

FINAL WELL REPORT
34/11-5 S
Licence no: PL193 / Kvitebjørn

Title: FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 / Kvitebjørn		
Document no.:	Contract no./project no.:	Filing no.:
	L.O193X.001.84A01F323 / T.O193A.AP.20405	

Classification: Open	Distribution: Open
--------------------------------	------------------------------

Distribution date: 2007-09-05	Rev. date: 2007-09-05	Rev. no.: 1	Copy no.:
---	---------------------------------	-----------------------	-----------

Author(s)/Source(s): Åse Sjøholm , Åshild Lauritsen	
Subjects: Exploration, drilling, formation evaluation, HPHT,	
Remarks:	
Valid from: Distribution date	Updated:
Responsible publisher: KVB B&B Manager	Authority to approve deviations:

Techn. responsible: Drilling Engineer KVB B&B	Name: Åse Sjøholm	Date/Signature:
Operational geologist KVB	Åshild Lauritsen	
Responsible: Lead Drilling Engineer KVB B&B	Name: Per Cato Berg	Date/Signature:
Dep. Manager LET BEV DRB	Ivar Morvik	
Recommended: Drilling Super intendent KVB	Name: Norolf Henriksen	Date/Signature:
KVB PETEK Manager	Jon Hanstveit	
Approved: Drilling Supervisor KVB B&B	Name: Svein Erik Eide	Date/Signature:

Table of contents

1	General well data	4
2	Exemption data	5
3	Health, environment, safety and quality (HES&Q)	7
3.1	RUH	7
3.2	Experience listing.....	27
3.3	Incidents by service and company	35
3.4	Time distribution.....	43
3.5	Cost	46
4	Activity highlights	47
4.1	NO 34/11-5 S, 24" (12.01.2006 05:30)	47
4.2	NO 34/11-5 S, 24" (12.01.2006 19:30)	47
4.3	NO 34/11-5 S, 24" (31.01.2006 04:00)	47
4.4	NO 34/11-5 S, 17 1/2" (04.02.2006 03:30)	47
4.5	NO 34/11-5 S, 17 1/2" (26.03.2006 23:45)	50
4.6	NO 34/11-5 S, 17 1/2" (14.04.2006 02:00)	50
4.7	NO 34/11-5 S, 12 1/4" (18.04.2006 09:45)	51
4.8	NO 34/11-5 S, 8 1/2" (21.05.2006 21:15)	53
4.9	NO 34/11-5 S, TEMP P&A (23.06.2006 09:15)	54
5	Formation evaluation.....	56
5.1	Shallow gas	56
5.2	Geological results.....	56
5.3	Seismic interpretation	57
5.4	Stratigraphy	57
5.5	Pore pressure and formation strength.....	61
5.6	Data acquisition.....	73
6	Appendix 1: Directional data	76
7	Appendix 2: Operational experience.....	97
7.1	Appendix 2.1: Operational listing	97
8	Appendix 3: Figures and tables	103
8.1	Wellbore schematic (as run).....	103
8.2	Time/depth curve	104
8.3	Project planner	105
8.4	Completion logg of the reservoir section	108
8.5	Bit record.....	109
8.6	Drilling fluids.....	119
8.7	Cementing operations	121
9	Appendix 4: Contractors list.....	131
10	Appendix 5: Distribution list.....	132

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	4 of 132
	2007-09-05	1	

1 General well data

Licence number: PL193
 Well name: NO 34/11-A-3 / 34/11-5 S
 Slot: 3
 Type of well: Exploration
 Water depth / airgap: 190 m MSL / 60.5 m RT
 Top of wellhead: 28 m
 Completion type: Not completed, temporary P&A.

Primary objective:

Primary objective: Prove hydrocarbons in segment 8 (former Dunk / Ile segments) in the Valemon Area.

Secondary objective:

Clarify the extension of the Kvitebjørn Field and check possible depletion of the Valemon through Kvitebjørn Production.

Section	Start time	End time	Rig name
NO 34/11-5 S 24"	12.01.2006 05:30	12.01.2006 16:00	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 24"	12.01.2006 19:30	13.01.2006 00:15	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 24"	31.01.2006 04:00	04.02.2006 03:30	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 17 1/2"	04.02.2006 03:30	05.03.2006 03:45	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 17 1/2"	26.03.2006 23:45	28.03.2006 02:00	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 17 1/2"	14.04.2006 02:00	18.04.2006 09:45	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 12 1/4"	18.04.2006 09:45	21.05.2006 21:15	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S 8 1/2"	21.05.2006 21:15	23.06.2006 09:15	KVITEBJØRN
NO 34/11-5 S TEMP P&A	23.06.2006 09:15	05.07.2006 10:00	KVITEBJØRN

Structure centre coordinates:

Geographic: Lat. 61° 4' 49.1126" N Long. 2° 29' 58.9577" E
 UTM: 6 771 996.45 m N 473 008.59 m E

Wellhead coordinates:

Rectangular: -3.10 m (+N/-S) +0.64 m (+E/-W) (from structure centre)

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	5 of 132
	2007-09-05	1	

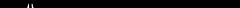
2 Exemption data

Exemptions / deviation listed in the Main Drilling Programme for Kvitebjørn or the Individual drilling program for this well are not included in this chapter. The table below lists all deviations done during the operations on the well.

IDP = KVB B&B-05 000101 "Drilling Program Exploration well 34/11-5 S"

KWCM= Kvitebjørn Well Control Manual (WD 0542)

DocMap no	Hole sect.	Ref. document	Short description
-	17 ½"	IDP	17 ½" Section guidelines: - use 7" mud pump liners in 17 ½" section - MW strategy, 1.40 sg from 20" shoe to 1760 mTVD, 1.45 sg from 1760 mTVD to 2300 mTVD, then 1.48 sg to TD. - Centralizers to approx. 300 m above 13 3/8" shoe
40164	24"	WR0436 (TR1263 MDP)	BOP installation test, test to 345 bar before drilling 17 ½" section. Required test to 690 bar (MWDP) will be done after 14"x 13 3/8" casing installed-before drilling 12 ¼" section.
40288	17 ½"	TR1263 / IDP	Extention of 14" x 13 3/8" XO from 1500 m to 1800 mMD due to high DLS at 1729 mMD.
-	17 ½"	IDP	Use 1.5 deg/30 m DLS on PD1100 X5 run to try to catch up the drop in the sand interval. Ref.mail from Scott van Dipten 07.02.06
40291	17 ½"	WR0436	100 t overpull margin not available when running 14" x 13 3/8" casing at end of section.
40299	17 ½"	NORSOK D-001	Drilling without the possibility to re-route a well kick past the mud-gas separator. (exemption after stop in production to check flare knock out drum after Visund incident)
40449	17 ½"	WR0436	No 14-day BOP test will be done on 28.02.06 as the well will be temporary plugged and abandoned after casing tested.
38100	17 ½"	NORSOK D-010	Use a mechanical plug (RTTS w/storm valve) for temp. P&A which have not been VR1 / Q1 tested.
-	17 ½"	IDP	Well temporary P&A 5.3.2006 – 14.04.06
-	12 ¼"	IDP	12 ¼" Section guidelines: - A 9 7/8" recess shoe will be used in casing string. - Reduced no of casing joints with centralisers to 250 m (23 joints) - Install 3 radioactive markers on 9 7/8" casing, 2 for correlation if expandable casing

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	6 of 132	
	2007-09-05	1		

DocMap no	Hole sect.	Ref. document	Short description
			is used, 1 for future completion. - Retrieve 13 3/8" RTTS / RIH to finish casing testing.
-	12 ¼" 8 ½"	KWCM	Ref. mail from P.B.Foldøy (26.04.06) covering: Kvitebjørn well control training, HPHT training course for personnel and drilling with out dart sub in string.
-	8 ½"	IDP	8 ½" section guidelines: - MW adjusted to 2.01 sg after top Viking Gp. Penetrated in 12 ¼" section. - Uncertainties for top reservoir reduced. - Revised "Barrier Envelopes" for 4 ½" DP. - 9 7/8" CBL will be run during P&A operations - Rev.2 of "Kvitebjørn Well Control Manual" to be used.
-	12 ¼"	IDP	Failed 10 ¾" x 9 7/8" casing test. Floats fail on bump and initial casing test. Used RTTS packer to test casing to 650 bar.
-	12 ¼"	IDP	Repair of Hydraracker, used several hrs on repair, not a planned activity
41417	8 ½"	WR0436	TLC logging, side entry sub not rated to full well design pressure
-	8 ½"	IDP	Reduction of MW before penetration of top reservoir, ref. mail from P.B.Foldøy dated 24.05.06
41450	8 ½"	WR0436	Exemption for 14-days BOP test, reservoir drilling
-	8 ½"	IDP	Changed criteria for TD of well, ref mail from Å.Lauritsen dated 30.05.06
-	8 ½"	IDP	The option to run VSP log in well will be used. Ref. mail from J. Hanstveit 31.05.06
-	8 ½"	IDP	Changed logging program (no of runs) for TLC logging. Ref mail from Å. Lauritsen dated 08.06.06
-	8 ½"	KWCM	No dart sub will be used in the 3 ½" cement stinger. (ref mail P.B.Foldøy 21.06.06)
-	P&A	IDP	No 9 7/8" CBL run, the well will be sidetracked and the 9 7/8" cut and pulled.
-	P&A	P&A pgr	Dressed down cement plug in transition between OH – casing to 25 m inside casing, tested plug with 10 t. (Plug should have been 50 m and pressure tested according to program).

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	7 of 132
	2007-09-05	1	

3 Health, environment, safety and quality (HES&Q)

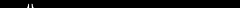
3.1 RUH

Type (colour code)	Synergi code	Number of
Red	1	1
Green	5	284
Green	4	33
Undefined	0	1
Sum		319

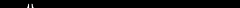
3.1.1 RUH details

WELLBORE: NO 34/11-5 S

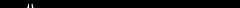
Synergi no	Hazard	Description
394633	0	Synergi 394633 (Closed) - 22.04.2006 - Area evaluation - Oljedamp i shaker rom Rapport fra måling viser overskridelse av administrativ norm for oljedamp, og at det må settes i verk tiltak for å redusere eksponeringen
398721	1	Synergi 398721 (Closed) - 04.07.2006 - Accident - Drillpipe falt fra P24 til W12. Ved flytting av drillpipe ved hjelp av "knokkelkran", glapp drillpipe ut av løfteåk. Drillpipe falt ca 26 meter fra P24 gjennom basket og dekk W13N ned til W12N. Ingen personer skadet.
369003	4	Synergi 369003 (Closed) - 02.02.2006 - Other non-conformities - Erfaringer med tiltrekking & brekking av 6 5/8" koblinger Enkelte ny oppgjordte 6 5/8" bore rørs koblinger til 108 knm lar seg ikke brette med Hydratong. Dette fenomenet har vært tilfelle under hele KVB Offshore Borefase, spesielt med pipe som har vært brukt til boring. Dette er en berskrivelse av iakttagelser og tester.
369156	4	Synergi 369156 (Closed) - 02.02.2006 - Other non-conformities - Feil antall drill collere kjørt i BHA Det ble kjørt 3 stk DC for lite i forhold til det som var planlagt.
369704	4	Synergi 369704 (Closed) - 06.02.2006 - Other non-conformities - Plugging av BHA under boring av 17 1/2" hull. Under boring av 17 1/2" hull ble det plutselig registrert kraftig trykkøkning, hvorpå MWD signal falt ut. Årsak til pluggingen var forårsaket av at gummi hadde plugget dyser i borekronen.
369966	4	Synergi 369966 (Closed) - 07.02.2006 - Other non-conformities - Feil toolkode i Schlumberger DD boreprogram medførte "anticollision warning" Under boring gjennom i nedre del av Hordaland, droppet vinkelen kraftig og brønnenbanen svingte mot høyre. Etter å ha lagt inn siste survey der vinkelen hadde droppet 3,7 grader/30m gav Schlumberger boreprogram kollisjonsvarsel i forhold til brønn A4. Ringte boreleder for å stoppe boring intil dette var sjekket ut. Fant imidlertid at tool koden i survey programmet ikke hadde blitt lagt inn korrekt når ny survey var startet. Programmet brukte således default koden som har størst ellipser av usikkerhet, hvor compass viste separasjonsfaktor 6. Boring kunne etter denne avklaringen fortsette.
370853	4	Synergi 370853 (Closed) - 12.02.2006 - Other non-conformities - MWD downhole tool failure in the 17 1/2" section The Powerpulse MWD tool stopped transmitting data. A drop in pressure of 10 bar and then an increase of 15 bar was seen. The pumps were cycled to try and restart the tool with no success.
371563	4	Synergi 371563 (Closed) - 16.02.2006 - Condition - Brannndør inn til boligmodul ute av funksjon Brannndør inn til boligmodul var fastkilt i åpen stilling eller lukkemekanisme defekt.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	8 of 132	
	2007-09-05	1		

