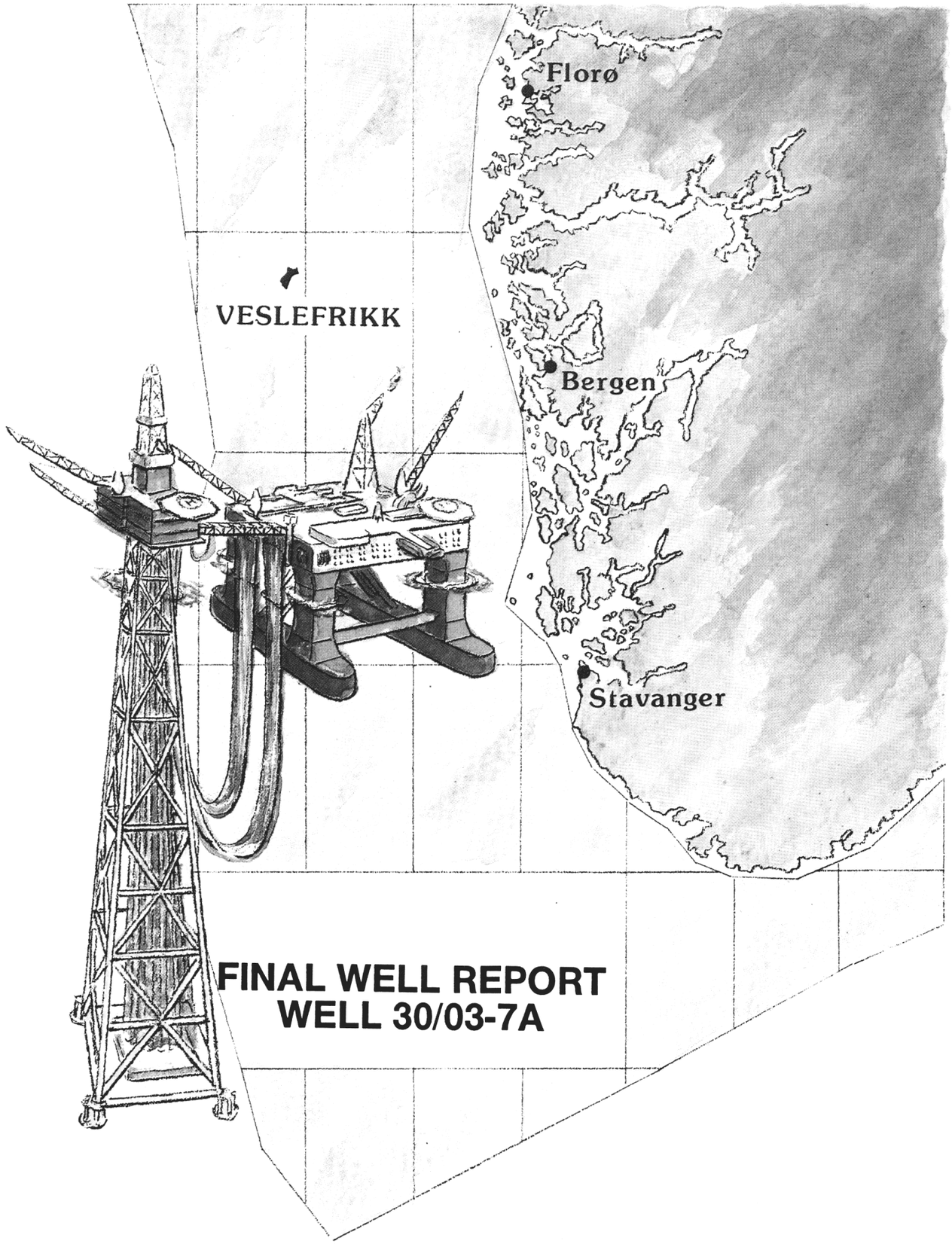


FINAL WELL REPORT
WELL 30/03-7A

STATOIL

BVF980049R

STATOIL

Title:
FINAL WELL REPORT **WELL 30/03-7A**

Document no.:	Contract no./project no.:	Filing no.:
BVF980049R		**30/03-7A**

Classification:	Distribution:
UNRESTRICTED	**Open distribution**

Distribution date:	Rev. date:	Rev. no.:	Copy no.: 18

Author(s)/Source(s):
Anja Eikemo Samsonsen **Magnar Saltnes**
Subjects: **Drilling**
Remarks:

Valid from:	Updated:
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Techn. responsible: **B&B BOR VFR**	Name: **Anja Eikemo Samsonsen**	Date/Signature: 26/6-98 Anja E Samsonsen
Responsible: **PETEK REB**	Name: **Magnar Saltnes**	Date/Signature: 29/6-98 M. Saltnes
Recommended: **B&B BOR VFR**	Name: **Arvid Lokøy** **Manager BOR VFR**	Date/Signature: 14/7-98 Arvid Løkøy
Approved: **B&B VFR**	Name: **Otto Øren** **Manager B&B VFR**	Date/Signature: 18/8-98 Otto Øren

1 GENERAL 2
1.1 General Data : 2
1.2 Contractors 3
2 DRILLING REPORT 4
2.1 Summary 4
2.2 Sidetrack from well 7S 4
2.3 8 1/2" hole section 4
2.3.1 8 1/2" hole section (3336 - 3447 mMD, 2397 - 2463 mTVD) 4
2.3.2 8 1/2" hole section (3336-6678 mMD, 2397-4181 mTVD) 5
2.4 7" liner 5705 mMD/3291 mTVD 5
2.5 6" hole section (5706 - 6678 mMD, 3291 - 2371 mTVD) 5
2.6 Time vs. Depth 7
2.7 Wellbore Schematic 8
3 GEOLOGY 9
3.1 Results 9
3.2 Pore pressure and Fracture Gradients 9
3.2.1 Pore pressure above the reservoir 9
3.2.2 Reservoir Pressure 10
3.3 Hole stability and formation strength 10
3.4 Coring 11
3.5 Stratigraphy 11
3.6 Pressure Profile 12
4 DIRECTIONAL DRILLING 13
4.1 General 13
4.2 Final survey results 30/03-7A 14
5 EXPERIENCE REPORT 27
5.1 Summary 27
5.2 Sammendrag 27
5.3 Plugging av brønnen 28
5.3.1 Problemer med EZSV pakning under sementskvis 28
5.3.2 Sementplugg over EZSV pakning 31
5.4 Vindu 1 (3460 mMD / 2470 mTVD) 32
5.4.1 Kabel- og slamproblemer ifm. CCL logging for setting av EZSV pakning 32
5.4.2 Setting av whipstock - EZSV pakning gled i FR 32
5.4.3 Stabilitetsproblemer i formasjonen utenfor vinduet 33
5.4.4 Frigjøring av borestrengen 33

5.5 Vindu 2 (3340 mMD / 2400 mTVD) 34
5.5.1 Sementplugg for whipstock 2 34
5.5.2 Diverse erfaringer på sementplugger 34
5.5.3 Vindu 34
5.5.4 Slam - Ultidrill 35
5.6 8 1/2" seksjon (3340 mMD / 2400 mTVD - 6678 mMD / 4435 mTVD) 35
5.6.1 Styring ut av vindu 35
5.6.2 KOP 35
5.6.3 MWD erfaring I (14/11/97) 35
5.6.4 MWD erfaring II (16/11/97) 36
5.6.5 MWD erfaring III (17/11/97) 37
5.6.6 Boring av 8 1/2" hull, tangentseksjonen (3678 m MD/ 2539,5 m TVD) - (5286 m MD/ 3056 m TVD) 38
5.6.7 Boreproblem - slamvekt og pumperater 39
5.6.8 Slamproblem 39
5.6.9 Brønnproblem, 8 1/2" hull 39
5.6.10 Sement i flowline og mudtank 40
5.6.11 Kjøring av 7" FLR 40
5.6.12 Problemer med kosteplugger under sementering av 7" FLR 41
5.7 6" hullseksjon (5706 mMD / 3291 mTVD - 6678 mMD / 4435 mTVD) 41
5.7.1 MWD deteksjonsproblemer med årsak i Ultidrill 41
5.7.2 Sagging av baritt 42
5.7.3 Kompressibilitet registert ved pumpe av/på 42
5.7.4 Tilbakestrømningsventil (float) som "vandret" i BHA 42
5.7.5 MWD feil 42
5.7.6 Sagging av barytt 43
5.7.7 MWD feil 43
5.7.8 Økning i slamvekt 43
5.7.9 Svikt i slammotor 44
5.7.10 Sprekke i reserveslammotor 44
5.8 Reservoarlogging 44
5.8.1 Generelt 44
5.8.2 Kollaps av overgang i loggeverktøy 44
5.9 Tilbakeplugging av 7A 46
6 TIME ANALYSIS - DRILLING 30/03-7A 47
7 DEVIATION REPORT 53

STATOIL

Document no.: BVF 980049R
Rev. no.: 0 Date : 25.06.98

APPENDIX A Conventional Core Description

APPENDIX B Wellsite Sample Description

APPENDIX C Composite log

APPENDIX D Top Log

Copy No.		Number
K-1 & 2	**Teknisk Dokumentsenter**	2
K-3 & 4	**Oljedirektoratet, c/o K. Kaada** Postboks 600, 4004 STAVANGER	2
K-5 & 6	**Petro-Canada, c/o J. Rowley,** P.O.Box. 2844, Calgary, Alberta T2P 3E3, CANADA	2
K-7 & 8	**Total Norge A/S, c/o S. Thorsanger/S. Craig** Postboks 1361, Vika, 0122 OSLO	2
K-9 & 10	**Svenska Petroleum Exploration A/S, c/o Tønnesen,** Postboks 2318 Solli, 0201 OSLO 2	2
K-11 & 12	**Deminex Norge A/S, c/o S. Flaate,** Postboks 1767 Vika, 0122 OSLO 1	2
K-13 & 14	**Brønnarkiv c/o Tove Kjeldaas**	2
K-15	**Brønnarkiv PVF c/o plattformsjef**	1
K-16	**Brønnarkiv VFA c/o boreingeniør**	1
K-17	**Smedvig Offshore c/o Jarle Liland,** Postboks 146, 5061 KOKSTAD	1
K-18	**Arkiv B&B ST-FA**	1
K-19	**PETEK REB c/o Audun Netland**	1

1 GENERAL

1.1 General Data :

LICENCE NO :	PL052
BLOCK NO :	30/03
PLATFORM :	VESLEFRIKK "A"
WELL NAME :	30/03-7A
SLOT :	13
WELL TYPE :	Exploration
RKB ELEVATION :	56,8 m above Sea Level (RKB-LAT)
WATER DEPTH :	174.2 LAT (175 m MSL)
STARTED DRILLING PHASE :	13.10.97
FINISHED DRILLING PHASE :	29.01.98

1.2 Contractors

Drilling Contractor	Smedvig Offshore
Drilling Fluids	Dowell Schlumberger
Mud Logging	Baker Hughes Inteq
MWD	Baker Hughes Inteq
Cementing	Dowell Schlumberger
Electric Logging	Western Atlas
Casing/Tubing Running	Weatherford Norge
Directional Drilling	Baker Hughes Inteq
Wellhead Installation	Vetco Gray Offshore Norge
Tubing Shear Ram	Koomey Inc./Wickman
X-mas Tree	Vetco Gray
Wireline Services	Maritime Well Services

2 DRILLING REPORT

2.1 Summary

Well 30/03-7A was the first well drilled both through the Upper Jurassic K-Prospect and the B-Prospect in block 30/03.

The main objective of the well was to explore the sand potential and possible hydrocarbons in the Upper Jurassic sequenze west of the Veslefrikk field. A secondary objective was to drill a pilot hole through the Brent Group in the B-prospect.

The well has been logged and there was no recoverable hydrocarbons in the first target zone (Upper Jurassic K-Prospect). The logs verified hydrocarbons in the Brent Group.

The well has been plugged and will later be sidetracked.

2.2 Sidetrack from well 7S

Two windows were milled in the 9 5/8" casing, both using a Red Baron Whipstock (two trip system). There was no cement behind the casing where the windows were milled.

The first window was milled from 3459 mMD to 3462 mMD. A squeeze cementation due to formation stability problems was performed. After drilling out the cement and rathole, the mill got stuck in the window. Had to back off the string and set a cementplug above the fish.

The mud density used in this first window was 1.40 sg, while the original mud weight used to drill the 12 1/4" section in the Shetland fm was 1.58 sg. The reason using this mud weigth was the possibility to drill the well in one section and reuse the window for 7B.

A new window was milled from 3336 mMD to 3340 mMD using 1.58 sg mud.

2.3 8 1/2" hole section

Because of TVD deeper than 4000 meters, this well was classified as a HTHP well, and special attention was to be made to HTHP procedures.

2.3.1 8 1/2" hole section (3336 - 3447 mMD, 2397 - 2463 mTVD)

This section was drilled with PDC bit and Navidrill MK 1 XL motor. Due to kick off problems, the well was drilled along the 9 5/8" casing and had to be plugged back.

2.3.2 8 1/2" hole section (3336-6678 mMD, 2397-4181 mTVD)

Used a roller cone bit to kick off due to the bad experience with PDC bit from the first kick off attempt. The whole section was drilled in 5 runs.

- Run #1 (3340 - 3464 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and rock bit. Pulled to change bit.
- Run # 2 (3464 - 3638 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and rock bit. Pulled to change to PDC bit and MWD with pressure sub.
- Run # 3 (3638 - 3678 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. Pulled due to problems with MWD.
- Run # 4 (3678 - 5286 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor, PDC bit and MWD with temperature failure. Pulled to run gyro.
- Run # 5 (5286 - 5706 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. Pulled to run 7" liner.

The direction turned from 285° at kick off point, to 294° at target. Inclination increased from 54° to 73° and then dropped to 11° at TD.

The section was drilled with 1.58 - 1.61 sg Ultidrill, pseudo oilbased mud.

2.4 7" liner 5705 mMD/3291 mTVD

The pressure during drilling above the faults in 7S resulted in high mud weigth. It was experienced big gain and loss volumes in the hole, and since very high pressure scenarios might occur, this was a very unwanted situation and it was decided to run and cement a 7" liner.

Running 7" liner resulted in :

- 6" hole section to TD.
- Not possible to use the same window for 7B.

2.5 6" hole section (5706 - 6678 mMD, 3291 - 2371 mTVD)

The whole section was drilled in 7 runs :

- Run # 1 (5706 - 5733 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor, PDC bit and no MWD. Drilled cement from 5050 to 5706 mMD. Pulled to run 6" drilling assembly.

- Run # 2 (5733 - 5740 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. Pulled due to MWD failure.

- Run # 3 (5740 - 5909 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. Pulled to run corebarrel.

- Run # 4 (5909 - 5922 mMD) : Corebarrel BHA.

- Run # 5 (5922 - 6472 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. No GR/RES from MWD. Only directional measurements. Pulled to change bit and MWD.

- Run # 6 (6472 - 6495 mMD) : Navidrill MK 1 XL motor and PDC bit. No signals from MWD, during drilling, due to high temperature. Pulled to change MWD and mud motor.

- Run # 6 (6495 - 6554 mMD) : BHA with PDC bit and no mud motor. Logged last drilled interval. Got no signals when started drilling. Drilled without signals from MWD. Pulled to change bit.

- Run # 7 (6554 - 6878 mMD) : BHA with PDC bit and no mud motor. Got no signals when started drilling. Drilled without signals from MWD. Drilled to TD.

The section was drilled with 1.45 - 1.48 sg Ultidrill, pseudo oilbased mud.

The well is plugged back with cement.

Time vs Depth

Well: 30/03-7A (slot 13)

— Actual

-- Planned

Date: 24.10.97

Veslefrikk
30/3-7A

Start : 31.08.97
@
Temp. stop: 03.09.97
New start: 13.10.997
@
Finish : 29.01.98
@

Planned: 33,5 days
(Rev. 1)

Downtime : 866,5 hrs
Waiting : 18,5 hrs

Total time : 111 days

Total cost : 64,6 mill NOK

New window 9 5/8" csg, 3340 mMD

Start drilling 8 1/2" section

EZSV pakning 3360 mMD

Window 9 5/8" casing 3460 mMD, 2470 mTVD

MWD failure

Cement plug, 3340 mMD

Ran gyro

Top cement plug 5510 mMD

Running gyro

Coring

Ran and cemented 7" liner. 5705 mMD

Drill OH from 5706-5733mMD

MWD failure

Wash liner from 3857 to 5679mMD

Drilled 6" hole

Start open hole logging

Corepoint at 5909m

Reservoir logging

Plugback

Depth (mMD RKB)

-3000
-3500
-4000
-4500
-5000
-5500
-6000
-6500
-7000

0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110
5 15 25 35 45 55 65 75 85 95 105 115

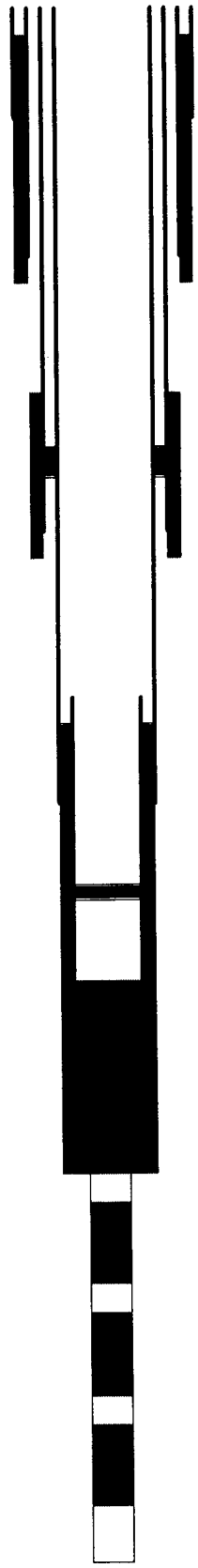
Time (days)

STATOIL

Document no.: BVF 980049R
Rev. no.: 0 Date : 25.06.98

2.7 Wellbore Schematic

HOLE	CASING	TVD	m MD	
Preinstalled 26" conductor to 467,0 m MD.	20" csg, 133 lbs/ft P-110, ATS 113 jnts + shoe, float 1 pup, x-o and hanger. 2x NWTR4 centr. on lower 10 jnts. 1 centr. on 8 jnts below and 4 jnts. above 26" shoe.	466	467	WELLHEAD TOC at WH 26" conductor shoe FIT 1,32 SG EMW
20" hole to 1472 m MD.		1281	1467,5	20" casing shoe FIT 1,65 SG EMW
17 1/2" hole to 2870 m MD.	13 3/8" csg., 72 lbs/ft, P-110 / NT-140. 221 jnts + shoe,float,2pup,hang. Threads: BDS. 1 x NWST-A4 centr./jnt. on 22 lower joints.	2079	2802	ETOC at 2600 m MD 9 5/8" tieback pack.
		2117	2865	13 3/8" casing shoe
		2120	2870	Inclination: 53 deg. FIT 1,80 SG EMW
12 1/4" hole to 3340 m MD.	9 5/8" tieback, 53,5 lbs/ft,Q-125 Threads: BDS.	2365	3281	Top PBR
		2368	3287	Top ZXP
		2397	3336	Radioactive marker 9 5/8" window Inclination: 54 deg.
Drilled 8 1/2" hole to 5706 m MD.	7" liner 29 lbs/ft L 80 206 jnts. + hanger, shoe, FC, LC, 3 x-o Threads : VAM / BDS centr./jnt. on 114 lower joints.	2411	3360	Top EZSV packer.
		3165	5510	Top of cement plug. Cement plug 4.
		3291	5705	
		3292	5706	Inclination: 41 deg. Bottom cmt : 5771 mM
Drilled 6" hole to 6678 m MD.	Open hole.			Top cmt : 5800 mMD. Cement plug 3. Bottom cmt : 6060 mM
				Top cmt : 6087 mMD. Cement plug 2. Bottom cmt : 6348 mM
				Top cmt : 6410 mMD. Cement plug 1. Bottom cmt : 6673 mM
		4181	6678	Inclination: 11,3 deg.



3 GEOLOGY

3.1 Results

The objective of the well was to explore the sand potential and possible hydrocarbons in the Upper Jurassic sequence west of the Veslefrikk Field (the K-prospect). A secondary target was to drill through the Brent Group of the B-prospect, as a pilot well for the 30/3-7B well.
The K-prospect was found to consist of well cemented, fine grained and silty non-reservoir sandstones of Turonian to Coniacian age. The Base Cretaceous level came in 180 m deeper than prognosed, and the Brent Group came in 168 m deeper than prognosed, whereas the Etive Fm.was spot on prognosis. The Tarbert and Ness Formations were thinner, and the Oseberg Formation was slightly thinner than prognosed. The reservoir quality in the Brent Group is generally poor.

The pore pressures are close to the expected values from the 30/6-11 well. The various reservoir zones do not line up along a common gradient, but seem to be stacked, separate reservoirs.

3.2 Pore pressure and Fracture Gradients

3.2.1 Pore pressure above the reservoir

The well 30/3-7A, which was side-tracked from 30/3-7S at 3459 m MD in the Cretaceous Shetland Group, was classified as a HTHP well due to expected TD deeper than 4000 m TVD.

The pore pressure prognosis for the upper part of the Cretaceous was mainly based on information from well 30/3-7S T2. For the lower part of the Cretaceous, three different scenarious were prognosed, resembling one of the following:

(a) 30/6-11 and 30/3-A-20, with pore pressures through the Viking and Brent Groups in the range of 1.25 - 1.37 g/cm3 equivalent mud weight (EMW), with a maximum in the Shetland Group of 1.39 g/cm3.
(b) 30/3-7S, with pore pressures through the Viking and Brent Groups in the range of 1.45 - 1.60 g/cm3 EMW.
(c) The Huldra well 30/3-1, which exhibited a very high pressure gradient which would correspond to 1.77 - 1.98 g/cm3 EMW. This case was considered the least likely one.

The mudweight used while drilling to 4703 m MD was 1.58 g/cm3. At this depth, the mudweight was raised to 1.63 g/cm3 due to a gas peak interpreted as connection gas (at 4686 m), and the pore pressure estimated to be 1.59 g/cm3.

Because of this high pore pressure and mudweight it was decided to set a 7" liner above the prognosed reservoir and drill the rest of the well as a 6"section.

A re-evaluation after drilling the 8 1/2" section indicates that the "connection gas" may have been a result of pumping-action in the mud-column, and that the maximum pore pressure was approximately 1.30 g/cm3.

The 6" hole section was drilled with a mud weight of 1.45 g/cm3 to 6472 m MD, where the mudweight was raised to 1.48 g/cm3 due to a gas-peak of 1.42%.

3.2.2 Reservoir Pressure

RFT pressure points were taken in the Tarbert, Ness, Etive and Oseberg Formations in the 6" hole section (see table below). Only 8 points were successfully measured, out of 27 attempted.

The measured pressures indicate that the pore pressure in this well are in accordance with "scenario (a)", i.e., it is similar to the pressures in 30/6-11 and 30/3-A-20.

FORMATION PRESSURES - RCI in the 6" hole section :

TEST #	Zone Name	Depth m MD RKB	Depth m TVD MSL	Pressure bar	Pressure Gradient (g/cm3)
1	Tarbert Fm.	6 353.0	3 811.8	472.2	1.24
2	Tarbert Fm.	6 358.5	3 817.0	471.5	1.24
3	Ness Fm.	6 445.0	3 898.0	484.6	1.25
4	Ness Fm.	6 482.0	3 933.5	492.0	1.26
6	Etive Fm.	6 504.0	3 954.6	493.8	1.25
7	Etive Fm.	6 510.0	3 960.5	491.7	1,25
15	Etive Fm.	6 510.0	3 960.3	493.3	1.25
16	Oseberg Fm.	6 527.5	3 977.5	495.3	1.25

The measurements may not be accurate due to poor sealing capacity of the RCI-probe.

3.3 Hole stability and formation strength

While drilling new formation with 8 1/2" bit, and 1.40 g/cm3 MW (outside the window in the 9 5/8" casing at 3459 m MD), the hole collapsed and the drillstring got stuck. A new window was milled about 100 m higher, and the well was drilled with 1.58 g/cm3 MW, the same mudweight as was used in 30/3-7s. No further hole problems were experienced.

No hole stability problems occured in the 6" section of the well.

The fracture gradient in Fig.2.1 is based on leak-off tests (LOT) in nearby wells and on the formation integrity test (FIT) performed in this well. An FIT of 1.80 g/cm3 equivalent

mudweight (EMW) was performed at 3336 m MD/2397 m TVD, in new formation outside the window through the 9 5/8" casing.

No LOT or FIT was performed in the 6" section, thus the fracture gradient is most uncertain down to TD of the well.

3.4 Coring

One core was cut in the Lower Cretaceous Formations within the K-prospect.

Coring summary:

CORE	Formation	Interval	m Cored	m Recovered	% Recovered
1	Cromer Knoll	5909-5922	13	13	100

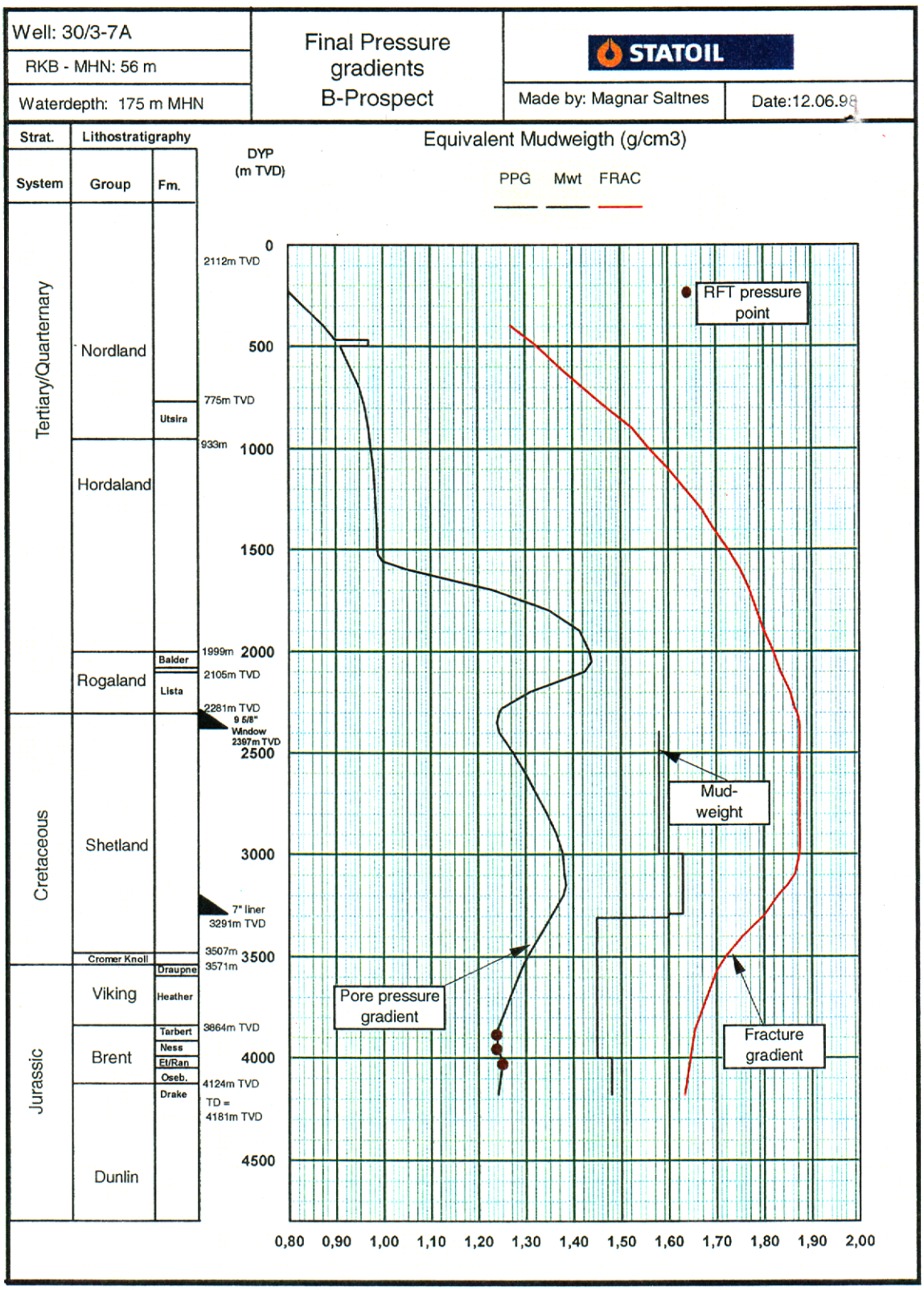
For further details ref. "Core Photographs" by Schlumberger and "Biostratigraphic Core Analysis" by Robertson Research".

