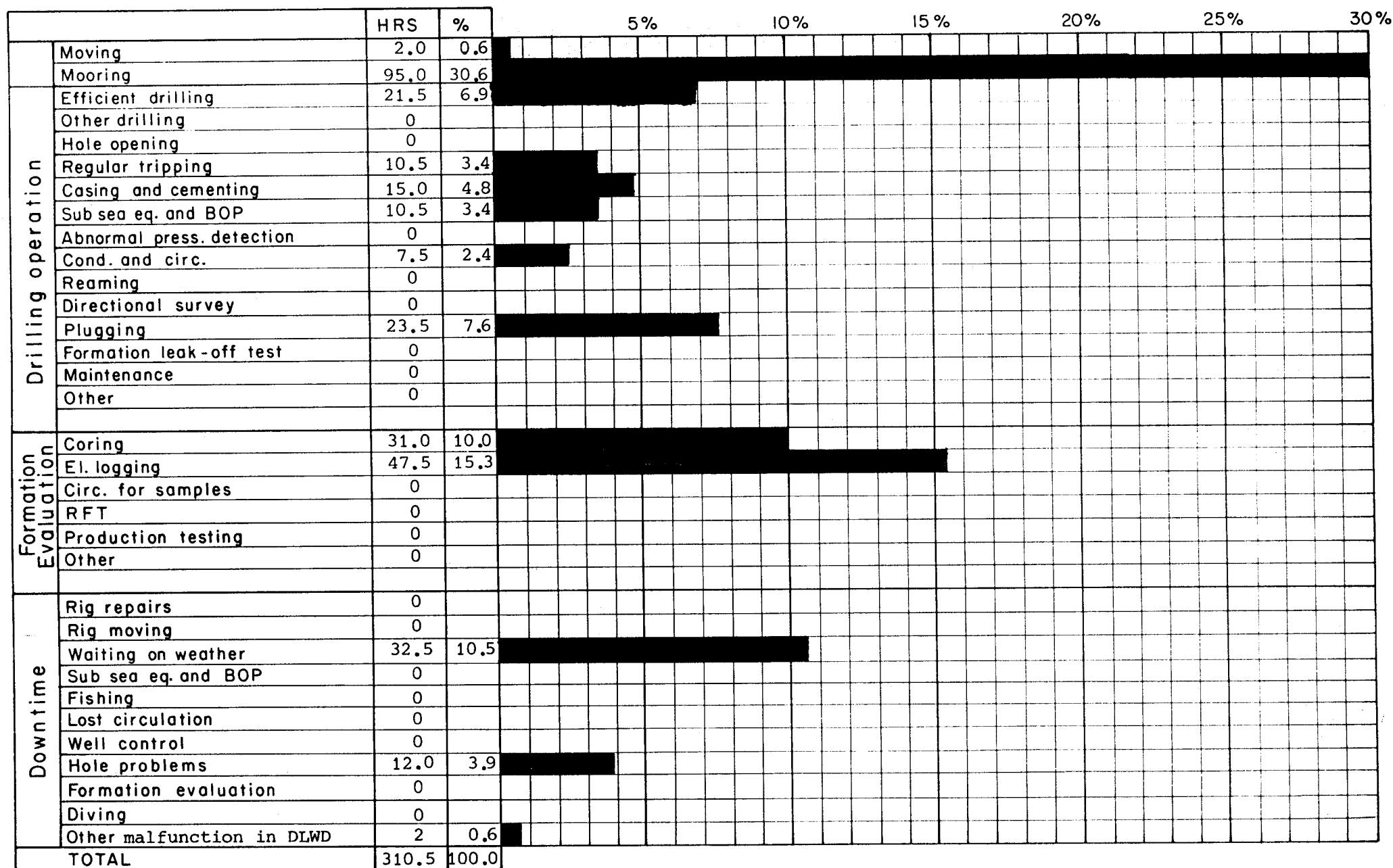


BOREKOSTNADER mot DYBDE

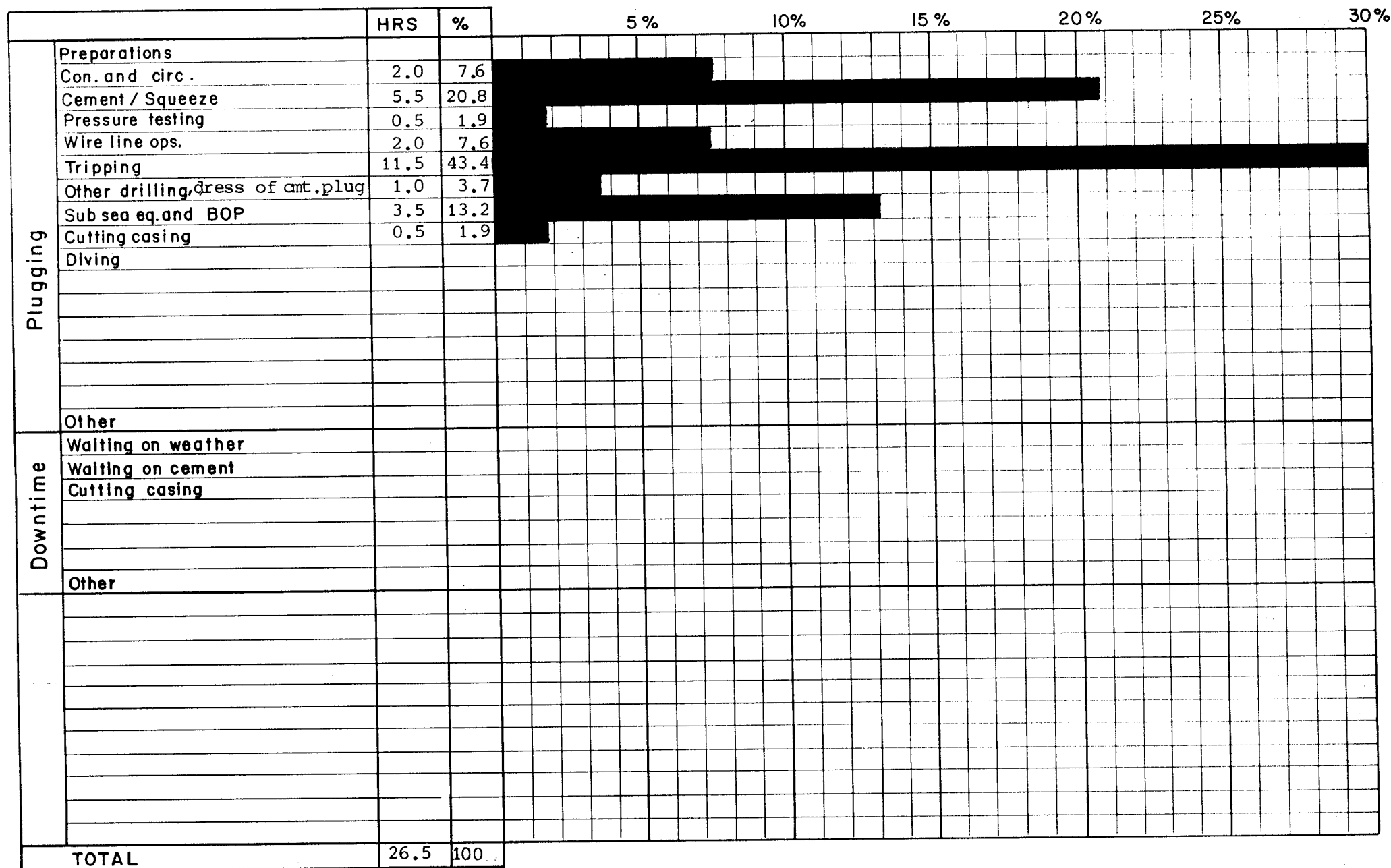
DYBDE (m, R.B)