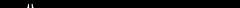
Synergi no	Hazard	Description
371951	4	Synergi 371951 (Closed) - 17.02.2006 - Other non-conformities - Feil i PLS for fjernoperering av sement-unit PLS for fjernoperering av sement-unit gir overtrykksalarm når sement unit settes over til operering fra boredekk, CRI-anlegg og sentralkontrollrom. Dette betyr at sement-unit ikke kan opereres fra boredekk, CRI eller sentralkontrollrom. All operering av sement-unit må foregå fra sement kontrollrom. I tillegg viser kontrollpanelet i perioder at sementpumpe B går med 735 RPM selv om pumpen er av, og det kun er sementpumpe A som er i bruk. Dette gir alarm i kontrollrom på sementpumpe B som indikerer for høy omdreining. Kontrollrom har derfor lagt ut alarmer på sementpumpe B. Dette medfører at det ikke er mulig å starte sementpumpe fra sementkontrollrom før sentralkontrollrom har lagt inn alarm på sementpumpe B. Det har sannsynligvis kommet inn en feil i PLS i forbindelse med modifikasjoner som er blitt utført for å fjerne kryptstrøm.
373474	4	Synergi 373474 (Closed) - 25.02.2006 - Condition - Utvasket Totco-ring Totco-ring blir satt inn i de fleste bunnhullsstrenger på Kvitebjørn. Totco-ring blir benyttet for å hindre at drop gyro eller drift setter seg fast i bunnhullsstreng. Etter endt boring av 17-1/2" seksjon brønn 34/11-5 S ble Totco ring tatt ut av bunnhulls-streng. Totco ringen var utvasket og hadde skarpe kanter. De skarpe kantene var blitt formet slik at de med enkelhet kunne skjære gjennom en hanske. Videre utavasking av Totco-ring kunne også medført at denne satte seg fast i PowerDrive. Det bør vurderes å redusere bruken av Totc-ring.
373655	4	Synergi 373655 (Closed) - 26.02.2006 - Other non-conformities - Mangelfull leveranse av casing håndteringsutstyr. 13 3/8" og 14" pick-up elevatorer manglet i utsendt casing håndteringsutstyr. Torque-turn computer manglet også i leveranse, denne ble mobilisert med helikopter før jobb startet.
373987	4	Synergi 373987 (Closed) - 26.02.2006 - Other non-conformities - Tapt sirkulasjon før sementering av 13-3/8" x 14" foringsrør Det ble sirkulert med 1850 liter per minutt uten tap før sementering av 13-3/8" x 14" foringsrør. Det ble målt lave slamvekter 1,44 sg inn/ut av brønnen. Sirkulasjonen ble stoppet for vurdering av videre aksjon. Like etter start av sirkulasjon ved 980 lpm, mistet en gradvis returen - tilslutt helt. Forsøte å etablere sirkulasjon igjen, men oppnådde ikke full slam retur selv ved lave rater. Det ble derfor bestemt å starte sementering umiddelbart for ikke å tape boreslam.
373998	4	Synergi 373998 (Closed) - 27.02.2006 - Other non-conformities - Kjemikalie mikse system for sementering Kjemikalie mikse system (CMS) for sementering fungerte ikke ved sementering av 13-3/8" foringsrør. Det var ikke mulig å operere 3 av 5 CMS pumper. Systemet kunne heller ikke fjernstyres. Dette medførte at sement jobben måtte utsettes og sementmikse vann ble blandet i tanker. Dette medførte 17 timer forsinkelse av operasjonen.
374769	4	Synergi 374769 (Closed) - 02.03.2006 - Other non-conformities - Fikk ikke trykktestet 13 3/8" x 14" casing pga. lekkasje mellom casing/ DP annulus og DP. Under opptrykking ifm. test av 13 3/8" x 14" casing oppstod det lekkasje med kommunikasjon mellom annulus og DP. Observerte lekkasje ved ca. 350 bar ved første forsøk. Resatte RTTS etter sirkulering i setteområdet og forsøkte på nytt. Observerte da lekkasje på ca 210 bar.
383541	4	Synergi 383541 (Closed) - 16.04.2006 - Other non-conformities - Problemer med frigjøring av RTTS pakning etter trykktest av 14" casing Ved trykktest av 14" casing til 525 bar ble det benyttet en RTTS pakning for å unngå sprengning av 13 3/8" casing. Setting og trykktesting ble utført iht. prosedyre og forløp greitt. Etter at trykk var avblødd, ble det erfart store problemer med å frigjøre RTTS pakningen.
383939	4	Synergi 383939 (Closed) - 18.04.2006 - Other non-conformities - Skiftet til 6" linere i boreslam pumpe A og B Under boring av 12 1/4" seksjon øvre del, ble det oppdaget at det ikke var skiftet til 6" linere i slampumpene. Det står spesifisert i både Boreprogrammet kap. 10.6.1 og i Detailed Working Procedures - Preparations - Checklist, at det skal være installert 6" linere i slampumpene for boring av denne seksjonen.
384396	4	Synergi 384396 (Closed) - 20.04.2006 - Near miss - Truffet av container kjetting Hadde løftet ut pumpeskidd og skulle bære treverk/embalasje inn i en åpen container. Var inne i container da flaggmenn signaliserte løft av løfteskrev for å stramme opp kjetting for bedre lasting av kontainer. Flaggmenn var ikke klar over at personell var igang med å ta inn last inn i kontaineren. I dette tilfelle sklei kjettingen ned over kanten av kontaineren og traff hjelmen slik at denne ble revet av. I møte etter hendelsen innser begge parter at kommunikasjonen ikke var god nok. I dette møtet framkom det at kranfører ikke ble informert om hendelsen før 8 timer etter hendelsen.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	9 of 132		
	2007-09-05	1			

Synergi no	Hazard	Description
384424	4	Synergi 384424 (Closed) - 21.04.2006 - Near miss - Fikk utslett på håndled En medarbeider har fått utslett på håndleddet etter arbeide på shakere
384426	4	Synergi 384426 (Closed) - 20.04.2006 - Condition - Mangelfullt avtrekk ved shakere Avtrekks vifter ved shakere klarer ikke å ta dampen fra oljemuden som nå er 60 grader celsius
384730	4	Synergi 384730 (Closed) - 21.04.2006 - Other non-conformities - PowerDrive inclination hold problem Following a connection, the Powerdrive X5 900 inclination jumped by 11 degrees. This meant that the tool could not be run in this mode. The tool was re-set to a manual setting and drilling was continued. However, the assembly continued to build angle, despite steering with a tollface of 180 deg. and 100% setting.
387657	4	Synergi 387657 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Uregelmessige pit-sensorer og for mange transfer pits Uregelmessige pit-sensorer og bruk av flere transfer pits gjør det umulig enkelt/nøyagtig å ha full volumen kontroll. Dette er en HPHT-brønn.
387729	4	Synergi 387729 (Closed) - 07.05.2006 - Other non-conformities - Målte 17 bar på lekk olje uttak på hydraracker Målte 17 Bar på drain oil uttak ved kjøring av hydraracker, ved 8 -10 bar kan en vente at simmeringer begynner å ryke. Ved 20-30 bar kan en forvente at andre maskiner kan begynne å bevege seg uønsket.
387963	4	Synergi 387963 (Closed) - 08.05.2006 - Other non-conformities - Lekkasje under testing av 9 7/8" x 10 3/4" foringsrør Etter sementering av 9 7/8" x 10 3/4" foringsrør, ble det forsøkt å lekkasjeteste foringsrør 70 bar over FCP. Trykket falt hurtig fra 134-118 bar. Det ble gjort ett nytt forsøk på trykktest, men også dette feilet. Videre forsøk på lekkasjetesting ble etter dette innstilt til etter at sementen har fått satt seg.
388182	4	Synergi 388182 (Closed) - 09.05.2006 - Accident - Betendelse i skulder. Skrudde csg protektorer, fikk betendelse i venstre skulder ned til albue.
388440	4	Synergi 388440 (Closed) - 10.05.2006 - Condition - Brannnør inn til tavlerom D11 stod åpen Når boremodul var blitt gjennomført etter brannalarm utløst i boremodulen, var utvendig bryter som blokkerer pneumatikken aktivert og brannnøren ut til gangvei på sydsiden ettelatt vidåpen.
388644	4	Synergi 388644 (Closed) - 11.05.2006 - Other non-conformities - RTTS packer delte seg under henting. Etter at tykktest av RTTS packer med stormventil feilet skulle en koble seg på RTTS packer for å flytte denne lenger ned i brønnen. En fikk ikke koblet seg på og trakk ut av hullet for å sjekke kjøreverktøyet. Det viser seg at RTTS packer har delt seg i en kobling under de hydrauliske slipsene.
389674	4	Synergi 389674 (Closed) - 17.05.2006 - Other non-conformities - BHA skled i slips og skadet sikkerhets klemme. Hadde gjort opp x-o på streng for å teste MWD. Da klemme på IRN ble tatt av skled streng i slips slik at sikkerhetsklemme landet på PS30 guide plate. Gjengebolt på klemme ble bøyd.
390182	4	Synergi 390182 (Closed) - 19.05.2006 - Accident - Kutt i hake. Under arbeid med demontering av bondurabolter for knekkbom kran ble det brukt brekkjern for å løsne bolter. Dette glapp og traff operatør på hake.
390234	4	Synergi 390234 (Closed) - 19.05.2006 - Condition - Løse bolter på drag chain HR Under UFO sjekk av HR ble det funnet løse bolter på drag chain til øvre gripearmer.
394131	4	Synergi 394131 (Closed) - 06.06.2006 - Other non-conformities - Logging tool failure FMI logging tool failed during TLC logging operation.
394911	4	Synergi 394911 (Closed) - 13.06.2006 - Other non-conformities - Damaged MDT logging equipment When retrieving TLC logging equipment, equipment damage was observed: on MRPQ inner packer was damaged, on MRPS the packer was missing and seal plate slightly bent. Ref. also scanned document from Schlumberger attached.
397073	4	Synergi 397073 (Closed) - 23.06.2006 - Other non-conformities - Manuell choke ventil. Under displ. av Choke man. fra Cs/K Formate mud til XP-07 OBM med annular stengt stod upper manuell choke ventil stengt på BOP. Dette medførte at brønnen ble trykksatt.
397082	4	Synergi 397082 (Closed) - 23.06.2006 - Condition - Merking Mangler symbol/merking for nøddusj på sikkerhetsplan D-11.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	10 of 132		
	2007-09-05	1			

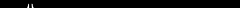
Synergi no	Hazard	Description
397263	4	Synergi 397263 (Closed) - 25.06.2006 - Other non-conformities - Oljebasert slam utenfor spesifikasjon Det ble observert tykt oljeslam over "shakers" før setting av sement plugg nr.1. Totalt ble det tapt 16 m3 slam over "shakers". Videre ble injeksjonsanlegget plagget. Slammet hadde lav rheologi, gel styrke og yield punkt var nær null. Dette medførte at slammet måtte behandles før videre operasjon kunne fortsette. Den direkte årsak til at slammet forandret egenskaper etter minst 9 rund sirkulasjoner er ikke klarlag, men det synes sannsynlig at slamsystemet har blitt forurenset. Den tykke massen som kom over "shaker" var ikke løselig i oljebasert slam.
398686	4	Synergi 398686 (Closed) - 03.07.2006 - Other non-conformities - Manuell Kill/Choke ventil stengt på BOP Viste seg at manuell Kill/Choke ventil var stengt på BOP, når GTV ventil skulle testes.
364204	5	Synergi 364204 (Closed) - 11.01.2006 - Near miss - Søl av slam ifm. avblødning av B-ringrom I forbindelse med testing av annulus ventiler ble det sjekket for trykk i B-ringrom. Da ytre B-annulus ventil ble åpnet sprutet slam ut og traff en gassdetektor. Dette medførte at en gassalarm slo ut ca 10 min senere
368336	5	Synergi 368336 (Closed) - 31.01.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på hydraulikkoblinger til PS 30 Det ble oppdaget hydr.olje lekkasje på LT riser teleskop. Det viste seg at denne lekkasjen kom fra en "fittings" på PS 30 slipset.
368521	5	Synergi 368521 (Closed) - 31.01.2006 - Other non-conformities - Ombygging i UPS tavle ikke oppdatert i NAS system Under årlig NAS test ble det oppdaget uoverenstemmelse mellom NAS dokumentasjon og anlegg i 230V tavle 85EL3101B. En ny kurs er ikke kommet med i dokumentasjon.
368522	5	Synergi 368522 (Closed) - 31.01.2006 - Condition - Skade på escapeline i tårn. Det ble observert en liten skade på tauet til escapeline i drk. Litt flisete.
368525	5	Synergi 368525 (Closed) - 31.01.2006 - Other non-conformities - BDOS alarm på spinnertang. Spinnertang ble senket helt ned med den følge at det kom en BDOS alarm.
368545	5	Synergi 368545 (Closed) - 01.02.2006 - Condition - Oljelekkasje på ironroughneck. Det lekker olje mellom stålplate og blokk på IR. Det er ventilblokk 152-2 ,på tegning C193-DA194-D-XA-003-0202 rev 1. Ventilblokka er festet oppunder en kraftig stålplate. Man må demontere endel for å finne nøyaktig hvor denne lekkasjen kommer fra.
368547	5	Synergi 368547 (Closed) - 31.01.2006 - Other non-conformities - Fortløpende lekkasjer på ironroughneck. En av cartridge ventilene på ventilblokk H152-2 lakk olje. Denne var nokså løs. Demonterte, rengjorde og satt på plass. Vanskelig tilgang gjør at det blir tidkrevende. Påfølgende lekkasje oppsto på en blåst O-ring i mimimesskobling H70-7 på tegning. I samme området med trang og vanskelig tilgang.
368871	5	Synergi 368871 (Closed) - 01.02.2006 - Condition - Geoservice well monitoring system Unable to process all data entered into system from the Rig Profibus system
368880	5	Synergi 368880 (Closed) - 31.01.2006 - Condition - Avvik på trykk sensorer Signaloverføring fra trykksensorer i cement unit (11PT4418 og 19) er rutet om slik at råsignal går rett ut på SAS system i stedet for via Halliburton PLS Unipro. Dermed går signal ut uten kalibrering med likt trykk til alle skjermer
368886	5	Synergi 368886 (Closed) - 02.02.2006 - Other non-conformities - Trykk sensorer ute av kalibrering Trykk sensorer/system på cement unit er ute av kalibrering, og viser 7 - 8% avvik i forhold til andre sensorer i anlegget.
368985	5	Synergi 368985 (Closed) - 02.02.2006 - Other non-conformities - Swollen Tooljoint Boxes Da BOP testplugg var trekt ut etter BOP test ble det observert at begge ender på Testpluggen hadde deformermasjoner i gjengekobling. Pupjoint for ut spasing hadde samme deformasjoner i gjengekoblingen
369018	5	Synergi 369018 (Closed) - 02.02.2006 - Condition - Unøyaktige trykkavlesninger på cem.unit Trykkavlesningene på cem.unit er unøyaktig da ingen av manometrene viser samme trykk under trykktesting. De varierer med + / - 20 bar.
369019	5	Synergi 369019 (Closed) - 02.02.2006 - Condition - Dårlig tildekkingsbånd til hydraracker. Det nye båndet som dekker det langsgående hullet i banen til Hydraracker er mye tynnere enn det forrige. Personell har gjentatte ganger tråkket nedi. Det "henger" også i en bue nedi sporet.
369021	5	Synergi 369021 (Closed) - 02.02.2006 - Condition - Lekkasje i low trq ventil på testeline D-14 Liten lekkasje på low trq ventil på testeline D 14, ved catwalk.
369031	5	Synergi 369031 (Closed) - 02.02.2006 - Other non-conformities - Lekkasje under BOP testing. Det oppsto endel problemer under bop testing før 17 1/2" sectionen m.h.t å finne hva og hvor lekkasjen oppsto, da en ikke greide å få trykkest.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	11 of 132		
	2007-09-05	1			