3.5 Stratigraphy

Formation	m MD RKB	m TVD RKB	Thickness	+/- progn.	Coordinates
Shetland Group (*)	3 336.0	2 397.0			
Cromer Knoll	5 953.0	3 507.0	64.3		
Viking Group	6 024.0	3 571.3	292.8	180	6 739 214.80mN 490 183.08mE
Draupne Fm.	6 024.0	3 571.3	24.9		
Heather Fm.	6 052.0	3 596.2	267.9	-	
Brent Group	6 349.0	3 864.1	239.9	168	6 739 225.03mN 490 042.98mE
Tarbert Fm.	6 349.0	3 864.1	57.1	168	
Ness Fm.	6 418.5	3 928.8	74.6	103	
Etive Fm.	6 504.0	4 010.6	11.4	-7.5	
Rannoch Fm.	6 516.5	4 022.7	8.7	-	
Oseberg Fm.	6 526.0	4 032.0	88.1	-	
Dunlin Group	6 620.0	4 124.0	54.5	-26	6 739 244.63mN 489 971.54m E
Drake Fm.	6 620.0	4 124.0	54.5	-26	
TD	6 678.0	4 180.9			

(*) 30/3-7A was side-tracked from 30/3-7S T2, in the Shetland Formation at 3360 m MD.

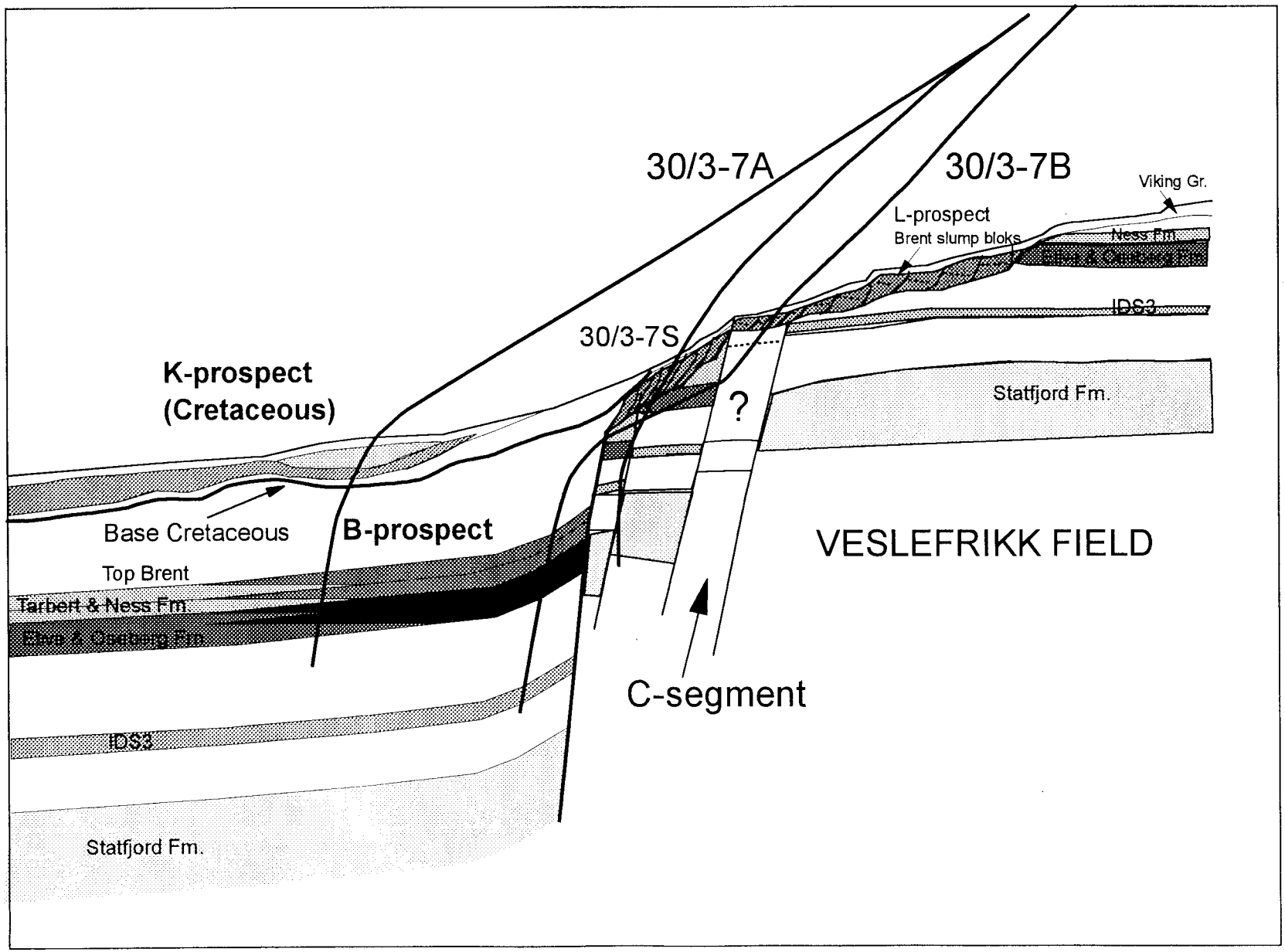
3.6 Pressure Profile



EXPLORATION WELLS ON VESLEFRIKK

After 30/3-7A

STATOIL



4 DIRECTIONAL DRILLING

4.1 General

Final survey data for well 30/03-7A

The following survey systems were used :

2829,77 mMD	: Rigs ins
3310,00 mMD	: Gyrodata 60 N
5054,00 mMD	: GD cont 60 N rør ccl
6678,00 mMD (TD)	: MWD std

4.2 Final survey results 30/03-7A

Statoil
Veslefrikk A
Slot 13
Veslefrikk
North sea

S U R V E Y L I S T I N G

Your ref : TEMWD 6" (5729-6678) DEF
Our ref : svy5178

Well name : 30/03-7-A

Date created : 2-Jan-98
Last revised : 25-Jun-98

field ref point is 494437.310,6738752.120,3.00000,N
Position of structure centre is 494437.310,6738752.120,3.00000,N
Coordinates of structure centre are field ref point
Drill Floor Veslefrikk A is 56.00 M. above mean sea level
Local coordinate system is aligned to grid north
Geodetic calcs. are performed on the UTM Zone 31 on ED50 Datum grid using the European 1950, Mean Valu

Slot coordinates are (3.25n 4.86w) from structure centre

Produced by :

Checked by :

Approved by :

Statoil 7-A
TEMWD 6" (5729-6678) DEF

Printed
25-Jun-98

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
231.00	0.22	23.87	231.00	0.00	3.24 N	4.86 W	0.00	RIGS INS
239.83	0.21	2.74	239.82	0.00	3.27 N	4.85 W	0.27	RIGS INS
249.86	0.19	359.63	249.83	-0.02	3.33 N	4.81 W	0.07	RIGS INS
259.84	0.25	4.71	259.83	-0.01	3.37 N	4.81 W	0.20	RIGS INS
269.84	0.25	19.53	269.83	0.00	3.43 N	4.81 W	0.20	RIGS INS
279.76	0.37	16.70	279.75	0.00	3.48 N	4.79 W	0.37	RIGS INS
289.78	0.51	18.84	289.77	-0.01	3.57 N	4.76 W	0.42	RIGS INS
299.81	0.75	5.68	299.81	0.00	3.72 N	4.72 W	0.84	RIGS INS
309.84	1.16	355.72	309.83	0.01	3.87 N	4.69 W	1.31	RIGS INS
319.78	1.60	1.51	319.76	0.07	4.12 N	4.68 W	1.40	RIGS INS
329.81	2.21	358.47	329.78	0.17	4.47 N	4.68 W	1.84	RIGS INS
339.84	2.68	357.54	339.82	0.30	4.92 N	4.69 W	1.42	RIGS INS
349.78	3.15	355.93	349.74	0.45	5.44 N	4.70 W	1.41	RIGS INS
359.82	3.73	354.62	359.75	0.65	6.04 N	4.73 W	1.78	RIGS INS
369.87	4.34	354.30	369.77	0.92	6.77 N	4.80 W	1.81	RIGS INS
379.80	4.92	353.05	379.67	1.24	7.59 N	4.90 W	1.78	RIGS INS
389.86	5.35	352.35	389.67	1.60	8.50 N	5.01 W	1.30	RIGS INS
399.80	5.74	352.73	399.58	1.98	9.47 N	5.13 W	1.16	RIGS INS
409.76	6.10	352.96	409.49	2.39	10.51 N	5.26 W	1.11	RIGS INS
419.81	6.37	355.07	419.48	2.80	11.59 N	5.37 W	1.05	RIGS INS
429.86	6.95	356.46	429.47	3.21	12.76 N	5.46 W	1.80	RIGS INS
439.82	7.65	358.75	439.35	3.62	14.05 N	5.52 W	2.29	RIGS INS
449.77	8.04	359.35	449.20	4.03	15.43 N	5.55 W	1.21	RIGS INS
459.85	8.18	359.76	459.18	4.43	16.85 N	5.56 W	0.44	RIGS INS
469.80	8.40	359.96	469.02	4.86	18.30 N	5.59 W	0.67	RIGS INS
479.80	8.64	358.86	478.91	5.31	19.78 N	5.63 W	0.87	RIGS INS
489.78	8.69	358.49	488.78	5.78	21.30 N	5.68 W	0.21	RIGS INS
499.86	8.86	358.27	498.74	6.25	22.84 N	5.73 W	0.54	RIGS INS
509.85	9.00	357.53	508.60	6.77	24.40 N	5.82 W	0.54	RIGS INS
519.82	9.20	355.60	518.45	7.32	25.97 N	5.94 W	1.09	RIGS INS
529.79	9.38	353.77	528.30	7.91	27.58 N	6.09 W	1.03	RIGS INS
539.77	9.32	351.88	538.14	8.54	29.19 N	6.28 W	0.94	RIGS INS
549.85	9.39	348.11	548.08	9.26	30.81 N	6.57 W	1.84	RIGS INS
559.84	9.48	345.43	557.93	10.10	32.40 N	6.98 W	1.34	RIGS INS
569.81	9.53	341.03	567.77	11.01	33.97 N	7.48 W	2.19	RIGS INS
579.80	9.61	337.24	577.60	12.02	35.51 N	8.09 W	1.90	RIGS INS
589.76	9.72	332.92	587.44	13.16	37.01 N	8.84 W	2.21	RIGS INS
599.84	9.87	328.47	597.37	14.38	38.48 N	9.69 W	2.30	RIGS INS
609.82	10.15	323.84	607.18	15.72	39.91 N	10.67 W	2.56	RIGS INS
619.78	10.44	319.99	617.00	17.19	41.28 N	11.81 W	2.25	RIGS INS
629.85	10.90	316.33	626.90	18.75	42.62 N	13.05 W	2.43	RIGS INS
639.83	11.42	312.54	636.68	20.47	43.97 N	14.45 W	2.69	RIGS INS
649.80	11.92	309.91	646.44	22.29	45.30 N	15.96 W	2.20	RIGS INS
659.77	12.54	308.45	656.18	24.25	46.62 N	17.62 W	2.09	RIGS INS
669.83	13.15	306.58	666.00	26.34	47.97 N	19.40 W	2.20	RIGS INS
679.80	13.68	305.07	675.70	28.51	49.32 N	21.27 W	1.91	RIGS INS
689.78	14.21	303.34	685.37	30.77	50.64 N	23.25 W	2.02	RIGS INS
699.85	14.86	302.64	695.14	33.20	52.02 N	25.38 W	2.01	RIGS INS
709.82	15.45	301.35	704.76	35.71	53.38 N	27.60 W	2.04	RIGS INS
719.81	16.02	300.59	714.40	38.34	54.77 N	29.94 W	1.84	RIGS INS
729.77	16.63	299.79	723.99	41.07	56.15 N	32.38 W	1.94	RIGS INS
739.84	17.18	299.28	733.64	43.92	57.56 N	34.94 W	1.69	RIGS INS
749.82	17.82	298.76	743.14	46.86	59.02 N	37.58 W	1.99	RIGS INS

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
759.80	18.54	298.42	752.62	49.91	60.50 N	40.33 W	2.18	RIGS INS
769.79	19.27	298.28	762.08	53.07	62.06 N	43.17 W	2.21	RIGS INS
779.77	20.15	298.16	771.48	56.33	63.64 N	46.10 W	2.63	RIGS INS
789.86	21.25	297.81	780.91	59.78	65.28 N	49.22 W	3.31	RIGS INS
799.81	22.53	297.52	790.15	63.37	67.00 N	52.46 W	3.87	RIGS INS
809.82	23.81	297.62	799.35	67.24	68.82 N	55.97 W	3.83	RIGS INS
819.82	25.06	297.46	808.47	71.27	70.71 N	59.62 W	3.77	RIGS INS
829.82	26.15	297.20	817.48	75.46	72.68 N	63.41 W	3.28	RIGS INS
839.81	26.85	297.40	826.42	79.83	74.72 N	67.37 W	2.10	RIGS INS
849.79	27.32	297.15	835.32	84.30	76.82 N	71.42 W	1.45	RIGS INS
859.79	27.84	297.19	844.17	88.86	78.93 N	75.55 W	1.58	RIGS INS
869.78	28.23	297.35	853.00	93.45	81.07 N	79.72 W	1.20	RIGS INS
[illegible]79.77	28.66	297.12	861.79	98.11	83.24 N	83.94 W	1.32	RIGS INS
[illegible]9.77	29.35	297.47	870.52	102.82	85.45 N	88.21 W	2.14	RIGS INS
899.85	29.97	297.37	879.30	107.71	87.74 N	92.63 W	1.84	RIGS INS
909.82	30.42	297.35	887.92	112.64	90.07 N	97.09 W	1.35	RIGS INS
919.78	30.89	297.24	896.47	117.58	92.43 N	101.56 W	1.43	RIGS INS
929.76	31.35	297.10	905.04	122.64	94.79 N	106.14 W	1.42	RIGS INS
939.80	31.95	297.08	913.58	127.78	97.20 N	110.80 W	1.78	RIGS INS
949.83	32.38	296.71	922.06	133.03	99.63 N	115.56 W	1.41	RIGS INS
959.83	32.81	296.04	930.49	138.31	102.00 N	120.37 W	1.68	RIGS INS
969.84	33.32	295.37	938.88	143.66	104.40 N	125.25 W	1.88	RIGS INS
979.77	33.73	295.03	947.16	149.05	106.76 N	130.18 W	1.37	RIGS INS
989.78	34.30	294.81	955.46	154.55	109.12 N	135.22 W	1.74	RIGS INS
999.77	34.79	294.33	963.70	160.12	111.47 N	140.35 W	1.70	RIGS INS
1009.77	35.29	294.07	971.88	165.82	113.87 N	145.59 W	1.57	RIGS INS
1019.77	35.78	293.34	980.01	171.59	116.20 N	150.92 W	1.94	RIGS INS
1029.77	36.38	292.91	988.09	177.42	118.52 N	156.32 W	1.94	RIGS INS
1039.80	36.96	292.05	996.14	183.38	120.80 N	161.86 W	2.31	RIGS INS
1049.77	37.45	291.22	1004.07	189.38	123.01 N	167.47 W	2.13	RIGS INS
1059.82	37.99	290.84	1012.01	195.53	125.24 N	173.23 W	1.76	RIGS INS
1069.82	38.59	290.51	1019.87	201.71	127.49 N	179.01 W	1.90	RIGS INS
1079.83	39.06	290.06	1027.67	207.93	129.71 N	184.85 W	1.64	RIGS INS
[illegible]89.84	39.52	289.76	1035.41	214.24	131.90 N	190.78 W	1.49	RIGS INS
[illegible]99.84	40.01	289.52	1043.10	220.60	134.08 N	196.77 W	1.53	RIGS INS
1109.84	40.66	289.23	1050.71	227.04	136.26 N	202.85 W	2.05	RIGS INS
1119.76	41.34	288.99	1058.20	233.60	138.37 N	209.07 W	2.09	RIGS INS
1129.85	41.95	288.86	1065.73	240.28	140.53 N	215.40 W	1.84	RIGS INS
1139.79	42.49	288.90	1073.09	246.94	142.69 N	221.70 W	1.61	RIGS INS
1149.78	43.35	288.75	1080.40	253.80	144.88 N	228.21 W	2.60	RIGS INS
1159.80	43.98	288.83	1087.64	260.71	147.14 N	234.75 W	1.90	RIGS INS
1169.80	44.73	288.76	1094.78	267.72	149.41 N	241.39 W	2.26	RIGS INS
1179.80	45.55	288.72	1101.84	274.80	151.70 N	248.10 W	2.46	RIGS INS
1189.81	46.08	288.81	1108.81	281.96	154.01 N	254.89 W	1.62	RIGS INS
1199.77	46.61	288.92	1115.68	289.15	156.34 N	261.70 W	1.61	RIGS INS
1209.79	47.27	288.80	1122.51	296.47	158.74 N	268.63 W	1.97	RIGS INS
1219.80	47.88	288.73	1129.25	303.86	161.12 N	275.63 W	1.86	RIGS INS
1229.79	48.39	288.20	1135.92	311.31	163.50 N	282.70 W	1.94	RIGS INS
1239.76	48.87	287.79	1142.51	318.79	165.81 N	289.82 W	1.72	RIGS INS
1249.79	49.51	287.26	1149.06	326.37	168.08 N	297.05 W	2.24	RIGS INS
1259.76	50.24	286.66	1155.48	333.99	170.31 N	304.34 W	2.61	RIGS INS
1269.78	51.11	286.13	1161.82	341.75	172.50 N	311.79 W	2.88	RIGS INS
1279.81	52.02	285.54	1168.05	349.62	174.64 N	319.36 W	3.04	RIGS INS

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
1289.82	52.84	284.95	1174.16	357.56	176.75 N	327.01 W	2.85	RIGS INS
1299.77	53.49	284.12	1180.11	365.52	178.74 N	334.72 W	2.78	RIGS INS
1309.77	54.06	283.36	1186.02	373.57	180.68 N	342.54 W	2.52	RIGS INS
1319.80	54.35	283.03	1191.87	381.72	182.56 N	350.48 W	1.17	RIGS INS
1329.76	54.27	282.46	1197.68	389.80	184.36 N	358.37 W	1.41	RIGS INS
1339.80	53.84	281.97	1203.57	397.90	186.07 N	366.31 W	1.74	RIGS INS
1349.76	53.38	281.13	1209.48	405.90	187.65 N	374.18 W	2.46	RIGS INS
1359.80	52.87	280.57	1215.50	413.91	189.18 N	382.07 W	2.04	RIGS INS
1369.77	52.41	280.30	1221.55	421.81	190.61 N	389.88 W	1.52	RIGS INS
1379.81	52.13	280.29	1227.68	429.72	192.03 N	397.70 W	0.83	RIGS INS
1389.79	52.01	280.42	1233.82	437.54	193.41 N	405.44 W	0.50	RIGS INS
1399.83	52.22	280.52	1239.97	445.45	194.86 N	413.26 W	0.67	RIGS INS
1409.80	52.21	280.75	1246.07	453.30	196.33 N	421.00 W	0.57	RIGS INS
1419.80	52.16	280.89	1252.19	461.17	197.83 N	428.76 W	0.35	RIGS INS
1429.76	52.13	281.10	1258.31	469.01	199.37 N	436.48 W	0.52	RIGS INS
1439.76	52.49	281.35	1264.42	476.91	200.95 N	444.24 W	1.22	RIGS INS
1449.83	53.07	281.35	1270.50	484.91	202.54 N	452.11 W	1.75	RIGS INS
1459.76	52.98	281.60	1276.45	492.85	204.13 N	459.91 W	0.66	RIGS INS
1469.76	52.48	281.71	1282.52	500.77	205.76 N	467.69 W	1.53	RIGS INS
1479.76	52.69	281.82	1288.59	508.72	207.42 N	475.48 W	0.68	RIGS INS
1489.76	52.83	281.84	1294.64	516.70	209.06 N	483.31 W	0.43	RIGS INS
1499.76	52.88	281.75	1300.66	524.64	210.67 N	491.11 W	0.24	RIGS INS
1509.83	52.94	281.81	1306.73	532.67	212.30 N	499.00 W	0.24	RIGS INS
1519.83	53.00	281.75	1312.74	540.67	213.96 N	506.84 W	0.24	RIGS INS
1529.79	53.20	281.78	1318.72	548.62	215.59 N	514.65 W	0.59	RIGS INS
1539.77	53.13	282.00	1324.69	556.62	217.23 N	522.50 W	0.57	RIGS INS
1549.81	53.17	282.02	1330.71	564.63	218.90 N	530.36 W	0.13	RIGS INS
1559.80	53.20	282.20	1336.69	572.62	220.58 N	538.19 W	0.44	RIGS INS
1569.79	53.17	282.18	1342.66	580.61	222.26 N	546.02 W	0.10	RIGS INS
1579.76	53.02	282.26	1348.66	588.57	223.93 N	553.82 W	0.51	RIGS INS
1589.81	53.09	282.37	1354.69	596.56	225.65 N	561.64 W	0.34	RIGS INS
1599.79	52.94	282.43	1360.68	604.54	227.36 N	569.45 W	0.46	RIGS INS
1609.78	52.99	282.61	1366.70	612.51	229.09 N	577.25 W	0.45	RIGS INS
1619.82	52.93	282.59	1372.75	620.50	230.84 N	585.06 W	0.19	RIGS INS
1629.81	52.86	282.55	1378.78	628.46	232.56 N	592.84 W	0.20	RIGS INS
1639.78	52.82	282.73	1384.79	636.39	234.29 N	600.60 W	0.45	RIGS INS
1649.83	52.90	282.82	1390.86	644.39	236.06 N	608.41 W	0.33	RIGS INS
1659.81	52.79	282.81	1396.88	652.31	237.83 N	616.15 W	0.32	RIGS INS
1669.78	52.77	282.83	1402.91	660.24	239.58 N	623.89 W	0.07	RIGS INS
1679.83	52.51	282.96	1409.01	668.23	241.37 N	631.69 W	0.84	RIGS INS
1689.80	52.58	283.00	1415.08	676.13	243.12 N	639.41 W	0.22	RIGS INS
1699.77	52.61	283.27	1421.13	684.04	244.90 N	647.13 W	0.66	RIGS INS
1709.83	52.76	283.56	1427.22	692.03	246.75 N	654.91 W	0.80	RIGS INS
1719.79	52.72	283.47	1433.26	699.96	248.61 N	662.63 W	0.23	RIGS INS
1729.78	52.63	283.75	1439.32	707.90	250.49 N	670.35 W	0.74	RIGS INS
1739.79	52.68	283.84	1445.40	715.85	252.37 N	678.08 W	0.28	RIGS INS
1749.78	52.75	284.10	1451.45	723.79	254.28 N	685.79 W	0.64	RIGS INS
1759.78	52.75	284.18	1457.50	731.75	256.22 N	693.52 W	0.18	RIGS INS
1769.78	52.74	284.43	1463.56	739.70	258.17 N	701.23 W	0.61	RIGS INS
1779.77	52.84	284.71	1469.61	747.66	260.15 N	708.94 W	0.72	RIGS INS
1789.77	52.74	284.76	1475.66	755.59	262.18 N	716.61 W	0.33	RIGS INS
1799.77	52.77	284.84	1481.72	763.53	264.22 N	724.28 W	0.21	RIGS INS
1809.83	52.76	284.58	1487.81	771.53	266.24 N	732.03 W	0.62	RIGS INS

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
1819.76	52.51	283.89	1493.84	779.43	268.18 N	739.69 W	1.81	RIGS INS
1829.83	52.50	283.64	1499.98	787.41	270.07 N	747.45 W	0.58	RIGS INS
1839.82	52.39	283.75	1506.07	795.31	271.90 N	755.14 W	0.41	RIGS INS
1849.82	52.51	283.87	1512.17	803.20	273.77 N	762.82 W	0.43	RIGS INS
1859.81	52.42	283.97	1518.27	811.11	275.65 N	770.50 W	0.36	RIGS INS
1869.80	52.47	284.00	1524.36	819.02	277.56 N	778.19 W	0.15	RIGS INS
1879.79	52.36	284.12	1530.46	826.90	279.47 N	785.84 W	0.42	RIGS INS
1889.78	52.52	284.09	1536.56	834.79	281.38 N	793.50 W	0.49	RIGS INS
1899.77	52.47	284.17	1542.64	842.70	283.31 N	801.17 W	0.26	RIGS INS
1909.83	52.59	284.03	1548.78	850.68	285.24 N	808.92 W	0.50	RIGS INS
1919.81	52.72	283.62	1554.83	858.58	287.12 N	816.60 W	1.04	RIGS INS
1929.83	53.03	282.93	1560.89	866.53	288.94 N	824.35 W	1.91	RIGS INS
1939.81	53.22	282.00	1566.88	874.52	290.70 N	832.16 W	2.29	RIGS INS
1949.83	53.65	281.51	1572.86	882.51	292.31 N	840.01 W	1.75	RIGS INS
1959.83	53.66	281.37	1578.81	890.52	293.90 N	847.89 W	0.35	RIGS INS
1969.82	53.52	281.28	1584.74	898.52	295.44 N	855.77 W	0.47	RIGS INS
1979.80	53.79	281.34	1590.67	906.51	297.00 N	863.63 W	0.84	RIGS INS
1989.78	53.76	281.15	1596.57	914.52	298.57 N	871.52 W	0.47	RIGS INS
1999.76	53.74	281.21	1602.47	922.54	300.10 N	879.42 W	0.17	RIGS INS
2009.82	53.81	281.17	1608.42	930.61	301.67 N	887.37 W	0.24	RIGS INS
2019.79	53.94	281.11	1614.30	938.65	303.23 N	895.28 W	0.43	RIGS INS
2029.82	53.93	281.13	1620.19	946.69	304.81 N	903.19 W	0.08	RIGS INS
2039.76	53.93	281.22	1626.06	954.68	306.35 N	911.07 W	0.21	RIGS INS
2049.76	53.92	281.14	1631.95	962.73	307.92 N	918.99 W	0.20	RIGS INS
2059.83	54.06	281.11	1637.88	970.83	309.49 N	926.97 W	0.41	RIGS INS
2069.83	54.21	281.24	1643.73	978.90	311.06 N	934.91 W	0.57	RIGS INS
2079.78	53.99	281.24	1649.56	986.93	312.64 N	942.81 W	0.67	RIGS INS
2089.79	54.03	281.22	1655.47	994.98	314.23 N	950.73 W	0.15	RIGS INS
2099.83	54.01	281.19	1661.36	1003.08	315.86 N	958.69 W	0.11	RIGS INS
2109.77	54.06	281.29	1667.20	1011.08	317.42 N	966.57 W	0.30	RIGS INS
2119.79	54.08	281.36	1673.08	1019.16	319.03 N	974.51 W	0.18	RIGS INS
2129.80	54.06	281.28	1678.96	1027.23	320.61 N	982.46 W	0.21	RIGS INS
2139.81	54.04	281.27	1684.83	1035.27	322.17 N	990.37 W	0.08	RIGS INS
2149.83	53.95	280.88	1690.73	1043.34	323.76 N	998.31 W	0.97	RIGS INS
2159.82	54.00	280.51	1696.60	1051.41	325.28 N	1006.27 W	0.92	RIGS INS
2169.80	53.85	279.81	1702.48	1059.42	326.69 N	1014.20 W	1.74	RIGS INS
2179.77	53.83	279.84	1708.36	1067.39	328.05 N	1022.10 W	0.09	RIGS INS
2189.80	53.79	279.64	1714.27	1075.39	329.41 N	1030.04 W	0.52	RIGS INS
2199.83	53.85	279.64	1720.19	1083.44	330.78 N	1038.02 W	0.19	RIGS INS
2209.83	53.71	279.64	1726.10	1091.45	332.17 N	1045.95 W	0.43	RIGS INS
2219.80	53.81	279.57	1731.98	1099.44	333.52 N	1053.88 W	0.34	RIGS INS
2229.81	53.94	279.66	1737.88	1107.43	334.88 N	1061.80 W	0.46	RIGS INS
2239.82	54.09	279.67	1743.77	1115.50	336.25 N	1069.81 W	0.44	RIGS INS
2249.76	54.07	279.62	1749.60	1123.52	337.63 N	1077.75 W	0.14	RIGS INS
2259.81	54.09	279.60	1755.49	1131.61	338.99 N	1085.78 W	0.08	RIGS INS
2269.76	54.23	279.62	1761.32	1139.62	340.33 N	1093.73 W	0.43	RIGS INS
2279.76	54.19	279.45	1767.16	1147.68	341.69 N	1101.72 W	0.43	RIGS INS
2289.78	54.23	279.61	1773.01	1155.75	343.08 N	1109.72 W	0.40	RIGS INS
2299.80	54.21	279.57	1778.87	1163.83	344.47 N	1117.73 W	0.12	RIGS INS
2309.82	54.40	279.47	1784.72	1171.92	345.82 N	1125.76 W	0.65	RIGS INS
2319.77	54.26	279.59	1790.51	1179.96	347.18 N	1133.73 W	0.52	RIGS INS
2329.77	54.12	279.74	1796.35	1188.01	348.55 N	1141.72 W	0.55	RIGS INS
2339.82	54.01	279.63	1802.25	1196.12	349.92 N	1149.76 W	0.42	RIGS INS