TOTAL RIG TIME DISTRIBUTION FOR WELL



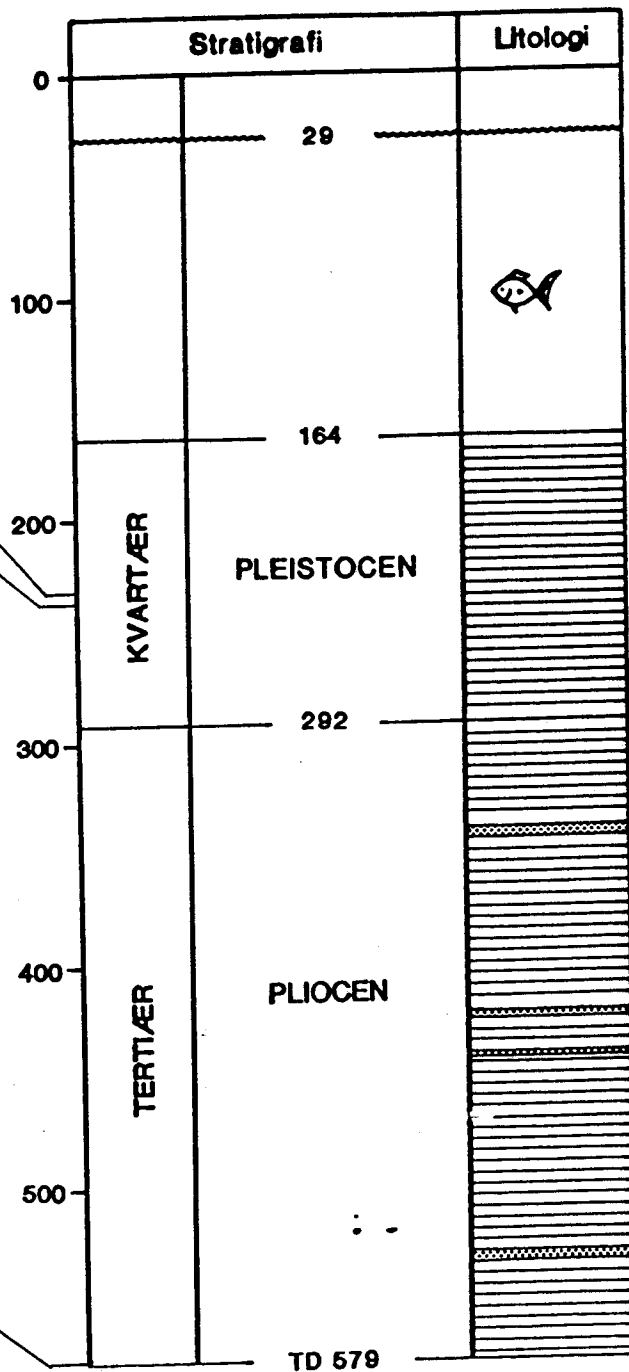
RIG TIME DISTRIBUTION FOR PLUGGING, INCL. IN TOTAL RIG TIME DISTRIBUTION.