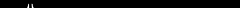
Synergi no	Hazard	Description
369041	5	Synergi 369041 (Closed) - 03.02.2006 - Other non-conformities - Skade på hydr.slange til PS 30. Under løfting av PS 30 slips kom hydraulikkslange i klem mellom kjettingen og slipset. Slangen ble skadet.
369253	5	Synergi 369253 (Closed) - 03.02.2006 - Near miss - Løfteøye i låsebolt til PS 30 bøyd. Løfteøye i låsebolten i døra til PS 30 slips ble bøyd.
369254	5	Synergi 369254 (Closed) - 03.02.2006 - Other non-conformities - Ødelagt hydraulikkslange på trq wrench til top drive. Under "brake out" av top drive fra stand, røyk/sprakk en hydraulikkslange.
369260	5	Synergi 369260 (Closed) - 03.02.2006 - Condition - Feil slips/bowls i PS 30 slips. Bottom hole streng med 9 1/2" OD, ble satt i PS 30 med feil manuell slips.
369262	5	Synergi 369262 (Closed) - 03.02.2006 - Other non-conformities - Ødelagt slange på spinnertang. En hydraulikkslange røyk på spinnertanga til jernroughneck.
369298	5	Synergi 369298 (Closed) - 04.02.2006 - Other non-conformities - Løs bolt til Liner Slampumpe B liner #2 En av fire bolter som strekker Liner på plass var løsnet. Pumpen ble stoppet og boring ble stanst.
369350	5	Synergi 369350 (Closed) - 04.02.2006 - Other non-conformities - Testproblemer i sement rom I forkant av F.I.T test var det problemer med å få god test på ventiler i sement pumperom.
369351	5	Synergi 369351 (Closed) - 04.02.2006 - Condition - Lekkasje i fittings kontr.liner annular. Det ble observert lekkasje i løse fittings i begge ender av annular stenge kontr.line.
369352	5	Synergi 369352 (Closed) - 04.02.2006 - Condition - Skjerm bilde i driller stol frøys. Skjerm bilde til driller "frøys" under "sliding"/boring.
369442	5	Synergi 369442 (Closed) - 05.02.2006 - Condition - Brudd på 4 bolter til innfestning av finger på fingerbord En skulle flytte runningtool fra rad 8 til 35 på fingerbord. Fikk åpne signal på alle fingrer og stand ble trekt tilbake. Innerste finger sto i halvstilling så 4 innfestnings bolter knakk. Disse boltene var sydd. Selve fingeren hang fast i sikrings vaier og også i luftsylinder. Derav var det ikke fare for at finger kunne falt ned
369452	5	Synergi 369452 (Closed) - 06.02.2006 - Condition - Trege dører i sekkestore. Dør fra landing og mot boremodul lukker ikke skikkelig.
369657	5	Synergi 369657 (Closed) - 06.02.2006 - Condition - Dårlig dies på IR. Skulle trekke ut av åpent hull@ 1751 m. Hydratang klarte ikke å brette rørsammenkoblingen.
369752	5	Synergi 369752 (Closed) - 06.02.2006 - Other non-conformities - Motor på cell-feder miksebord A tripper på overlast. Motor på cell-feder miksebord A tripper på overlast.
369753	5	Synergi 369753 (Closed) - 07.02.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på hyd. slange IR Lekkasje på hyd. slange IR
369951	5	Synergi 369951 (Closed) - 27.12.2005 - Other non-conformities - "Mistet" 12 m3 XP-07 base olje Ved demob 15/1 var det 12 m3 med XP-07 baseolje i reserve pit no 1. Når derrickman kom ombord 27/2 var denne pitten tom.... Det er ingen mulighet for vesken å lekke ut.
369965	5	Synergi 369965 (Closed) - 07.02.2006 - Condition - Stabilisatorer supplert uten løfte subs Backup stabilisatorer sendes ut uten medfølgende løfte subs. Det er ikke mulig å plukke opp aktuelle utstyr uten luftesubs og samme sub må således brukes om igjen flere ganger under håndtering av BHA på boredekk.
369968	5	Synergi 369968 (Closed) - 07.02.2006 - Other non-conformities - Godt utført arbeide i shaker rom Mud ingeniør svært fornøyd med arbeide som utføres av borepersonell i shaker rom under kontroll og vedlikehold av slamsikte utstyr for å ivareta god partikkelkontroll av slammet.
369974	5	Synergi 369974 (Closed) - 07.02.2006 - Condition - Løs 10 mm bolt funnet løs på toppen hydraracker Løs 10 mm bolt funnet løs på toppen av hydraracker under insp.
370111	5	Synergi 370111 (Closed) - 08.02.2006 - Other non-conformities - Mudpumper tar ikke kommando fra borecabin. Ved rih med powerdrive 17 1/2" section, fikk man ikke fylt strengen fordi mudpumper ikke lot seg kjøre fra borecabin. Kunne kjøres lokalt, men ikke fra syberbase.
370260	5	Synergi 370260 (Closed) - 08.02.2006 - Near miss - Mutter funnet på gangvei. Fant en mutter liggende på gangvei ved utgang fra boligkvarter. Den kan ha falt ned fra kablegater som befinner seg rett over. Det blåste sterk vind ute. Mutteren har en diameter på ca. 2 cm.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		 STATOIL		
	Date	Rev no	12 of 132		
	2007-09-05	1			

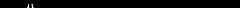
Synergi no	Hazard	Description
370275	5	Synergi 370275 (Closed) - 08.02.2006 - Other non-conformities - Request for dedicated Statoil PC for Directional driller Currently the DD's are sharing a Statoil PC with the MWD engineers. This means that compass is only open for perhaps only half the time during drilling. A dedicated PC would enable compass to be kept open
370325	5	Synergi 370325 (Closed) - 08.02.2006 - Condition - Feil pakninger til 6 1/2" keramiske "Southwest" linere på MP. Det skulle monteres 6 1/2" keramiske linere i MP. Det ble stilt spørsmål vedr pakninger som virket alt for tykke, de bygde alt for mye(ca 4mm) iforhold til vanlig. Kontaktet produsent i England som bekreftet at disse ikke var de riktige. Fikk tilsendt riktig partnr/deleliste fra produsent.
370455	5	Synergi 370455 (Closed) - 09.02.2006 - Other non-conformities - Utvasking i wearplate og i fluidende på MP A fluid ende 2 Utvasking i wearplate og i fluidende på MP A fluid ende 2
370456	5	Synergi 370456 (Closed) - 09.02.2006 - Other non-conformities - Unødvendig med beskyttelses kasse til bit. Beskyttelseskasse på 17 1/2" bit er unødvendig stor og u-håndterlig. Kassen er laget slik at bit-braker er låseanordning på toppen av kassa. Bit-braker veier over 200 kg. og må løftes av bittet for hånd. Dette medfører en stor risiko for klem/slag skader på personell. Likeledes er det fare for å skade skate på cat-walk og selve cat-walken under inn og ut legging. Så lenge bit og motor/power-drive kommer pre-oppgjort fra land, er det ingen grunn for at bit-braker skal være montert på bittet under transport. Bittet bør komme ut/transporteres med beskyttelse type hardplast/gummi. Bit-brakeren bør sendes i samme basket som bittet, men separat ikke som nå monert på bittet.
370648	5	Synergi 370648 (Closed) - 10.02.2006 - Other non-conformities - Problem med å lukke ventil på sement lagertank 3005 Problem med å lukke ventil på lager tank 3005 etter å ha tatt cement prøve. Dette medførte sement søl på dekk.
370670	5	Synergi 370670 (Closed) - 11.02.2006 - Other non-conformities - Beskyttelsespose til escape trolly i boretårn er blåst i filler av vinden. Beskyttelsespose til escape trolly i boretårn er blåst i filler av vinden. Ny må bestilles og monteres.
370859	5	Synergi 370859 (Closed) - 12.02.2006 - Condition - IR greide ikke brette connection. Etter flere forsøk måtte det brukes rigtong's for å klare å brette connection på 6 5/8" pipe når pooh.
370937	5	Synergi 370937 (Closed) - 12.02.2006 - Other non-conformities - Sensorfeil i chem. mix tank veiser feil og er ustabile, sensor i degasser suctionpit er av og til svært ustabil. Sensorfeil i chem. mix tank veiser feil og er ustabile sensor i degasser suctionpit er av og til svært ustabil.
371170	5	Synergi 371170 (Closed) - 13.02.2006 - Condition - Skilt for retning rømningsvei mangler på stang ved gangvei utenfor sementrom Skilt for retning rømningsvei mangler på stang ved gangvei utenfor sementrom. Mest sannsynlig er skiltene blåst vekk i den sterke vinden.
371398	5	Synergi 371398 (Closed) - 15.02.2006 - Condition - Skilter blåst vekk i kraftig vind Flere skilter som tilkjenne gir rømningsvei, m.m. er blåst vekk i den kraftige vinden de seneste dagene. Flere dekknivå mellom slam/bore moduler er berørt.
371405	5	Synergi 371405 (Closed) - 15.02.2006 - Other non-conformities - Brudd på hydraulisk slange Under boring gikk det hull i en hydraulisk slange på Top drive.
371561	5	Synergi 371561 (Closed) - 15.02.2006 - Near miss - Unødig bråk på PA Flere som gikk nattskift ble vekket kl.1500 av et langvarig skrikende forsøk på å synge på PA
371571	5	Synergi 371571 (Closed) - 15.02.2006 - Other non-conformities - Brannndør mellom mudmodul og boremodul i sekkerom virker dårlig. Brannndør mellom mudmodul og boremodul i sekkerom virker dårlig.
371758	5	Synergi 371758 (Closed) - 16.02.2006 - Near miss - Cyberbase A frøys Under boring frøys cyberbase A
371802	5	Synergi 371802 (Closed) - 17.02.2006 - Other non-conformities - Feil verdier for vekt på bit (WOB) i Geoservices database Geoservices plot av WOB ved boring fra 1820 m til 3600 m viser at verdiene drifter over tid, og avviker mye fra de verdiene borer registrerer. Geoservice har hvert døgn måttet redusere sine verdier kraftig, for å stemme med de som borer har.(eks reduksjon fra 12 tonn ned til 6 tonn WOB) Konsekvensene av feil WOB verdier er at D,eksponent beregningene for poretrykkberegning blir unøyaktige.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	13 of 132		
	2007-09-05	1			

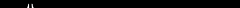
Synergi no	Hazard	Description
372011	5	Synergi 372011 (Closed) - 18.02.2006 - Condition - Trappetrinn har begynt å sprekke opp i grating. Trappetrinn har begynt å sprekke opp i grating.
372074	5	Synergi 372074 (Closed) - 19.02.2006 - Condition - Hull i luftslange Hull i luftslange
372407	5	Synergi 372407 (Closed) - 20.02.2006 - Other non-conformities - Elektrisk plugg til Geoservices datasystem Den elektriske pluggen til prosibus PC ble koblet ut ved en feiltagelse. Dette utstyret er plassert i datarom under boredekk. Det var personell som arbeidet med vedlikehold i forbindelse med "Hawk WEB driller" som ved ett uhell koblet ut pluggen. Dette kunne medført tap av boredata og stopp i boreoperasjonen.
372426	5	Synergi 372426 (Closed) - 20.02.2006 - Other non-conformities - Bytte av washpipe Bytte av washpipe pga. lekkasje
372651	5	Synergi 372651 (Closed) - 21.02.2006 - Condition - Luker på flow dividerboks var ikke installert / luker på shakerboks tetter ikke tilfredsstillende. Problem med oljedamp i shakerrom ved boring av S-5 / 17 1/2" seksjon
372794	5	Synergi 372794 (Closed) - 22.02.2006 - Other non-conformities - Fikk ikke satt ned stand med Hydraracker På vei ut av hullet med 6 5/8" DP fikk vi ikke satt ned standet på setback. Måtte kjøre standet frem i wellsenter igjen for å starte opp på nytt.
373058	5	Synergi 373058 (Closed) - 23.02.2006 - Condition - Problemer med fjernkontroll Da fjernkontrollen for arbeidsvinsjer gikk i stykker måtte en mann stå i toppen av boretårnet for å kjøre vinsjen.
373129	5	Synergi 373129 (Closed) - 23.02.2006 - Condition - Bolter for knuckle link på DDM satt fast Bolter for knuckle link på DDM satt fast. Resulterte i at linkarm og bails måtte demonteres i et stykke for å presse ut bolt i mek. verksted.
373131	5	Synergi 373131 (Closed) - 24.02.2006 - Other non-conformities - HR ble kjørt inn i blokk når denne var på vei opp. Ved kjøring av 13 3/8" Csg ble antikollisjon ignorert for å rette opp Csg joint med HR. Blokk ble kjørt opp og HR gripearmer kom for langt over senterposisjon. Zone management slo inn, men ikke før gripehode kom i kollisjon med blokk. Resulterte i slakk vajer på HR og 45min nedetid for å sette maskiner tilbake i automodus og å sjekke utstyr for eventuelle skader.
373577	5	Synergi 373577 (Closed) - 25.02.2006 - Other non-conformities - Utstyr til kutting og maskinering av 30" lederør Det ble brukt ekstra tid på å rigge opp kuttemaskin benevnt SF3036 ved kutting og maskinering av 30" lederør. Ifølge arbeidsbeskrivelsen skulle det vært benyttet en mindre maskin, benevnt SF2632/3. Kuttemaskinen ligger nesten helt nede i bjelkelaget. Det var nødvendig å fjerne grating rundt 30" lederør for å kunne fullføre arbeidet.
373638	5	Synergi 373638 (Closed) - 26.02.2006 - Accident - Ødelagt kapsling på brannvann ifm truck D33 Ødelagt kapsling på brannvann linje 71L-3051-0200WF-AT750 Påkjørt av truck
373651	5	Synergi 373651 (Closed) - 26.02.2006 - Accident - Knakk bolt på Hydraracker P/U-tool Da et stk 14" csg skulle legges ut på catwalk med Hydraracker pic/up-tool ble røret senket uten at Hydraracker pick/up-tool ble vridd 90'. Dette medførte at en av boltene som holder løfteplate for casingen knakk av og falt ned på boredekk som var avsperrert. Vekt ca 50 gram høyde 12 m.
373916	5	Synergi 373916 (Closed) - 27.02.2006 - Near miss - Sto på rekkverk og arbeidet 2 mann observert stående på rekkverk oppå rullestillas 1,7m D33 sekkelager Stillaset var for lavt. Det er fare for at rullestillas velter hvis de ikke blir brukt riktig.
373986	5	Synergi 373986 (Closed) - 26.02.2006 - Other non-conformities - Bolt til sidekjeft på casing-tang var brukket Det ble observert problemer med å åpne dør på casing tang under kjøring av 13-3/8" x 14" foringsrør. Tangen ble åpnet manuelt, det ble oppdaget at høyre side kjeft på casing var forskjøvet. Boltene i side kjeften var brukket, og det stykke av boltene som gikk gjennom kransen var vekke. Denne delen ble ikke gjenfunnet, det er antatt at delen har gått i drain, og ikke i brønnen. Dimensjon: 6 cm x 1.5 cm
374001	5	Synergi 374001 (Closed) - 28.02.2006 - Other non-conformities - Bolt til sidekjeft på casing-tang var brukket (hendelse nr.2) Det ble observert at bolt i side kjeften på casing tang var brukket under nedbrekking av landesterng. Deler av boltene ble ikke funnet. Det er antatt at delen har gått i drain, og ikke i brønnen. Samme hendelse ble rapportert 26.02.2006 med dette utstyret, ref. synergi 373986.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	14 of 132		
	2007-09-05	1			