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
2349.80	54.00	279.73	1808.10	1204.15	351.28 N	1157.73 W	0.26	RIGS INS
2359.82	54.17	279.73	1813.98	1212.21	352.67 N	1165.71 W	0.52	RIGS INS
2369.81	54.13	279.67	1819.81	1220.26	354.04 N	1173.69 W	0.19	RIGS INS
2379.79	54.02	279.57	1825.66	1228.29	355.39 N	1181.66 W	0.41	RIGS INS
2389.79	53.86	279.53	1831.54	1236.32	356.74 N	1189.63 W	0.48	RIGS INS
2399.81	54.03	279.59	1837.44	1244.37	358.10 N	1197.62 W	0.53	RIGS INS
2409.80	53.81	279.49	1843.32	1252.40	359.46 N	1205.58 W	0.72	RIGS INS
2419.82	53.95	279.41	1849.23	1260.45	360.80 N	1213.57 W	0.48	RIGS INS
2429.80	53.85	279.60	1855.10	1268.46	362.11 N	1221.53 W	0.57	RIGS INS
2439.81	53.67	279.45	1861.02	1276.49	363.43 N	1229.50 W	0.66	RIGS INS
2449.77	53.37	279.40	1866.94	1284.45	364.76 N	1237.40 W	0.91	RIGS INS
2459.79	53.42	279.33	1872.90	1292.43	366.07 N	1245.33 W	0.23	RIGS INS
2469.80	53.44	279.15	1878.87	1300.43	367.37 N	1253.28 W	0.43	RIGS INS
2479.79	53.56	279.21	1884.80	1308.40	368.66 N	1261.20 W	0.38	RIGS INS
2489.79	53.37	279.07	1890.73	1316.39	369.92 N	1269.15 W	0.65	RIGS INS
2499.77	53.45	279.00	1896.68	1324.37	371.20 N	1277.09 W	0.29	RIGS INS
2509.81	53.33	279.03	1902.67	1332.35	372.48 N	1285.03 W	0.37	RIGS INS
2519.78	53.40	279.04	1908.61	1340.28	373.73 N	1292.92 W	0.23	RIGS INS
2529.82	53.25	278.93	1914.60	1348.30	374.98 N	1300.90 W	0.51	RIGS INS
2539.79	53.36	278.98	1920.56	1356.22	376.25 N	1308.78 W	0.32	RIGS INS
2549.78	53.29	278.93	1926.52	1364.18	377.50 N	1316.70 W	0.22	RIGS INS
2559.76	52.90	279.00	1932.49	1372.11	378.74 N	1324.60 W	1.19	RIGS INS
2569.80	52.69	279.09	1938.57	1380.05	379.99 N	1332.50 W	0.67	RIGS INS
2579.79	52.67	279.21	1944.62	1387.96	381.25 N	1340.37 W	0.29	RIGS INS
2589.79	52.53	279.37	1950.68	1395.84	382.51 N	1348.20 W	0.57	RIGS INS
2599.82	52.65	279.44	1956.77	1403.77	383.82 N	1356.08 W	0.40	RIGS INS
2609.81	52.80	279.23	1962.80	1411.66	385.12 N	1363.92 W	0.65	RIGS INS
2619.82	52.68	279.39	1968.86	1419.59	386.42 N	1371.79 W	0.52	RIGS INS
2629.78	52.64	279.30	1974.89	1427.45	387.72 N	1379.60 W	0.23	RIGS INS
2639.77	52.79	279.10	1980.96	1435.35	388.99 N	1387.45 W	0.65	RIGS INS
2649.77	52.91	279.13	1986.99	1443.27	390.25 N	1395.33 W	0.36	RIGS INS
2659.77	52.84	279.05	1993.01	1451.20	391.55 N	1403.21 W	0.26	RIGS INS
2669.79	52.66	279.16	1999.07	1459.13	392.83 N	1411.09 W	0.63	RIGS INS
2679.77	52.49	278.93	2005.13	1467.00	394.04 N	1418.93 W	0.74	RIGS INS
2689.83	52.51	278.75	2011.23	1474.91	395.28 N	1426.81 W	0.44	RIGS INS
2699.77	52.59	278.86	2017.28	1482.77	396.51 N	1434.63 W	0.35	RIGS INS
2709.78	52.78	279.05	2023.35	1490.67	397.74 N	1442.50 W	0.72	RIGS INS
2719.80	52.70	278.96	2029.40	1498.61	398.99 N	1450.40 W	0.30	RIGS INS
2729.76	52.66	279.50	2035.43	1506.48	400.25 N	1458.23 W	1.30	RIGS INS
2739.80	52.54	280.16	2041.52	1514.43	401.63 N	1466.10 W	1.61	RIGS INS
2749.76	52.39	280.57	2047.59	1522.28	403.05 N	1473.86 W	1.08	RIGS INS
2759.81	52.23	280.76	2053.73	1530.18	404.52 N	1481.66 W	0.65	RIGS INS
2769.81	52.27	280.68	2059.85	1538.10	405.99 N	1489.48 W	0.22	RIGS INS
2779.78	52.36	280.54	2065.94	1545.93	407.45 N	1497.21 W	0.44	RIGS INS
2789.81	52.40	280.68	2072.05	1553.87	408.94 N	1505.04 W	0.36	RIGS INS
2799.79	52.72	280.58	2078.12	1561.76	410.38 N	1512.84 W	0.99	RIGS INS
2809.76	52.78	280.74	2084.15	1569.66	411.82 N	1520.64 W	0.42	RIGS INS
2819.76	52.88	280.86	2090.18	1577.62	413.34 N	1528.49 W	0.41	RIGS INS
2829.77	52.83	280.83	2096.21	1584.54	414.65 N	1535.31 W	0.17	RIGS INS
2831.00	52.95	280.82	2096.94	1586.59	415.04 N	1537.33 W	2.88	GYRODATA 60N,ror
2860.00	52.72	281.74	2114.46	1609.62	419.56 N	1559.99 W	0.79	GYRODATA 60N,ror
2890.00	52.83	282.68	2132.61	1633.45	424.61 N	1583.34 W	0.76	GYRODATA 60N,ror
2920.00	52.31	283.79	2150.84	1657.25	430.07 N	1606.53 W	1.02	GYRODATA 60N,ror

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
2950.00	52.75	284.52	2169.09	1681.04	435.89 N	1629.62 W	0.73	GYRODATA 60N,ror
2980.00	53.38	284.88	2187.12	1705.02	441.97 N	1652.81 W	0.69	GYRODATA 60N,ror
3010.00	53.85	284.14	2204.92	1729.16	448.03 N	1676.19 W	0.76	GYRODATA 60N,ror
3040.00	53.68	283.39	2222.65	1753.34	453.78 N	1699.69 W	0.63	GYRODATA 60N,ror
3070.00	53.67	283.98	2240.42	1777.49	459.50 N	1723.18 W	0.48	GYRODATA 60N,ror
3100.00	54.04	284.60	2258.12	1801.70	465.48 N	1746.65 W	0.62	GYRODATA 60N,ror
3130.00	54.07	283.59	2275.73	1825.97	471.40 N	1770.21 W	0.82	GYRODATA 60N,ror
3160.00	54.15	283.99	2293.31	1850.26	477.19 N	1793.81 W	0.33	GYRODATA 60N,ror
3190.00	53.79	283.29	2310.96	1874.50	482.91 N	1817.39 W	0.67	GYRODATA 60N,ror
3220.00	53.52	283.74	2328.74	1898.64	488.56 N	1840.88 W	0.45	GYRODATA 60N,ror
3250.00	53.73	284.20	2346.53	1922.78	494.39 N	1864.32 W	0.43	GYRODATA 60N,ror
[illegible].00	53.92	284.71	2364.24	1946.98	500.43 N	1887.77 W	0.45	GYRODATA 60N,ror
[illegible].00	54.10	285.47	2381.87	1971.25	506.75 N	1911.21 W	0.64	GYRODATA 60N,ror
3340.00	54.10	284.76	2399.46	1995.55	513.09 N	1934.67 W	0.58	GD_Cont 60N ror ccl
3352.00	56.08	280.47	2406.33	2005.37	515.23 N	1944.27 W	10.09	GD_Cont 60N ror ccl
3362.00	56.91	279.37	2411.85	2013.66	516.67 N	1952.48 W	3.71	GD_Cont 60N ror ccl
3372.00	57.62	278.62	2417.26	2022.01	517.98 N	1960.79 W	2.85	GD_Cont 60N ror ccl
3382.00	58.23	277.68	2422.57	2030.40	519.19 N	1969.18 W	3.01	GD_Cont 60N ror ccl
3392.00	58.86	277.15	2427.79	2038.83	520.29 N	1977.64 W	2.33	GD_Cont 60N ror ccl
3402.10	59.78	276.49	2432.94	2047.41	521.32 N	1986.26 W	3.21	GD_Cont 60N ror ccl
3412.10	60.35	275.57	2437.93	2055.94	522.23 N	1994.88 W	2.94	GD_Cont 60N ror ccl
3422.10	61.31	274.40	2442.80	2064.51	522.99 N	2003.58 W	4.21	GD_Cont 60N ror ccl
3432.10	61.99	273.17	2447.55	2073.11	523.57 N	2012.36 W	3.83	GD_Cont 60N ror ccl
3442.10	62.65	272.16	2452.20	2081.73	523.98 N	2021.21 W	3.33	GD_Cont 60N ror ccl
3452.10	63.51	271.47	2456.73	2090.37	524.26 N	2030.12 W	3.17	GD_Cont 60N ror ccl
3462.10	64.27	270.76	2461.13	2099.04	524.43 N	2039.10 W	2.98	GD_Cont 60N ror ccl
3472.10	65.00	270.02	2465.41	2107.75	524.50 N	2048.13 W	2.97	GD_Cont 60N ror ccl
3482.20	65.60	269.12	2469.63	2116.54	524.43 N	2057.31 W	3.01	GD_Cont 60N ror ccl
3492.20	66.62	267.47	2473.68	2125.25	524.15 N	2066.45 W	5.46	GD_Cont 60N ror ccl
3502.20	67.10	266.79	2477.61	2133.95	523.69 N	2075.63 W	2.36	GD_Cont 60N ror ccl
3512.20	66.49	266.70	2481.55	2142.62	523.17 N	2084.81 W	1.85	GD_Cont 60N ror ccl
3522.20	67.65	266.94	2485.45	2151.32	522.66 N	2094.00 W	3.54	GD_Cont 60N ror ccl
[illegible]32.20	68.55	267.01	2489.18	2160.09	522.17 N	2103.27 W	2.71	GD_Cont 60N ror ccl
[illegible]42.20	69.46	266.70	2492.76	2168.91	521.66 N	2112.59 W	2.86	GD_Cont 60N ror ccl
3552.20	70.32	266.24	2496.20	2177.75	521.08 N	2121.96 W	2.89	GD_Cont 60N ror ccl
3562.20	70.58	266.07	2499.54	2186.62	520.45 N	2131.36 W	0.92	GD_Cont 60N ror ccl
3572.30	70.59	266.14	2502.90	2195.57	519.80 N	2140.87 W	0.20	GD_Cont 60N ror ccl
3582.30	70.66	266.28	2506.22	2204.44	519.18 N	2150.28 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
3592.30	70.71	266.49	2509.53	2213.33	518.58 N	2159.70 W	0.61	GD_Cont 60N ror ccl
3602.30	70.86	266.53	2512.82	2222.23	518.01 N	2169.12 W	0.46	GD_Cont 60N ror ccl
3612.30	71.08	266.60	2516.08	2231.14	517.44 N	2178.56 W	0.69	GD_Cont 60N ror ccl
3622.30	71.08	266.95	2519.32	2240.07	516.91 N	2188.01 W	0.99	GD_Cont 60N ror ccl
3632.30	70.94	267.89	2522.57	2249.03	516.48 N	2197.45 W	2.70	GD_Cont 60N ror ccl
3642.30	71.25	268.38	2525.81	2258.03	516.18 N	2206.91 W	1.67	GD_Cont 60N ror ccl
3652.40	71.46	268.50	2529.04	2267.16	515.92 N	2216.47 W	0.71	GD_Cont 60N ror ccl
3662.40	71.61	268.50	2532.21	2276.20	515.67 N	2225.96 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
3672.40	71.74	268.45	2535.35	2285.25	515.42 N	2235.44 W	0.42	GD_Cont 60N ror ccl
3682.40	71.91	268.33	2538.47	2294.30	515.15 N	2244.94 W	0.61	GD_Cont 60N ror ccl
3692.40	72.09	268.54	2541.56	2303.37	514.89 N	2254.45 W	0.81	GD_Cont 60N ror ccl
3702.40	72.38	268.59	2544.62	2312.45	514.65 N	2263.97 W	0.88	GD_Cont 60N ror ccl
3712.40	72.56	268.68	2547.63	2321.55	514.42 N	2273.50 W	0.60	GD_Cont 60N ror ccl
3722.40	72.92	268.70	2550.59	2330.67	514.20 N	2283.05 W	1.08	GD_Cont 60N ror ccl
3732.40	73.11	268.79	2553.52	2339.80	514.00 N	2292.61 W	0.63	GD_Cont 60N ror ccl

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
3742.50	73.46	268.86	2556.42	2349.04	513.80 N	2302.28 W	1.06	GD_Cont 60N ror ccl
3752.50	73.42	268.87	2559.27	2358.19	513.61 N	2311.87 W	0.12	GD_Cont 60N ror ccl
3762.50	73.20	269.10	2562.14	2367.35	513.44 N	2321.44 W	0.93	GD_Cont 60N ror ccl
3772.50	73.39	269.16	2565.02	2376.51	513.29 N	2331.02 W	0.60	GD_Cont 60N ror ccl
3782.50	73.85	269.38	2567.84	2385.70	513.17 N	2340.61 W	1.52	GD_Cont 60N ror ccl
3792.50	73.82	269.38	2570.62	2394.90	513.07 N	2350.22 W	0.09	GD_Cont 60N ror ccl
3802.50	73.57	269.46	2573.43	2404.10	512.97 N	2359.81 W	0.78	GD_Cont 60N ror ccl
3812.50	72.87	269.46	2576.32	2413.27	512.88 N	2369.39 W	2.10	GD_Cont 60N ror ccl
3822.50	72.78	269.42	2579.27	2422.43	512.78 N	2378.94 W	0.29	GD_Cont 60N ror ccl
3832.60	72.83	269.33	2582.25	2431.67	512.68 N	2388.59 W	0.30	GD_Cont 60N ror ccl
3842.60	72.42	269.07	2585.24	2440.81	512.55 N	2398.13 W	1.44	GD_Cont 60N ror ccl
3852.60	71.95	268.88	2588.30	2449.91	512.38 N	2407.65 W	1.51	GD_Cont 60N ror ccl
3862.60	72.08	268.75	2591.39	2458.99	512.18 N	2417.16 W	0.54	GD_Cont 60N ror ccl
3872.60	71.62	268.30	2594.50	2468.05	511.93 N	2426.66 W	1.88	GD_Cont 60N ror ccl
3882.60	71.51	267.99	2597.67	2477.08	511.63 N	2436.14 W	0.94	GD_Cont 60N ror ccl
3892.60	71.47	268.06	2600.84	2486.10	511.30 N	2445.62 W	0.23	GD_Cont 60N ror ccl
3902.60	70.71	268.12	2604.08	2495.10	510.99 N	2455.07 W	2.29	GD_Cont 60N ror ccl
3912.70	70.48	268.27	2607.44	2504.17	510.69 N	2464.60 W	0.80	GD_Cont 60N ror ccl
3922.70	70.62	268.29	2610.77	2513.15	510.40 N	2474.02 W	0.42	GD_Cont 60N ror ccl
3932.70	70.94	268.49	2614.06	2522.14	510.14 N	2483.46 W	1.11	GD_Cont 60N ror ccl
3942.70	71.17	268.54	2617.30	2531.16	509.89 N	2492.91 W	0.70	GD_Cont 60N ror ccl
3952.70	71.21	268.40	2620.53	2540.19	509.64 N	2502.38 W	0.42	GD_Cont 60N ror ccl
3962.70	70.57	268.26	2623.80	2549.19	509.36 N	2511.82 W	1.96	GD_Cont 60N ror ccl
3972.70	70.67	268.31	2627.12	2558.17	509.08 N	2521.25 W	0.33	GD_Cont 60N ror ccl
3982.70	70.91	268.22	2630.41	2567.16	508.80 N	2530.69 W	0.76	GD_Cont 60N ror ccl
3992.70	70.60	268.04	2633.71	2576.15	508.49 N	2540.13 W	1.06	GD_Cont 60N ror ccl
4002.80	70.77	268.14	2637.05	2585.21	508.17 N	2549.65 W	0.58	GD_Cont 60N ror ccl
4012.80	70.35	268.07	2640.38	2594.19	507.86 N	2559.08 W	1.28	GD_Cont 60N ror ccl
4022.80	69.83	267.88	2643.78	2603.12	507.53 N	2568.47 W	1.65	GD_Cont 60N ror ccl
4032.80	69.28	267.60	2647.27	2612.02	507.16 N	2577.84 W	1.83	GD_Cont 60N ror ccl
4042.80	68.08	267.40	2650.91	2620.85	506.75 N	2587.14 W	3.64	GD_Cont 60N ror ccl
4052.80	67.52	267.17	2654.69	2629.62	506.31 N	2596.39 W	1.80	GD_Cont 60N ror ccl
4062.80	67.57	267.25	2658.51	2638.37	505.86 N	2605.62 W	0.27	GD_Cont 60N ror ccl
4072.80	67.98	267.36	2662.29	2647.13	505.43 N	2614.87 W	1.27	GD_Cont 60N ror ccl
4082.90	68.45	267.33	2666.04	2656.01	504.99 N	2624.24 W	1.40	GD_Cont 60N ror ccl
4092.90	68.24	267.55	2669.73	2664.82	504.58 N	2633.52 W	0.88	GD_Cont 60N ror ccl
4102.90	68.45	267.71	2673.42	2673.64	504.19 N	2642.81 W	0.77	GD_Cont 60N ror ccl
4112.90	68.60	267.73	2677.08	2682.48	503.82 N	2652.11 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4122.90	68.81	267.88	2680.71	2691.32	503.47 N	2661.42 W	0.76	GD_Cont 60N ror ccl
4132.90	68.80	268.01	2684.33	2700.19	503.13 N	2670.73 W	0.36	GD_Cont 60N ror ccl
4142.90	69.04	268.11	2687.92	2709.06	502.82 N	2680.06 W	0.77	GD_Cont 60N ror ccl
4152.90	69.44	268.13	2691.47	2717.96	502.51 N	2689.41 W	1.20	GD_Cont 60N ror ccl
4162.90	69.43	267.83	2694.98	2726.86	502.18 N	2698.76 W	0.84	GD_Cont 60N ror ccl
4173.00	69.01	267.60	2698.56	2735.82	501.80 N	2708.20 W	1.40	GD_Cont 60N ror ccl
4183.00	69.35	267.58	2702.12	2744.69	501.41 N	2717.54 W	1.02	GD_Cont 60N ror ccl
4193.00	69.50	267.75	2705.63	2753.57	501.03 N	2726.89 W	0.66	GD_Cont 60N ror ccl
4203.00	69.58	267.81	2709.13	2762.47	500.66 N	2736.25 W	0.29	GD_Cont 60N ror ccl
4213.00	69.45	267.65	2712.63	2771.36	500.29 N	2745.61 W	0.60	GD_Cont 60N ror ccl
4223.00	68.70	267.67	2716.20	2780.23	499.91 N	2754.95 W	2.25	GD_Cont 60N ror ccl
4233.00	68.32	267.78	2719.86	2789.06	499.54 N	2764.24 W	1.18	GD_Cont 60N ror ccl
4243.00	68.18	267.92	2723.57	2797.88	499.19 N	2773.53 W	0.57	GD_Cont 60N ror ccl
4253.10	68.13	268.00	2727.33	2806.80	498.86 N	2782.89 W	0.27	GD_Cont 60N ror ccl
4263.10	68.04	268.05	2731.06	2815.62	498.54 N	2792.17 W	0.30	GD_Cont 60N ror ccl

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
4273.10	68.26	268.19	2734.78	2824.45	498.24 N	2801.44 W	0.77	GD_Cont 60N ror ccl
4283.10	68.36	268.35	2738.48	2833.30	497.96 N	2810.73 W	0.54	GD_Cont 60N ror ccl
4293.10	68.68	268.45	2742.14	2842.17	497.70 N	2820.03 W	1.00	GD_Cont 60N ror ccl
4303.10	68.97	268.55	2745.75	2851.06	497.45 N	2829.35 W	0.91	GD_Cont 60N ror ccl
4313.10	69.09	268.66	2749.33	2859.96	497.23 N	2838.69 W	0.47	GD_Cont 60N ror ccl
4323.10	69.24	268.75	2752.89	2868.89	497.01 N	2848.03 W	0.52	GD_Cont 60N ror ccl
4333.10	69.50	268.82	2756.41	2877.82	496.82 N	2857.39 W	0.80	GD_Cont 60N ror ccl
4343.20	69.66	269.03	2759.93	2886.87	496.64 N	2866.85 W	0.75	GD_Cont 60N ror ccl
4353.20	69.99	269.10	2763.38	2895.85	496.48 N	2876.24 W	1.01	GD_Cont 60N ror ccl
4363.20	70.01	269.23	2766.80	2904.84	496.35 N	2885.63 W	0.37	GD_Cont 60N ror ccl
4373.20	70.21	269.29	2770.21	2913.84	496.23 N	2895.04 W	0.62	GD_Cont 60N ror ccl
4383.20	69.89	269.14	2773.62	2922.84	496.10 N	2904.44 W	1.05	GD_Cont 60N ror ccl
4393.20	69.31	269.19	2777.10	2931.81	495.96 N	2913.81 W	1.75	GD_Cont 60N ror ccl
4403.20	69.53	269.18	2780.62	2940.77	495.83 N	2923.17 W	0.66	GD_Cont 60N ror ccl
4413.20	69.70	269.19	2784.10	2949.74	495.69 N	2932.54 W	0.51	GD_Cont 60N ror ccl
4423.30	69.83	269.34	2787.59	2958.81	495.57 N	2942.02 W	0.57	GD_Cont 60N ror ccl
4433.30	69.94	269.34	2791.03	2967.80	495.46 N	2951.41 W	0.33	GD_Cont 60N ror ccl
4443.30	69.32	269.14	2794.51	2976.78	495.34 N	2960.78 W	1.94	GD_Cont 60N ror ccl
4453.30	68.63	268.92	2798.10	2985.70	495.18 N	2970.11 W	2.16	GD_Cont 60N ror ccl
4463.30	68.70	269.03	2801.74	2994.61	495.02 N	2979.43 W	0.37	GD_Cont 60N ror ccl
4473.30	68.86	269.04	2805.36	3003.52	494.86 N	2988.75 W	0.48	GD_Cont 60N ror ccl
4483.30	69.03	268.83	2808.95	3012.44	494.69 N	2998.08 W	0.78	GD_Cont 60N ror ccl
4493.30	69.07	268.98	2812.53	3021.37	494.51 N	3007.41 W	0.44	GD_Cont 60N ror ccl
4503.30	69.08	269.05	2816.10	3030.30	494.35 N	3016.75 W	0.20	GD_Cont 60N ror ccl
4513.40	68.97	268.85	2819.71	3039.31	494.17 N	3026.18 W	0.64	GD_Cont 60N ror ccl
4523.40	69.36	268.84	2823.27	3048.24	493.99 N	3035.53 W	1.17	GD_Cont 60N ror ccl
4533.40	69.34	269.00	2826.80	3057.18	493.81 N	3044.88 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4543.40	69.57	269.04	2830.31	3066.14	493.65 N	3054.25 W	0.70	GD_Cont 60N ror ccl
4553.40	69.79	269.17	2833.78	3075.11	493.50 N	3063.62 W	0.75	GD_Cont 60N ror ccl
4563.40	70.00	269.16	2837.22	3084.09	493.37 N	3073.01 W	0.63	GD_Cont 60N ror ccl
4573.40	70.21	269.13	2840.62	3093.09	493.22 N	3082.41 W	0.64	GD_Cont 60N ror ccl
4583.40	70.36	269.11	2843.99	3102.10	493.08 N	3091.83 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4593.50	70.45	269.12	2847.38	3111.20	492.93 N	3101.34 W	0.27	GD_Cont 60N ror ccl
4603.50	70.66	269.14	2850.71	3120.22	492.79 N	3110.77 W	0.63	GD_Cont 60N ror ccl
4613.50	70.79	269.15	2854.01	3129.25	492.65 N	3120.21 W	0.39	GD_Cont 60N ror ccl
4623.50	70.96	269.12	2857.29	3138.29	492.51 N	3129.65 W	0.52	GD_Cont 60N ror ccl
4633.50	71.11	269.20	2860.54	3147.34	492.37 N	3139.11 W	0.50	GD_Cont 60N ror ccl
4643.50	70.68	269.24	2863.81	3156.39	492.24 N	3148.56 W	1.29	GD_Cont 60N ror ccl
4653.50	70.76	269.16	2867.11	3165.42	492.11 N	3158.00 W	0.33	GD_Cont 60N ror ccl
4663.50	70.76	269.19	2870.41	3174.45	491.97 N	3167.44 W	0.08	GD_Cont 60N ror ccl
4673.50	70.34	269.23	2873.74	3183.48	491.84 N	3176.87 W	1.27	GD_Cont 60N ror ccl
4683.60	70.55	269.24	2877.12	3192.59	491.71 N	3186.38 W	0.62	GD_Cont 60N ror ccl
4693.60	70.78	269.26	2880.43	3201.62	491.59 N	3195.82 W	0.69	GD_Cont 60N ror ccl
4703.60	70.93	269.27	2883.71	3210.67	491.47 N	3205.26 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4713.60	70.78	269.29	2886.99	3219.71	491.35 N	3214.71 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4723.60	70.77	269.30	2890.28	3228.76	491.24 N	3224.15 W	0.04	GD_Cont 60N ror ccl
4733.60	70.74	269.32	2893.58	3237.80	491.12 N	3233.59 W	0.11	GD_Cont 60N ror ccl
4743.60	70.87	269.34	2896.86	3246.84	491.01 N	3243.04 W	0.39	GD_Cont 60N ror ccl
4753.60	71.10	269.38	2900.12	3255.90	490.91 N	3252.49 W	0.70	GD_Cont 60N ror ccl
4763.60	71.32	269.36	2903.34	3264.97	490.80 N	3261.96 W	0.66	GD_Cont 60N ror ccl
4773.70	71.41	269.42	2906.57	3274.14	490.70 N	3271.53 W	0.32	GD_Cont 60N ror ccl
4783.70	71.60	269.37	2909.74	3283.22	490.60 N	3281.01 W	0.59	GD_Cont 60N ror ccl
4793.70	71.74	269.46	2912.89	3292.32	490.50 N	3290.50 W	0.49	GD_Cont 60N ror ccl