6. BOREKRONE OG LITOLOGI

LITOLOGI KOLONNE MOT BOREKRONEDATA, BRØNN 34/10-22

NO	TYPE	DYBDE UT (M)	TID (TIMER)	ROP (M/HR)	HULL DIAM
1	Y11J	237	4	18	17½"
1RR	Y11J	241	-	-	
●	DSJ	241	BORET SEMENT		12 1/4"
3	S33SF	419	5.8	30.7	8½"
4	CD512	427.5	0.6	14.2	
4RR	CD512	428	0.1	5.0	
5	CD502SE	437	0.4	22.5	
5RR	CD502SE	443.5	0.7	9.3	
4RR	CD512	447.3	1.1	3.5	
6	CD512	457	1.0	9.7	
●	CD512	466.5	0.7	14.4	
4RR	CD512	474	1.0	7.5	
7	S33SF	579	4.1	25	



7. TRYKKPROFIL

7. Trykkprofil

Det ble ikke utført tester av formasjonene for å bestemme oppsprekkingstrykket. En integrering av tetthetsloggen for å bestemme overlagringstrykket ble heller ikke utført da de nominelle endringene fra prognosen på de dyp det her er snakk om, ville være svært små og usikre, loggekvaliteten tatt i betraktning. Det er derfor ikke gjort noen forandringer fra prognosen, med unntak av poretrykksgradienten som er tilpasset nye dybder.

8. AVVIKSMÅLINGER

MÅLE	LENGDE	VINKEL	ASIMUTH	VERTIKAL	POSISJON		"DOGLEG"
DYP			VINKEL	DYBDE	N-S	Ø-V	/100m

258.0	94	1.90	241	258	-0.8	-1.4	2.02
298.0	40	1.60	233	298.0	-1.4	-2.4	0.95
359.0	61	1.30	245	358.9	-2.2	-3.7	0.69
397.0	38	1.10	240	296.9	-2.6	-4.4	0.56
455.0	58	1.00	246	454.9	-3.1	-5.3	0.23
514.0	59	1.00	267	513.9	-3.3	-6.3	0.61
54.0	40	1.00	283	553.9	-3.2	-7.0	0.68

9. BOREVÆSKESAMMENDRAG

WELL SUMMARY

STATOIL

WELL NO. 34/10-22

GENERAL SUMMARY

OPERATOR STATOIL

WELL NO. 34/10-22

OPERATOR'S REPRESENTATIVES

STOVER/HOLAGER

CONTRACTOR DYVI OFFSHORE

RIG DYVI DELTA

CONTRACTOR'S REPRESENTATIVES

AAKRE/SANDVIK/BJÅNES

ANCHOR ENGINEERS

R. FOLKVORD

WATER DEPTH 135 m

SEABED to RKB 164 m

36" HOLE DRILLED TO

30" CASING SET AT

26" HOLE DRILLED TO

20" CASING SET AT

17½" HOLE DRILLED TO 241 m

13⅜" CASING SET AT 237 m

12¼" HOLE DRILLED TO

9⅝" CASING SET AT

8½" HOLE DRILLED TO 579 m

7" LINER SET AT

6" HOLE DRILLED TO



ANCHOR DRILLING FLUIDS

DAILY SUMMARY REPORT

WELL NAME 34/10-22

OPERATOR STATOIL

ENGINEERS

R. FOLKVORD

DATE

25.10

Anchor handling. Mixed 70 m³ spud mud.