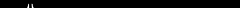
Synergi no	Hazard	Description
374222	5	Synergi 374222 (Closed) - 28.02.2006 - Accident - Slag over venstre håndbak. I det han skulle løsne en aktuator som satt fast ble han oppropt på radio. Han brukte en skiftenøkkel for å løsne aktuator og han holdt skiftenøkkelen med begge hender. I det han slapp taket med høyre hånd for å svare på oppkallet løsnet altuatoren og skiftenøkkelen traff han over venstre håndbak.
374493	5	Synergi 374493 (Closed) - 28.02.2006 - Other non-conformities - Vinsj stoppet ved kabellogging Vinsj var ikke i stand til å trekke opp kabel og loggeverktøy (MFC). Det var feil på vinsj. Dette medførte 1 time stopp i operasjonen.
374777	5	Synergi 374777 (Closed) - 02.03.2006 - Other non-conformities - Hydraulikk lekkasje på PS 30 slips Hydraulikk lekkasje på PS 30 slips
374896	5	Synergi 374896 (Closed) - 02.03.2006 - Other non-conformities - Skiftet sprukket hydraulikk slange på rørhånderings kran. Skiftet sprukket hydraulikk slange på rørhånderings kran.
374908	5	Synergi 374908 (Closed) - 04.03.2006 - Accident - Gled på is. Gikk i leder mellom borerigg og mudmodul til hoveddekk, ved landing utenfor hovedlager. Her var det klink is på døren, og person gikk rett på trynet. Person fikk et slag i leggen i tillegg til et lite kutt.
379783	5	Synergi 379783 (Closed) - 26.03.2006 - Condition - Lekkasje på høytrykkspyler Under spyling med høytrykkspyler på D-12, sprakk slangen ved håndtaket
379816	5	Synergi 379816 (Closed) - 27.03.2006 - Condition - Åpen skip med uheldig arrangement for tømning Åpen skip er spesialbygget for å kunne transporteres og løftes med gaffeltruck. Den er konstruert med et vippearrangement for tømning av innholdet. Den blir benyttet for å samle opp sand, steinkaks og leire fra borekaksanlegget spesielt når en bytter mellom større containere for borekaks "skips". De blir også benyttet som transportcontainer ved fjerning av sedimenter i dreneringstanker o.l. Denne plattforminterne transportcontaineren blir tømt opp i de store containerene som blir sendt til land for tømning. Containeren er konstruert slik at tyngdepunktet for fullastet beholder blir liggende bakenfor rotasjonspunktet for vipping ved tømning. (se vedlagte fotos). Den vippes kun manuelt, og det skal betydelig kraft til for å løfte beholderen i bakkant. Den må også løftes høyt eller vippes helt rundt for å tømme innholdet. Denne operasjonen medfører store belastninger for personell, og det kan være betydelig risiko for klemskader o.a. 02.06.06 Per K. Teige. Saken overføres til KCAD T & P prosjektstyringssystem og følges opp her.
379822	5	Synergi 379822 (Closed) - 27.03.2006 - Condition - For lav temperatur i borehytte Temperaturen i borehytta kan om vinteren bli ubehagelig lav. Ventilasjonsanlegget er felles med lokalt utstyrsrom, der temperaturen blir satt lavt, for å kjøle ned elektriske tavler. Borehytta har store glassflater, som gir varmetap til omgivelsene. Boreren har langvarig stillesittende arbeid.
379837	5	Synergi 379837 (Closed) - 27.03.2006 - Other non-conformities - Dårlig rydding etter avsluttet arbeide Områdene som ble benyttet i.f.m. wireline loggeoperasjoner 25-26 mars-06, ble ikke tilfredsstillende ryddet og rengjort
379865	5	Synergi 379865 (Closed) - 27.03.2006 - Near miss - Snublet i bolt som stikker opp i grating på W11 Messianin dekk Person som arbeidet på W11 messianin dekk snublet i en bolt som stikker litt opp i grating mellom brønn A-2 og A-11
383234	5	Synergi 383234 (Closed) - 13.04.2006 - Other non-conformities - Tett drain i drainsystemet Under dumping av diesel/sw gjennom drain var det en plug som førte til at diesel/dw randt utover dørk på D-12. Ingen utslipp til sjø.
383235	5	Synergi 383235 (Closed) - 13.04.2006 - Other non-conformities - Observerte at "Lock ring" på overshot ikke var skrudd ordentlig ned til der hvor den skulle ha vært Observerte at "Lock ring" på overshot ikke var skrudd ordentlig ned til der hvor den skulle ha vært. MAO, ikke montert ihht instruks
383319	5	Synergi 383319 (Closed) - 14.04.2006 - Other non-conformities - Vogn med div. stilas utstyr stod plassert midt i rømningsvei Vogn med div. stilas utstyr stod plassert midt i rømningsvei
383453	5	Synergi 383453 (Closed) - 15.04.2006 - Other non-conformities - Slangebrudd på hydraulikk slange Under utspinning av 5" borerør oppdtod det et slangebrudd i hydraulikk slange til spinnertang på jern roughneck.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	15 of 132		
	2007-09-05	1			

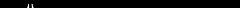
Synergi no	Hazard	Description
383512	5	Synergi 383512 (Closed) - 16.04.2006 - Other non-conformities - Mobilisering av Halliburton personell med manglende Kvitebjørn erfaring. I forbindelse med mobiliseringen av borepersonell til Kvitebjørn i påskehelgen ble det sendt ut Halliburton personell / sementer med manglende Kvitebjørn erfaring. Ved utsendelse av personell i forbindelse med oppstart etter en borestopp / revisjonsstans er ofte første operasjon trykk testing av utstyr før en kan komme videre i boreoperasjonen. I tillegg var det i dette tilfellet to tilfeller med bruk av RTTS utstyr i brønnen.
383533	5	Synergi 383533 (Closed) - 15.04.2006 - Other non-conformities - Mottok feil 8" jarer. Jarer/slaghammere som ble mottatt 15.04.06 var feilsendt. De skulle egentlig vært sendt til Transocean Leader. Jarene som skulle vært sendt Kvitebjørn lå gjen på CCB, og måtte sendes ut med neste båt.
383709	5	Synergi 383709 (Closed) - 17.04.2006 - Other non-conformities - Uten forvarsel falt Cyber stol A ut. Uten forvarsel falt Cyber stol A ut.
383710	5	Synergi 383710 (Closed) - 17.04.2006 - Other non-conformities - Fikk ikke kjørt riser drain pumpa Skulle teste riser drain pumpa. Linet opp alle linene ihht diagram-OK. Da vi startet riser drain pumpa i drillers console fikk vi opp feilmelding at den ikke fant pumpa. Eletrikker ble tillkalt men han klarte ikke å finne feilen. Dette må fixes når Nat-Oil kommer ut i denne uka. Feil: ERROR: 2H7220504 C:\Dynamics\pic\P3\Pump_OD.grf not found.
383943	5	Synergi 383943 (Closed) - 18.04.2006 - Other non-conformities - Cyberbase A slo seg av under boring Under skikte av bilde på skjerm, kom det opp ett "Pop Up" bilde. Når dette bilde ble forsøkt fjernet, logget skjermen seg ut. Innloggings bilde kom da opp
383945	5	Synergi 383945 (Closed) - 18.04.2006 - Other non-conformities - Feil i Cyberbase Følgende er feil i Cyberbase: - Teller \viser ikke stroke i volum bilde - Beskjeder øverst på venstre skjerm vises ikke. - I trend bilde i cctv mode legger nåtids linialen seg midt i trend bilde. - Hookload viser A sensor 191,3 tonn B viser 154 tonn vi får heller ikke valgt A eller B sensor. Etter att Natoil har fjernet den config siden hvor vi kan velge sensorer dette gjelder alle sensorer.
384243	5	Synergi 384243 (Closed) - 18.04.2006 - Other non-conformities - Slamvekt sensor (ut) i degassertank fungerer ikke. Slamvekt sensor (ut) i degassertank fungerer ikke.
384414	5	Synergi 384414 (Closed) - 20.04.2006 - Condition - Høy temperatur på oljebasert slam i flowline. Under boring av 12 1/4" seksjonen har temperaturen på slam i retur kommet opp i 70 grader C, noe som gir mye avdamp.
384429	5	Synergi 384429 (Closed) - 21.04.2006 - Other non-conformities - Pup off ventil på HP mudpumpe gikk av Pup off ventil på mudpumpe B ble skiftet fra 370 bar til 414bar. Slampumpene ble satt igang og med ca 3600 liter pr. minutt og ved 384 bars trykk løste Pup off ventilen ut.
384477	5	Synergi 384477 (Closed) - 20.04.2006 - Other non-conformities - Under boring oppdaget vi at det var ulyder fra suction og discharge ventilene på mud pumpe B. Ventilene ble sjekket og det ble oppdaget utvasking i et sete og ventil. Alle setene og ventilene ble skiftet. Under boring oppdaget vi at det var ulyder fra suction og discharge ventilene på mud pumpe B. Ventilene ble sjekket og det ble oppdaget utvasking i et sete og ventil. Alle setene og ventilene ble skiftet.
384505	5	Synergi 384505 (Closed) - 21.04.2006 - Other non-conformities - PSV uteglemt på 12 mnd. sertifisering. 11PSV3212 skulle oppjusteres fra 317 til 440 bar , skiltet og sertifikatet viste at denne ventilen ikke har vert resertifisert siden 10.04.2004.(Men kanskje heller ikke vært i drift.) At ventiler av denne typen og på dette mediet ikke blir resertifisert resulterer i mye korrosjon i ventilen. Fikk ikke ventilen til å åpne på 450 bar.(Skulle da åpnet på 317 bar) Tok av all forspenning på fjerene og kjørte opp til 300 bar, uten at denne åpnet. Ventilen ble åpnet og rep. ventlien er noe skadet men er resertifisert og satt i drift. Dette kan være kritisk med en slik ventil i linjen, men har ikke grunnlag for å si om denne har vært i drift eller ikke. Ventilen skulle uansett ha vert resertifisert hver 12 mnd.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	16 of 132		
	2007-09-05	1			

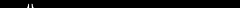
Synergi no	Hazard	Description
384565	5	Synergi 384565 (Closed) - 21.04.2006 - Other non-conformities - Feil montering av mp etter skifte av sete og liner på MP A, gjorde at vi måtte åpne pumpa igjen. Tapte 15 minutter rigg tid. Feil montering av mp etter skifte av sete og liner på MP A, gjorde at vi måtte åpne pumpa igjen. Tapte 15 minutter rigg tid.
384612	5	Synergi 384612 (Closed) - 21.04.2006 - Other non-conformities - Lekk ventil i MP B Under boring ble det observert Lekk ventil i MP B
384741	5	Synergi 384741 (Closed) - 22.04.2006 - Condition - Tilstand på travers kraner Tilstanden på travers kraner er gjenstand for oppmerksomhet og aksjoner. Se vedlegg
384742	5	Synergi 384742 (Closed) - 22.04.2006 - Condition - Kilde sortering 3 rom i kildesorteren var helt fulle. Itilegg var det ikke satt inn plast sekk slik at avfallet lå i selve kontaineren
384750	5	Synergi 384750 (Closed) - 22.04.2006 - Other non-conformities - Suction modul vasket ut Suction modul vasket ut på mud pumpe A dette skjedde med ett pumpe trykk på 400 bar og ca 2600 liter pr minutt
384751	5	Synergi 384751 (Closed) - 23.04.2006 - Other non-conformities - Klarer ikke å brekke 6 5/8" drillpipe Under utkjøring ble det observert høyt utbrekkings moment. dette førte til at manuelle riggtenger måtte brukes
384754	5	Synergi 384754 (Closed) - 23.04.2006 - Other non-conformities - Cyberbase stol stengte ned uten varsel Cyberbase stol B stengte ned uten varsel. Cyberbase stol A gikk tregt, måtte restartes.
384823	5	Synergi 384823 (Closed) - 23.04.2006 - Condition - Feil lagring av maling spray boxer Det ble tilsammen funnet 14 spray boxer med type gul maling i Olsvikbua.
385111	5	Synergi 385111 (Closed) - 24.04.2006 - Condition - Skade på lysarmatur Ved mottak av 13 m basket kom denne borti lysarmatur i trapp mellom P24 og D14. Festet på armatur ble bøyd og armatur ødelagt.
385112	5	Synergi 385112 (Closed) - 24.04.2006 - Other non-conformities - Fikk ikke kjørt jernroughneck. Var ikke mulig å få kjørt IR fra Cyberbase stol.
385114	5	Synergi 385114 (Closed) - 24.04.2006 - Other non-conformities - Pop off ventil utløste alt for tidlig. Det ble observert at pop off's "gikk av" alt for tidlig under pumpeoppstart.
385132	5	Synergi 385132 (Closed) - 25.04.2006 - Other non-conformities - Utvask i ventiler og sete MP B. Under boring av 12 1/4" section ble det utvask i ventiler og sete på MP B.
385253	5	Synergi 385253 (Closed) - 25.04.2006 - Other non-conformities - 6" keramisk liner feilet Under boring av 12 1/4" hull løsnet foringen inne i en 6" liner. Foringen er keramisk
385304	5	Synergi 385304 (Closed) - 25.04.2006 - Condition - Brannør til sekkelager (D-33 01) lukker ikke. Styrepinnen i dørken mangler en skrue/bolt slik at pinnen kan forskyve seg. Døren vil da ikke lukke seg.
385631	5	Synergi 385631 (Closed) - 25.04.2006 - Condition - Innstenging av brønn grunnet volumøkning i aktivtank. Ved boring får man en gain i aktivsystem når hopper i mixerom blir åpnet, når denne står på sirkulasjon. Dette medfører at borer må anta det er brønn som strømmer og stenger brønn inn.
385632	5	Synergi 385632 (Closed) - 26.04.2006 - Condition - Bolt på finger ble bøyd i tårn. Ved henting av stand med hydraracker åpnet ikke innerste finger seg. Bolt på finger ble bøyd.
385633	5	Synergi 385633 (Closed) - 26.04.2006 - Condition - Hovedarm hydraracker seg ned når avslått. Under kjøring av HR ble det oppdaget at main arm seg ned når den ble avslått.
385635	5	Synergi 385635 (Closed) - 26.04.2006 - Condition - Feil lengde på jnt skrevet inn i tally. En jnt var skrevet inn i tally som 16,62 m. Dette ble oppdaget og rettet til 13,62 m.
385638	5	Synergi 385638 (Closed) - 26.04.2006 - Condition - Lite hensiktsmessig emballering av slam kjemikalie Hadde store problemer med å få tilsatt slam kjemikalie av typen "Drilltreat", emballert i 19 kg plastkanner. Måtte skjære opp kannene med kniv for å få ut innholdet.
385657	5	Synergi 385657 (Closed) - 27.04.2006 - Near miss - Utvask i suctionmodul og pakning på MP B syl 1. Det ble observert utvask like utenfor anleggsflate for pakning på suctionmodul. Det var det også på undersiden av lokket som sitter over ventilen.
385864	5	Synergi 385864 (Closed) - 27.04.2006 - Condition - Defekt vaier til heis på IR. Under rutinemessig vedlikehold ble det oppdaget at vaier til heis på jernroughneck var defekt. Denne er knyttet opp mot sensor.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	17 of 132		
	2007-09-05	1			