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
4803.70	71.81	269.61	2916.02	3301.42	490.43 N	3300.00 W	0.48	GD_Cont 60N ror ccl
4813.70	71.10	269.48	2919.20	3310.51	490.35 N	3309.48 W	2.16	GD_Cont 60N ror ccl
4823.70	70.24	269.27	2922.51	3319.55	490.25 N	3318.91 W	2.65	GD_Cont 60N ror ccl
4833.70	70.25	269.51	2925.89	3328.57	490.15 N	3328.33 W	0.68	GD_Cont 60N ror ccl
4843.70	69.80	269.50	2929.30	3337.58	490.07 N	3337.72 W	1.35	GD_Cont 60N ror ccl
4853.80	69.83	269.43	2932.79	3346.67	489.98 N	3347.20 W	0.21	GD_Cont 60N ror ccl
4863.80	70.11	269.43	2936.21	3355.67	489.88 N	3356.60 W	0.84	GD_Cont 60N ror ccl
4873.80	70.27	269.59	2939.60	3364.69	489.80 N	3366.01 W	0.66	GD_Cont 60N ror ccl
4883.80	70.33	269.59	2942.97	3373.72	489.74 N	3375.42 W	0.18	GD_Cont 60N ror ccl
4893.80	70.23	269.76	2946.35	3382.75	489.68 N	3384.83 W	0.57	GD_Cont 60N ror ccl
4903.80	70.34	269.62	2949.72	3391.78	489.63 N	3394.25 W	0.52	GD_Cont 60N ror ccl
4913.80	70.48	269.75	2953.07	3400.82	489.58 N	3403.67 W	0.56	GD_Cont 60N ror ccl
4923.80	70.52	269.78	2956.41	3409.87	489.54 N	3413.09 W	0.15	GD_Cont 60N ror ccl
4933.80	70.68	269.94	2959.73	3418.93	489.52 N	3422.53 W	0.66	GD_Cont 60N ror ccl
4943.90	70.85	269.97	2963.06	3428.09	489.51 N	3432.06 W	0.51	GD_Cont 60N ror ccl
4953.90	70.99	269.96	2966.33	3437.17	489.50 N	3441.51 W	0.42	GD_Cont 60N ror ccl
4963.90	70.99	269.99	2969.59	3446.26	489.50 N	3450.97 W	0.09	GD_Cont 60N ror ccl
4973.90	71.06	270.00	2972.84	3455.34	489.50 N	3460.42 W	0.21	GD_Cont 60N ror ccl
4983.90	71.19	269.92	2976.07	3464.44	489.49 N	3469.89 W	0.45	GD_Cont 60N ror ccl
4993.90	71.25	270.09	2979.29	3473.53	489.49 N	3479.35 W	0.52	GD_Cont 60N ror ccl
5003.90	71.26	270.09	2982.51	3482.64	489.51 N	3488.82 W	0.03	GD_Cont 60N ror ccl
5013.90	71.31	270.16	2985.71	3491.75	489.53 N	3498.29 W	0.25	GD_Cont 60N ror ccl
5024.00	71.36	270.25	2988.95	3500.95	489.56 N	3507.86 W	0.29	GD_Cont 60N ror ccl
5034.00	71.40	270.24	2992.14	3510.07	489.60 N	3517.34 W	0.12	GD_Cont 60N ror ccl
5044.00	71.46	270.16	2995.32	3519.19	489.64 N	3526.82 W	0.29	GD_Cont 60N ror ccl
5054.00	71.32	270.27	2998.52	3528.31	489.67 N	3536.30 W	0.52	GD_Cont 60N ror ccl
5064.00	71.37	270.34	3001.71	3537.43	489.72 N	3545.77 W	0.25	MWD-std.
5092.00	70.80	268.70	3010.79	3562.82	489.50 N	3572.26 W	1.77	MWD-std.
5121.00	70.90	269.30	3020.30	3589.01	489.02 N	3599.65 W	0.60	MWD-std.
5150.00	70.80	268.70	3029.82	3615.20	488.55 N	3627.04 W	0.60	MWD-std.
5178.00	70.80	268.60	3039.03	3640.44	487.92 N	3653.47 W	0.10	MWD-std.
5208.00	70.90	269.10	3048.87	3667.51	487.35 N	3681.81 W	0.48	MWD-std.
5237.00	71.00	269.90	3058.33	3693.79	487.12 N	3709.22 W	0.79	MWD-std.
5261.00	70.90	270.00	3066.17	3715.58	487.10 N	3731.90 W	0.17	MWD-std.
5294.00	70.80	270.30	3076.99	3745.56	487.18 N	3763.08 W	0.27	MWD-std.
5324.00	71.00	272.30	3086.81	3772.98	487.82 N	3791.42 W	1.90	MWD-std.
5353.00	69.30	271.30	3096.66	3799.41	488.68 N	3818.68 W	2.01	MWD-std.
5381.00	67.50	271.30	3106.96	3824.59	489.27 N	3844.71 W	1.93	MWD-std.
5410.00	65.70	270.70	3118.48	3850.29	489.73 N	3871.31 W	1.95	MWD-std.
5439.00	63.70	270.90	3130.87	3875.59	490.10 N	3897.53 W	2.08	MWD-std.
5468.00	61.60	270.30	3144.20	3900.41	490.37 N	3923.28 W	2.24	MWD-std.
5496.00	59.50	269.60	3157.96	3923.84	490.35 N	3947.66 W	2.34	MWD-std.
5525.00	57.40	268.90	3173.14	3947.50	490.03 N	3972.37 W	2.26	MWD-std.
5554.00	54.60	268.60	3189.35	3970.45	489.51 N	3996.41 W	2.91	MWD-std.
5583.00	52.10	267.50	3206.66	3992.58	488.72 N	4019.66 W	2.74	MWD-std.
5611.00	49.50	265.20	3224.36	4013.00	487.35 N	4041.31 W	3.38	MWD-std.
5641.00	47.20	265.40	3244.29	4033.97	485.51 N	4063.65 W	2.30	MWD-std.
5669.00	44.40	265.00	3263.81	4052.72	483.83 N	4083.65 W	3.02	MWD-std.
5680.00	43.40	265.30	3271.74	4059.85	483.18 N	4091.25 W	2.79	MWD-std.
5729.00	34.50	262.40	3309.81	4088.36	479.96 N	4121.85 W	5.56	MWD-std.
5758.00	33.10	262.10	3333.91	4103.12	477.79 N	4137.83 W	1.46	MWD-std.
5787.00	31.60	262.80	3358.41	4117.34	475.75 N	4153.21 W	1.60	MWD-std.
5816.00	29.50	261.80	3383.38	4130.84	473.78 N	4167.82 W	2.24	MWD-std.

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Depth Along Hole M.	Inclin -ation (Deg)	Azimuth True (Deg)	True Vert Depth M.	Vert. Section M.	Projected Horizontal Displacement North M.	East M.	Dogleg Sev. Deg/30m	Tool Type
5845.00	27.50	262.60	3408.86	4143.49	471.90 N	4181.53 W	2.11	MWD-std.
5874.00	25.20	262.10	3434.85	4155.28	470.19 N	4194.29 W	2.39	MWD-std.
5913.00	23.30	262.50	3470.41	4169.94	468.04 N	4210.16 W	1.47	MWD-std.
5942.00	23.80	261.70	3496.99	4180.53	466.44 N	4221.63 W	0.61	MWD-std.
5971.00	24.40	261.30	3523.46	4191.30	464.69 N	4233.35 W	0.64	MWD-std.
5999.00	25.30	266.70	3548.87	4202.20	463.47 N	4245.04 W	2.61	MWD-std.
6028.00	26.80	266.70	3574.93	4214.21	462.74 N	4257.75 W	1.55	MWD-std.
6070.00	28.70	271.00	3612.10	4232.89	462.37 N	4277.29 W	1.97	MWD-std.
6102.00	28.10	272.00	3640.25	4247.62	462.77 N	4292.51 W	0.72	MWD-std.
6131.00	27.40	274.30	3665.91	4260.78	463.51 N	4305.99 W	1.32	MWD-std.
6160.00	26.30	274.30	3691.79	4273.60	464.49 N	4319.05 W	1.14	MWD-std.
6189.00	25.40	275.00	3717.88	4286.00	465.51 N	4331.65 W	0.98	MWD-std.
6218.00	24.80	274.90	3744.14	4298.07	466.57 N	4343.90 W	0.62	MWD-std.
6247.00	24.40	275.90	3770.51	4309.93	467.71 N	4355.92 W	0.60	MWD-std.
6276.00	23.90	276.60	3796.97	4321.62	469.00 N	4367.72 W	0.60	MWD-std.
6304.00	23.50	277.90	3822.61	4332.75	470.42 N	4378.88 W	0.71	MWD-std.
6334.00	22.50	279.10	3850.23	4344.37	472.15 N	4390.47 W	1.10	MWD-std.
6363.00	21.80	280.20	3877.09	4355.23	473.98 N	4401.25 W	0.84	MWD-std.
6391.00	21.20	279.40	3903.14	4365.43	475.73 N	4411.36 W	0.72	MWD-std.
6420.00	19.90	281.70	3930.29	4375.56	477.59 N	4421.37 W	1.58	MWD-std.
6449.00	18.00	282.60	3957.72	4384.96	479.56 N	4430.58 W	1.99	MWD-std.
6547.00	11.60	293.40	4052.44	4409.87	486.79 N	4454.43 W	2.13	MWD-std.
6577.00	11.30	294.40	4081.84	4415.77	489.20 N	4459.87 W	0.36	MWD-std.
6678.00	11.30	294.40	4180.88	4435.35	497.38 N	4477.89 W	0.00	MWD-std.

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

DEVIATION REPORT Well : 30/03-7-A

Magnetic Declination: -3.99 Degrees
Grid Correction: -0.09 Degrees
Drill Floor Veslefrikk A: -56.00 M. m

Wellhead Coordinates
3.25 n M.
4.86 w M.
Target Direction: 286.05 Deg (grid)

Comments in wellpath

MD	TVD	Rectangular Coords.		Comment
6678.00	4180.88	497.38 N	4477.89 W	Extrapolated from 6577 m

Casing positions in string 'ABC'

Top MD	Top TVD	Rectangular Coords.		Shoe MD	Shoe TVD	Rectangular Coords.		Casing
31.00	n/a	n/a	n/a	467.00	466.26	17.88N	5.56W	26" conductor
0.00	n/a	n/a	n/a	1467.50	1281.13	205.37N	465.95W	20" casing
31.00	n/a	n/a	n/a	2865.00	2117.49	420.38N	1563.89W	13 3/8" casing
0.00	n/a	n/a	n/a	3336.00	2397.11	512.26N	1931.54W	9 5/8" WINDOW
0.00	n/a	n/a	n/a	5705.00	3290.56	481.66N	4107.62W	7" Liner

Targets associated with this wellpath

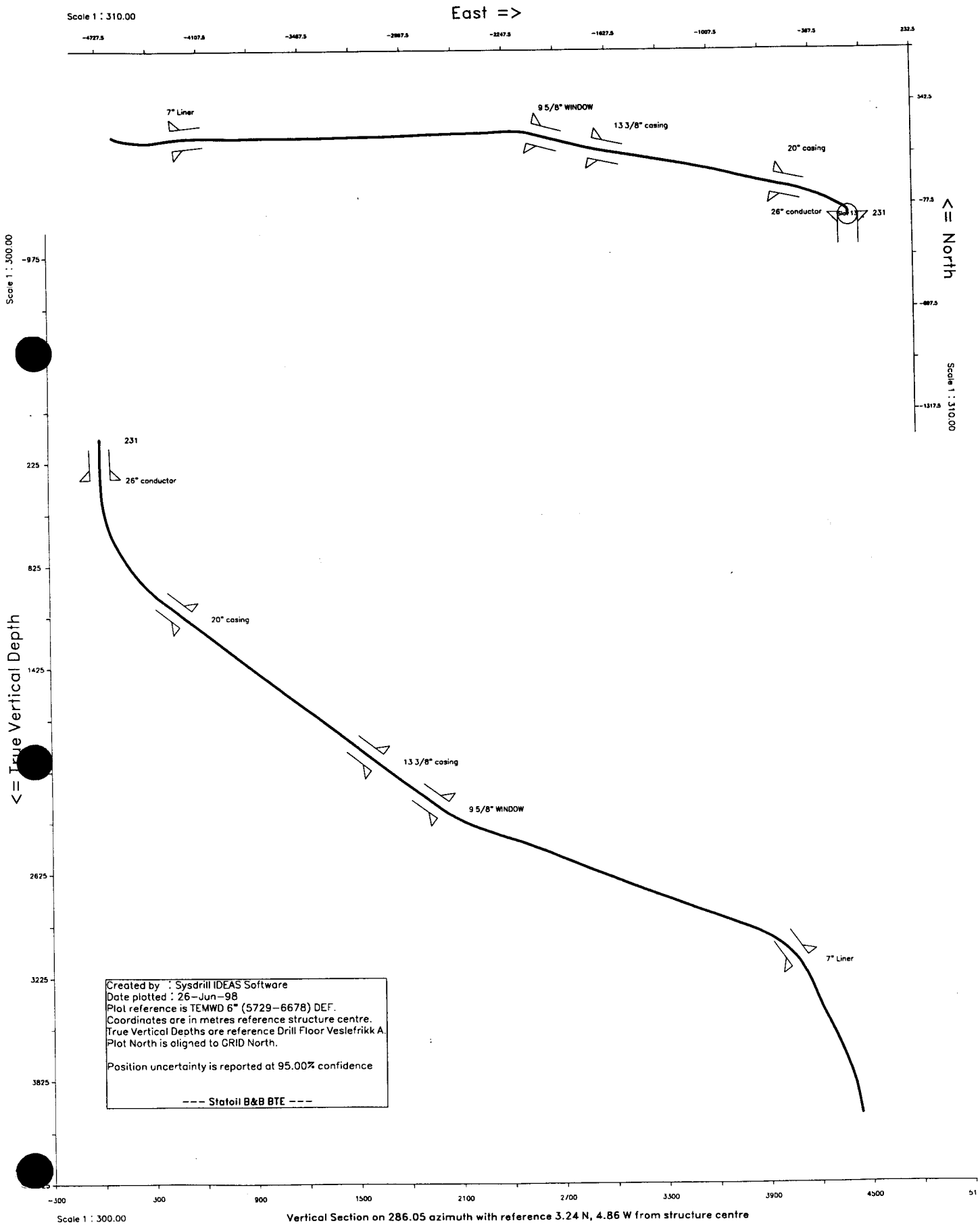
Target name	Position	T.V.D.	Local rectangular coords.		Date revised
T3 Tolerances	490968.51,6739606.49	3916.00	854.71N	3470.19W	27-Jan-98
T2 Drillers Target	491014.00,6739604.49	3781.00	852.71N	3424.68W	27-Jan-98
T1 Drillers Target	491826.00,6739505.00	3216.00	753.18N	2612.35W	27-Jan-98
T2 Tolerances	491019.51,6739604.49	3781.00	852.71N	3419.17W	27-Jan-98
T2 Brent B-Prosp.	491032.00,6739592.00	3781.00	840.22N	3406.67W	23-Jan-98
T1 C-segment V35	491826.00,6739505.00	3216.00	753.18N	2612.35W	9-Dec-96
T3 Etive B-Prosp	490981.00,6739594.00	3916.00	842.22N	3457.69W	23-Jan-98
H1	491191.00,6739585.79	3536.00	834.00N	3247.61W	9-Dec-96
T3 Drillers Target	490963.00,6739606.49	3916.00	854.71N	3475.70W	27-Jan-98

Coordinates are from structure centre.
TVDs are from Drill Floor Veslefrikk A (56.00 M. above mean sea level)

Statoil

Structure : Veslefrikk A
Field : Veslefrikk

Well : 7-A
Location : North sea



5 EXPERIENCE REPORT

5.1 Summary

Well 7S was killed an plugged.

Ran EZSV packer with wireline and CCL prior to set whipstock. Had failure on the wireline and had to cut and slip it. Was not able to enter the hole with the packer, because the mud had thickened during trouble shooting the wireline. It became neccesary with an extra circulation trip.

After the first window was milled a squeeze cementation was performed, because there was no cement behind the casing at this point. The formation behind the casing had earlier been drilled with 1.58 sg mud, while the mud used now was only 1.40 sg. Experienced formation stability problems and got stuck outside the window. Backed off the drillstring and placed a cement plug above the fish.

The cement plug was used to shear the slips on the next whipstock. The mudweight was increased to 1.58 sg and a new window was established about 100 meters above the first window.

Experienced kick off problems with the PDC bit. Decided to plug back the hole after about 100 meters formation drilled along the casing. Roller cone bit was used for further drilling in the kick off zone.

The mud weight in 8 1/2" hole got quite high, and the hole lost and gained more and more mud. Due to this unwanted situation, it was decided to run and cement a 7" liner and proceed drilling 6" hole to TD.

Experienced a lot of problems with the MWD tools in both 8 1/2" and 6" hole.

Due to failure on the primary mud motor and a burst, which was not detected earlier, in the back up tool, the last part of the 6" hole was drilled without mud motor.

Several problems with the logging tools occured, mainly due to high temeperatures.

Got stuck with the cement stinger on top of the first cement plug, during plug back of 7A, and had to shoot of the string.

5.2 Sammendrag

Brønn 7S ble drept og tilbakeplugget.

EZSV pakning skulle kjøres med CCL på WL før setting av whipstock. Hadde skade på kabelen og måtte kutte og spleise den. Da det ble kjørt i hullet igjen var det umulig å

komme ned med EZSV pakning fordi slammet hadde stivnet i mellomtiden, og det ble nødvendig med en ekstra sirkulasjonstur.

Erfarte problemer med stabiliteten i formasjonen og gikk bom fast i første vinduet. Måtte skru av strengen og sette sementplugg over.

Det var ikke sement bak foringsrøret ved vinduet og det ble derfor foretatt en sementskvis. Formasjonen utenfor casingen har tidligere blitt boret med 1.58 sg slam, mens det nå ble benyttet 1.40 sg slam.

Sementpluggen over fisken ble brukt til fundament for å skjære slipsene på neste whipstock. Slamvekten ble økt til 1.58 sg.

Hadde problemer med å kikke av med PDC borekrone etter at nytt vindu var etablert. Hadde boret ca 100 meter langs utsiden av foringsrøret da det ble besluttet å sementere tilbake. Videre ble rulleborekrone benyttet til boring ut av vinduet.

Slamvekten i 8 1/2" hull ble forholdsvis høy og brønnen tok og gav mer og mer slam. På grunn av denne uheldige situasjonen, ble det av hensyn til brønnkontroll nødvendig å sette 7" FLR og fortsette med 6" hull til TD.

Erfarte en rekke problemer med MWD verktøyene både i 8 1/2" hull og 6" hull.

Måtte bore siste del av 6" hull uten motor, da det ikke var oppdaget en sprekk i reservemotor etter feil i primærverktøyet.

Hadde problemer med loggeverktøy som i hovedsak var resultat av høy temperatur.

Gikk bom fast med sementstinger på toppen av den første sementpluggen under tilbakeplugging av 7A, og måtte skyte strengen av.

5.3 Plugging av brønnen

5.3.1 Problemer med EZSV pakning under sementskvis

Erfaring
Satt Halliburton sin EZ Drill SV Squeeze Packer på 3615 meter før skvising av sement. Stinget inn i pakningen og økte trykket i borestrengen for å åpne Pump Open Plug på 3695 meter. Da trykket nådde 430 bar åpnet pluggen seg og trykket falt brått til 0 bar.

Det ble pumpet totalt 32 m^3, 1,09 sg slam, uten at det ble observert trykkøkning på ringrommet.

Forsøkte å trykkteste EZSV pakningen ovenfra. Trykket kom opp i 130 bar, men falt raskt til 40 bar. Flere mislykkede trykktester ble utført. Stinget inn i pakningen og trykktestet

ringrommet til 100 bar. Ringromstrykket falt plutselig etter 2 minutter samtidig som trykket økte i borestrengen.

Pakningen beveget seg nedover da det ble satt vekt på den. Pakningen ble skjøvet ned til 3622 meter, topp av PBR, hvor det ble satt 10 tonn vekt på den.

Trakk ut av pakningen og pumpet 8 m^3 1,55 sg spacer og 28 m^3 1,90 sg gasstett sementblanding med rate 600 lpm/25 bar (strengvolumet var ca. 40 m^3).

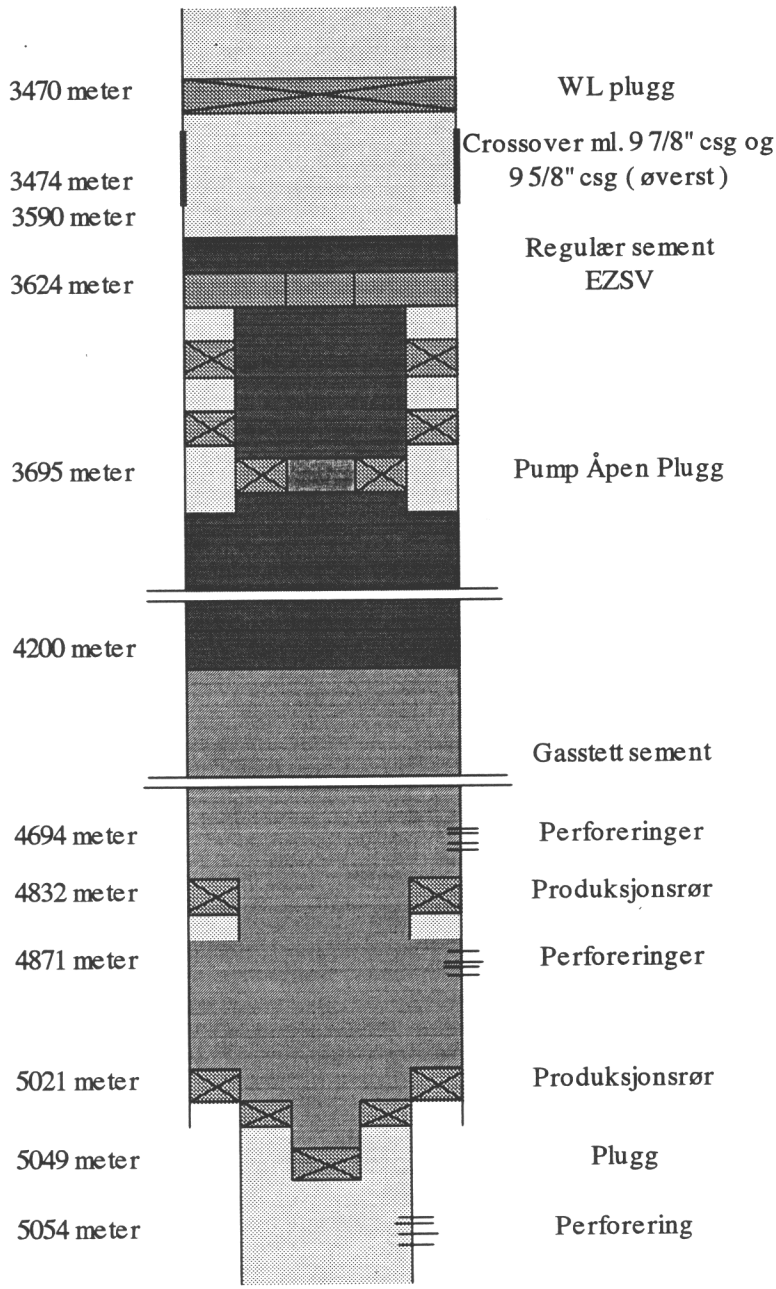
Forsøkte å stinge inn i pakningen, og skjøv den videre ned til 3624 meter. Stinget inn med 40 tonn og fylte strengen med 5 m^3 sement. Trykket falt fra 220 bar til 0. Ringromstrykket økte til 160 bar. Trykte opp ringrommet til 208 bar og etablerte injeksjonsrate på 1000 lpm. Pumpet og fortrengte totalt 38,4 m^3 gasstett sement og 18,5 m^3 regulær sement.

Strengen ble dradd ut til 3617 meter. Da ringrommet ble stengt av, økte trykket til 115 bar. Sirkulerte bunn opp med 1600 lpm/220 bar, mens det ble holdt 115 bar backpressure på choken. Stengte inn brønnen med 130 bar mens vi ventet på sementen. Trykket i brønnen fortsatte å stige. Ringromstrykket var på det meste 192 bar og borestrengstrykket noe lavere, 174 bar. Etter 12 timer ble trykket blødd av og bunnen sirkulert opp.

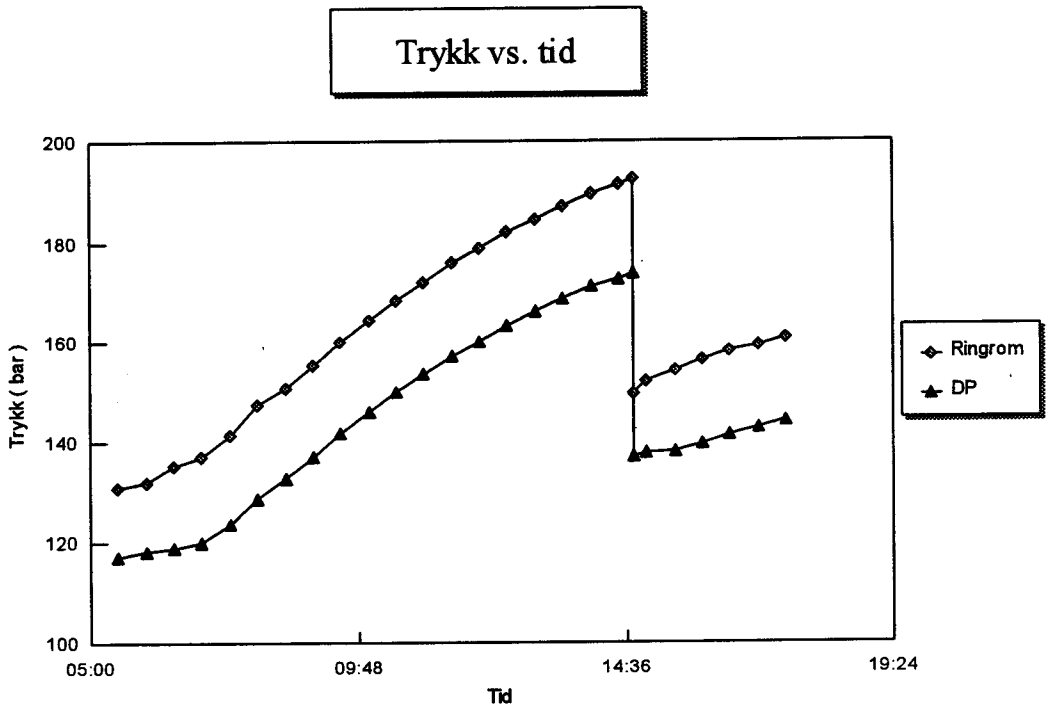
Det ble skrevet NONCON på setting av EZSV pakning, nr 4691.