DATE

26.10

Drilled 17 1/2" hole to 237 m, pumping HiVis pills at each connection. Displaced hole with mud. POOH. Ran 13 3/8" casing to 235 m. POOH with casing. RIH with 17 1/2" bit. Drilled to 241 m with seawater, pumping HiVis pills. Displaced hole with 1.20 s.g. HiVis mud. POOH. Ran 13 3/8" casing to 237 m.

DATE

27.10

Cemented casing. Ran riser. Weighted up mud to 1.10 s.g.



ANCHOR DRILLING FLUIDS

DAILY SUMMARY REPORT

WELL NAME 34/10-22

OPERATOR STATOIL

ENGINEERS R. FOLKVORD

DATE 28.10

Landed riser with pin connector. RIH with 12 1/4" bit. Drilled cement with seawater to 241 m. Circulated for 15 min. Displaced hole with mud. POOH.

DATE 29.10

Continued POOH. RIH with 8 1/2" bit. Drilled to 400 m. Circulated bottoms up. POOH to change DLWD-tool. RIH to 400 m. Drilled to 419 m. Circulated, treating mud to a dispersed gel/ligno system. Weighted up kill mud. POOH. RIH with 8 1/2" core bit. Hole in good condition. Cut core to 428 m. POOH. RIH.

DATE 30.10

Cored from 428 m to 468 m.

DAILY SUMMARY REPORT

WELL NAME 34/10-22

OPERATOR STATOIL

ENGINEERS

R. FOLKVORD

DATE 31.10

Continued coring to 474 m. POOH. RIH with 8 1/2" bit. No fill. Drilled to 579 m (TD). Circulated bottoms up twice with wiper trip in between. POOH. Logged. Backloaded chemicals.

DATE 01.11

Continued logging. RIH to 579 m with open 8 1/2" bit. No fill. Circulated for 30 min. Spotted 31 m³ 1.20 s.g. mud. POOH. Logged. Prepared 30 m³ seawater and CaCl₂ for cement job.

DATE 02.11

Logged. RIH with open ended drill pipe to 579 m. Set three cement plugs. RIH with bit. Tagged and dressed cement to 315 m. POOH. RIH with open ended drill pipe. Added bicarbonate and seawater to control viscosity and Ca⁺⁺ level.



DAILY SUMMARY REPORT

WELL NAME 34/10-22

OPERATOR STATOIL

ENGINEERS R. FOLKVORD

DATE

03.11

Set cement plug no. 4 (315-205 m). Dressed off to 210 m.
Cleaned hole and displaced with seawater. Set Schlumberger
bridge plug. Set CMT plug no. 5. Cut casing. Pulled riser.
Dumped all mud.

DATE

DATE

OPERATOR STATOIL

WELL NO. 34/10-22

MATERIAL CONSUMPTION & COST ANALYSIS

17 1/2" HOLE DRILLED TO 241 Meters ~~Feet~~ 13 3/8" CASING SET AT 237 Meters ~~Feet~~

ACTUAL AMOUNT OF HOLE DRILLED 77 Meters ~~Feet~~ DAYS ON INTERVAL 3

DRILLING FLUID SYSTEM SPUD MUD

MATERIAL	UNIT SIZE	UNIT PRICE	CONSUMPTION	US\$ COST
ANCOBAR	MT	148	3	444
BENTONITE	MT	380	16	6,080
CAUSTIC	25 kg	20	12	240
SODA ASH	50 kg	21	3	63

COST/DAY

\$ 2,275.67

COST FOR INTERVAL

\$ 6,827.-

COST/ M

\$ 88,66

WELL NO. 34/10-22

HOLE PLUGGED BACK

ACTUAL AMOUNT OF HOLE DRILLED	338	Meters	DAYS ON INTERVAL	78
-------------------------------	-----	--------	------------------	----

GEL/LIGNO

COST/DAY

COST FOR INTERVAL

COST/M

\$ 35.79



MUD SYSTEM BENTONITE

RIG. DYVI DELTA

WELL NAME 34/10-22

AREA N. S. NORWAY

OPERATOR STATOIL

RIG. DYVI DELTA

ENGINEERS R. FOLKVORD

[illegible]

REMARKS:

SUMMARY OF EVENTS

OPERATOR: STATOIL

WELL NO. 34/10-22

17 1/2" HOLE/ 13 3/8" CASING INTERVAL Day 1-3

Arrived rig 25.10.84. Spudded in same day with 17 1/2" bit. Drilled with seawater pumping 2-3 m³ HiVis gel pills at each connection.

Drilled to 237 m, no problems. Displaced hole with gel mud twice before running casing. Had to pull casing because of obstruction at 235 m. Drilled to 241 m. Displaced hole with 1.20 s.g. HiVis mud. Set casing at 237 m. Cemented casing.