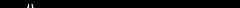
Synergi no	Hazard	Description
385866	5	Synergi 385866 (Closed) - 27.04.2006 - Near miss - Lekkasje i equalize rør mellom mølletk og aktiv tank. Ved kjøring av CRI anlegget oppsto det en lekkasje i rør som equalizer mølletk og aktivtk. Medførte at det drev mud over gangvei W13 sør.
385888	5	Synergi 385888 (Closed) - 27.04.2006 - Other non-conformities - Høy tempratur i retur slammet Risk loggen for 5-S sier max temp. i returslammet på 77 grader celsius. Dette ble overskredet 27 april. se plott
385915	5	Synergi 385915 (Closed) - 28.04.2006 - Other non-conformities - Utvaskning i Suction moduler i MP,A og MP.B Klokken 07:45 oppsto det lekkasje i suction modul 1 på MP,B Klokken 09:00 oppsto det lekkasje i suction modul 1 på MP,A
386027	5	Synergi 386027 (Closed) - 28.04.2006 - Condition - Avkappet bit av kabelgate gjennglemte En ca 0,4 kg tung bit av en kabelgate ble funnet liggende på Q22 ut mot gangvei mellom Q og D30 nivå Q21. Denne biten er kuttet av kabelgate under lasteplattform på D32 i forbindelse med installasjon av ny drain. Låg skjult og kunne lett blitt spylt over sparkelist..
386062	5	Synergi 386062 (Closed) - 28.04.2006 - Other non-conformities - Suction modul 1 MP,B I nyinnsatt suction modul oppstod det lekkasje. Det var nummer fire dette døgnet
386087	5	Synergi 386087 (Closed) - 27.04.2006 - Condition - Dårlige luker over shakerbox. Mye damp på shaker samt dårlige luker over shakerbox.
386107	5	Synergi 386107 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Deluge dyse funnet på presenning rundt riser. En liten deluge dyse ble funnet på tildeknings presenning rundt riser,vekt:13 gram.
386178	5	Synergi 386178 (Closed) - 29.04.2006 - Near miss - Stillas klemme har falt ned i ringbjelke på D30 En stillas klemme har på ett eller annet tidspunkt falt ned og landet i ringbjelke på D30, rett over gangvei på Q21 mellom Q og Mud modul
386179	5	Synergi 386179 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Tvilssom support for HVAC kanaler.. HVAC kanaler mellom Q22 og mudmodul er supportert på H bjelker som er sveis opp mellom Q og mud modul. Disse to moduler beveger seg i forhold til hverandre. Mudmodul står på fleksible føtter for ikke å overføre spenninger til dekk.. Nevnte bjelker skulle vært lagt løst opp på braketter på mudmodul, og kun vært sveist fast i Q modul. Slik det er nå kan sveis ryke og bjelker med last falle ned på gangvei Q21.....
386198	5	Synergi 386198 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Nød evakuerings line i tårn funnet festet i rekkverk. Nødevakuerings linen i boretårnet består av en del som er posisjonert og festet ved evakuerings rampen i boretårn ved finger bord nivå. For at dette skal virke må den andre enden være fri nede på landings plattformen. Når linen eventuelt skal brukes, bremses linen som personen henger i av bremse snellen som får mere line fra død enden som henger nede ved landings plattformen. Er død enden satt fast nede, vil ikke evakuering kunne gjennomføres.
386203	5	Synergi 386203 (Closed) - 28.03.2006 - Condition - Demontering av lysarmatur Skadd lysarmatur på trappesats mellom P24 og D14 var iferd med å bli demontert uten sikring av håndverktøy eller avsperring av nedenforliggende dekksonråde. Det er minst 30 m ned til hoveddekk under.
386204	5	Synergi 386204 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Løs bolt og mutter ramlet av drag chain på D14. Bolt og mutter har falt av drag chain på D14. Boltens lå 40 cm fra dekkskanten under, mens boltens lå i kabelgaten utforbi dekkskanten. Det er ikke montert sparkelist ved enden av dekket her og avstanden til nedenforliggende dekksonråde er minst 30 m.
386206	5	Synergi 386206 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Løs mutter funnet på grating. Under ORR runde ble det funnet en løs mutter (41mm-185gram)liggende på grating oppe på BOP.
386211	5	Synergi 386211 (Closed) - 30.04.2006 - Condition - Løs brakett funnet på toppen av væskeutskiller modul. Fant en 50 gram brakett på toppen av væskeutskiller modul D-13 S. Det var ikke mulig å fastslå opprinnelse til braketten, som lå innenfor sparkelisten.
386212	5	Synergi 386212 (Closed) - 30.04.2006 - Other non-conformities - Ingen bekreftelse/tilbakemelding på Cyberbase vedr bremsetest etter cut&slip. Etter å ha utført bremsetest på DW etter cut&slip fikk en ikke bekreftelse/tilbakemelding på "crown/floor"setting på Cyberbase.
386354	5	Synergi 386354 (Closed) - 29.04.2006 - Condition - Mangelfull kildesortering av plastavfall Hele sekker med tomme plastflasker og annet plastavfall deponert i søppelkomprimator for restavfall utenfor innkvarteringen på W13. Egen miljøstasjon for plastavfall er satt opp like ved.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	18 of 132		
	2007-09-05	1			

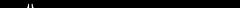
Synergi no	Hazard	Description
386356	5	Synergi 386356 (Closed) - 30.04.2006 - Condition - Sprekk i sveis på festebrakett til teleskopsylinder på trq wrench. Under UFO og smørutine ble det observert sprekk i sveis på festebrakett på teleskopsylinder som er festet til trq wrench.
386489	5	Synergi 386489 (Closed) - 01.05.2006 - Other non-conformities - Jobbet Wellhead vasketool gjennom annular Under utrekking satte wearbushing running tool seg fast i annular. Det ble observert 20 tonn overpull.
386492	5	Synergi 386492 (Closed) - 30.04.2006 - Other non-conformities - Problemer med spoling av kabel Luftfiltre for hydraulikkpumper på Smedvig add-on unit gikk tette pga drit som dryppet ned fra telleværk. Dette medførte at man mistet spolefunksjon.
386500	5	Synergi 386500 (Closed) - 30.04.2006 - Other non-conformities - Feil på MFC tool Etter spoleproblemer med wireline winch måtte caliper tool lukkes før innkjøring i brønnen. Da caliper skulle gjenåpnes åpnet den etter gjentatte forsøk bare opp til 10.8". Det ble også forsøkt å bytte styrepanel.
386507	5	Synergi 386507 (Closed) - 01.05.2006 - Condition - PA meldinger kun gitt på norsk under beredskapsøvelse Under beredskapsøvelse på Kvitebjørn ble PA meldinger kun gitt på norsk.
386507	5	Synergi 386507 (Closed) - 01.05.2006 - Condition - PA meldinger kun gitt på norsk under beredskapsøvelse Under beredskapsøvelse på Kvitebjørn ble PA meldinger kun gitt på norsk.
386596	5	Synergi 386596 (Closed) - 01.05.2006 - Other non-conformities - uønsket tidspunkt for beredskapsøvelse Det ble foretatt beredskapsøvelse fra kl 07:30 -0800 på samme dag som borecrewet skulle snu til dagskift. Det ble påpekt i forkant at dette var uheldig pga lite hvile for mannskapene.
386699	5	Synergi 386699 (Closed) - 02.05.2006 - Condition - Håndtering av radioaktiv kilde Radioaktiv marker for plassering i foringsrør streng er ikke håndtert iht WR0208. Ved planlegging av jobb ble håndtering diskutert og Weatherford tok på seg oppgaven. ingen av deres operatører ombord er kvalifisert for denne jobben. Boreldere er ansvarlig ombord for å sjekke at dedikert personell har nødvendig kvalifikasjon. Dette hadde ikke blitt gjort. (At kilde har ekstremt lavt strålingsnivå er irrelevant, siden WR omhandler krav til langt svakere kilder enn denne)
386842	5	Synergi 386842 (Closed) - 02.05.2006 - Other non-conformities - Problemer med fjernoperert foringsrør tang Under sammenskruing av 9 7/8" foringsrør satte "plunger pin" seg fast i svingkransen ("rotor") på fjernoperert foringsrør tang.
386846	5	Synergi 386846 (Closed) - 01.05.2006 - Other non-conformities - Problemer med fjernoperering av casing tang. Fjernoperering av casing tang fra stol 2 og 3 i borehytten feilet for enkelte sekvenser (operasjon av tangdør).
386858	5	Synergi 386858 (Closed) - 01.05.2006 - Condition - Rør stablet for høyt på Pipedekk Rør meg 9 7/8" casing er stablet for høyt på pipedekk med risiko for å trille over vindvegg på Nordsiden, hvis operatør av knekk bom kran er litt uheldig med sin kjøring.
387046	5	Synergi 387046 (Closed) - 01.05.2006 - Condition - Sperreport for kranoperasjoner fra boredekk til pipedekk var lukket. Sperreport for kranoperasjoner fra boredekk til pipedekk var lukket. Resten av tilgang til pipedekk var åpent.
387065	5	Synergi 387065 (Closed) - 03.05.2006 - Near miss - Sempel ventil i storage tank no4 kunne ikke stenges etter prøvetaking. Cementer skulle ta cement-prøve fra storage tank no4. Kunne ikke stenge sampel ventil etter prøvetaking.
387083	5	Synergi 387083 (Closed) - 03.05.2006 - Other non-conformities - Dekslar for nødaktivering av NAS og deluge anlegg. Dekslar for nødaktivering av NAS og deluge anlegg åpner seg i sterk vind.
387085	5	Synergi 387085 (Closed) - 02.05.2006 - Other non-conformities - Problem med avstandssensor på casing tang Mistet signalet fra en avstandssensor på casing tang under kjøring av 9 7/8" casing pga feil innstilling av sensor.
387092	5	Synergi 387092 (Closed) - 04.05.2006 - Other non-conformities - Problemer med casing tang Fikk ikke lukket døren på casing tangen under kjøring av 9 7/8" foringsrør.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	19 of 132		
	2007-09-05	1			

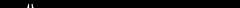
Synergi no	Hazard	Description
387296	5	Synergi 387296 (Closed) - 05.05.2006 - Other non-conformities - Ventil fra såpetank hadde åpnet seg og 4 liter såpe rant ut på gulvet. Ventil fra såpetank hadde åpnet seg og 4 liter såpe rant ut på gulvet. Grunnen var at når du flyttet på sperrekjettingen kom denne borti ventil.
387297	5	Synergi 387297 (Closed) - 05.05.2006 - Other non-conformities - Feil elevator Elevator med feil inserts ble innstallert i bailer. Måtte bytte elevator. Det var to like elevatorer med forskjellige inserts ombord.
387484	5	Synergi 387484 (Closed) - 05.05.2006 - Condition - Åpen dør inn til klassifisert område på boredekk. Luftslange med operasjonshendel til lufteroperert 750 tons spider elevator var plassert i hvilerom D22 (klassifisert område) på boredekk. Døren var satt på gløtt for å gi passasje for luftslange, mens elektriske apparater var påslått innforbi.
387491	5	Synergi 387491 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Fikk ikke skrudd ut lafluer etter sirkulering Fikk ikke skrudd ut lafluer etter sirkulering, feilsøking.
387610	5	Synergi 387610 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Lekk ventil fra mikseline inn til pillepit Pga. lekk ventil strømmet oljemud inn i pit som vi holdt på å mikse spacer for sementjobb i.
387611	5	Synergi 387611 (Closed) - 07.05.2006 - Condition - Løs mutter funnet på bjelke i boreårnet Fant en løs mutter like under grating i boreårnet på fingerbord nivå. Mutteren veide 26 gram og lå på en 5 cm bred bjelke, med minst 30 m potensiell fallhøyde ned til arbeidsplattform på D22 ved heissjakten.
387632	5	Synergi 387632 (Closed) - 07.05.2006 - Other non-conformities - Åpning/stenging av spider elevator fra Cyberbase stol Topdriven's pneumatikk klarte ikke å åpne weatherford spider elevator.
387639	5	Synergi 387639 (Closed) - 07.05.2006 - Other non-conformities - Drawwork trakk ikke nok ihht spesifikasjoner. Under csg kjøring skulle det trekkes opp for å sjekke vekt. DW trakk til 530 T der den ikke ville mer. Ifølge spesifikasjoner skal den klare 683 T med 12 liner.
387685	5	Synergi 387685 (Closed) - 07.05.2006 - Other non-conformities - Skrudde La Fleur for langt ut. Skrudde La Fleur for langt ut slik at den satte seg fast og knekte låse-pinner.
387696	5	Synergi 387696 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Mangelfull vandring på LaFleur autoseal under landing av casing Under landing av 9 7/8" x 10 3/4" casing må spider elevator settes forholdsvis høyt på landestrengen for å få nødvendig stick-up fra boredekket etter landing. Avstanden til LaFleur autoseal blir da for stor for å få aktivert pakningen.
387697	5	Synergi 387697 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på LaFleur Autoseal packer Under forsøk på å sirkulere 9 7/8" x 10 3/4" casing, sprang LaFleur Autoseal packer lekk ved 54 bar trykk og det sprutet boreslam utover hele boredekket. Forut for denne hendelsen, var LaFleur Autoseal blitt frakoblet før systemet var gjort trykklost og dette kan ha forårsaket skade på pakningen.
387728	5	Synergi 387728 (Closed) - 07.05.2006 - Condition - Fant løst skilt Fant løst skilt i boreårn, metallstrips hadde blitt ødelagt.
387730	5	Synergi 387730 (Closed) - 08.05.2006 - Condition - Oljedamp fra shaker viftesystem kommer inn i drillerbua ved vind fra sør Oljedamp fra shaker viftesystem kommer inn i drillerbua ved vind fra sør
387932	5	Synergi 387932 (Closed) - 08.05.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på BOP kontrollenhet Det ble observert hydraulikk lekkasje på BOP kontrollenhet