Diskusjon
En mulig forklaring på hvorfor EZSV-pakningen ikke fungerte kan være det store sjokket den ble utsatt for da Pump Åpen Pluggen åpnet seg og trykket falt fra 430 bar til 0 bar. Den store trykkoppbyggingen i brønnen kan være et resultat av at temperaturen i brønnvæsken steg mens sementen størknet. Dette var også en ganske lang sementplugg (se figur under).

Under utsirkulering av brønnen ble det tatt målinger av slamvekt. Slamvekten var forventet å være 1,09 sg, men det ble målt vekter ned i 1,07 sg. Denne lettere væsken i ringrommet kan forklare trykkdifferansen som ble registrert mellom borestreng og ringrom.



Sementplugger



Trykk på ringrommet og borestrengen etter sementering.

5.3.2 *Sementplugg over EZSV pakning*

Erfaring
Det ble besluttet å sette en ekstra sementplugg over EZSV pakningen i 9 7/8" foringsrør.

Da det ble gått ned med opprenskningsassembly ble topp av sement tagget med 15 tonn på 3590 meter.

Det ble pumpet og fortrengt 3 m^3 sementblanding. Teoretisk lengde av pluggen var 81 meter og toppen av pluggen skulle da være på 3543 meter. Sementpluggen ble tagget på 3590 meter. Sementpluggen var altså 47 meter kortere enn beregnet.

Anbefaling
Det kan lønne seg å sette større sementplugger enn teoretisk nødvendig da kvaliteten på små plugger lett kan bli dårlig.

5.4 Vindu 1 (3460 mMD / 2470 mTVD)

5.4.1 Kabel- og slamproblemer ifm. CCL logging for setting av EZSV pakning

Erfaring
Skulle sette EZSV pakning for setting av Whipstock. Western Atlas gikk i hullet med pakningen og CCL for korrelering fro å unngå koblinger i FR.

Etter hvert som utstyret gikk i hullet ble CCL-signalene svekket. Ved 3150 meter forsvant signalene helt. Signalene kom tilbake da utstyret ble trekt ut igjen.

Etter bytte av CCL utstyr og kabelhode ble det på nytt gått i hullet med pakning. Mistet signalene på 2750 meter.

Trakk ut og kuttet til sammen 1100 meter kabel og gikk inn på nytt. Hastigheten nedover i hullet var nå betydelig lavere enn under første turen med kabelen. Det var ikke mulig å passere 2817 meter.

Måtte gå i hullet med borestreng for sirkulering og kondisjonering av slammet. Skiftet i mellomtiden til ny Western Atlas kabel som kom fra en annen rigg. Den ekstrakabelen vi hadde ombord ville ikke Western kjøre i slam.

EZSV pakningen ble satt på 3460 meter i 9 5/8" csg. Dette settedypet var 1 meter over kobling mellom foringsrørene.

Diskusjon
Brønnen hadde stått med boreslam, Ultidrill, i nesten et døgn uten sirkulasjon. Sannsynligvis hadde gelè styrken på slammet blitt så kraftig at det ble umulig å komme ned med kabel uten å kondisjonère slammet.

Anbefaling
Ha back-up kabel ombord som kan brukes straks vi får kableproblemer av denne art. Kabelen som var ombord ville WALS ikke bruke, men skiftet mening i en senere fase når mye tid allerede var tapt.

Kunne vurdert å vente med å fortrenge brønnen til Ultidrill til etter pakningen var satt.

5.4.2 Setting av whipstock - EZSV pakning gled i FR

Erfaring
Kjørte Red Baron whipsock. Tagget EZSV pakning på 3464 meter (litt forskjellig dybdeavlesing fra wireline til borestreng). Da det ble satt ned 5-6 tonn vekt på pakningen for å forsøke å skjære pinnene på slipsene på whipstocken, beveget EZSV pakningen seg ca 1 meter ned og stoppet sannsynligvis i en FR kobling. Her ble det satt 10 tonn på den for å løse slipsene på whipstocken. Whipstocken ble deretter trekt ut 1 meter og satt på 3464 meter, 55 grader venstre highside.

Anbefaling
EZSV pakningen har sannsynligvis ikke fått skikkelig grep i casingen, da denne er av en veldig hard type, Q125. EZSV pakningen burde vært utstyrt med spesialslips for hard casing.

5.4.3 Stabilitetsproblemer i formasjonen utenfor vinduet

Erfaring
Freste vinduet uten spesielle problemer. Slamvekten var 1,40 SG. Fikk formasjon opp mellom bladene på startfresen. Boret 4 meter ny formasjon fra 3462 m til 3466 m. Pakket delvis av når vi trakk oss inn i vinduet med pumpene på. Rømmet og jobbet med strengen til dette problemet forsvant.

Under videre boring gikk vi fast på 3469 m. Hele frese BHS var da ute av vinduet. Jarret strengen løs med maks 105 tonn overstrekk i strengen. Trakk ut av hullet. Gikk inn med en sementstinger og trykksementerte vinduet. Boret ut sementen med tredje frese BHS uten problemer. Boret ny formasjon fra 3469 m til 3474 m. Gikk bom fast på 3474 m. Slo slagrør med 125 tonn overstrekk og arbeidet strengen gradvis fra 3474 m til 3461 m. Satt bom fast i vinduet på 3474 m.

Anbefaling
Problemene med hullstabilitet skyldes sannsynligvis for lav slamvekt (1,40 sg). Brønnen ble opprinnelig boret med 1,58 sg og det anbefales at original slamvekt også brukes under utboringen av vinduer på tilsvarende dyp.

5.4.4 Frigjøring av borestrengen

Erfaring
I påvente av at Western Atlas skulle bli ledig etter perforeringsjobb for brønnoperasjoner, ble mekanisk avbakking av borestrengen forsøkt. En 4 1/2" REG kobling med 16000 ft-lbs skrumoment i BHA (resten av strengen har 39000 Nm) ble forsøkt bakket av. Med 22000 Nm venstre moment skrudde strengen seg av midt i borerørene ved ca 2500 m. Skrudde strengen sammen igjen og påførte 39000 Nm høyremoment.

Gikk inn med strengskudd på wire og la inn venstre moment før korrelering. Strengen bakket av på ca.2500 m igjen. Skrudde stengen sammen igjen og la inn 41000 Nm vrimoment. Jobbet ned 20 000 Nm venstre moment og satte av strengskuddet. Strengen bakket ut på ønsket sted.

Anbefaling
Mekanisk avbakking av borestrengen i brønner med denne dybde kan ikke anbefales. Det anbefales å jobbe ned høyre moment for å gjøre opp event. dårlige sammenskrudde koblinger før strengen frigjøres med venstremoment og strengskudd.

5.5 Vindu 2 (3340 mMD / 2400 mTVD)

5.5.1 Sementplugg for whipstock 2

Erfaring
Etter at strengen var bakket av ble det satt en 135 meter lang sementlpugg over fisken.
Etter at toppen av sementen var dresset av stod det igjen en 70 m hard sementplugg.
Western Atlas CCL ble kjørt for å måle avstanden fra topp sement til nærmeste FR- kobling.
Kjørte whipstock og skar fri slipsene ved å sette ned 10 tonn vekt mot sementpluggen.

Anbefaling
Korrelering med CCL i foringsrøret for å finne nærmeste kobling slik at whipstocken kan plasseres 1,5 m over gikk greit.

Skjæring av pinner for å frigjøre slips på whipstocken og setting av samme var også vellykket.

5.5.2 Diverse erfaringer på sementplugger

Vi har utført tre pluggsettinger med sement. Sementen ble i alle tilfellene funnet dypere enn teoretisk beregnet :

Plugg 1) Skulle vært funnet på 3282 m, ble funnet på 3333 m (fundament for w.s. no.2).
Plugg 2) Skulle vært funnet på 3241 m, ble forsøkt funnet ned til 3389 m. Negativt.
Plugg 3) Skulle vært funnet på 3005 m, ble funnet på 3196 m.

I alle tre tilfellene ble det støpt med 30-50 bar mottrykk som gir skvis mot usementert ringrom mellom 9 5/8" casing og 12 1/4" hull. Her burde sementjobbene reflektert det høye teoretiske volumet på 32 m^3 som ligger under vinduet.

Kvaliteten på sementen har også vært varierende. For plugg 1) var de øverste 12 metrene av sementen "soft" der årsaken kan være for liten "postflush" eller feil viskositet på "postflush". For plugg 3) var ROP gjennom pluggen høyst varierende. Dette skyldes ikke herdetid, men sannsynligvis mangelfull miksing av sementen (ref. problemer ved miksing, DBR nr. 16 og 17).

5.5.3 Vindu

Åpning av vindu gikk greit pluss boring av 4 meter formasjon. Vi hadde imidlertid store problemer med å dresse/polere vinduet (henging) som skyldes muligens en kombinasjon av at vi dresset for lenge (slet ut millen, ref. kommentar fra Helge Ø.) og at millen kanskje bare delvis gikk ut i formasjonen (uten sement bak casing veggen vil millen presses inn i ringrom mellom 12 1/4" hull og 9 5/8" casing).

Orientering ut av vinduet med 8 1/2" boreassembly var fatal og vi klarte aldri å komme ut fra den gamle brønnen. Dvs. en bør alltid vurdere å plassere/skvise sement ut av vinduet før en starter å orientere. En må ha motkraft til BHA.

Vi gikk lenge og funderte på om mudtype kunne være årsak til erfarte hullproblemer. Dette ble kraftig avkreftet både pga. store "cuttingsbiter" (dvs. det ramlet ut formasjonsbiter mellom gammelt og nytt hull mens vi sleidet langs den gamle brønnen) og slitasjemønster på bit og BHA.

5.5.4 Slam - Ultidrill

Slammet oppførte seg merkverdig, spesiellt i begynnelsen. Veldig stiv, og ved sirkulasjon ramlet pumpetrykket ofte plutselig 10-15 bar. Dette skjedde ofte etter en hel sirkulasjonsrunde når det ble tilsatt LTO.

Slammet krever en god del sirkulasjon (5 runder minimum?) for å få lik vekt etter oppveiing.

5.6 8 1/2" seksjon (3340 mMD / 2400 mTVD - 6678 mMD / 4435 mTVD)

5.6.1 Styring ut av vindu

Etter å ha frest nytt vindu i 9 5/8" FR, ble det forsøkt boret ut og "kicket av" med PDC borekrone (forholdvis aggresiv type). En klarte ikke å komme vekk fra opprinnelig brønn og boret langs foringsrøret på utsiden. Etter å ha boret til 3447 mMD, ble det stoppet og hullet sementert igjen. Deretter ble rulleborekroner brukt til å bore ut av vinduet og komme seg vekk fra gammel brønn.

Erfaring til senere vil være at det dersom en er i tvil om en vil klare å "kicke av" med PDC må rulleborekrone velges for dette formålet.

5.6.2 KOP

Her har vi et KOP på 3340 meter (bunn av vindu). Her ligger muligens forklaringen på mye drag (20-40 tonn) ved styring ut av vinduet til 3464 m. Ideellt sett hadde det kanskjevært bedre å begynne styringen først 10-15 meter ut av vinduet - for å redusere mekanisk motstand mellom vindu og BHA.

5.6.3 MWD erfaring I (14/11/97)

I forbindelse med planlegging av BHI run 6 (fra 3464 m) ble det bestemt å forandre innsamlingen av resistivitets data i minne fra 10 til 15 sek; dette for å øke minnevarigheten på MWD verktøyet fra ca 100 til 152 timer. Et nytt MWD verktøy ble tatt inn og satt i rotasjonbordet og man koblet seg til verktøyet med kabel på boredekk og omprogrammerte MWD verktøyet. Ved ca 200 m dyp ble det foretatt en "flowtest", hvor det ble konstatert at

MWD verktøyet ikke pulset. TUAH og skiftet MWD (backup tool). Dette var brukt i BHI run 1,2,3,4 og virket etter spesifikasjonene da det ble trukket ut av hullet - pga timeantallet. Dette MWD verktøyet ble også programmert som det forrige. Resultatet ble det samme, -ingen pulser under flowtest.

Begge MWD verktøyene ble deretter programmert flere ganger etter forskjellige rutiner - uten at dette gav resultat. MWD operatør for BHI var nå overbevist om at det var noe galt med "softwaren" som benyttes til å programmere MWD verktøyene.

For å komme igang igjen ble nå følgende gjort:

1. To "nye" MWD verktøy ble omdirigert fra Polar Pioneer til Veslefrikk.
2. Ny datamaskin med nødvendig program ble bestilt fra land.

Da MWD verktøyene fra Polar Pioneer ankom Veslefrikk, bestemte BHI MWD operatør seg for ikke å omprogramere verktøyene. Verktøyene var initielt programmert for å sende retningsdata, resistivitet og gamma. I usikkerhet om hvorvidt ny programmering med gammel datamaskin og datamaskinvare ville "ødelegge" disse verktøyene, ble det bestemt å kjøre uten trykk-sub i neste "run".

MWD-verktøyet i BHI run 6, boring av 8 1/2" hull fra 3466 m til 3638 m fungerte OK. Trippen ble iverksatt som følge av at borekronen gikk ut på tid (20 timer på bunn).

5.6.4 MWD erfaring II (16/11/97)

Ny datamaskin med ny datavare var ankommet og ble satt opp for å omprogrammere MWD verktøy med trykksub til ny kjøring etter at forrige borestreng var trukket pga at borekronen gikk ut på timer. Kontakt ble opprettet med MWD verktøyet på boredekk via kabel - som normalt. Følgende ble utført:

1. Alle koblinger mellom unit og boredekk ble sjekket i henhold til vanlig prosedyre. Strømforsyning til verktøyet ble etablert uten at MWD verktøyet koommuniserte tilbake til datamaskinen.
2. MWD verktøyet ble "brekket" for å sjekke om verktøyet var kortsluttet uten at dette ble påvist.
3. "Backup" MWD verktøy på rørdekk ble også boblet på og viste samme "feil".
4. Da det under forrige hendelse også hadde vist seg et lignende problem, gikk MWD operatøren umiddelbart igang med å sjekke datamaskinen - igjen. Begge datamaskinene ble nå forsøkt - med samme negative resultat. Koblingene ble også sjekket, uten at noen av disse tiltakene førte til oppklaring.
5. Alle ledninger, kontakter og koblingsbokser mellom uniten og boredekk ble undersøkt nærmere. Tilslutt fant MWD operatøren en koblingsboks på boredekk hvor to stk. ledninger var løsnet. Denne koblingsboksen er tilslutningspunktet for dumpekabelen til MWD verktøyet og tilslutningspunkt for omprogrammerings kabelen mellom MWD verktøy og datamaskinen i BHI uniten.

Kabelen var blitt benyttet dagen før - uten at denne typen feil hadde opptrådt. MWD operatør mener at noen må ha snublet eller uforvarende strekt i kabelen slik at ledningene har løsnet inni.

5.6.5 MWD erfaring III (17/11/97)

MWD verktøy som hadde vært i hullet tidligere og boret 20 borekronetimer ble plukket opp og reprogrammert med ny datamaskin og datavare. MWD verktøyet ble testet på overflaten - OK. Borestrengen ble kjørt i hullet og man boret fra 3638 m til 3678 m, totalt 40 m, da temperatursensoren i MWD verktøyet sviktet. Temperatursensoren har direkte innvirkning på retningsdataene i verktøyet da disse kalibreres mot temperaturen. Det ble derfor bestemt å trekke MWD verktøyet og innstallere nytt MWD verktøy. Etter uttrekking og utlegging av skadet MWD-verktøy ble det tatt inn en "ny" MWD på boredekk. Denne stod vertikalt i HTV armen over boredekk da den skled ned på boredekk med et brak. I ettertid ble det ikke mulig å få dette verktøyet til å pulse - og MWD operatøren mener at denne hendelsen kan ha vært den direkte årsaken til feilen i dette verktøyet.

Flere forsøk ble foretatt med dette verktøyet for om mulig å få verktøyet til å pulse uten at dette lyktes. En tripp til 2058 m ble også foretatt for å gi verktøyet "rette" betingelser - uten at dette gav resultat.

Grunnet svært dårlig vær har det ikke vært mulig å få nytt MWD verktøy ut, slik at eneste muligheten ble å kjøre det "gamle" verktøyet med temperaturfeil. For å kompensere for feilmåling av retningsdataene i MWD verktøyet ble det bestemt at man skulle ta en serie med kontrollmålinger nedover i "kjent" brønnbane for å etablere en justeringsfaktor for det "gamle" MWD-verktøyet. Borestrengen kom til TD ved 3678 m og boring ble startet. MWD verktøyet fungerte helt som det skulle ifølge MWD operatøren.

På spørsmål om hvorfor dette MWD verktøyet i det hele tatt ble trukket, svarer BHI MWD operatøren at etter at temperatursensoren hadde feilet fikk man to målinger som viste variasjon fra foregående på azimuth. Siden man hadde et ubrukt "back-up" verktøy liggende, ble det bestemt å ikke ta noen risk, men trekke ut av hullet og bytte MWD-collar. Da det imidlertid viste seg at "back-up" verktøyet ikke pulset på overflatetesten, var situasjonen følgende:

- Et verktøy som ikke pulset.
- Et verktøy med defekt temperatursensor.
- Uvær forhindret utsendelse av nytt utstyr.

Det ble da bestemt å plukke opp mwd-verktøyet med defekt temperatur sensor.
Før denne gikk i hullet ble den testet på overflaten i ca. 20 minutter hvor man leste av råverdiene sensorene sendte. Disse viste seg å være stabile - dermed ble verktøyet kjørt inn. Ut i åpent hull ble det tatt 3 sjekkmålinger som viste god overenstemmelse med tidligere målinger. Man gikk til bunns og boret videre uten retningsmessige problemer relatert til MWD- verktøyet.

Tapt Tid relatert til MWD feil:

MWD hendelse nr. I ,	Antall timer tapt:	31,0
MWD hendelse nr. II ,	Antall timer tapt:	10,5
MWD hendelse nr. III ,	Antall timer tapt:	58,0

Totalt antall timer tapt på MWD feil: **99,5 Timer**

5.6.6 Boring av 8 1/2" hull, tangentseksjonen (3678 m MD/ 2539,5 m TVD) - (5286 m MD/ 3056 m TVD)

Borekrone: Lyng LA250BXG, IADC: M646

Bunnhullstreng nr. 13 består av:

- 8 1/2" PDC borekrone
- NB-Stab (8,437"OD) på motor
- Navidrill AKO MKI XL motor
- Rett stabilisator (8.375")
- 6,5" NM DC
- xo-sub
- MWD
- NM DP
- HWDP
- Jar
- HWDP
- Accelerator
- HWDP
- Dart sub.

Bunnhullstrengen skulle være en "hold" streng, men viste seg å bygge vinkel hele tiden. Retningsborer mente at XL-motoren var for lang, og at det skulle blitt valgt en kortere "p" motor isteden.

Anbefaling:

Neste 8 1/2" hullseksjon av lignenede karakter bør derfor bores vha en kortere "P" motor, dersom samme bunnhulls-streng konfigurasjon velges og forutsetningene er de samme.

Borekronen benyttet her kan anbefales som førstevalg i senere tilsvarende seksjoner.

5.6.7 *Boreproblem - slamvekt og pumperater*

Under boring av 8 1/2" hullseksjon i nedre Shetland ved 4703 m MD/ 2890 m TVD fikk vi koblingsgass og positiv indikasjon på gassmigrasjon inn i brønnen under "pump off " test. "Pump off"-gassen ble testet med chromatograf og viste seg å inneholde alle de lette fraksjonene C1, C2, C3 og C4 - hvilket indikerte reservoartilknytning.

Slamvekten ble derfor øket fra 1,58 SG til 1,63 sg. Pumperaten under boring ble som tidligere 2000 lpm. Dette gav en kraftig økning i ECD i hullet og man begynte å miste slam. Noe av dette slammet kom tilbake og ble opplevd som strømmende brønn. Sirkulasjon med 800 lpm gjennom strupeventil medførte at barytten falt ut av veskefasen og gav returvekter på opptil 1,70 sg. Det nye slammet med vekt 1,60 sg ble sirkulert rundt med en økende rate fra 1000 til 1500 lpm.

Etter at slammet var tynnet ned til 1,60 sg ble videre boring foretatt med pumperate på 1500 lpm.

5.6.8 *Slamproblem*

Erfaring
Under boring av 8 1/2" hullseksjon fra 4911 m til 4923 m fikk vi økende pumpetrykk. Pumpetrykket steg fra 220 bar til 245 bar over et par timer. Noe senere fikk vi også økende MWD-ECD verdier. Disse økte fra 1,76 sg til 1,81 sg. Faren for å miste sirkulasjonen økte med økende MWD-ECD verdi. Boringen ble stanset og alle influerende systemer ble sjekket. Slamsystemet pekte seg ut og viste ved labtest økning i PV fra 32 til 50. Slammet var helt ute av spec etter at 4 m^3 vann i timen var blitt tilført siste 3 timene.

Konsekvensene her kunne ha medført totalt tap av sirkulasjon med påfølgende brønnspark.

Anbefaling
Dersom tilsetning av ulike kjemikalier eller vann foretas under boring må labtest foretas før blanding utføres, eventuelt at premix sjekkes mot specs før innblanding i aktivsystemet. Kompatibelitetstesting må utføres hvis erfaring ikke er tilgjengelig.

5.6.9 *Brønnproblem, 8 1/2" hull*

Etter at slamproblemet i forrige avsnitt var ordnet og vi ventet på at bunn opp skulle komme til overflaten, fikk vi en økning på 1,5 m^3 i slamsystemet. Økningen ble registrert på seadrill-systemet og hos slamloggerne samtidig. Brønnen ble stengt inne og SICP viste 18 bar. Observèrte trykket og blødde ned til 7 bar. Trykket steg til 14 bar. Observerte trykket og blødde ned til 0 bar. Observerte trykket. Trykket steg til 8 bar og ble blødd ned til 0 bar. Trykket ble observert og steg 2 bar. Antok nå at brønnspark ikke var tilstede og åpnet choken inn mot triptanken. Observerte trip tanken 15 min og åpnet deretter opp "annular preventer". Observerte visuelt ned i brønnen og på trip tank. Ingen økning. Total økning i trip tanken under nedbløding av trykket ble 0,6 m3.

Erfaring
Like før MWD-ECD viste 1,81 SG under forrige hendelse med slam ute av spec, ble det registrert et slamtap på ca. 0,5 m^3. Avblødning til trip tank viste 0,6 m^3. Sannsynligvis tar brønnen noe ved tap, for så å levere det tilbake ved "gain". Trykkavlesningene er vanskelig å forklare men kan ha med det å gjøre at vi stenger inn raskt, mens slammet er i farten. Slammet skal bremses opp mot "annular preventer" og trykkbølgen blir snudd andre veien ned og opp gjennom BHA. Her treffer trykkbølgen tilbakeslagsventilen som har stengt - hvilket gir et innstengt trykk mellom bag og flapper. Dette er kun en hypotese for å forklare trykket vi ser ved innstengning og er kun ment som et innspill i en eventuell diskusjon innen aktuelt fagnettverk. (Aktuell lengde av brønnen er her: 4923 m MD og slamvekten er 1,61 SG.)

Gassavlesningene ved bunn opp var 2,13 % og ikke dramatisk høy.

5.6.10 Sement i flowline og mudtank

Fortrengningstankene i sementrommet var fylt opp med slam fra slamtankene. Slammet ble kondisjonert med "visper" som er montert i tankene og sirkulert med en pumpe gjennom en linje under tankene. Pumpene begynte å "hoppe" og oppføre seg rart under sirkuleringen og det ble da oppdaget sement klumper som fløt opp i slammet.

Tankene ble tømt for slam og en mann måtte krype ned i dem og spa opp sementrestene. Det ble til sammen to tiliters bøtter med sement. Matelinjen mellom pumperommet og sementrommet var også plugget med sement.

Det er grunn til å tro at dette er noe som kan gjenta seg. Sementer foreslår å sveise inn tråder i en pakning som er plassert i matelinjen slik at denne vil fungere som en sil.

5.6.11 Kjøring av 7" FLR

Kjørte 7" FLR som planlagt til 5705 m. Erfarte at strengen hang seg opp i åpent hull. Etablerte sirkulasjon ved 4847 meter og tapte 2 m^3 slam. Tapt slam kom i retur under resiprokering og sirkulering med 500 lpm/55 bar. Fikk lett slam i retur, 1,53 sg (skulle ha vært 1,61 sg). Sirkulerte bunn opp og fikk 1,64 sg slam i retur.

For setting av hengeren, ble det droppet en bronseball. Skjærpinn i ballsetet var ratet til å gå ved 231 bar. Skar ballsetet ved 250 bar på andre forsøk.

Noterte at sirkulasjonstrykket var steget etter at ballsetet var skåret. Sirkulerte med 500 lpm/65 bar før dropping av ball. Nå var sirkulasjonstrykket steget med ca 30 bar for tilsvarende rate. Sirkulerte bunn opp med 800 lpm/104 bar. Sirkulasjonstrykket normaliserte seg under sirkuleringen.

Observerte gelèaktige klumper over shakeren. Baker Oil Tools mener dette kan ha vært rester av det høyviskøse slammet som de fylte PBR'en med.

5.6.12 Problemer med kosteplugger under sementering av 7" FLR

Brukte Baker sitt system med to DP darter for dropping i forkant og bakkant av sementen og to kosteplugger i RT. Når første darten når RT (running tool), lander den i en nedre kosteplugg som er tilpasset 7" liner og skjærer denne løs. Det samme skjer med neste dart som lander i en øvre kosteplugg (første darten har mindre OD enn andre darten slik at den bare skal skjære nederste kosteplugg). Får trykkoppbygging når dartene lander i kostepluggene slik at det er mulig å beregne pumpeeffektivitet.

Under fortrengning av sementen fikk vi indikasjoner på at øvre dart landet i øvre kosteplugg. Beregnet av dette pumpekapasiteten til å være 96,5 %. Fortsatte å fortrenge med slam. Trykket falt ikke etter at dart landet i plugg, men fortsatte å stige fra 110 bar til 280 bar hvor sirkulasjonen stoppet opp. Blødde av 500 liter slam. Klarte å etablere sirkulasjon. Fortrengte med totalt 73,5 m^3 slam, dvs. en underfortrengning på 1869 liter med 96,5 % pumpeeffektivitet.

Fra øvre dart traff øvre kosteplugg, og frem til trykket ble blødd av, ble det pumpet ca 14 m^3 slam.

Da Baker Oil Tools RT ble trukket ut var begge kostepluggene fortsatt på utsyret.

Kompressibilitetsligning for oljebasert slam :

0,0551 x Vol (m^3) x δP (bar) = Vol (liter)

Denne ligningen kan gi en indikasjon på hvor blokkeringen var i systemet da sirkulasjonen stoppet opp ved 280 bar og det ble blødd av 500 liter :

Vol (m^3) = 500 liter / (0,0551 x 280 bar) = 32,4 m^3

Volumet fra sementunit ned til hvor kostepluggene er plassert i RT er 31,7 m^3.