SUMMARY OF EVENTS

OPERATOR: STATOIL

WELL NO. 34/10-22

8 1/2" HOLE/ _____ CASING INTERVAL Day 4-10

Drilled cement with seawater. Displaced with gel mud. Changed bit to 8 1/2" and drilled to 419 m with gel mud. Changed mud to a dispersed gel/ligno mud 1.10 s.g. Cut core from 419 m to 474 m. Some problems with stones entering core barrel.

Hole in good shape, no fill on trips. Circulated for logging. After logging, drilled to 579 m with 8 1/2" bit. Spotted 1.20 s.g. mud before logging. Plugged back with cement.

Mud wise everything worked smoothly.

10. BOREUTSTYRSFEIL

10. Boreutstyrs feilrapport

25.10. "Chaser stopper" på anker nr. 1 brakk.

29.10 DLWD-verktøy feilet.

V MARIN RAPPORT

1. Værforhold og ankerstrekk 34/10-22

Brønningen ble boret i en meteorologisk ustabil periode av året. 32.5 timer, tilsvarende 10.5% av total riggtid, gikk tapt i å vente på været. Hovedsaklig kom vinden og bølgene fra vest og syd-vest. Høyeste rapporterte bølgehøyde og vindhastighet var henholdsvis 8 m og 16 m/sek.

Dyvi Delta var ankret opp med 12 ankre. Mye tid ble brukt på oppankringen fordi værforholdene forårsaket utsettelse, ett anker måtte 2 ganger settes på og 3 ankre måtte settes med "piggy-back". Alle ankrene ble trukket med 120 MT før boreoperasjonene sattes i gang.

Retningen på riggen var 315° .

2. LOCATION WEATHER DATA SUMMARY

WELL: 34/10-22 RIG: DYVI DELTA
 TIME PERIOD: FROM 23.10.84 TO 05.11.84 -1984
 READINGS PR. MONTH: _____

WIND

m/sec. dir.	0 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 25	25 - 30	> 30	total
N								
NNE		2	1					
NE								
ENE								
E		2						
ESE								
SE								
SSE								
S		1	1					
SSW		2	1					
SW			2					
WSW								
W			1					
WNW								
NW								
NNW								
total								

WAVE

height (m) dir.	0 - 1	1 - 2	2 - 3	3 - 5	5 - 7	7 - 10	> 10	total
N								
NNE			2	1				
NE								
ENE								
E			1					
ESE								
SE								
SSE								
S		1			1			
SSW			1	1	1			
SW		1		1				
WSW								
W			1	1				
WNW								
NW								
NNW								
total								

3. Forflytting av Dyvi Delta til brønn 34/10-22

1. Endelig posisjon ED 1950

61° 10' 33.60"N, 02° 11' 15.32"Ø

Nøyaktighet: +- 5m

Rig retning: 315°

Avvik fra ønsket posisjon: 10 m - 253°

2. Beregnet Decca "Main Chain readings"

Kjetting: Vestlandet OE

Rød: 1 I 12.95

Grønn: 2 D 47.78

Fiolett: 1 B 66.95

3. Navigerings/posisjoneringsmetode

a) Navigering

Sydelis navigasjonssystem med HP 9845 computer

Kontraktor: A/S Geoteam, Oslo

Personell: Tore Aarnes

b) Posisjonering

MX-1502 satelitt posisjoneringssystem

Kontraktor: A/S Geoteam, Oslo

Personell: Ivar Jorde

4. Varighet av riggforflytningen

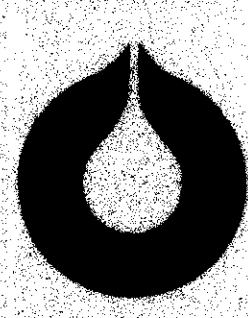
Personell og utstyr ombord :	21 okt. 1984, kl. 17.45
Riggen forlot 34/10-21 :	23 okt. 1984, kl. 14.40
Start 5 km fra lokasjon :	23 okt. 1984, kl. 15.10
Slapp første anker (nr. 10):	23 okt. 1984, kl. 16.15
Forankring stoppet av værforholdene :	24 okt. 1984, kl. 00.35
Fortsettelse av forankring :	24 okt. 1984, kl. 16.15
Siste anker på bunnen :	25 okt. 1984, kl. 12.44
Alle ankre strekkprøvet :	25 okt. 1984, kl. 20.00
Posisjon klar for boring :	25 okt. 1984, kl. 21.00

5. Teknikker/problemer

Operasjonen ble utført i henhold til Statoils prosedyrer uten problemer med hensyn til navigeringen.

Riggens endelige posisjon ble fastslått ved hjelp av satelitt ved å bruke translokasjonsmetoden. Et fast punkt på land, Eigeberg ved Stavanger, ble brukt av den fastsatte satelittens mottaker.