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	20 of 132		
	2007-09-05	1			

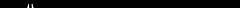
Synergi no	Hazard	Description
387936	5	Synergi 387936 (Closed) - 08.05.2006 - Near miss - Personell som skulle reise hjem brøt sperring opp til dekk. (se tiltak no 2) I forkant hadde de fått beskjed om at de ble hentet opp til dekket. P.g.a malearbeid på helidekk 7 etg. ble en nødt for å bruke gangvei under helidekk til transport av passasjerer til helikopter. Personell fikk besjed om at de ble hentet opp av resepsjonist. FA hadde 4 på helidekk for å ha en trygg transport av avgang og mottak av passasjerer. Den ene helivakten var kommet ned på 6 dekk med nyankomne og vinket til avreisende at de skulle komme. Stod da 3 meter fra passasjerene. 4 av passasjerene ignorerte signalet fra helivakt og gikk opp annen vei (trapp) Trapp var merket med 2 store skilt som sa malingsarbeid pågikk og i tillegg brøt de en rød og hvit sperrekjetting.
387961	5	Synergi 387961 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Oljelekkasje på csg-tang. Slangene til elevatoren kom borti csg-tangen når elevatoren hvar på vei opp. Dette utløste hydraulikkolje lekkasje.
387967	5	Synergi 387967 (Closed) - 08.05.2006 - Condition - Oppkobling av midlertidig utstyr til plattformens brann & varslings system. Under skumsementerings operasjon på Kvitebjørn, ble ikke diesel drevet Nitrogen pumpe enhet koblet opp til plattformens brann & varslings system pga. manglende tilkoblingspunkter i aktuelle område.
388186	5	Synergi 388186 (Closed) - 09.05.2006 - Other non-conformities - Skifte av annular element etter inspeksjon. Pga slitasje, manglende del på elastomeren, skiftes denne.
388188	5	Synergi 388188 (Closed) - 09.05.2006 - Other non-conformities - Wearbushing runningtool ville ikke gå i latch. WB RTool ville ikke gå i latch på WB. Måtte dunke RTool for å få latches til å bevege seg.
388429	5	Synergi 388429 (Closed) - 10.05.2006 - Other non-conformities - Kollisjon med Hydraracker mainarm. HR main arm kolliderte med HR body, under presetting i extended pos. Når man retrekke main arm stoppet den ikke før den traff bodyen på HR.
388631	5	Synergi 388631 (Closed) - 11.05.2006 - Other non-conformities - Forsinkelse på riggsignaler til Geoservice Profibus Vekslede forsinkelse på riggsignaler til Geoservice Profibus. Problemet oppstod etter brannalarm og aktivering av overrisslingsanlegget- kan være et sammentreff.
388664	5	Synergi 388664 (Closed) - 11.05.2006 - Other non-conformities - Winsj panel ute av drift. Hva skjer om vi får en kick og vi ikke har et panel som virker, det tar for lang tid å gå opp i derrick for å kjøre winsjene for å installere kelly cock.
388831	5	Synergi 388831 (Closed) - 09.05.2006 - Near miss - Liten hydraulisk jekk falt 1 m. Det ble arbeidet på BOP (skifte annular) en liten hydraulisk jekk 300-500gr. (på størrelse med en plastkopp) falt ned på grating under. Fallhøyde ca. 1m.
388839	5	Synergi 388839 (Closed) - 13.05.2006 - Other non-conformities - Slitasje på slange. Slange koblet mellom vaskemanifoild og annulus A 5-S viser tegn til slitasje. (slitt in til korden) 15000psi slange.
388912	5	Synergi 388912 (Closed) - 13.05.2006 - Other non-conformities - Manuell ventil lower choke. Manuell ventil lower choke er treg å operere, gjelder i alle posisjoner.
388916	5	Synergi 388916 (Closed) - 13.05.2006 - Condition - Mye støy. Mye støy i knuckle boom crane og rundt krane ute på dekk. Dette er slitsomt i lengden.
388927	5	Synergi 388927 (Closed) - 13.05.2006 - Condition - Feiebrett. Et feiebrett (stål) låg midt ute på dekk (D-14) og blaffret i vinden. Ved kraftigere vind kunne denne blåst over rekka og falt til W-13. (ca.20m)
389027	5	Synergi 389027 (Closed) - 14.05.2006 - Other non-conformities - Knirk i bondurabolter. Det knirker mye i bondura boltene oppe og nede på knuckle boom crane under kjøring.
389030	5	Synergi 389030 (Closed) - 13.05.2006 - Other non-conformities - Manriderwinsj. Manriderwinsj seg ut av seg selv.
389371	5	Synergi 389371 (Closed) - 15.05.2006 - Other non-conformities - Fant deformert skive 50x50mm på Boredekk Fant deformert skive 50x50mm på Boredekk, tilhører klamp sylinder på jernmann.
389581	5	Synergi 389581 (Closed) - 15.05.2006 - Condition - Evakueringsøvelse lagt opp på skifte dag. Evakueringsøvelse lagt opp på skifte dag slik at nattskift ikke fikk sovet.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	21 of 132		
	2007-09-05	1			

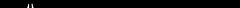
Synergi no	Hazard	Description
389583	5	Synergi 389583 (Closed) - 16.05.2006 - Other non-conformities - Dør i heis til tårn går tregt Dør i heis til tårn går tregt. (2. etg)
389584	5	Synergi 389584 (Closed) - 16.05.2006 - Condition - Fant løse gjennstander i tårn. Fant løse gjennstander i tårn på nivå over boredekk. Slagg hammer var plassert på kabelgate utenfor heis på D22, 4m over boredekk D21. Denne veide 390gram.
389598	5	Synergi 389598 (Closed) - 17.05.2006 - Other non-conformities - Skadet vanntilførsel slange Vanntilførsel slange skadet under løfteopr.Slange kom i klem under løfteopr da en konteiner skulle plasseres på landingsområdet. Trangt område.
389668	5	Synergi 389668 (Closed) - 17.05.2006 - Condition - Brannslukningsapparat og skilting Det er ett brannslukningsapparat på verkstedet ved tanktoppen (D32), men det er ingen skilt på utsiden av døren som viser at der er ett brannslukningsapparat. Det bør vurderes om det er hensiktsmessig å plassere ett skilt på utsiden som viser at der er ett brannslukningsapparat på verkstedet.
389676	5	Synergi 389676 (Closed) - 17.05.2006 - Other non-conformities - 5" NMHWDP levert med for lang box ende for å plukkes opp med elevator. 5" NMHWDP levert med for lang box ende for å plukkes opp med elevator
389677	5	Synergi 389677 (Closed) - 17.05.2006 - Other non-conformities - Høytrykkslange sprakk på P24 Høytrykkslange sprakk ved spyler håndtak under vasking
389684	5	Synergi 389684 (Closed) - 16.05.2006 - Other non-conformities - Jarer til Kvitebjørn gjenglemt på base Bunnhullsstreng for boring av 8-1/2" hullseksjon ble mobilisert fra CCB med "Stril Pioneer" 14.05.2006. Imidlertid var jarer gjenglemt på basen. Dette medførte at jarer måtte lånes fra Gullfaks C da det ikke var tid å mobilisere de gjenglemte jarer i tide. Dersom det ikke hadde vært mulig å mobilisere jar fra Gullfaks C ville hendelsen medført en lengre stopp i boreoperasjonen, estimert til minst 1 døgen.
390009	5	Synergi 390009 (Closed) - 18.05.2006 - Other non-conformities - Falske avlesninger på trip tanker Begge triptankenegir falske avlesninger ved nivåer utenfor 2-5 m3. Dette har vært rapportert inn tidligere men skaper fortsatt forvirring under tripping.
390043	5	Synergi 390043 (Closed) - 18.05.2006 - Other non-conformities - Høy volum på musikk i labratorium 1. etg Høy volum på musikk i labratorium 1. etg kl. 02:00 om natten. Person måtte stå opp og slå av musikken.
390045	5	Synergi 390045 (Closed) - 18.05.2006 - Other non-conformities - Dårlige høytrykkslanger. Gjennomgang av høytrykkslanger viste at 4 stk var klar for skifting. Brudd i slanger ved innfesting til pistol.
390230	5	Synergi 390230 (Closed) - 19.05.2006 - Condition - Ufullstendig prosedyre for fortrenkning fra OBM til Cs/K-format slam. I prosedyren for fortrenkning fra oljebasert til Cs/K-format slam var det beskrevet at annular preventer skulle åpnes for å få ut oljebasert slam i lav trykksriser. Det var ca 90 bar trykk under annular. Dette ville kunne medført at slamsøylen hadde kommet meget hurtig ut med fare for tilgrising i boreområdene. Boremannskapet som skulle utføre jobben var årvåkent og stoppet. Operasjonen ble revidert ved at nedre BOP ram ble stengt og annular kunne åpnes. Den opprinnelige prosedyre hadde tatt utgangspunkt i at fortrenkning skulle foregå med åpen annular slik at det ikke stod i slam i lavtrykksriser. Da 9-7/8" foringsrør sko ikke er tett ble fortrenkning foretatt med stengt annular og ved strupe inn brønnen for ikke å komme i underbalanse mhp poretrykk.
390236	5	Synergi 390236 (Closed) - 20.05.2006 - Other non-conformities - Sjøvannsventil 11HV3170 ville ikke stenge Skulle fylle 3m3 sjøvann i aktivtanker. Ventil 11HV3170 ville ikke stenge etter at stengesignal blir gitt på MCS-skjerm. Får ei feilalarm på ventil.
390447	5	Synergi 390447 (Closed) - 21.05.2006 - Other non-conformities - Feil tastetrykk på Cyberbase stol. Skulle ta av feed off mode på kontroll stasjon. Trykket ned feil tast på manuel mode.
390448	5	Synergi 390448 (Closed) - 22.05.2006 - Other non-conformities - fant 27mm pipe på grating over skrue til mølle. fant 27mm pipe på grating over skrue til mølle.
390449	5	Synergi 390449 (Closed) - 21.05.2006 - Condition - Opalfat lagret foran brannskap. Opalfat lagret foran brannskap.
390450	5	Synergi 390450 (Closed) - 21.05.2006 - Other non-conformities - Plugg i kakseline fra shaker til skip. Plugg i kakseline fra shaker til skip.
390758	5	Synergi 390758 (Closed) - 20.05.2006 - Other non-conformities - Slange for TW sprakk ved kobling Slange for TW sprakk ved kobling. Resulterte i 15 min nedetid

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	22 of 132		
	2007-09-05	1			

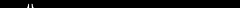
Synergi no	Hazard	Description
390760	5	Synergi 390760 (Closed) - 22.05.2006 - Condition - Fant ny sikringspinne liggende løst i krona Fant ny sikringspinne liggende løst i krona under ORR runde
390761	5	Synergi 390761 (Closed) - 22.05.2006 - Other non-conformities - Knust nødstop bryter på celler mater for barite. Knust nødstop bryter på celler mater for barite. Tag.no11cj 3018B-Mo1 Delene lå på dørken
390991	5	Synergi 390991 (Closed) - 23.05.2006 - Condition - Avsperring ifm kranoperasjoner En person kom ut fra sekkelager via dør på nordsiden og gikk videre nedover gangvei. Denne personen oppdaget at det foregikk kranoperasjoner i området, og at området var avsperrert. Imidlertid var ikke dør på nordsiden blitt avsperrert før kranoperasjonen startet.
391141	5	Synergi 391141 (Closed) - 24.05.2006 - Condition - Volum sensor i reserve 1 slamtank Volum sensor i reserve 1 slamtank viser 0 m3. Der er ca.42 m3 baseolje i tanken.
391395	5	Synergi 391395 (Closed) - 26.05.2006 - Near miss - Slange hadde seget ut av trommel og ned i vannet. MEG/Glykol slange hadde seget ut av trommel på bulkstasjon og ned i vannet.
391397	5	Synergi 391397 (Closed) - 26.05.2006 - Other non-conformities - Dør gikk ikke helt igjen. Dør til sementrom (D12) gikk ikke helt igjen. Det viste seg at armen på dørlukkeren var hoppet av, og at den hadde lagt seg mellom dør og karm.
391600	5	Synergi 391600 (Closed) - 28.05.2006 - Condition - Mangelfull sikring mot fall på ledere i tårn På de to øvre ledere i tårn som leder opp til kronblokk er det mangelfull sikring mot fall inn i tårn. Dette er på venstre side på begge ledere
391642	5	Synergi 391642 (Closed) - 28.05.2006 - Other non-conformities - Wireline gled ut av strømppe Ved treng av loggelina gjennom skiver i topp av tårnet glipper loggelina ut av strømppen og faller ned på D-34 samt med at tauet som ble brukt til å trekke med faller ned på D-14. Området var avsperrert på alle nivåer.
391645	5	Synergi 391645 (Closed) - 28.05.2006 - Condition - Palle funnet på topp av IBC tank. (1000 l) Skulle opp for å huke på en IBC tank. Oppdager da en løs aluminiumspalle som ligger løs oppå tanken. IBC tanken står så langt inntil rekkverk at pallen kunne sklidd UT. Potensiell fallende gjenstand.
392155	5	Synergi 392155 (Closed) - 29.05.2006 - Other non-conformities - Knekt bolt på finger på fingerbord. Under kjøring av standlift (Hydraracker) åpnet ikke en fing i fingerbordet. dette resulterte i at boltene knakk i festet.
392203	5	Synergi 392203 (Closed) - 30.05.2006 - Other non-conformities - Økning i aktiv slamvolum Under boring av 8 1/2" seksjon ble det oppdaget en svak økning over tid i "Aktiv". Ved feilsøking kom det frem at aktiv økte når det ble overført fra "Chem. Mix" pit. Stoppet vi overføringen var aktiv volum stabilt.
392219	5	Synergi 392219 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - Manglende lydalarm Cyberbase Får ikke lydalarm når stol A står som master
392223	5	Synergi 392223 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - Cyberbase A resatte seg selv. Cyberbase resatte seg selv etter følgende alarm: System has recovered from a serius error
392372	5	Synergi 392372 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - Manglende innmelding av pakke-transport på shuttle fra GFC til KVB Schlumberger GFC manifesterte pakke til KVB og meldte inn til helivakt for å sendes med lunch-shuttle. Dette ble ikke utført av helivakt. Boring KVB måtte sende B-pri. til lufttransport for å få den over på ekstratur.
392446	5	Synergi 392446 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på DDM Washpipe Under boring begynte det å lekke mud ut av washpipe på DDM. Trakk tilbake et stand og installerte ny washpipe. Denne ga oss noe problemer, derfor den lange megåtte tiden.
392471	5	Synergi 392471 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - Lekkasje i sement bulk rør Under lasting av sement fra båt ble det oppdaget lekkasje i rørfrens nær slangetrommel.
392472	5	Synergi 392472 (Closed) - 30.05.2006 - Other non-conformities - Shaker A stoppet Shaker A stoppet og ca 100 liter cesium randt over og ned i CRI anlegget.
392475	5	Synergi 392475 (Closed) - 31.05.2006 - Other non-conformities - A stol (Cyberbase) stoppet Under boring av 8 1/2" hull stoppet A stol (Cyberbase) Boring ble ikke stoppet.
392622	5	Synergi 392622 (Closed) - 31.05.2006 - Condition - Inspeksjon av vanskelig tilgjengelig område Ved inspeksjon av gangvei på nordsiden (der D21 er koblet til D22) av boreårn fant jeg en del mindre løse gjenstander som stammer fra bygge perioden i Tønsberg. Slagg - stoppskiver små skruer etc. se vedlegg