5.7 6" hullseksjon (5706 mMD / 3291 mTVD - 6678 mMD / 4435 mTVD)

5.7.1 MWD deteksjonsproblemer med årsak i Ultidrill

Ved oppstart sirkulering i åpent hull nedenfor 7" liner sko, var det svært vanskelig å få dekodet pulsesignalene fra MWD pulseren. Dette bedret seg over tid (<1 time). Dette skjedde etter at vi hadde vært ute av hullet og skiftet MWD, ref. BHA 16, Run no10. Rundturen hadde tatt 35 timer.

1-2 timer seinere etter en 20 min flow check, hadde Inteq samme problemene med dekoding av signaler. Dette bedret seg derimot i løpet av 5-10 min med vanlig sirkulering.

En trolig årsak er mudrheologien i den tidlige fasen på bitrun, som skaper store trykkvariasjoner innvendig i drillstrengen. På grunn av den lave pumperaten (730-760 l/m) tok det lang tid for å kondisjonere slammet.

5.7.2 Sagging av baritt

Forandringer i mudvekt opp til 6 punkter (fra 1,45 til 1,39) ble registrert fra borestreng ble trukket ut av hullet til vi begynte å gå inn igjen. Selve rundturen var på 35 timer (fra av bunn - til på bunn). Baritt "sagging" var også registrert på 8 1/2" seksjonen høyere oppe.

5.7.3 Kompressibilitet registert ved pumpe av/på

Forskjellen i den aktive pit'en fra pumper på og pumper av ble registert til 2-2,5 m^3. M.a.o det som vi "tapte" med pumpe på "gainet" vi med pumpe av.

5.7.4 Tilbakestrømningsventil (float) som "vandret" i BHA

Under utbrekking av MWD utstyret som feilet på BHA 16, Run no 10,, ble det oppdaget at tilbakestrømsventilen som skulle ha stått i floatsuben over motoren hadde "flyttet" seg oppover i strengen, gjennom en x-over, og hadde stoppet i GR proben i MWD toolet over. Det antas at floaten ikke var skyld i at MWD toolet failet. Det skyldes en "shortage" i MPR suben.

Float suben var Inteq's mens floaten var Smedvig's.

5.7.5 MWD feil

MWD verktøyet i bunnhullstreng nr.19 feilet 22/12/97 Kl.09:30. Det ble antatt at feilen skyldtes at batteriet i verktøyet var utladet. Etter uttrekking fra hullet viste det seg at "screen" i MWD verktøyet var nesten fyllt opp med borekaks og skrot. "Screen" i MWD verktøyet inneholdt borekaks, flak fra innvendig "coating" i borestrengen og trefliser. "Screen" var nesten fyllt opp. Hvorvidt det at "screen" var fylt opp med borekaks og skrotresulterte i MWD-feilen vites ikke, men dette må vi forsøke å unngå senere. Batteripakken var OK.

Mulige årsaker til oppsamling av borekaks og skrot i MWD-"screen" kan ha vært et hull i "shaker-screen" som ble oppdaget omtrent samtidig som MWD verktøyet feilet. Likeledes kan årsaken være at en av lukene til den "shale-shaker" som er på verksted har stått litt på gløtt og således dumpet slam i aktiv systemet som ikke har vært gjennom siktedukene på de andre "shale-shakers".

Anbefaling

1. Viktigheten av å ha "shale-shakers" og "screens" i orden under boring og sirkulasjon må understrekes overfor boremannskapet på morgen- og kveldsmøtene. Viktigheten

kan illustreres i møtene med denne hendelsen hvor nettopp hull i "shaleshaker-screens" til all sansynlighet var den direkte årsk til at MWD verktøyet feilet.

2. Etter denne hendelsen innstallerte vi "screen" i toppen på "kickstand" og anbefaler herved at for samme hullkonfigurasjon (6") gjøres det samme i ettertid. "Screen" på toppen av "kickstand" kan lett trekkes ut og rengjøres med jevne intervall. Erfaringene etter at dette ble innført her har vært gode.

5.7.6 Sagging av barytt

Etter å ha vært ute av hullet fra 22/12.Kl:16:00 til 25/12.Kl:06:30, ialt 62,5 timer ble bunnen sirkulert opp. Opprinnelig slamvekt i hullet var 1,45 SG. Slamreturen fra hullet varierte fra 1,38 SG til 1,62 SG. Den tyngste delen kan tilskrives "slug" pumpet i hullet før uttrekking, men forklarer ikke alle variasjonene i returvektene.

Ved bruk av Ultidrill som slamsystem må "sag" forventes utifra de erfaringene vi her på Veslefrikk har så langt.

5.7.7 MWD feil

På vei i hullet for å fortsette boringen av 6" hull, ble MWD verktøy testet på 5715 m. Det viste seg at en ikke hadde GR/RES signal fra MWD verktøy. Imidlertid virket signalene som gav retningsdata. Det ble boret fra 6076 m til 6472 m uten å logge med MWD. En fikk ikke noe fremdrift ved 6472 m. Trakk ut av hullet og skiftet MPR sub og Probe i MWD samt borekrone. MWD verktøy ble testet på vei i hullet. Det var planlagt å logge intervallet fra 6300 m til TD. Da en forsøkte å få verktøy til å virke på 6285 m, oppdaget en at verktøyet ikke sendte signal. Det ble hevdet at en mulig årsak kunne være forurensning forårsaket at en plukket opp 12 nye 3 1/2" borerør og monterte i strengen. Men ettersom verktøyet startet å sende signal på vei ut av hullet, ble konklusjonen at MWD verktøyet ikke tålte de temperaturbelastningene som en hadde i brønnen (135°C). Det ble boret til 6495 m uten at MWD verktøy virket. Pånytt ble MPR sub og Probe skiftet når en var ute av hullet. Når en så gikk i hullet, sirkulerte en mye for at temperaturenbelastningen på MWD verktøyet skulle være så lav som mulig. En oppnådde da å få logge intervallet fra 6300 m til 6495 m. Denne gang hadde en ikke slammotor i BHA. MWD vertøyet sluttet å sende signaler da en startetboringen på 6495. Det ble utført et fravik slik at en kunne bore videre uten signaler fra verktøyet.

5.7.8 Økning i slamvekt

Under boring av intervallet fra 6076 m til 6472 m, hadde en mot slutten noen "connection" gass samt en liten gass "peak" under kort "wiper tripp" på 1,42%. På dette grunnlag ble slamvekten økt fra 1,45 SG til 1,48 SG. Ved videre boring til 6495 m hadde en noen tripp gass avlesninger. Strømningsjekk viste at brønnen var stabil med den nye slamvekten.

5.7.9 Svikt i slammotor

Da en startet boringen på 6472 m, var planen å bore til 6520 m fordi vi hadde retningsdata som tillot å gå til denne dybden. Imidlertid stoppet det helt opp på 6495 m. Vi hadde en klar reduksjon av fremdrift fra ca 6489 m. Momentavlesningene droppet, noe som tydet på at slammotoren hadde sviktet. Etter 1 time og 50 minutter besluttet en å trekke ut. En pumpet seg ut av hullet, og kort tid etter at en startet å trekke ut av hullet kom den mye gummi over siktemaskinene. Gummi var fra stator i slammotor. I etterkant ble det hevdet fra retningsborer ombord at slammotor kanskje ikke hadde gummi som kunne tåle teperaturbeslastningene denne ble utsatt for i brønne.

5.7.10 Sprekke i reserveslammotor

Under uttrekking av 6" hull fra 6495 m for å skifte MWD/slammotor, ble det av dekksmannskap oppdaget at reserve slammotor hadde en tydelig langsgående sprekk på ca 18 cm lang og 15 mm bred. Sprekken var lokalisert i boksende i øvre del av slammotor. Det kan virke som motoren har vært utsatt for høye momentverdier, og dermed "sprengt" boksende. Slammotor ble sist benyttet på BHA nr 19. Det som er beklagelig er at retningsborer ikke hadde sjekket ut reservemotor på dekk, slik at en hadde mulighet for å få ny motor ombord. En oppdaget dette i nyttårshelgen og det var ikke mulig å få ny slammotor ombord i tide. Dermed gikk en i hullet med rotasjonsassembly uten slammotor for å bore videre fra 6495 m.

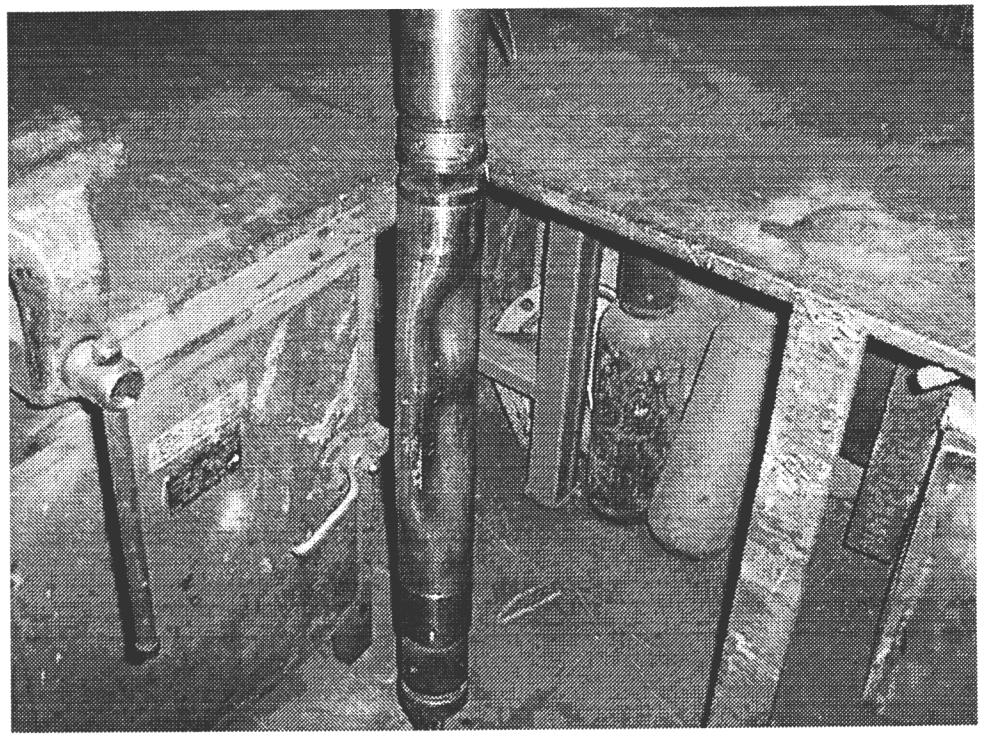
5.8 Reservoarlogging

5.8.1 Generelt

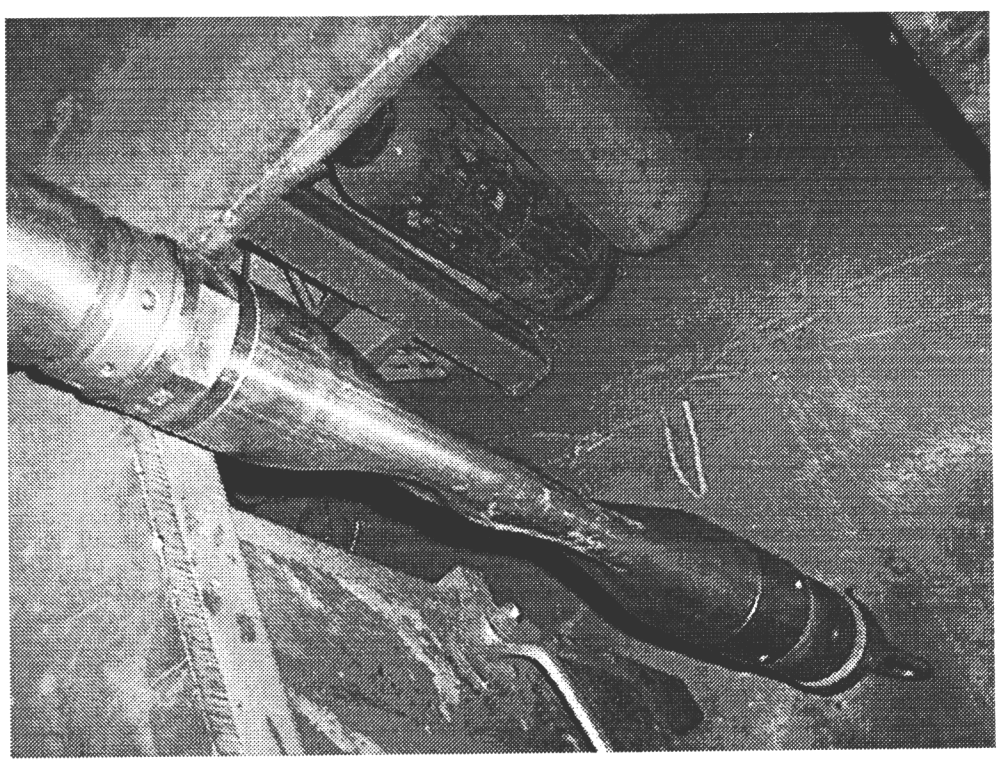
Hadde store problemer med loggingen. Dette skyldes i hovedsak de meget høye temperaturene i brønnen, over 150 ^{0}C.

5.8.2 Kollaps av overgang i loggeverktøy

AC/DC omformer i overgang mellom Western Atlas verktøy og Seismikk verktøy, fikk kollaps på to steder (se figur under). Dette utstyret inneholder en transformator (plassertpå midten). Det var merker på denne overgangen etter en "Skrustikke". Utstyret har trykklasse:20.000 psi.



Kollapset AC/DC overgang sett fra "flatsiden".



5.9 Tilbakeplugging av 7A

Under tilbakeplugging av brønnen gikk en BOM FAST med sementstinger på toppen av den første sementpluggen. Pga junk i hullet etter reservoarloggingen ble det benyttet en mill i enden av sementstrengen. Over millen ble det boret hull i "bit sub" for å lede en del av strømningen der. Etter å ha trukket seg til toppen av pluggen ble det sirkulert en del før en skulle trekke seg over pluggen. En stod da fast, enten mekanisk eller pga flushsetting av sementen. En hadde full retur hele tiden og det var dermed kun mill som evt var faststøpt. Sprengstoff på kabel kunne derfor pumpes ned og strengen skytes av.

Sementslurry for tilbakeplugging ble testet utallige ganger pga høy temperatur og dertil ustabil slurry. Til slutt ble det benyttet en slurry der en tok hensyn til høyere temperatur enn beregnet. Denne slurryen satte seg ikke opp i det hele tatt under lab.testen (som blir gjort med sirkulerende temperatur).

I tillegg til at det pga temperaturen var vanskelig å få god slurry, ble det etter å ha trukket seg over toppen av pluggen gått ned igjen i sementen (1 rørlengde) for å "space ut" før neste sementplugg. Selv om det bare tok noen få minutter før en begynte å trekke igjen er det en god praksis å aldri gå ned igjen i sement.

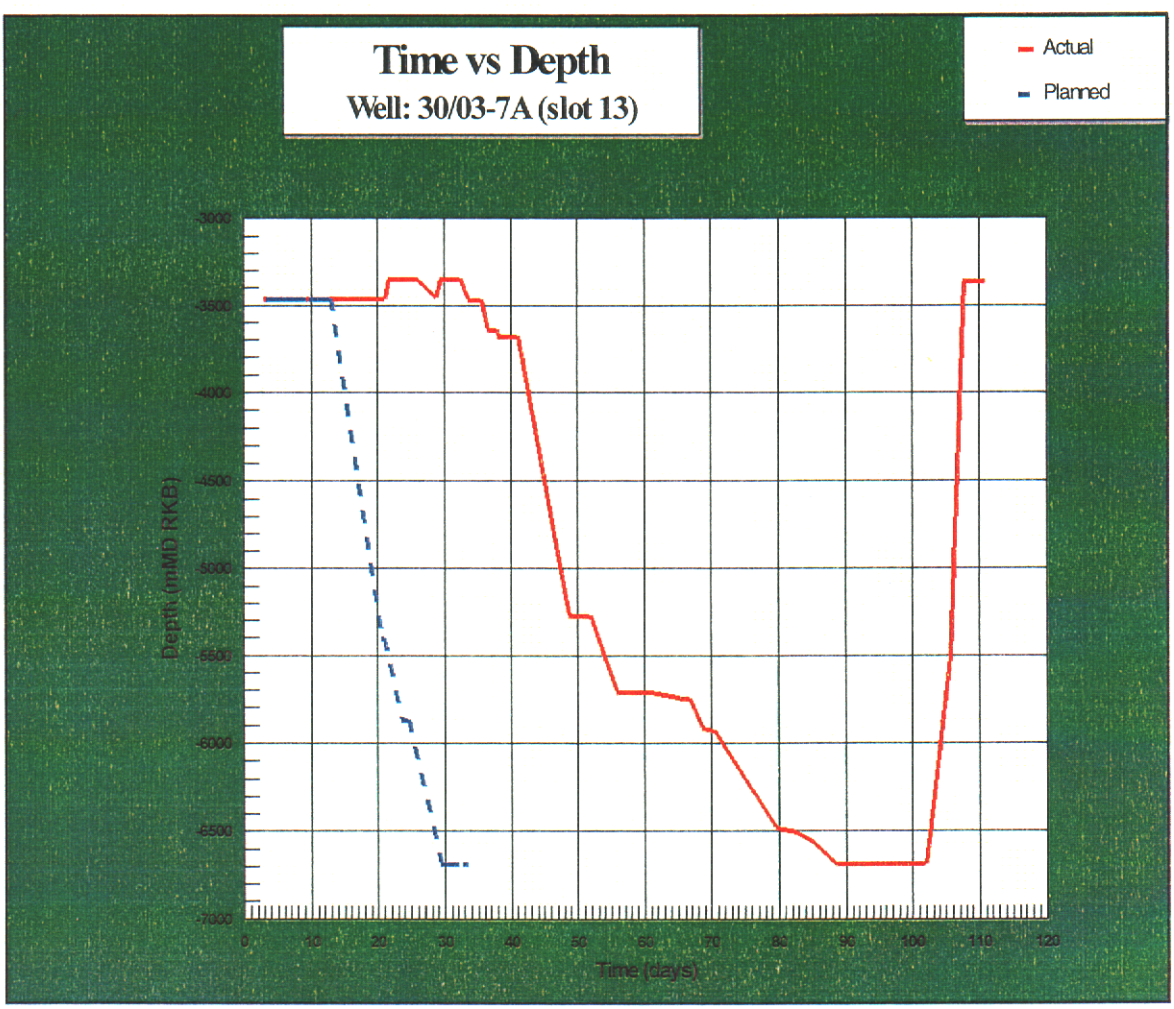
6 TIME ANALYSIS - DRILLING 30/03-7A

Drilling well 30/03-7A was estimated to last 33,5 days, but at the end of the logging phase the actual time is 111 days. This document is made to describe how the time was spent and to analyse where we should make improvements.

A number of incidents has caused the huge time delay. Of the most important ones :

- Stuck in the first window at 3460 mMD. Had to back off the drill pipe and make a new window at 3340 mMD.
- Had to run 7" liner at 5705 mMD and continue drilling 6" hole.
- A lot of problems with MWD in 8 1/2" as well as 6" hole.
- Repeatedly problems with logging tool.

Final Time vs. Depth curve for well 30/03-7A :

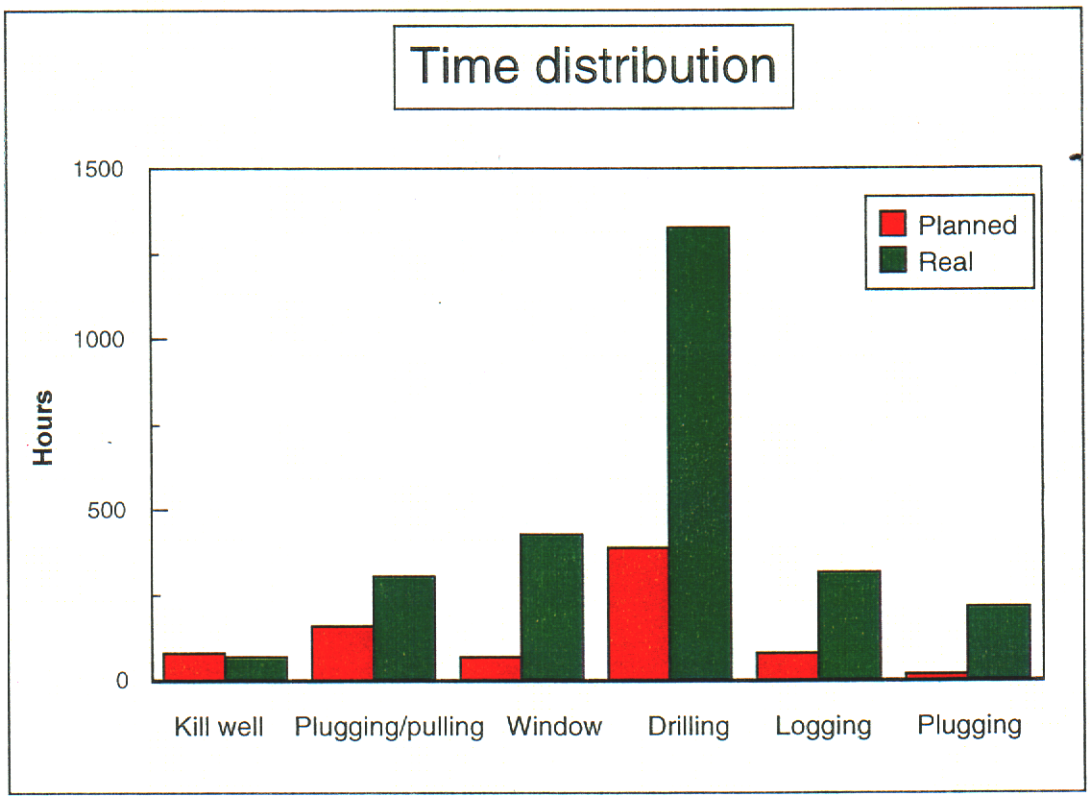


Summary of time spent :

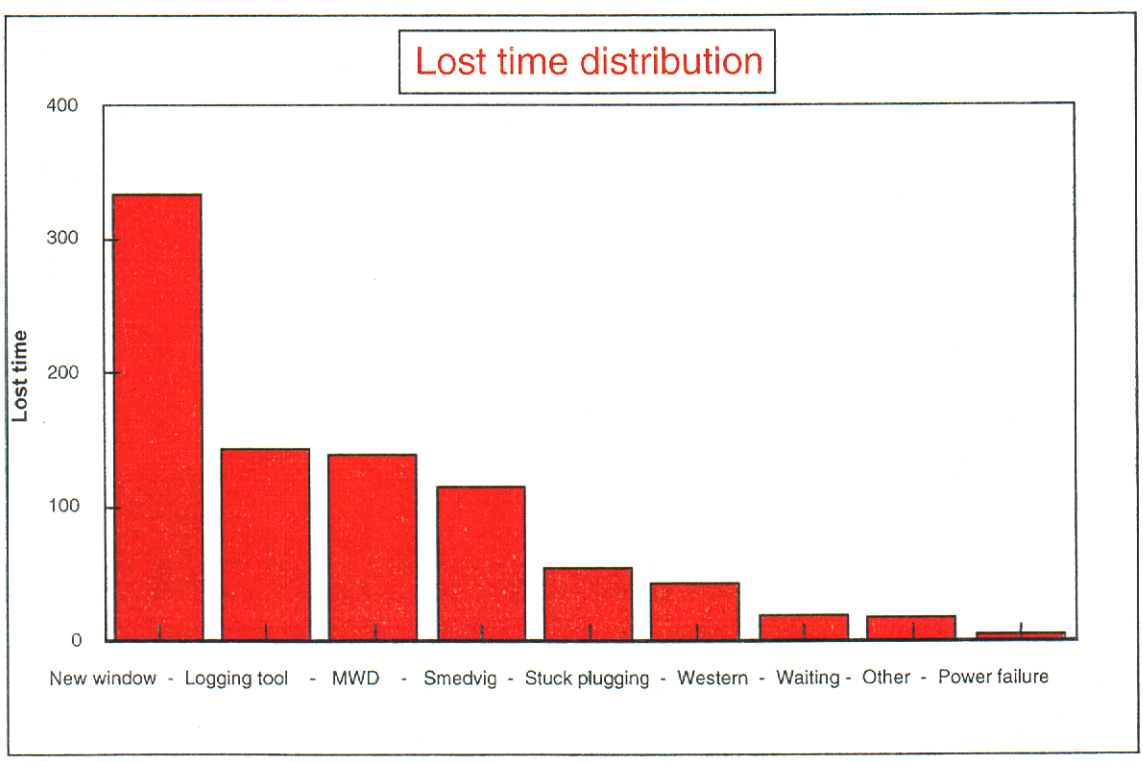
Operation	Planned time	Actual time	Lost time	Cause
Kill the well	80,0	72,0	3,0	Power failure.
Plugging / pulling	162,0	305,5	40,0	Failure on Western Atlas cable.
			1,0	Power failure.
			0,5	Waiting.
			26,0	Smedvig downtime.
Whipstock / window	68,0	480,0	333,5	New window lost time.
			1,0	Power failure.
			5,5	Smedvig downtime.
Drilling	392,0	1270,0	139,5	MWD failure.
			3,0	Failure on Western Atlas cable.
			18,0	Other. Ex. 10 hrs to shift packer elements in BOP.
			18,0	Waiting on welding of new padeyes on HTV arm.
			32,5	Smedvig downtime.
Logging	80,0	317,5	144,0	Failure on logging tools.
			7,0	Smedvig downtime.
Plugging	21,0	215,0	54,0	Stuck during plug back.
			48,0	Smedvig downtime.

Sum lost time : 854,5 hrs.