Avviket mellom Syledis posisjon og Satnav. posisjon var 7 m - 304° (Pulse 18 WNW av Satnav. posisjon).



statoil

/ NORSK HYDRO / SAGA PETROLEUM

Den norske stats oljeselskap a.s.

Operator for Gullfaks

34/10 - 22 SLUTT - LOGG

Målestokk 1 : 500

Lisens : PL 050

Koordinater : 61° 10' 33.60" N

02° 11' 15.32" E

R.B.: 29 M

Vann dybde : 135 M

Total dybde : 579 M

Dypeste formasjon : NORDLAND GP.

Borestart : 25/10-84

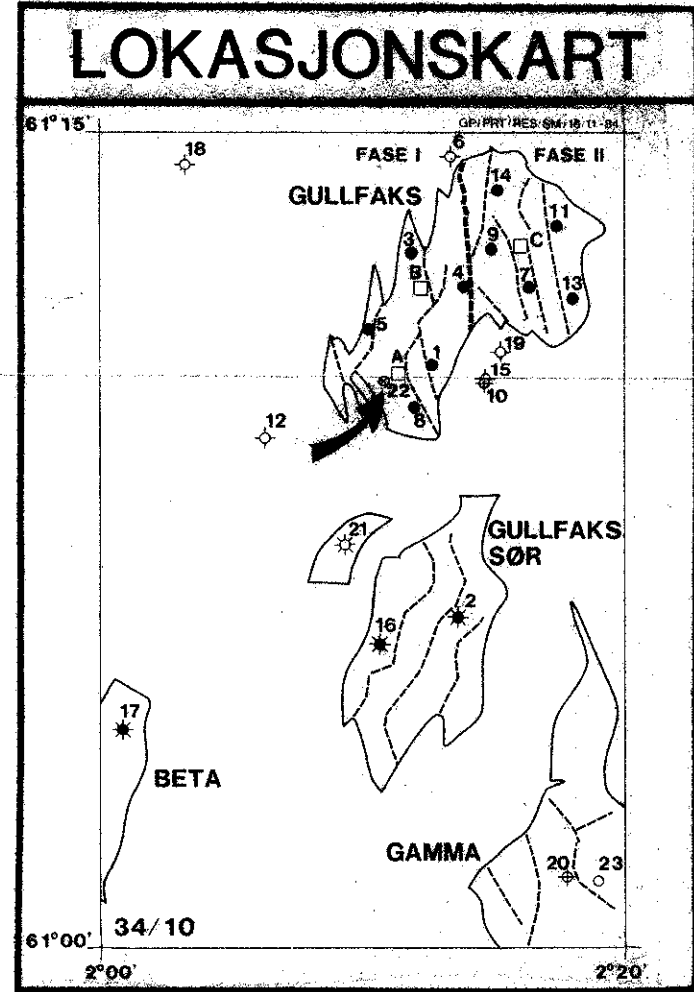
Ferdig dato : 5/11-84

Brønn status : Plugget og forlatt.

Rigg : DYVI DELTA

Kontraktør : DYVI DRILLING

Geologer : Ø. Kirkhus



Utarbeidet av : O. Petterson Dato : APRIL-85

FORINGSRØR:

FORM.STYRK.-TEST.

HASTIGHETSUNDERSØKELSE:

30" ved
20" ved
16" ved
13 3/8" ved
9 5/8" ved
7" ved

237 M

Det ble skutt 31 skudd i intervallet 250-550 m RB.
I tillegg ble det skutt sideorientert VSP med lydtråden.
Plussert 3 ulike steder:
Sideorientert VSP: 33 skudd i intervallet 197-541 m RB.
Sideorientert VSP: 37 skudd i intervallet 181-541 m RB.
Sideorientert VSP: 37 skudd i intervallet 210-579 m RB.