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	23 of 132		
	2007-09-05	1			

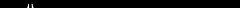
Synergi no	Hazard	Description
392642	5	Synergi 392642 (Closed) - 01.06.2006 - Other non-conformities - Saversub ble deformert Under utrekking av 4 1/2" borestreng ble Topdrive løftet før gjengen var skrudd helt ut av boxen. Dette førte til deformasjoner i gjengepartiet.
392827	5	Synergi 392827 (Closed) - 02.06.2006 - Other non-conformities - Stand falt ut av finger og tvers over derrick. Satte stand i fingerbord i manuell modus, men det ble ikke registrert av Hydraracker. Når neste stand skulle inn i fingerbord (automodus) kjørte hydraracker inn i samme fing som den som ble satt inn i manuell modus. Stand kom da ut av fingerbord og falt da tvers over tårnet til andre siden.
392828	5	Synergi 392828 (Closed) - 02.06.2006 - Other non-conformities - Skadet wire Manrider winch wire som var sikret i tårnet ble skadet av hydraracker. Wire var sikret pga fjernkontrollen for kjøring av winch ikke virket.
392855	5	Synergi 392855 (Closed) - 02.06.2006 - Condition - Manrider vinsj stoppet Ved bruk av ridebelte ved fingerbord nivå sluttet vinsjen å fungere. Person satt da i ridebeltet.
392856	5	Synergi 392856 (Closed) - 02.06.2006 - Other non-conformities - Fant skiltplate Fant skiltplate med serienummer liggende på boredekk. denne viste seg å tilhøre mudbucket
392857	5	Synergi 392857 (Closed) - 02.06.2006 - Other non-conformities - Boretårns heis stoppet Boretårns heis stoppet med tre mann.
392961	5	Synergi 392961 (Closed) - 03.06.2006 - Condition - Fant rør fra rekkverk Under arbeide i boretårn ble det funnet ett 1,45m x 2" alurør ca 2 kg tilhørende ett rekkverk. Dette lå delvis inne på gangvei bak fingerbord på første nivå i derrick.
392971	5	Synergi 392971 (Closed) - 03.06.2006 - Condition - Fant glipe i oppheng på arbeids basket Under kontroll fant vedkommede glipe i bolte innfestning til arbeids basket festet til boretårn. Under denne prosessen ble det funnet ett løst skims på 28 gram
392975	5	Synergi 392975 (Closed) - 03.06.2006 - Other non-conformities - MRPO failed MRPO (upper pump in MDT tool) failed to operate properly when being tested after the logging toolstring had been made up in the rotary. The tool had been tested the day before and was working fine.
392977	5	Synergi 392977 (Closed) - 04.06.2006 - Condition - Nivåforandring ved skifte av shaker screens Under sjekking / skifting av shaker screen må luker til shaker åpnes / stenges. det resulterer i + - en kubikkmeter volum variasjon i aktiv mudsystem.
393141	5	Synergi 393141 (Closed) - 04.06.2006 - Other non-conformities - Brudd på hydraulisk slange Brudd på hydraulisk slange til Hydratong. dette oppsto under innkjøring av borestreng for TLC logging
393303	5	Synergi 393303 (Closed) - 05.06.2006 - Near miss - Sub kilte seg i luker på slips. Streng ble slakket av for å unngå søl fra side-entry sub. Sub kilte seg i luker på slipset.
393381	5	Synergi 393381 (Closed) - 05.06.2006 - Accident - Tap av cesiumformat Slange til prøvetakningspumpe sprakk. dette førte til ett tap på 2300 liter.
393384	5	Synergi 393384 (Closed) - 06.06.2006 - Other non-conformities - Feil på heis, evakuerte heis Skulle ta heisen fra fingerbord nivå til derrick topp. Trykket på knappen, dårene låste, men heisen ble stående.
393747	5	Synergi 393747 (Closed) - 08.06.2006 - Condition - Fastkilt escape line. Ved inspeksjon av escape line ble det observert at den nedre selen var kilt fast i grating.
394026	5	Synergi 394026 (Closed) - 09.06.2006 - Condition - Person kom ut av Helikopter med Avis i hånden I utreisefilmen og ved hjemreise blir alle gjort oppmerksom at det er ikke tillat med løse gjenstander på vei til/fra Helikopter.
394042	5	Synergi 394042 (Closed) - 09.06.2006 - Other non-conformities - Lekkasje på hydraulisk kobling det ble oppdaget lekkasje på hydraulisk kobling til PS30 slips under innstallasjon ifm TLC logge tool innkjøring på borestreng
394171	5	Synergi 394171 (Closed) - 10.06.2006 - Near miss - Hudraulikkslange til PS 30 slips sprakk. Hydraulikkslange på PS 30 slips sprakk med påfølgende lekkasje.
394262	5	Synergi 394262 (Closed) - 10.06.2006 - Near miss - Umbraco nøkkel falt fra arb.basket og ned på boredekk. Under arbeide med å ettertrekke skruer/bolter på dragchain upper arm hydraracker, falt en 6 mm umbraco nøkkel ned på boredekk fra arb basket. Vekt: 39 gram.Høyde ca 6 m. Avsperret boredekk.
394273	5	Synergi 394273 (Closed) - 10.06.2006 - Condition - Utslitt bolt på sjakkel. Det ble observert en sikkrings sjakkel på MP A og B, der diameteren på bolten i sjakkelen var halveis slitt ned.Disse sitter på HT slangen fra trykkside MP.
394646	5	Synergi 394646 (Closed) - 12.06.2006 - Other non-conformities - Bolt brakk av fra jernroughneck. Oppdaget at det lå en bolt samt skive på boredekk. Denne hadde falt av fra IR.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	24 of 132		
	2007-09-05	1			

Synergi no	Hazard	Description
394682	5	Synergi 394682 (Closed) - 12.06.2006 - Other non-conformities - Utilsiktet nedstengning av Geoservice datalogging utstyr En person klarte uforvarende å stenge ned Geoservices Profibus PC uten å varsle om hendelsen.
394802	5	Synergi 394802 (Closed) - 13.06.2006 - Accident - Sprengt sylinder på PS 30 slips. Sylinder ble sprengt av, ved for høyt hydr.trykk innvendig. Slips kan ha blitt senket for hardt ned i lukket posisjon med last i.
394882	5	Synergi 394882 (Closed) - 13.06.2006 - Condition - Endelokk på Hydraracker kompensatorhode var gjenget seg ut. Hydraracker hodet henger i en hydr.sylinder.Nedre endelokk/pakkbox er gjenget inn i sylinder kroppen. Disse hadde skrudd seg ut ca 8 mm.
394905	5	Synergi 394905 (Closed) - 13.06.2006 - Near miss - Uforsvarlig bruk av høytrykksvasker Under rengjøring av Schlumberger MDT loggeverktøy på boredekk, eksponerte en person seg selv for mulig skade ved bruk av høytrykksvasker (180 bar trykk). Mens vedkommende opererte vaskesprøyten med en hånd, holdt han helt fremme på stråledysen med motsatt hånd for å styre trykket inn gjennom en liten sirkulasjonsport i loggeverktøyet. Vedkommende benyttet kun tynne latex hansker for beskyttelse av hendene.
394909	5	Synergi 394909 (Closed) - 13.06.2006 - Condition - Fjerning av PSV's på overflatelinjer fra sement pumpe. Mens sementerings pumpe var stand-by for pumping av glycol (i tilfelle en brønnkontroll situasjon), ble PSV ventiler på involverte overflatelinjer tatt ned for årlig sertifisering. Problemstilling ble først klarlagt en uke i etterkant av hendelse.
394910	5	Synergi 394910 (Closed) - 13.06.2006 - Other non-conformities - Fremmedlegemer funnet i ventiler i overflatelinjene i sement pumperom. Under vedlikehold av overfatesystemet i sement pumperom, ble det funnet metallbiter og rester fra sement wiper plugger i flere av ventilene. Respektive ventiler var sterkt slitt i ventilseter som følge aktuelle fremmedlegemer og måtte overhales.
395142	5	Synergi 395142 (Closed) - 14.06.2006 - Condition - Nedbøyd trappetrinn Oppdaget trappetrinn som var nedbøyd, når jeg studerte trinnet nærmere oppdaget jeg at det var sprukket.
395290	5	Synergi 395290 (Closed) - 15.06.2006 - Condition - regulering av Varmer i borecabin HVAC anlegget i boremodul er bygget opp slik at drillers-cabin, logge-cabin og ler-rom går på samme HVAC del-system. Dette har medført at rom-temperaturen i logge-cabin ble for høy når normal temperatur i driller-cabin. For å løse dette ble de fleste datamaskinene som genererer varme flyttet fra logger-cabin til ler-rom. Nå er romtemperaturen normalisert mellom driller-cabin og logge-cabin. Det viser seg at disse datamaskinene som ble flyttet ned i ler-rom er satt inn i et skap der temperaturen blir uforholdsmessig høy. Dette medfører at dersom rom -temperaturen i driller-cabin blir satt til et akseptabelt nivå blir det for varmt inne i computer-skabet i ler-rom. Målinger foretatt 15/6 06. Innstilt HVAC temperatur: 19.0 ^c Utetemperatur: 12.1^c Temperatur ler-rom 18.9^c Temperatur driller-cabin: 16,8^c Temperatur inne i computer-skap 24,7^c Rom-temperaturen i ler-rom ikke er for høy men temperaturen inne i computerskapet er høy. Rom tempraturen i driller-cabin er litt over 2^c lavere enn innstillingen til HVAC, dette henger sammen med store vindusflater og stor gjennomstrømning av luft. Forslag til løsning: Døren på computerskapet åpnes slik at kjølingen blir mer effektiv eller at det blir installert ekstra vifter som kjøler direkte inn i skapet. Se på muligheten for å redusere gjennomstrømning av luft i driller-cabin.
395291	5	Synergi 395291 (Closed) - 14.06.2006 - Near miss - Utslipp av propangass i slamloggings rom Nærmere undersøkelse ble iverksatt etter at det ble rapportert om gassluk i D13 slamloggings rom. Det viste seg at eksosgass fra Geoservices Reserval gassdetektor lekk ut i rommet pga. blokkering i underliggende panel (IR detektor).

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	25 of 132		
	2007-09-05	1			

Synergi no	Hazard	Description
395294	5	Synergi 395294 (Closed) - 15.06.2006 - Condition - Mangelfull kommunikasjon mot Geoservices ifm. slamovervåkning. Pga. uregelmessig volumfluktuasjon i degasser suction tank, ble denne satt over i manuell posisjon uten at slamlogger ble informert. Medførte mangelfull volumkontroll av aktiv system over en tidsperiode på 1 time.
395611	5	Synergi 395611 (Closed) - 16.06.2006 - Other non-conformities - PC i mudcontroll frøs. PC i mudcontroll frøs, vart bare helt rette streker og feil verdier på trendbilde.
395783	5	Synergi 395783 (Closed) - 18.06.2006 - Condition - 3 personer innestengt i Alimak heis ved øvre utgang i boretårn. 3 personer ble innelåst i Alimak heis i boretårnet etter at ytre heisdører åpnet seg under lukking av indre skyvedøren. Når heisen ble aktivisert for transport ned, lot ikke heisdør seg ikke re-åpne.
396043	5	Synergi 396043 (Closed) - 19.06.2006 - Other non-conformities - Lekk Hyd. slange Hyd. slange for spinnertang sprang lekk og måtte skiftes, 15 min stopp.
396103	5	Synergi 396103 (Closed) - 19.06.2006 - Condition - Løst klammer for HP mud slange på utsiden av boretårnet. Løs mutter og skive ble funnet på D14 gangvei på nordsiden av boretårnet. Ved nærmere undersøkelse ble det observert et løst klammer for HP mud slange på nordveggen av boretårnet, ca. 4-5 meter over gangvei.
396112	5	Synergi 396112 (Closed) - 19.06.2006 - Other non-conformities - Cyber A. Cyber A datt ut.
396196	5	Synergi 396196 (Closed) - 20.06.2006 - Condition - Deluge rør løsnet og falt ned fra rørsupport Deluge rør (overrissing) på D12 østside over aktive slamtanker, har hoppet av fra 3 stk rørsupport, og henger fritt i ca 6 m lengde uten noen form for innfesting. Røret har muligens blitt montert uten rørklammer, og har bare ligget med egen vekt på rørsupportene. Det er sannsynlig at røret hoppet av fra disse, da deluge anlegget ble utløst ved en feil tidlig i mai d.å.
396301	5	Synergi 396301 (Closed) - 20.06.2006 - Condition - Aksling fra pumper uten beskyttelse Så at aksling på pumpemotor ikke var tildekket. Gjelder pumpe motor 11PA3011 og 11PA3012.
396464	5	Synergi 396464 (Closed) - 21.06.2006 - Other non-conformities - Elevator ute av drift. Skulle ta elevator ned fra rørdekk til hoveddekk. Dørene lukket, men åpnet etter en stund på samme nivå. Forsøkte å kjøre heisen ned fra underliggende nivå, men den rikket seg ikke fra rørdekk.
396626	5	Synergi 396626 (Closed) - 21.06.2006 - Other non-conformities - DP gled i Hydraracker 3 1/2" dp gled ned på slips mens den hang i Hydraracker.
396639	5	Synergi 396639 (Closed) - 21.06.2006 - Condition - Skruer til grating. Skruer som holder grating i trapp(avsats) fra hoveddekk til værdekk er løsnet og skrur seg ut.
396824	5	Synergi 396824 (Closed) - 22.06.2006 - Other non-conformities - Cyber A. Cyber A blacket ut mens vi pumpet ned logge streng, dp-streng vred seg en 1/2 turn når vi byttet til Cyber B.
397074	5	Synergi 397074 (Closed) - 23.06.2006 - Other non-conformities - Lekkasje fra nedløpet til mudbucket-slange. Det ble observert at det rant vann ned i flowdivider fra bellnipple. Det viste seg at det kom fra nedløpet til mudbucket. Dette er eksponert for all væske som flyter på boredekk, i dette tilfellet vaskevann.
397075	5	Synergi 397075 (Closed) - 23.06.2006 - Other non-conformities - Loggevaier. Loggevaier kom i kontakt med sparkelist i tårnet slik at den skar et spor i en listen under logging. Under uttrekking og tilbakespoling av vaier kunne vaierstrømpe hengt seg opp i sporet.
397078	5	Synergi 397078 (Closed) - 22.06.2006 - Other non-conformities - Høytrykkspylerhåndtak Høytrykkspyler på D-13 var ødelagt. Spylehåndtak var brekt.
397163	5	Synergi 397163 (Closed) - 23.06.2006 - Condition - Palle på rømningsvei i sekkelager Det ble observert en palle med utstyr på rømningsvei i sekkelager.
397265	5	Synergi 397265 (Closed) - 25.06.2006 - Other non-conformities - Høytrykk vaske trommel/slange lekker. Høytrykk vaske trommel/slange lekker.
397275	5	Synergi 397275 (Closed) - 26.06.2006 - Other non-conformities - Plugget line Når spacer skulle pumpes i forbindelse med cmt.plug fra cmt-unit fikk vi et pumpetrykk på 180 bar med 250lpm.
397527	5	Synergi 397527 (Closed) - 26.06.2006 - Condition - Gjenglemt tang og to bor på kabelgate D22 En tang (ca 0,3 kg) samt to stk stålbor 6 og 10 mm diameter ble funnet på kabelgate ved trappetårn på østsiden av boretårn, i høyde litt over taket på borehytte D22. Fra kabelgaten er det fri fallhøyde ca 10 m på innsiden av trappetårnet ned på dekk D14. Dette er et lite beferdet område (ved Dragchain og atmosfærisk separator). På en strukturbjelke ca 2 m lavere ble det funnet 2 stk stålplater ca 4 x 3 cm.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	26 of 132		
	2007-09-05	1			