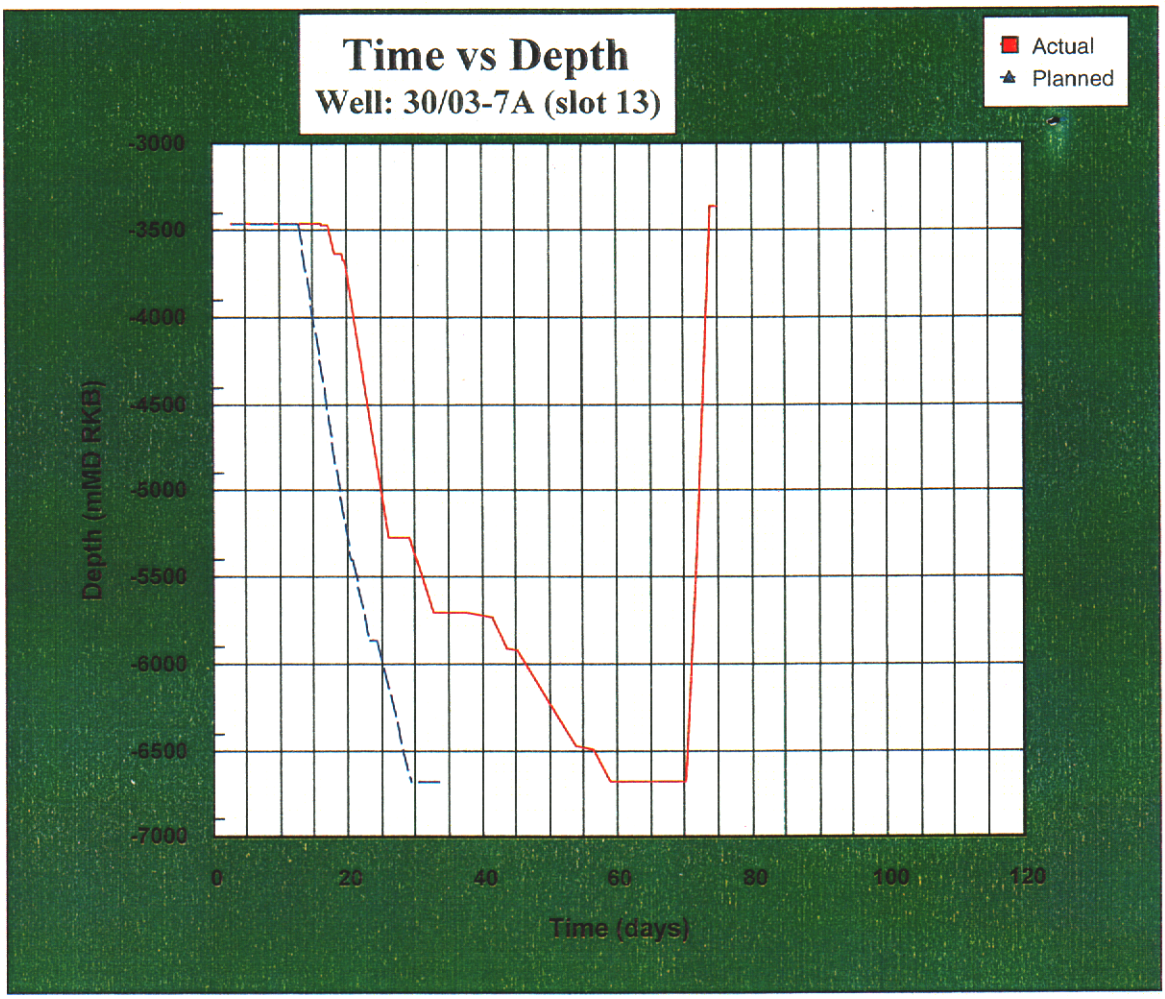
Planned time and actual time :



Lost time :



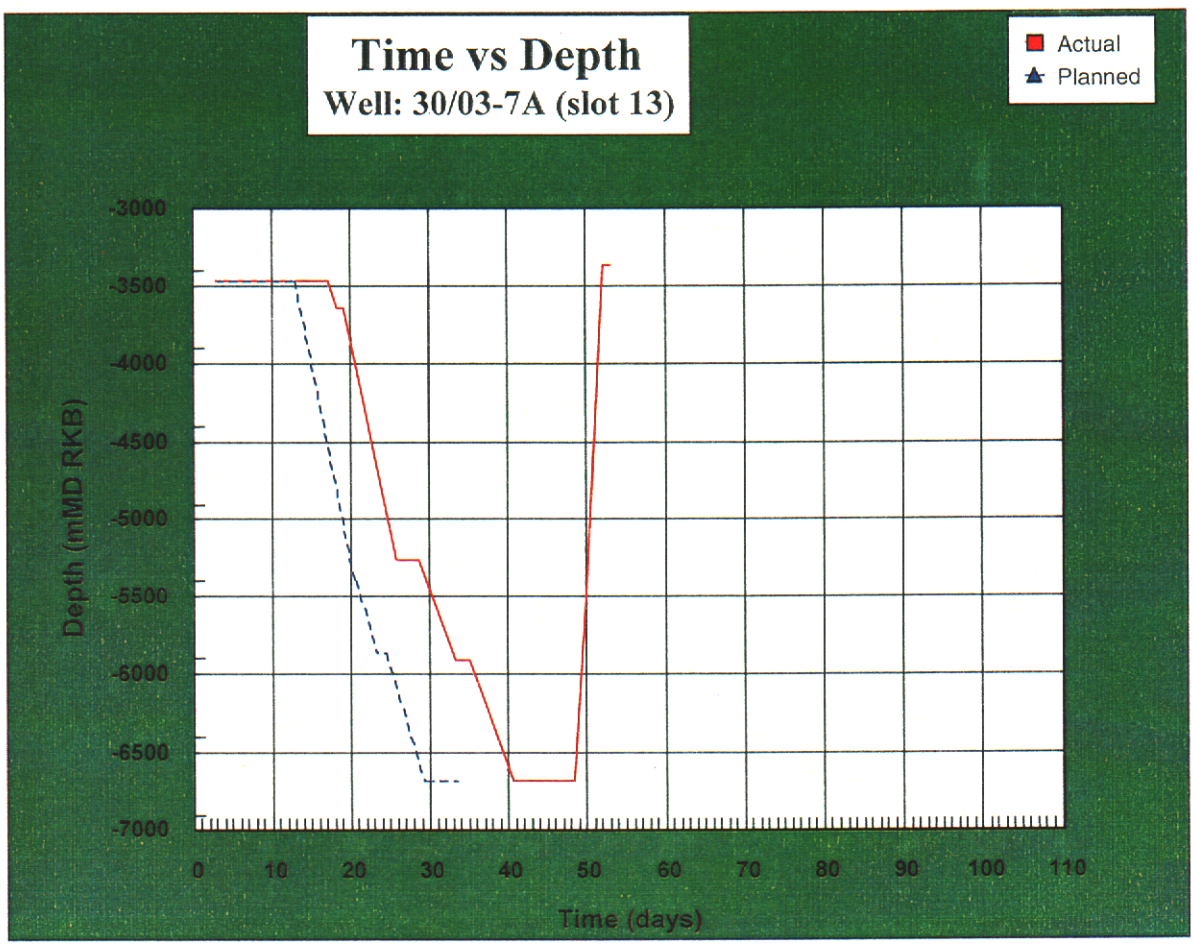
The diagram below illusrates a Time vs Depth curve where the lost time (down time, waiting time) is subtracted from the total time:



The well would have been finished 36 days earlier if there was not any lost time at all.

Extra time was used to run the 7" liner and drill further with 6" bit. If the well was drilled with 8 1/2" bit to TD (as planned), with ROP 7 m/hrs, the well would have been finished even 20 days earlier.

If we subtract lost time and extra time spent on the liner and 6" hole, the Time vs Depth curve will look like this :



This curve indicates that if we didn't have any down time, waiting time and liner, the well would have been finished after 53 days.

There still is too much deviation from the time planner. If the first window had been a success, the delay would have been 4 days at the start of the drilling phase.

Examples of operations which lasted for serious more hours than planned :

- Nipple up BOP, riser and test.
  Time planned : 20 hrs. Actual time : 34 hrs (+ 26 hrs down time).
- RIH with retainer, squeeze cement perforations and set cement plug.
  Time planned: 14 hrs. Actual time : 49 hrs.
  Reason : problems with EZSV packer.

- Run gyro.
  Time planned : 6 hrs. Actual time : 20 hrs (+ 3 hrs down time).
  Reason : Packer leaking on stuffing box.
- Circulate mud.
  Planned time : 0 hrs. Actual time : 49 hrs (+ 2,5 hrs down time).
  Reason : had to circulate the mud to get the right mud conditions after running gyro.

Compared to the plan these operations make a delay of 4,5 days. If we subtract these 4,5 days, the down time, waiting time and liner hours, the total time spent on the well will be 48,5 days (33,5 days planned).

Summary

Drilling 30/03-7A was planned to last 33,5 days. The actual time is 111 days.

Main reasons for this delay are :

- Down time and waiting time : 36 days.
- Extra time spent on liner and drilling 6" hole : 20 days.

If we subtract these days, the delay will be 21,5 days.

The drilling phase matches the plan quite well, but most of the other operations demands more time than planned. We can improve in the planning phase. A way to start might be to make a database which gives an overview over how much time we really need on the different operations on VFR.

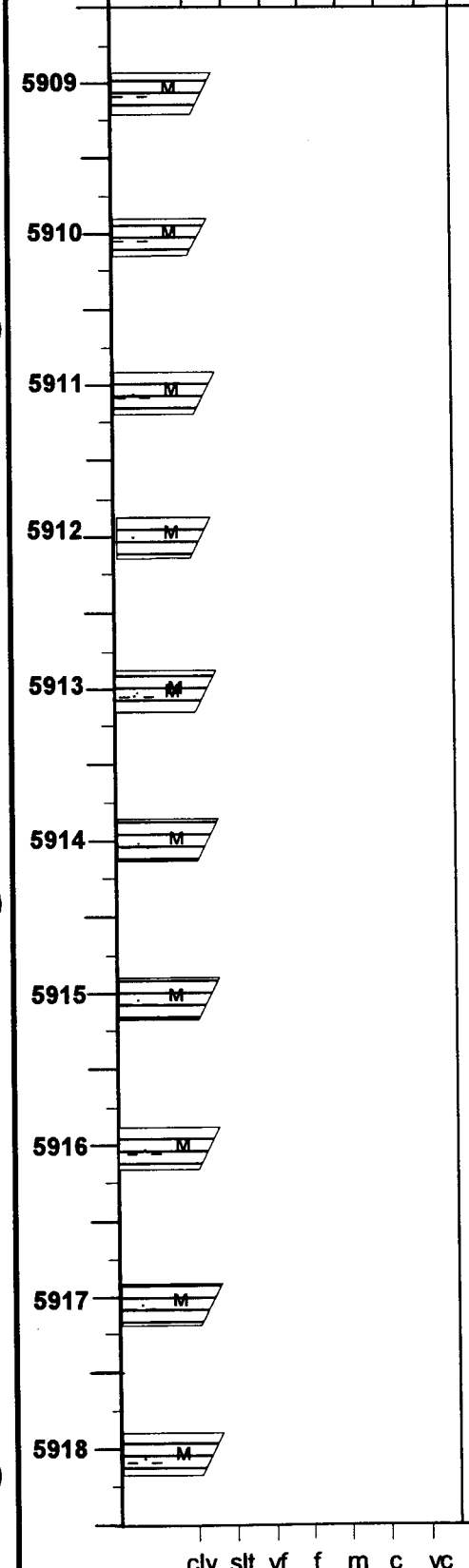
7 DEVIATION REPORT

Reference:	Date:	Description:
BVF98001F	02.01.98	Continue drilling with damaged MWD.
BVF97018F	04.12.97	Changes i EBP. Run and cement 7" liner and proceed drilling 6" hole to TD.
BVF97017F	01.12.97	Increase the target tolerance.
BVF97016F	24.11.97	Exemption from recommended practice about bullheading.
BVF97011F	31.10.97	Increase the mud weight and drop window cement squeeze.
BVF97008F	17.11.97	Several exemption from HTHP procedures.
BVF97006F	12.09.97	Several exemption from HTHP procedures.
BVF97007F	21.10.97	Perform window squeeze cementation.
BVF97005F	01.09.97	Bullheading of seawater down tubing.

STATOIL

CONVENTIONAL CORE DESCRIPTION

Country: Norway	**Area:** North Sea	**Field:** Veslefrikk
Well no: 30/3-7A	**Formation:** Shetland Group	
Core no: 1	**Interval:** 5909 - 5922,4m	**Cored:** 13m **Rec:** 13.4m 100%
Core size: 2 5/8"	**Geologists:** A.Netland / R.M. Monsen	**Date:** 19.12.97



Lithological Description Rock name, mod. lith., colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation, hardness, sed. struct., accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks Shows, etc
MUDST: dk gry, hd, blky, fiss, slty, micromic, calc	No shows
MUDST: a.a, but v calc	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a.	a.a
MUDST: a.a., but more slty and micromic.	a.a
MUDST: a.a, but spkld w/ 0,5 mm pyr cryst.	a.a

STATOIL

CONVENTIONAL CORE DESCRIPTION

Country: Norway	**Area:** North Sea	**Field:** Veslefrikk
Well no: 30/3-7A	**Formation:** Shetland Group	
Core no: 1	**Interval:** 5909 - 5922.4m	**Cored:** 13m **Rec:** 13.4m 100%
Core size: 4"	**Geologists:** A.Netland / R.M. Monsen	**Date:** 19.12.97

Depth (mRT)	Lithology/Grain size (cly slt vf f m c vc)	APPARENT DIP	Shows: STAIN	FLUOR	CUT	Porosity: POOR	FAIR	GOOD	Lithological Description: Rock name, mod. lith., colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation, hardness, sed. struct., accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, etc
5919	M								**MUDST:** dkgry, blky, subfiss, hd, slty, micromic, calc - v. calc	No shows
5920	M								**MUDST:** a.a	a.a
5921	M								**MUDST:** a.a	a.a
5922	M								**MUDST:** a.a	a.a
5922,4	M								**MUDST:** a.a	a.a

cly slt vf f m c vc

statoil
Den norske stats oljeselskap a.s
LET

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field: VESLEFRIKK
Well no.: 30/3-7A
K. B. E. 56 meters | Company: SU PETR / DEMINEX / PETR CANADA / TOTAL / STATOIL
Hole size: 8 1/2" | Geologist: FURMYR | Date 13.11.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
3353	100	CLST: MED LT GRY - MED GRY, FRM, BLKY, SLTY, SLTY CALC	CEMENT
3360	A.A.		A.A.
3370	A.A.		A.A.
3380	A.A.	ALSO TR LS	A.A.
3390	A.A.		A.A.
3400	100	CLST: A.A.	
	TR	LS: LT OLV GRY, FRM	
3410	A.A.	—	
-3460			
3470	100	CLST: MED DK GRY, MED GRY, FRM, BLKY - SBBLKY, V SLI SLTY, NON CALC, OCC CALC	
3480	100	CLST: A.A.	
3490	100	CLST: A.A.	
	TR	LS: OLV GRY, FRM, ARG	
3500	100	CLST: A.A.	
	TR	LS: A.A.	
3510	100	CLST: MED DK GRY, DK GRY, BLKY - SBBLKY, NON CALC - CALC	
3520	95	CLST: MED GRY - MED DK GRY, FRM - OCC SFT, BLKY, NON CALC - CALC	COL. CHANGE TO LIGHTER GRY
	5	DOL: PA YEL BRN, FRM, MICROXLN, BLKY, OCC CALC GRAD TO DOL LS	
3530	100	CLST: A.A.	
	TR	DOL: A.A.	
3540	A.A.		
3550	A.A.		
3560	100	CLST: MED DK GRY, OCC MED GRY, FRM, OCC SFT, CALC - NON CALC	
	TR	DOL: A.A.	
	TR	SLTST: PA YEL BRN, FRM, SLI CALC	
3570	100	CLST: A.A.	
	TR	DOL: CALC A.A.	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	SV. Petr / Dominex / PETR. CANADA / TOTAL / STATOIL		
Hole size:	8½"	Geologist:	M. Helle / Per Funmyr	Date	20/11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks Shows, cavings, mud additives, etc.
3580	100	CLST: PRED MED DK GRY, ALSO DK GRY, MED GRY - LT GRY, 5% GRY RD CLST, FRM-SFT, BLKY, GEN SLI CALC, TR MICROPYR I.P.	SOME GRY RD CLST
	TR	CALC DOL: LT YEL BRN, OLV GRY, FRM-MOD HD, CRYPTOXLN, SLI ARG	
	TR	SLTST: LT YEL BRN, SFT, NON CALC, SOY I.P.	
3590	95	CLST: BEC FRM, LESS GRY RD, ELSE A.A.	CLST BEC HARDER & MORE CALC
	5	CALC DOL: OCC SLI GLAUC, ELSE A.A.	
3600	60	LS: YEL GRY, FRM-OCC MOD HD, BLKY-ARG, CRYPTOXLN - SLI MICR, TR GLAUC I.P.	
	40	CLST: PRED MED DK GRY - MED GRY, FRM, BLKY, CALC	
	TR	SLTST: A.A.	
3610	50	CLST: PRED MED DK GRY - MED GRY A.A.	
	40	CLST: V CALC - GRAD MRL, GRY RD - DK RD BRN, FRM-SFT, BLKY, SLI SLTY I.P., TR GLAUC	
	10	LS: A.A.	
3620	50	CLST: PRED MED DK GRY - MED GRY A.A.	
	50	CLST: GRAD MRL A.A.	
	TR	LS: A.A.	
3630	A.A.		
3640	90	CLST: PRED MED DK GRY - MED GRY A.A.	
	10	CALC CLST: GRAD MRL, GRY RD-DK RD BRN A.A.	
3650	50	CLST: A.A.	
	50	CALC CLST: A.A.	
3660	75	CLST: A.A.	
	20	CALC CLST: A.A.	
	5	LS: A.A.	
3670	90	CLST: A.A.	
	10	CALC CLST: A.A.	
	GD TR	LS: A.A.	
3680	60	CALC CLST: A/A	
	40	CLYST: A/A	
3690	80	CLYST: A/A	
	20	CALC CLYST: A/A	
3700	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLE FRIKK
Well no.:	30/3 - A7				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC.		
Hole size:	8 1/2"	Geologist:	M. HELLE	Date	22-11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
3710	90	CLYST: MED-DK GRY, OCC BRNISH GRY, OCC GRNISH GRY, FRM, OCC SFT, SLI CALC, BLKY	NO SHOWS
	10	CALC CLYST, A/A	
	SP	LST: dk yel brn	
3720	95	CLYST, A/A	
	5	CALC CLYST: A/A	
	SP	LST: A/A	
3730	A/A		
3740	A/A		
3750	100	CLYST: A/A	
3760	A/A		
3770	100	CLYST: MED-DK GRY, OLV GRY, SFT-FRM, BLKY, SL CALC,	
3780	A/A		
3790	A/A		
3800	100	CLYST: MED-DK GRY, BRNISH GRY, OLV GRY, SFT, AMOR, TR BRN RED	
	TR	LST: A/A	
3810	A/A		
3820	A/A		
3830	100	CLYST: MED-DK GRY, OLV GRY, OCC GRNISH GRY, FIRM-SFT, SB BLKY, OCC STKY, SL CALC-CALC	
3840	A/A		
3850	A/A		
3860	A/A		
3870	A/A		
3880	A/A		
3890	A/A		
3900	A/A		
3910	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLE FRIKK
Well no.:	30/3 - A7				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL / SV. PETR. / DEMINEX / PET. CANADA / TOTAL		
Hole size:	8 1/2	Geologist:	M. HELLE	Date	21-11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
3920	100	CLYST: MED - DK GRY, OLU GRY, OCC GRNISH GRY, SFT - FRM, SL CALC.	
3930	A/A		
3940	A/A		
3950	A/A		
3960	A/A		
3970	A/A		
3980	A/A		
3990	A/A		
4000	A/A		
4010		LOST SAMPLE	
4020	80	CLYST: A/A	
	20	LST: MOD YEL BRN - PALE YEL BRN, FRM, BLKY, MICROXLN, OCC BLK BOND	
4030	90	CLYST: A/A	
	10	LST: A/A	
4040	A/A		
4050	95	CLYST: A/A	
	5	LST: A/A	
4060	100	CLYST: A/A	
4070	95	CLYST: A/A	
	5	LST: A/A	
4080	A/A		
4090	A/A		
4100	90	CLYST: MED GRY - OLU GRY, OCC GRNISH GRY, ELSE A/A	
	10	LST: A/A	
4110	A/A		
4120	100	Clyst: A/A	
4130	A/A		
4140	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLE FRIKK
Well no.:	30/3 - A7				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC.		
Hole size:	8 1/2"	Geologist:	M. HELLE	Date	22-11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
4150	100	CLYST: MED-DK GRY, OLV GRY, OCC GRNISH GRY, SFT-FRM, SUBBLKY, NONE-SL CALC	NO SHOWS
4160	A/A		
4170	A/A		
4180	A/A		
4190	A/A		
4200	A/A		
4210	A/A		
4220	90	CLYST: A/A	
	10	LST: A/A	
4230	95	CLYST: A/A	
	5	LST: A/A	
4240	A/A		
4250	A/A		
4260	100	CLYST: DK GRY-DK GNSH GRY, ELSE A/A	
	TR	LST: A/A	
4270	A/A		
4280	A/A		
4290	A/A		
4300	A/A		
4310	A/A		
4320	95	CLYST: A/A	
	5	LST: A/A	
4330	A/A		
4340	100	CLYST: A/A	
	TR	LST	
4350	100	CLYST: DK GRY-MED GRY, ELSE A/A	
	TR	LST	
4360	A/A		
4370	A/A		
4380			

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	GULL FAKS
Well no.:	30/3 - 7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC		
Hole size:	8½	Geologist:	M. Helle / Q. EIKFET	Date	22-11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
4390	100	CLYST: MED-DK GRY, SFT - FRM, SBBLKY, SL CALC - CALC, OCC PYR NOD, SL SLTY I/P	
	TR	LST: YEL BRN GRY, GRY, SFT, ARG	
4400	A/A		
4410	A/A		
4420	100	CLST S/O	
	TR	S/O	
4430	A/A		
4440	A/A		
4450	A/A		
4460	100	CLST A/A	
	TR	LST A/A ALSO LT GRY	
4470	A/A		
4480	A/A		
4490	A/A		
4500	A/A	+ TR CLST MOD RD BRN, SFT, SL CALC, BLKY	
4510	90	CLST MED - DK GRY A/A	
	10	LST A/A	
4520	100	CLST A/A	
	TR	LST A/A	
4530	A/A		
4540	A/A		
4550	A/A	+ TR CLST MOD RD BRN A/A	
4560	A/A		
4570	A/A		
4580	A/A		
4590	A/A		
4600	A/A		
4610	A/A		
4620	A/A		

,848

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	GULLFAKS
Well no.:	30/3 - 7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC.		
Hole size:	8 1/2"	Geologist:	M. HELLE / O. EIKEFET	Date	23-11-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
4630	100	CLYST: MED - DK GRY, DK OLV GRY, FRM, OCC SFT, SL SLTY - SLTY, BLKY, SL CALC	NO SHOWS
4640	A/A		
4650	A/A		
4660	A/A		
			GAS PEAK 1.18% 4666
4670	A/A		
4680	A/A		
			Gas peak 2.16% 4687.5
4690	A/A		
4700	A/A		
			GAS PEAK 2.97% 4703
4710	90	CLST: A/A	
	10	LST: MOD BRN - MOD YEL BRN, MOD GRY SFT - FRM, BLKY, ARG, DOLOMITIC	
4720	100	CLST A/A	
	TR	LST: A/A	
4730	A/A		
4740	A/A		
4750	A/A		
			GAS PEAK = 1.79% 4750 B.U
4760	A/A		
4770	A/A		
4780	A/A		
4790	A/A	+ OCC GRDG SB FISS	
4800	A/A		
4810	100	A/A	
	TR	DOL LST. WH, FRM, SL MICRO KLN,	
4820	A/A		
4830	A/A	From mudlogger	
4840	A/A		
4850	A/A	BEC FRM - HD $	
4860	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC		
Hole size:	8 1/2	Geologist:	HAOS HELLE/ØIVIND EIKEFJT	Date	26.11.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
4870	100	CLST: MED-DK GRY, DK OLV GRY, FRM,	
	'	OCC SFT, OCC MD, SL SLTY-SLTY, BLKY, SL CALC-CALC	
	TR	LST: MOD BRN YEL - MOD BRN, MOD GRY, SFT-FRM, BLKY, ARGT, DOL	
4880	A/A	CLST A/A SFT-FRM PRED	
4890	100	CLST A/A	
4900	A/A		
4910	100	CLST A/A	
	TR	LST A/A GRD DOL	
4920	A/A		
4930	A/A		
4940	A/A		
			C.G. 1.57% ved 4949m
4950	A/A		
4960	A/A		
4970	A/A		
			C.G. 1.45 % ved 4977m
4980	A/A		
4990	A/A		
5000	100	CLST: SL CALC - NONE CALC, OCC LT GRY, ELSE A/A	C.G 1.45% 5003m
	TR	LST/DOL: A/A	
5010	A/A		
5020	100	CLST: SL CALC - CALC, ELSE A/A	
	TR	LST/DOL: A/A	
5030	A/A		
5040	A/A		
5050	100	CLST A/A	
5060	A/A		
5070	A/A		
5080	A/A		
5090	100	CLST A/A	
	TR	LST/DOL A/A	
5100	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC		
Hole size:	8 1/2	Geologist:	M. HELLE / O. EIKEFET	Date	27.11.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
5110	100	CLST: MED-DK GRY, DK OLV GRY, FRM, OCC SFT OCC HD, SL SLTY - SLTY I/P, BLKY, SL CALC-CALC	
	TR	LST: MOD BRN YEL - MOD BRN, MOD GRY, SFT-FRM, OCC HD, BLKY, ARG, DOL	
5120	A/A		
5130	100	CLST: DOM MED GRY, DK OLV GRY, ELSE A/A	
	TR	LST: A/A	
5140	A/A		
5150	A/A		
5160	A/A		
5170	A/A		
5180	A/A		
5190	A/A		
5200	A/A		
5210	A/A		
5220	A/A		
5230	A/A		
5240	A/A		
5250	100	CLST: A/A	
	GD TR	LST: A/A, DULL W/H I.P.	
5260	100	CLST: A/A	
	TR	LST: A/A	
5270	A/A		
5280	A/A		
5290	A/A		
5300	A/A		
5310	A/A		
5320	A/A		
5330	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3 - 7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL, ETC.		
Hole size:	8 1/2"	Geologist:	M. HELLE / S. BJERKENES	Date	02.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
5340	100	CLST: A/A THAT IS: MED - DK GRY, DK OLV GRY, FRM, OCC SFT, OCC HD, SL SLTY - SLTY I.P., BLKY, SL - NON CALC.	
5350	100	CLST: A/A, MOD CALC I.P.	
	TR	LST: MED GRY - LT GRY, SFT - FRM, BLKY, ARG, GRD TO CALC CLST.	
5360	A/A		
5370	100	CLST: NONE - SL CALC, ELSE A/A	
	TR	LST: A/A	
5380	A/A		
5390	A/A	-	
5400	A/A		
5410	A/A		
5420	100	CLST: A/A	
	GO TR	LST: PRTLY A/A, PRTLY BRN GRY, DOL, MOD HD, BLKY, ARG, SLTY I.P.	
5430	100	CLST: A/A	
	TR	LST: DOL, A/A	
5440	A/A		
5450	A/A		
5460	90	CLST: A/A	
	10	LST: MED GRY, SFT - FRM, BLKY, ARG, GRD TO CALC CLST.	
5470	100	CLST: A/A	
5480	A/A		
5490	A/A		
5500	A/A		
5510	A/A		
5520	A/A		
5530	A/A		
5540	A/A		
5550	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLE FRIKK
Well no.:	30/3 - 7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL ETC.		
Hole size:	8 1/2	Geologist:	S. BJERKENES / M. HELLE	Date	03.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks Shows, cavings, mud additives, etc.
5560	100	CLYST: MED-DK GRY, DK OLV GRY, FRM, OCC SFT SL SLTY - SLTY, NON - SL CALC, BLKY,	
	TR	LST: LT - MED GRY, FRM, OCC SFT, BLKY, ARG I/P GRD TO CALC CLST.	
5570	A/A		
5580	A/A		
5590	A/A		
5600	A/A		
5610	A/A		
5620	100	CLST: A/A	
5630	100	CLST: A/A	
	TR	LST: A/A	
5640	100	CLST: A/A, MOD CALC	
	GD TR	LST: A/A	
5650	90	CLST: A/A	
	10	LST: A/A	
5660	100	CLST: A/A	
	TR	LST: A/A	
5670	A/A		
5680	A/A		
5690	A/A		
5700	A/A		
5706	A/A		BOTTOMS UP