LOGGER

KONTRAKTØR : SCHLUMBERGER

MSFL-MSFL-GR

LDL-ENL-GR

DLL-MSFL-GR

SHDT

RUN 1A: 236,5-577,5

RUN 1A: 236,5-577,5

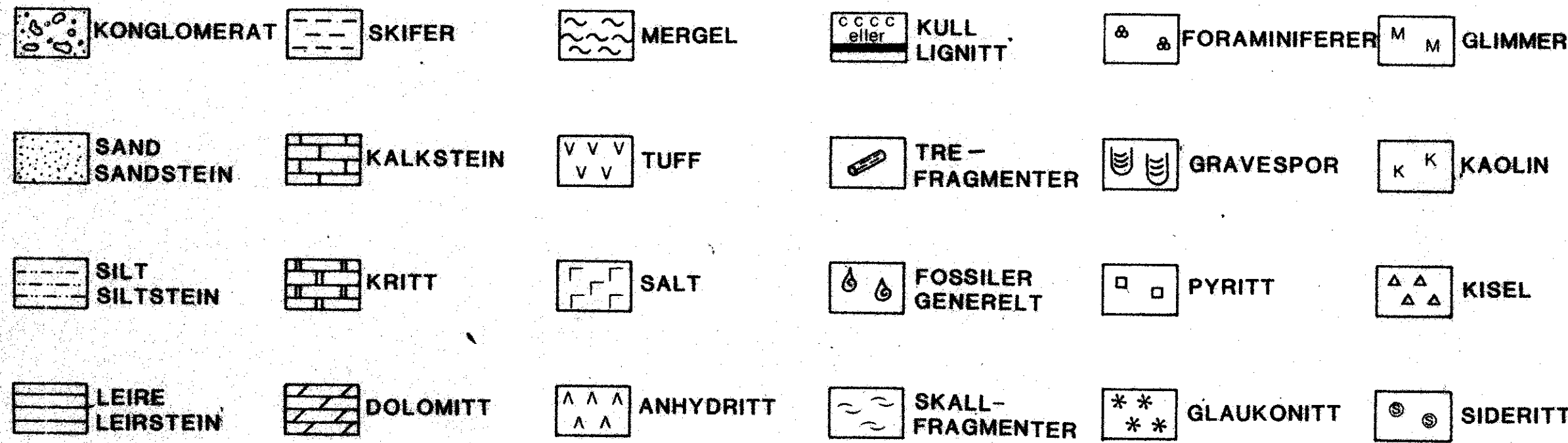
RUN 1A: 236,5-577,5

RUN 1A: 236,5-577,5

KOMMENTARER:

Brønn 34/10 - 22 ble boret i den hensikt å påvise og kartlegge grunn gass ved den fremtidige lokasjonen av Gullfaks A Plattformen.

LITOLOGISKE SYMBOLER



OLJEDEKKE

FLUORESCENS

STRØMNINGS FLUORESCENS

INDIKASJONER PÅ GASS

SIDEVEGGSKJERNER

○ GJENVINNING
● GJENVINNING
M/HYDROKARBONER
+ INGEN GJENVINNING

PRODUKSJONSTEST (DST)

KJERNER

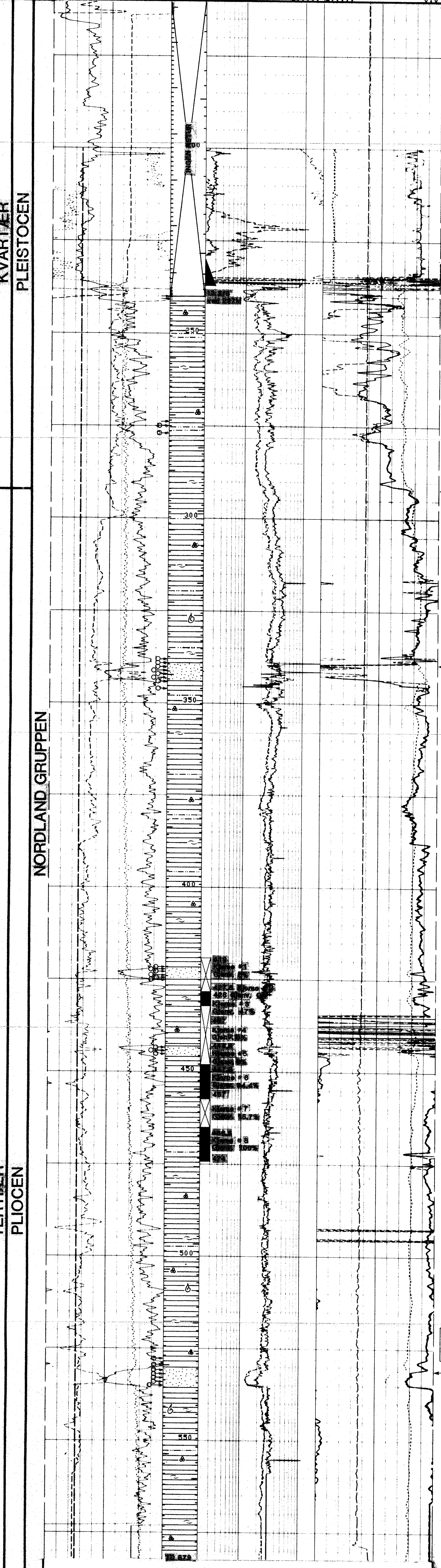
KJERNE NR.

TRYKKTEST (RFT/FMT/SFT)

◇ MISLYKKET

FORINGSRØR SKO/FORINGSRØR FORLENGELSE

PERIODE	EPOKE	GRUPPE	MSFL (DHMM)	MSFL (DHMM)	DTL (US/F)	TENS (LB)	DT (US/F)	CILD (MMHQ)
			20.000	2000.0				
			.20000	20.000				
			20.000	2000.0	140.00	40.000		
			20.000	2000.0	5000.0	-5000.		
			.20000	20.000	140.00	40.000		
			20.000	2000.0	2000.0	0.0		



Leire: grå, bløt, homogen, siltig
Spor: foram, skallfragm.