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL/SVENSKA/DEMINEX/P.CANADA/TOTAL		
Hole size:	6"	Geologist:	D. AGA I. ALSTADSÆTER	Date	14.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
5740	100	CLAYST: MED-DK GRY, FRM CCC NON-SL SLTY, SFT BLKY, OCC SL CALC	TRIP OUT @ 5733 TRIP OUT @ 5740
5749	100	CLST: A/A	40% CMT
5758	100	CLST: A/A	30% CMT
	TR	LST: GRY WH, SFT, BLKY, ARG STREAKS.	
5767	100	CLYST: A/A	20% CMT
	TR	LST: A/A	
5776	100	CLYST: TR LT GRY, ELSE A/A	20% CMT
	TR	LST: A/A	
5785	100	CLYST: MED-DK GRY OCC LT GRY, BEC MOD SLTY, SFT-FRM, BLKY, SL-MOD CALC	15% CMT
	TR	LST: A/A	
5797	90	CLYST: A/A, BEC INCR. SLTY	SHOWS IN SLTST:
	TR	LST: A/A	NO STAIN,
	10	SLTST: LT GRY, FRM, BLKY, SL CARB (STCKS),	NO NAT FLU,
			V WEAK V SLOW
5803	90	CLYST: GEN SLTY ALSO SDY, UFN QTZ GRAD SST.	CLOUDY YEL CUT,
	10	SLTST: A/A	NO VIS RESIDUE.
			V WEAK FLU RESIDUE
5816	80	CLYST: SLTY + SDY, A/A	grn yel (POOR SHOWS)
	10	SLTST A/A	
	10	LST: GRY WH W/ARG DARK STREAKS, FRM, BLKY, OCC SDY/SLTY.	10% CMT
5827	80	CLYST (SLTY + SDY) A/A	5% CMT
	10	SLTST	
	10	LST	
5836	75	CLYST A/A	A/A NO SHOWS
	15	SLTST A/A	-V POOR SHOWS
	10	LST: A/A	
5854	80	CLYST A/A	A/A
	10	SLTST A/A	
	10	LST: A/A	
5866	75	CLYST: A/A, V SLTY	A/A
	10	SLTST: A/A	
	15	LST: A/A, I/P SLTY	
			V SL STR YEL
5869	60	SLTST: GD CLYST, MED GRY, OCC CALC	CUT
	20	CLYST: A/A	
	20	LST: A/A	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field: VESLEFRIKK
Well no.: 30/3-7A
K. B. E. 56 meters | Company: STATOIL / SVENSKA / DEMINEX / PCANADA / TOTAL
Hole size: 6" | Geologist: ALSTADSÆTER / AGA | Date 17.12.92

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
5872	70	SLTST: MED-DK GRY, OCC LT GRY, FRM, BLKY, I/P CALC, OCC V FNSD ARG	V WEAK SL STR YEL WH CUT IN SLTST
	20	LST: GRY WH-LT GRY W/ARG STRKS	
	10	CLYST: MED-DK GRY, GRD SLTST, BLKY, FRM	
5881	50	SLTST: A/A	A/A IN SLTST AND SST
	20	SST: V FN, LT MED GRY, BLKY W SRTD, FRM, TR GLAU, TR MICA, SL CALC	
	20	CLYST: A/A	
	10	LST: A/A	
5890	70	SLTST: GRD CLYST, A/A	A/A, OCC GRN S
	10	CLYST: A/A	
	10	SST: A/A, CALC	
	10	LST: A/A	
5899	30	SST: A/A INCR GLAU, ALSO LT GRY	A/A
	40	SLTST: A/A	
	20	CLYST: A/A	
	10	LST: A/A, OCC YEL GRY	
	TR	GLAU	
5908	30	SST: A/A, OCC MD GRY	A/A
	30	SLTST: A/A	
	30	CLYST: A/A	
	10	LST: A/A, OCC GRD CALC SST	
B.U. 5909	60	SLTST: A/A	
	30	SST: A/A	
	10	CLYST: A/A	
	TR-10	LST: A/A	
			CORE POINT
		Cond 5909 - 5922 m w/ mudstone	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field: VESLEFRIKK
Well no.: 30/3-7A
K. B. E. 56 meters | Company: STATOIL/SVENSKA P./DEMINEX/P. CANADA/TOTAL
Hole size: 6" | Geologist: MONSEN / NETLAND | Date 21.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
5929	80	CLYST : GR BLK - OLV BLK, FRM, BLKY, OCC SLTY, SLI CAL	
	20	SLTST : OLV GRY - OLV BLK, FAM - MOD HD, SPKLD BLK SPOTS, BLKY, GRD VF SST	MOD YEL-ORNG FLU NO CUT
5938	85	CLTST A/A	
	15	SLTST A/A	
5947	90	CLYST I A/A	
	10	SLTST A/A	
	TR	CLYST II, LGRY BRN, SFT-FRM, FISS, ERTHY, SLI CALC	
5956	90	CLYST I : A/A	
	5	SLTST : A/A	
	5	CLST II : A/A	
	TR	LST, LT OLV GRY - OLV GRY, SFT-HD, BLKY, ARGIL	
	TR	GLAU	
5959	80	CLYST I : A/A, BUT CALC - V CALC	
	15	LST : A/A	
	5	SLTST : A/A	
	TR	CLYST II A/A	
	TR	GLAU	
5962	80	CLYST I : A/A, BUT SLI CALC	
	10	LST : A/A	
	10	CLYST II A/A, BUT CALC	
	TR	SLTST : A/A	
5965	60	CLYST I : A/A	
	20	LST : A/A	
	20	CLYST II A/A	
5974		A/A	
5983	50	CLYST I : A/A	
	30	CLYST II : A/A	
	20	LST : A/A	
5992		A/A	
6001		A/A	
6010	90	CLYST : I + II : A/A	
	10	LST : A/A	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY	Area: NORTH SEA	Field: VESLEFRIKK	
Well no.: 3013-7A			
K. B. E. 56 meters	Company: STATOIL / SVENSKA P. / DEMINEX / P. CANADA / TOTAL		
Hole size: 6"	Geologist: MONSEN / NETLAND	Date 22.12.97	

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6019	80	CLYST : GRY BLK - OLV BLK, GRY BRN, FRM - MOD HD,	
		IP SUB FIS, BLKY, SLTY, OCC GRAD SLTST, SLI CALC,	WEAK LT YEL FLU.
	20	LST : WH - LT GRY, OLV GRY, MOD HD, BLKY, MICR.	IN LST, NO CUT
6028		A/A	
6037	40	SLTST : DK GRY - GRN GRY, FRM - HD, BLKY,	
		OCC BRN GRY, NON - SL. CALC	
	30	CLYST : OCC BRN BLK, ELSE A/A	
	30	LST : A/A	
6046	50	SLTST : A/A	
	20	CLYST : A/A	
	30	LST : A/A	
6055	40	CLYST : DOM BRN BLK, ELSE A/A	
	30	SLTST : A/A	
	30	LST : A/A	
6064		A/A	
6076	65	CLYST : A/A	
	20	SLTST : A/A	
	15	LST : A/A.	
6085	80	CLYST : MICRO PYR, ELSE A/A	
	10	SLTST : A/A	
	10	LST : A/A	
6094	85	CLYST : A/A	
	10	LST. A/A	
	5	SLTST : A/A	
6103	90	CLYST : A/A	
	5	LST : A/A	
	5	SLTST : A/A	
6112	95	CLYST : A/A	
	5	LST : A/A	
	GD TR	SLTST : A/A	
6121	90	CLST A/A	
	5	LST A/A	
	5	SLTST A/A	
6130	A/A		
6139	100	CLYST : A/A	
	TR	LST : A/A	
	TR	SLTST : A/A	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTHERN NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL / BEMINEX / PETRO CANADA / SUGUSKA PETR. / TOTAL		
Hole size:	6"	Geologist:	NETLAND / MONSEN	Date	25/12-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6148	95	CLYST: GRY BLK - OLV BLK, FRM - MOD HD, I.P SUB FIS, BLKY, SLTY, OCC GRAD SLTST, PYR	
		ALSO GRY BRN, SLI - V CALC	
	TR	LST: WH - LT GRY, OLV GRY, MOD HD, BLKY, MICR	
	TR	SLTST: DK GRY - GRN GRY, FRM - HD, BLKY, MICRO MIC	
6157	100	CLYST: A/A	
	TR	LST: A/A	
	TR	SLTST: A/A	
6166		A/A	
6175	100	CLYST: A/A, BUT NO GRY BRN	
	TR	LST: A/A	
	TR	SLTST: A/A	
6184	A/A		
6193	A/A		
6202	100	CLYST A/A, BUT V. SLTY - GRD SLTST	3m progno
	TR	LST: A/A	↓
	TR	SLTST AA GRD VF SST	
	TR	SST: BRN BLK - OLV BLK, VFN, CLR Q, SCT - FRM, MOD SRTD, SUBANG - SUBRND, V ARGIL, MIC, SLI CHL CMT	VEC - ORG FLU, MOD - VK, EVEN NO CUT
6205	A/A		4
6208	A/A		"
6211	A/A		"
6214	A/A		"
6217	A/A		"
6220	A/A		"
6223	A/A		"
6226	A/A		"
6229	A/A		9m prognosis ↓
6238	100	SLTST: GRY DLK - OLV BLK, SFT - FRM, I.P SUB FIS BLKY, OCC SNDY, TR PYR, MIC	
	TR	SDST: A/A	
6253	100	SLTST A/A, TR ORG FRGS	
	TR	SDST A/A	
		A/A	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country:	NORWAY	Area:	NORTH SEA	Field:	VESLEFRIKK
Well no.:	30/3-7A				
K. B. E.	56 meters	Company:	STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P/PETRO CANADA/TOTAL		
Hole size:	6"	Geologist:	MONSEN/NETLAND	Date	26.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks Shows, cavings, mud additives, etc.
6265	100	SLTST: DK GRY BRN, OCC BLK, FRM-MOD HD, BLKY, SHLY-V SHLY, PYR, SDY, SUB FIS	NO SHOWS
	GD TR	SD: CRR QTZ, V.FN, GD SRT, SUBANG.	
6274		A/A	
6283		A/A	
6292		A/A	
6301	100	SLTST/SST: SDY, VFN, TRANSL QTZ, GRAD SST	
	GD TR	PYR	
	GD TR	LST: WH-LT GRY, MOD HD, KLKF, MICRO MIC	
6310		A/A	
6319		A/A	
6334	100	SLTST/SST: MICRO PYR, ELSE A/A	
6337		A/A	
6340		A/A	
6343		A/A	
6346	100	SST/SLTST: GRAD SST, CLR-CRM, TRANSL QTZ, VFN, V SLTY, DK BRN ARG MTX,	
6349		A/A	
6352		A/A	
6355		A/A	
6358		A/A, GD TR CLYST,	
6361		A/A	
6364		A/A	
6367		A/A	
6370		A/A	
			TOP TARBERT?
6373	50	SD: CLR-CLDY QTS, DOM FN, OCC MID, SUBANG-SUBRND MOD-GD SRT, OCC AGGR	NO SHOWS,
	50	SLTST/SST: DOM A/A, GRD DK GRY	POSSIBLE EFFECT
	GD TR	MICA, PYR,	OF NEW PERSON ON
			DUTY - BETTER WASHING
6376	—		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY	Area: NORTH SEA	Field: VESLEFRIKK
Well no.: 30/3-7A		
K. B. E. 56 meters	Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P./PETRO CANADA/TOTAL	
Hole size: 6"	Geologist: E. GRAUE / L. SØRENSEN	Date 26/12-97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6379	70	SST/SLTST: DK BRN - DK GRY, VFN QTS, BLKY, HD, GRDSLTST	NO SHOWS
	30	SD: CLR - CLDY QTS, DOM FN, OCC MID, SUBANG - SUBRND, MOD - GD SRT, OCC AGGR, CALC	
	TR		
6382	60	SST/SLTST: A/A	
	20	SD: A/A	
	20	SST: QTS SD A/A, CALC, MOD HD SEM AGGR	
	TR	PYR,	
6385		A/A	
6388	50	SST: FN - MID, MOD HD, KAOL MATRIX, A/A	NO SHOWS
	10	SD: A/A	
	40	SLTST: A/A	
	TR	PYR	
6391		A/A	
6394	70	SLTST: A/A	
	30	SST: A/A	
6397	70	SST: A/A	
	30	SLTST: A/A	
6400	50	SST: A/A	
	50	SLTST: A/A	NO SHOWS
6403		A/A	
6406	70	SST: DOM FN, A/A.	
	30	SLTST: A/A	
6409		A/A.	
6412	60	SD: A/A	
	40	SLTST: A/A	
6415		A/A	
6418		A/A	
6421	60	SD: A/A	
	30	SLTST: A/A	
	10	ORG. SH: GY BLC - BLC, BLKY, HD	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field:

Well no.: 30/3-7A

K. B. E. 56 meters | Company: STATOIL / DEMINEX / SVENSKA P. / PETROCANADA / TOTAL

Hole size: 6" | Geologist: E. GRAUE / L. SØRENSEN | Date 27.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6424	50	SLTST: DK BRN-DK GRY, BLKY, MOD HD-HD, GRD VF QTZ SST.	NO SHOWS
	30	ORG. SH: GY BLC-BLC, BLKY, HD, GRD COAL	
	20	SD: CLR-CLDY QTZ, DOM FN, OCC MID, SUBANG-SUBRND, MOD SO SRT, CALC, KAOL MATRIX.	
6427	40	SLTST: A/A	
	40	SST: A/A	
	20	ORG. SH A/A.	
6430	50	SST: DOM SV FN SD, GRD CALC SST, KAOL	
	40	SLTST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6433		A/A	
6436		A/A	
6439	60	SLTST: A/A, DOM BRN GRY,	NO SHOWS
	30	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A.	
6442	70	SLTST: A/A	
	20	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6445	50	SLTST: A/A	
	40	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6448	A/A		
6451	40	SLTST: A/A	
	50	SST: OCC CSE, ECSE A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6454	50	SLTST: A/A	NO SHOWS
	40	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6460	A/A		
6463	60	SLTST: A/A	
	30	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
6469	40	SLTST: A/A	
	40	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
	10	COAL: BLC, BLKY, HD, BRI	

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field:
Well no.: 30/3-7A
K. B. E. 56 meters | Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P./PETROCANADA/TOTAL
Hole size: 6" | Geologist: SØRENSEN/GRAVE | Date 27.12.97

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6472	30	SST: CLR-MLKY QTZ, VFN-MED, PRED FN, SUBANG-SUBRND, MOD=GD SRT, IN AGG: PRED KAOL MATRIX, OCC CALC MATRIX, OCC DISC GRNS.	NO SHOWS
	50	SLTST: DKBRN-DK GRY, BLKY, FRM-HD, GRD VFN SST.	
	10	ORG SH: GRYBLK-BLK, BLKY, HD, GRD COAL	
	10	COAL: BLK, BLKY, HD, BRT	
6475	A/A		
6478	70	ORG SH: A/A	
	20	COAL: A/A	
	10	SLTST: OCC LT GRY, A/A	
	TR	SST	
6481	70	SLTST: A/A	
	20	ORG SH: A/A	
	10	COAL	
	TR	SST	
6484	A/A		
6487	40	COAL: A/A	
	40	SLTST: A/A	
	20	ORG SH: A/A	
	TR	SST	
6490	50	COAL: A/A	
	30	SST: A/A	
	20	SLTST: A/A	
	TR	ORG SH	
6493	50	SST: A/A	
	20	COAL: A/A	
	20	SLTST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
		RUNDTRIP @	
6496	100	CLYST: OLV BLK-OLV GRY, FST, BLKY, OCC PLTY, NON CALC GRAD SLTST	MVE STÅLSPON + CAVINGS
	TR	COAL: A/A	
	TR	SST: A/A	
6499	A/A.		
6502	A/A.		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY	Area: NORTH SEA	Field:
Well no.: 30/3-7A		
K. B. E. 56 meters	Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P/PETROCANADA/TOTAL	
Hole size: 6"	Geologist: INGDAHL	Date 02.01.98

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6505	80	CLYST: OLV BLK-OLV GRY, FST, BLKY, OCC PLTY, NON CALC, GRAD SLTST	CLR WH FLUOR IN DD CALC CMTD SST AND LST. OCC V SLOW YEL WH-YEL CUT FLUOR.
	20	COAL: BLK, BLKY, HD, BRIT, OCC GRAD ORG SH	
	TR	SST: CLR-MLKY WH QTZ GN, LSE, VFN-MED, PRED FN, SUBANG-SUBRND, MOD-GD SRT, PRED KAOL MTX, CALC MTX	
6508	70	SST: A/A	
	20	CLYST: A/A	
	10	COAL: A/A	
6511	70	SST: A/A	
	10	CLYST: ALSO MED DK GRY, ELSE A/A.	
	10	COAL: A/A	
	10	LST: WH, MICRXLN	
6514	90	SST: A/A	
	10	CLYST: A/A	
	TR	COAL: A/A	
	TR	LST: A/A	
6517	80	SST: A/A	
	20	CLYST: A/A.	
	TR	COAL: A/A	
	TR	LST: A/A	
6520	A/A		
6523	A/A.		
6526	70	SST: A/A	
	30	CLYST: A/A.	
	TR	COAL: A/A.	
6529	60	SST: A/A	
	40	CLYST: A/A	
	TR	COAL. A/A	
6532	90	SST: A/A	
	10	CLYST: A/A	
	TR	COAL: A/A	
6535	A/A		
6538	A/A		
6541	A/A		
6544	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY | Area: NORTH SEA | Field:
Well no.: 30/3-7A
K. B. E. 56 meters | Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P./PETRO CANADA/TOTAL
Hole size: 6" | Geologist: INGDAHL | Date 02.-03.01 98

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6547	90	SST: CLR-TRNSL-MLKY WH QTZ GN, LSE, VFN-MED, PRED FN, SUBANG-SUBRND, MOD-GD SRT, PRED KAOL MTX, CALC MTX	CLR WH FLUOR IN CALC CMTD SST AND LST.
	10	SH: LT GRY-MED GRY, FRM, BLKY, OCC PLTY, NON CALC, GRAD SLTST	OCC V SLOW YEL WH-YEL CUT FLUOR.
	TR	COAL: BLK, BLKY, HD, BRT, OCC GRDG ORG SH	
	TR	LST: WH, MIKROXLN	
6550	A/A		
6553	A/A		
		RUNDTRIP VED 6554m	
6556	80	SST: FN-MED, PRED MED, ELSE A/A	
	20	ORG SH: GRY BLK-BLK, BLKY, HD, GRAD COAL	
	TR	SH A/A	
6559	100	SST: A/A	
	TR	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6562	90	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6565	90	SST: VFN-MED, PRED VFN-FN, ELSE A/A	
	10	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6568	100	SST: FN-MED, ELSE A/A	
	TR	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6571	A/A		
6574	A/A		
6577	90	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6580	100	SST: A/A	
	TR	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6583	A/A		
6586	A/A		
6589	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY	Area: NORTH SEA	Field:	
Well no.: 30/3-7A			
K. B. E. 56 meters	Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P./PETRO CANADA/TOTAL		
Hole size: 6"	Geologist: INGOLF	Date 04.-05.01.98	

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description: Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks: Shows, cavings, mud additives, etc.
6592	100	SST: CLR-TRNSL-MLKY WH QTZ GN, LSE, VFN-MED, PRED FN-MED, SUBANG-SUBRND, MOD-GD SRTD, PRED KAOL MTX, CALC MTX	CLR WH FLUOR IN CALC CMTD SST AND LST
	TR	ORG SH: GRY BLK-BLK, BLKY, HD, GRAD COAL	OCC V SLOW YEL WH
	TR	SH: OLV BLK-OLV GRY, MED DK GRY-MED GRY, FRM, BLKY, OCC PLTY, NON CALC, GRAD SLTST	-YEL CUT FLUOR
	TR	LST: WH, MICROXLN	
6595	A/A		
6598	A/A		
6601	90	SST: A/A	
	10	ORG SH: A/A	
	TR	SH: A/A	
6604	A/A		
6607	20	SST: A/A	
	80	CLYST: OLV BLK-BRN BLK, OCC GRY BLK, SFT-FRM, BLKY-SUBBLKY, OCC PLTY, OCC LAM, NON CALC, MICROMIC	
	TR	LST: WH-LT GRY, OCC MED LT GRY, FRM-MOD HD, BLKY, CRYPTOXLN	
6610	A/A		
6613	A/A		
6616	60	SST: A/A	
	40	CLYST: A/A	
	TR	LST: A/A	
6619	A/A		
6622	A/A		
6625	70	CLYST: A/A	
	30	SST: A/A	
6628	A/A		
6631	A/A		
6634	90	CLYST: A/A	
	10	SST: A/A	
6637	100	CLYST: A/A	
	TR	SST: A/A	
6640	A/A		

WELLSITE SAMPLE DESCRIPTION

Country: NORWAY	Area: NORTH SEA	Field:
Well no.: 30/3 - 7A		
K. B. E. 56 meters	Company: STATOIL/DEMINEX/SVENSKA P./PETRO CANADA/TOTAL	
Hole size: 6"	Geologist: S.E. INGDAHL	Date

Depth (m KB)	Lith (%)	Lithological Description Rock name, mod. lith, colour, grain size, sorting, roundness, matrix, cementation hardness, sed. structures, accessories, fossils, porosity, contamination	Remarks Shows, cavings, mud additives, etc.
6643	100	CLYST/SLT: OLV BLK - GRYISH BLK, BRNSH BLK, OOC, MED DK GRY, FRM, SUBBLKY - BLKY, OCC PLTY, I/P SDY, NON CALC, MICROMIC.	
	TR	SST: CLR - TRNSL - MLKY WH QTZ GN, LSE, VFP - MED, PRED FN - MED, SUBANG - SUBRND, MOD - GD SRTD, PRED KAOL MTX, CALC MTX	
6646	A/A		
6649	A/A		
6658	A/A		
6667	A/A		
6676	A/A		
		TD FOR WELL @ 6678 m	

TOTAL, DEMINEX, SVENSKA PETROLEUM, NORSK HYDRO

STATOIL

PARTNERS

WELL: **30/3-7A**

Veslefrikk K-prospect

PROSPECT STRUCTURE

COMPOSITE LOG

1 : 500

AREA:	Veslefrikk
LICENCE:	PI 052
COORDINATES:	6 738 755.4 m N 494 432.6 m E
K.B.:	56 m
WATER DEPTH	175 m
TOTAL DEPTH	6878 m
FM. AT T.D.:	Drake Formation
SPUD DATE:	16th November 1997
RIG RELEASE:	29th January 1998
WELL STATUS:	Exploration
TYPE:	Vertical
CONTRACTOR:	Smedvig
GEOLOGIST:	Nalla,Nelland,Aistadsæter,Monsen,Furnes,Ellefvik,Kjortvedna,Aga,Sørensen,Grøva,Ingstad
PREPARED BY:	L.J. Skjold DATE: 28.02.97

CASING DATA

Wellpipe 5" x 5.219"
3330 mMD/3297 mTVD
7"
5705 m MD/3290.6 m TVD

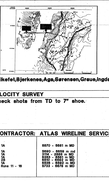
LEAK OFF TESTS

1.80 gr/cm3TD

VELOCITY SURVEY

Check shots from TD to 7" shoe.

LOCATION MAP



LOGS RUN

8 1/2" SECTION Run No.	Bore: 1 - 12	3330 - 5705 m MD
6" SECTION Run No.	Bore: 1 - 18	5705 - 6878 m MD

FMI-HAL
FMI-SLB
MDT-HAL
MDT-SLB
SHDT-SLB
DSI-HAL
DSI-SLB
CMR-HAL
CMR-SLB
VSP-SLB

CONTRACTOR: ATLAS WIRELINE SERVICES

1A	5870 - 5881 m MD
2A	5880 - 5889 m MD
3A	5888 - 5898 m MD
4A	5897 - 5907 m MD
5A	5906 - 5916 m MD
Run 11 - 18	5705 - 6878 m MD

COMMENTS: Well slide-tracked from 30/3-7S T2

LITHOLOGICAL SYMBOLS

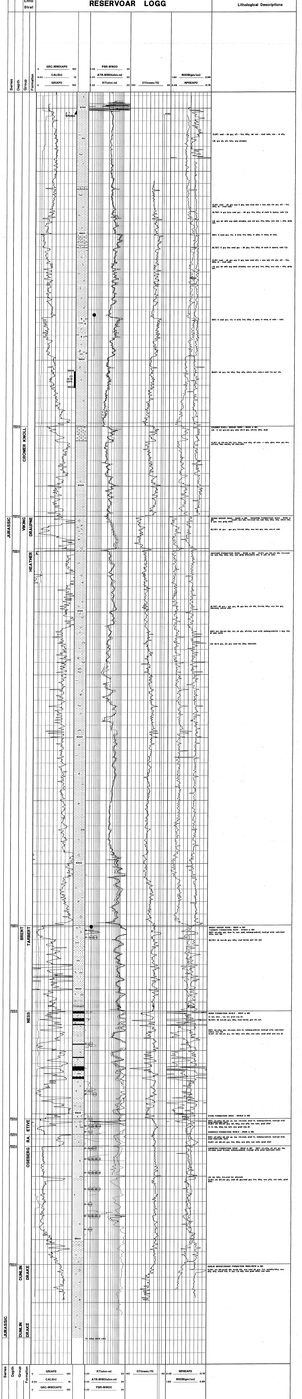
CONGLOMERATE, GRAVEL, MARL, COAL LIGNITE, FORAMS, MICA, SAND BARAITIC, LIMESTONE, CHERT, MUDSTONE, SILTSTONE, SHALE, SALT SUPP., PYRITE NOD., SIDERITE, COARSE, CLAY SILTSTONE, DOLOMITE, ANHYDRITE, MINOR TRACES, GLAUCONITE, BIOTITE

CUTTINGS/FLUORESCENCE, OIL SHOW, OIL/GAS SHOW, GAS SHOW

ADVENTS & UNCONFORMITIES, ROTATED CORES, CORING WITH RECOVERY, CORING WITHOUT RECOVERY, CORES, SIDEWALL CORE, CORE NO., MD, TVDSS, DIP, STRIKE, FAULT, GEOLOGICAL BOUNDARY, UNCERTAINTY

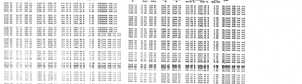
RESERVOAR LOGG

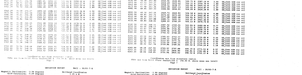
Lithological Description

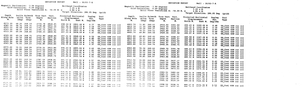


RESERVOAR LOGG

Lithological Description







TOTAL, DEMINEX, SVENSKA PETROLEUM, NORSK HYDRO

Vestfold

30/3-7A

WELL

TOP LOG
1 : 800

STATOIL

Vestafrikk K-prospect
Western Vestfold

LOCATION MAP

AREA:
BLOCK:
COORDINATES:

Vestafrikk
30/3
N 756 160.4 m E
466 432.5 m E

K.B.
WATER DEPTH:
DRILLED DEPTH:
TVD RT / TD:
DRILLING DATE:
RIG RELEASED:
WELL STATUS:
RIG:
CONTRACTOR:
GEOLOGIST:
ENGINEER:
LOGGING DATA:

128 m
128 m
same / same
15th January 1997
19th January 1997
Exploration
Jack Up
Smedvig
Hafa Nyhus/Lonneke Wolters/Hilde Fjeldstad/Steinar Hjelle/Per Ivar Grunnvåg
Ole Bjørn Hansen
LEAK OFF TESTS: 1 MUDCUT SURVEY:

Hole size & MD: 17½" @ 1161 m
9⅝" @ 1160.5 m
7"

Check shots from 72 to 7" shoe.

LOGS RUN

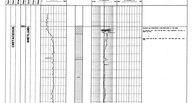
Log Type	Run No.	Date	Interval
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

CONTRACTOR: ATLAS WIRELINE SERVICES

Log Type	Run No.	Date	Interval
DSI - MAC - GR	1	15.01.97	1160 - 128
CSI - GR	1	15.01.97	1160 - 128
CSI - GR	2	16.01.97	1160 - 128
CSI - GR	3	17.01.97	1160 - 128

COMMENTS: Well side-tracked from 30/3-7B T2

LITHOLOGICAL SYMBOLS



Well Log

Lithological Description

Well Log

Lithological Description