Topp Pliocen 292 m
(-263 m)

Sand: klar kvarts, sporadisk
melkevit, sporadisk mørke
b.a. fragm., dom. fin.
sporadisk sv. fin, godt
sortert, subang - rundet

SONE I
Sw = 50%

Leire: som over
Spor: som over

SONE II
Sw = 70%

SONE III
Sw > 80%

Se kjernebeskrivelsen

Leire: som over
Spor: som over

Sand: klar melkevit kvarts,
fin - med, sporadisk grov,
godt sortert, subang - rundet

SONE IV
Sw > 80%

TYPE FLUID IN HOLE: GEL LIGND
DENSITY: 1.1 G/CC
VISCOSITY: 49.0 S
PH: 9.6
FLUID LOSS: 10.0 CC
SOURCE OF SAMPLE: PIT
RM: .644 DHMM AT 16.0 DEGC
RMF: .540 DHMM AT 17.0 DEGC
RMC: .930 DHMM AT 16.0 DEGC
SOURCE RMF/RMC: PRESS. PRESS
RM AT BHT: .539 DHMM AT 23.3 DEGC
RMF AT BHT: .464 DHMM AT 23.3 DEGC
RMC AT BHT: .779 DHMM AT 23.3 DEGC
TIME CIRC. STOPPED: 13:00 31/10
TIME LOGGER ON BTH: 15:56 31/10
MAX. REC. TEMP: 23.3 DEGC
LOGGING UNIT NO: 8011
LOGGING UNIT LOC: BNY
RECORDED BY: SCHWEIZER/PABON/KOJIMA
WITNESSED BY: A. BALE/E. HARVARSTEIN

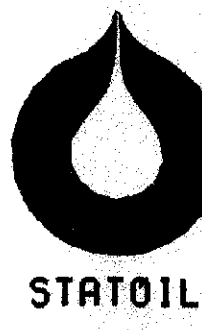
REMARKS:
MAXIMUM RECORDED TEMPERATURE 23.3 23.3 23.3 DEGC.
BARITE CONTENT 2% IN VOLUME. SALINITY 8500 PPM.
INDUCTION RUN WITH 1 1/2" STANDOFFS.
WELL CIRCULATED 40 MIN. BEFORE PDMH.
SONIC CYCLE SKIPPING IN PLACES INDICATED.

GRAPHICAL LOG-PRESENTATION

WELL : 34-10-22 DEPTH INTERVALL : 250.00-550.00 (METER)

ENGINEER : EAB SCALE 1:200

DATE: 10.45.04 30 JANUAR 1985



PETROPHYSICAL EVALUATION :
METHOD : THE NORTH SEA EQUATION WAS USED FOR THE SW-CALCULATIONS.

CURVE IDENTIFICATION LOG (SCHLUNBERGER)

CAL = CALIPER (INCH).....LOT/CNL	RHO = RESISTIVITY, INVADDED ZONE (OHM).....COMPUTED
BIT = BIT SIZE (INCH).....LOT	RT = RESISTIVITY, NONINVADED ZONE (OHM).....COMPUTED
MUD = MUDCAKE (CALIPER - BITSIZE).....LOT	VSH = SHALE VOLUME (FRACTIONS).....COMPUTED
GR = GAMMA RAY (API UNITS).....LOT	PHIF = FINAL POROSITY (FRACTIONS).....COMPUTED
RHO = BULK DENSITY (G/CM ³).....LOT	PHIE = DEPTH SHIFTED CORE HELIUM POROSITY (FRACTIONS).....COMPUTED
PHIN = NEUTRON POROSITY (U.S. UNITS).....CNL	SW = WATER SATURATION (FRACTIONS).....COMPUTED
DT = BHC ACOUSTIC TRAVEL TIME (MSEC/FT).....BHC	OSMPC = DEPTH SHIFTED CORE SW FROM CALIP. PRESS. DATA, FROM CORE
AMSFL = MICROSPHERICAL RESISTIVITY (OHM).....DCL (BHC)	OKLH = DEPTH SHIFTED HORIZ. PERMEABILITY (M-DARC).....COMPUTED
ALLS = DUAL LATERAL LOG - SHALLOW (OHM).....DCL	KLOGH = CALCULATED PERMEABILITY (K-X RELATION).....COMPUTED
RLD = DUAL LATERAL LOG - DEEP (OHM).....DCL	DRHGM = DEPTH SHIFTED GRAIN DENSITY (G/CM ³).....FROM CORE
RLD = INDUCTION RES. - DEEP (OHM).....DCL	

ENGINEER: A.BALE