Synergi no	Hazard	Description
397567	5	Synergi 397567 (Closed) - 27.06.2006 - Other non-conformities - Søl med Micromax på rørdekk Halliburton har levert 2 stk "big bags" uten traktåpning. Kombinasjonen manglende traktåpning og vind medførte at Micromax pulver som har en sterk rødfarge ble sølt utover rørdekk ved miksing i "batch mikser".
397708	5	Synergi 397708 (Closed) - 27.06.2006 - Condition - Sperrekjetting ikke fjernet Sperrekjetting var ikke fjernet mellom slammodul og miniskidd etter endt lekkasjetesting.
397713	5	Synergi 397713 (Closed) - 26.06.2006 - Other non-conformities - Overfylt skip på big bag stasjon W13 Overfylt skip på big bag stasjon W13
397714	5	Synergi 397714 (Closed) - 27.06.2006 - Other non-conformities - Saver sub brakk i stede for DP connection. Etter ferdig pumpet cmt. plugg skulle top drive brennes av. Torque wrench var da i posisjon så saver sub ble brekt i stede for kobling mellom DP/ saver sub
397854	5	Synergi 397854 (Closed) - 28.06.2006 - Condition - Snublefelle; slepebånd på boredekk Slepebånd til Hydraracker, som dekker over skinnegang på boredekk ligger ikke flatt an mot dekket, men bøyer seg opp ca 5 cm langs kantene, slik at det representerer en snublefare for personell på boredekk.
397869	5	Synergi 397869 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - Sprekk i teleskop på TW top drive Under montering av kjetting til torque wrench ble det observert at sveisen på teleskoprør var sprekt.
397871	5	Synergi 397871 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - HR klarer ikke håndtere 3 1/2" DP Hydra Racker klarer ikke gripe på 3 1/2" DP. Sklir oppover når det forsøkes å løfte.
397873	5	Synergi 397873 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - Ukurant lengde på skrape for bruk av slips og sikkerhetsklemme. Under innkjøring av 8 1/2" BHA kommer skrape ferdig oppgjort med x-o i begge ender fra land. For å kjøre dette på en normal måte må lengden over skrape være min. 2m for å sette slips og klemme.
397874	5	Synergi 397874 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - Antikollisjon kommer sporadisk mellom Hydraracker og Hydratang. Antikollisjon kommer sporadisk mellom Hydraracker og Hydratang.
397878	5	Synergi 397878 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - Lekkasje i rørkobling slamlogger laboratorie Det er en lekkasje i rørkobling for riggsåpe under vask i slamlogger laboratorie. Såpen renner ut på gulvet. Det er ikke nødvendig med riggvask tilkobling på slamlogger laboratorie, den kan derfor stenges av for å unngå ytterligere søl.
397880	5	Synergi 397880 (Closed) - 28.06.2006 - Other non-conformities - Tilgrising av vasker i slamlogger laboratoriet Begge vaskene i slamlogger laboratoriet var tilgriset av oljeslam og borkaks. Dette har videre medført at ett avløp er tett.
398060	5	Synergi 398060 (Closed) - 29.06.2006 - Other non-conformities - Trakk DP ut av slips, DP roterte sammen med TW assy. Trakk DP ut av slips, DP roterte sammen med TW assy.
398061	5	Synergi 398061 (Closed) - 29.06.2006 - Other non-conformities - Magnet var ikke lagt opp i flow divider boks. Magnet var ikke lagt opp i flow divider boks og det ble ikke hentet inn vekt av metallspen.
398062	5	Synergi 398062 (Closed) - 29.06.2006 - Other non-conformities - Høy viskositet på slurry Høy viskositet på slurry resulterte i at det ikke lot seg gjøre å pumpe fra slurry aktiv tank til holding tank på CRI unit. Linen gikk tett.
398206	5	Synergi 398206 (Closed) - 30.06.2006 - Other non-conformities - Feil mål på BHA Lengde. Std med jar og HWDP ble kjørt i hullet. Det ble ikke oppdaget at 1stk pup jt. sto mellom HWDP og jar. (lengde 4,4m)
398212	5	Synergi 398212 (Closed) - 01.07.2006 - Other non-conformities - Blindplugg løsnet på luftslange til elevator. Når elevator ble aktivert ved retrackting av block, blåste lufta ut av slangen ved elevatoren. Sjekket og fant blindpluggen på døren.
398219	5	Synergi 398219 (Closed) - 30.06.2006 - Other non-conformities - Kuttet hydraulikkslange. Ved innkjøring av catwalk ble hyd.slange til PS-30 slips kuttet i endestoppen for catwalk, dette medførte en liten lekkasje.
398285	5	Synergi 398285 (Closed) - 01.07.2006 - Other non-conformities - Pneumatisk dør på P-24 sør/øst går ikke helt igjen Pneumatisk dør på P-24 sør/øst går ikke helt igjen

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	27 of 132	
	2007-09-05	1		

Synergi no	Hazard	Description
398289	5	Synergi 398289 (Closed) - 02.07.2006 - Accident - Blåse/åpne ventil for overføringsfilter mellom slurry tank og aktiv tank sto åpen når CRI kjørte Blåse/åpne ventil for overføringsfilter mellom slurry tank og aktiv tank sto åpen når CRI kjørte
398390	5	Synergi 398390 (Closed) - 02.07.2006 - Other non-conformities - Lekkasje i pakning på filterhus mellom slurry og handling tank Lekkasje i pakning på filterhus mellom slurry og handling tank
398408	5	Synergi 398408 (Closed) - 02.07.2006 - Other non-conformities - Feilmerking på avløpsrør ,D-12. På rør(I krysset over mudpumpe B der en kan velge Cri-mølle eller draintank) står det 3003 Nord,mens draintank nord er tank 3002.
398724	5	Synergi 398724 (Closed) - 03.07.2006 - Other non-conformities - Lekkasje i wash pipe Lekkasje i wash pipe før displacing til inhibitert SW og test av GTV plugg.
398815	5	Synergi 398815 (Closed) - 03.07.2006 - Other non-conformities - Misrun for setting av GTV-plugg Det ble kjørt i hullet med GTV-plugg til dybde 507 m. Fulgte Baker Oil Tools sin prosedyre for å sette GTV-pluggen, men fikk ikke satt pluggen. Trakk ut av brønnen med plugg. Baker Oil Tools sin operator sjekket plugg på dekk, de ble observert flg. : a) "Clutch" var ikke gått i nngrep. b) Der var indikasjoner på at pluggen hadde begynt å sette seg. Reserve plugg ble kjørt og satt. Primær plugg som feilet ble sendt i land for sjekk i Baker Oil Tools sitt verksted.
398829	5	Synergi 398829 (Closed) - 04.07.2006 - Near miss - Åpent manhull til tank uten sperring Det ble oppdaget et åpent manhull til tank ved siden av mudpumpene hvor arbeidet var avsluttet uten at det var satt opp sperring.
398830	5	Synergi 398830 (Closed) - 04.07.2006 - Other non-conformities - feil x/over på W.B.Running tool. Skulle ta opp WB running tool fra catwalk. Fikk ikke plukket den opp med elevator da X/over var skrudd i topp.

3.2 Experience listing

Subject: Maks pumperate i øvre del av 17 1/2".

Section: NO 34/11-5 S, 17 1/2"

Rep date: 06.02.2006

Keywords: CLEAN WELL

Downtime:

Comp inv: Statoil

References:

Synergi no:

Synergi desc:

Pot time improvements:

Cost:

Description:

Ved boring i øveste del (motor run) av 17 1/2" seksjonen har vi erfart at det ikke er mulig å holde en sirkulasjonsrate på 5000 lpm. På grunn av myke formasjoner, i tillegg til sandene i Hordaland, vasker vi bare ut hullet dersom vi nærmer oss denne raten.

Det anbefales at vi i framtidige brønner planlegger denne delen av 17 1/2" seksjonen med maks rate +/- 4000 lpm. Hullrenskingen er like bra med denne raten.

Immediate solution:

Future recommended solution:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	28 of 132
	2007-09-05	1	

Subject:	Vekt under BOP test plugg		
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"		
Rep date:	14.02.2006		
Keywords:	BOP/WB/BP		
Downtime:		Pot time improvements:	1
Comp inv:	ABB Vetco Gray		
References:			
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

Ved kjøring av BOP test plugg ble det kjørt 5 stands med DP under test pluggen for å sentrere denne og ha vekt under pluggen. Dette er ikke nødvendig når en ikke skal skru seg ut av pluggen for å kunne teste shear ram. Det kan spares tid på å kjøre test pluggen uten å ha vekt under denne

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Høyt partikkelnivå i boreslam under boring av 17 1/2" hull		
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"		
Rep date:	18.02.2006		
Keywords:	SCREEN		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	Baroid		
References:			
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

Under boring har vi registrert et noe høyt partikkelnivå (API-Sandtest) i borevæsken - mellom 1,0% og 1,5% i snitt. Dette til tross for at primærrensingen driftes etter kunnskapen i Optimal Drilling Fluids Solids Control (ODFSC). Shaker screen slitasjen har vært holdt på et minimum, og det ville normalt ha blitt forventet et partikkelinnhold mellom 0,1% og 0,3% når ODFSC etterleves. Det ble foretatt en lekkasjetest med baseolje på en shaker med blindet DuraFlo shaker screens. Det ble påvist en lekkasjerate på 2,3 m3/time på denne ene shakeren. Det er mistanke om at denne lekkasjen skjer i bakkant av shaker screens, ut fra studium av tegninger. Det ser ut til at pakningene i bakkant har en uheldig utforming som kan gi lekkasje ved skruerfester samt mellom screen og pneumatisk pakning. Det foreslås å benytte en midlertidig løsning med ekstra pakninger i bakkant på shaker screens, for å redusere denne lekkasjen. På sikt må det lages en permanent løsning ved at pakningene bak i shakeren blir skiftet ut med en modifisert type. (tegninger i vedlagt dokument)

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Kaks containere		
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"		
Rep date:	20.02.2006		
Keywords:	CUTTINGS TRANSPORT SYSTEM		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	Halliburton		
References:			
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

Kvitebjørn har skiftet leverandør og type kaks containere. Den nye type kaks containere er lukket og kan ikke stables i høyden. Den gamle type kaks containere kunne stables 3 stk i høyden når de var tomme. Dette medfører at ett større deksareal blir okkupert ved bruk av den nye containere. I tillegg tar den nye type kaks containere mindre volum enn den gamle. I praksis betyr

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	29 of 132
	2007-09-05	1	

dette at kan ta i mot mindre mengder borkaks til "skips" enn tidligere; kontainerne er mindre og antallet containere er redusert grunnet dekkskapasitet.

Immediate solution:

Future recommended solution:

Vurdere en annen type kaks kontainer for å øke kaks til "skip" kapasiteten.

Subject:	MU torque for 14" casing	
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"	
Rep date:	26.02.2006	
Keywords:	CASING/LINER	
Downtime:		Pot time improvements:
Comp inv:	Statoil	
References:		
Synergi no:		Cost:
Synergi desc:		

Description:

The MU torque for the 14" casing (106# , Q-125, VAM TOP conn.) was adjusted after the casing job in 34/11-A-6. The new MU torque "window" is: minimum 40 000 ft-lbs, optimum 42 000 ft-lbs and maximum 43 000 ft-lbs. This makes it very difficult to achieve the optimum torque with only a 1000 ft-lbs difference between optimum and max. torque because of delayed dump signal to the casing tong.

It should be evaluated to decrease the optimum torque (to 41 000 ft-lbs?) to allow for the signal delay.

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Possible hang up of Swellpacker when running in hole with casing string.	
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"	
Rep date:	26.02.2006	
Keywords:	CASING/LINER	
Downtime:		Pot time improvements:
Comp inv:	Statoil	
References:		
Synergi no:		Cost:
Synergi desc:		

Description:

When RIH with casing between 4647 m - 4659 m, we had to work 1 casing joint for 1 hr to get it down. At this time the swellpacker (center packer element) was between 1767 - 1781 m. A possible explanation for the hang up can be that the swellpacker joint (swell packer with pup joint above and below) was hanging up in the transsion between the hole drilled by the motor BHA and the Powerdrive BHA. The motor BHA was pulled at 1778 m after drilling through the Hordaland sands.

A caliper log was run in the 17 1/2" OH in well 34/11-A-15, showing a larger hole size in the upper part of the hole (the Hordaland sands) than the lower part of the section.

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Summary of MW / circulation during casing running	
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"	
Rep date:	28.02.2006	
Keywords:	DRILLING FLUID	
Downtime:		Pot time improvements:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	30 of 132
	2007-09-05	1	

Comp inv: Baroid

References:

Synergi no:

Cost:

Synergi desc:

Description:

Mud left in 17 1/2" hole was 1.48 sg when POOH from TD. While running casing, the MW in return was 1.47 - 1.48 sg. It was circulate in 20" shoe while taking onboard casing, max. lossfree rate 1300 lpm, losses at 1500 lpm.

The last 30 m of the casing was circulated down with 500-600 lpm. When starting circulation with casing at TD, a rate of 1850 lpm was reached, but MW in return was 1.44 sg MW in return. The pumps where turned off for a short time, and when restarted, losses where experienced at 980 lpm, full return was not regained even at a low pumprate (200 lpm).

It was decided to start the cement job, but due to equipment failure the well had to be left "idle" for 17 hrs before cement could be pumped. While pumping cement job, return was regained and cement was dispalced with 3000 lpm. MW in return was 1.48 sg.

Note! All MW is referenced to 50 deg. C.

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Difficult to release RTTS plug.		
Section:	NO 34/11-5 S, 17 1/2"		
Rep date:	15.04.2006		
Keywords:	T/A PLUGS & MECH. PLUGS		
Downtime:	3,50	Pot time improvements:	
Comp inv:	Halliburton		
References:			
Synergi no:	383541	Cost:	91000
Synergi desc:			

Synergi 383541 (Closed) - 16.04.2006 - Other non-conformities - Problemer med frigjøring av RTTS pakning etter trykktest av 14" casing

Ved trykktest av 14" casing til 525 bar ble det benyttet en RTTS pakning for å unngå sprengning av 13 3/8" casing. Setting og trykktesting ble utført iht. prosedyre og forløp greitt. Etter at trykk var avblødd, ble det erfart store problemer med å frigjøre RTTS pakningen.

Description:

Immediate solution:

Operasjonssekvens er vist i vedlegg.

Det ble gjort flere forsøk på å frigjøre pakning med opptil 50 tonn overpull uten hell. Det ble også forsøkt å frigjøre pakning med trykk på annulus (56 bar og etterpå 105 bar) mens det ble trukket i steg til opptil 70 tonn OP.

Pakning kom løs etter at det først ble holdt 296 bar trykk på annulus i 15 min, som så ble blødd ned til 15 bar. Sirkulasjonsventil ble så satt i åpen posisjon (åpning ble bekreftet av at trykket i annulus falt til null). Det ble så trukket i steg opp til 79 tonn og pakning kom løs.

Det ble også erfart store problemer med å frigjøre RTTS pakningen i A-10. Også den gangen kom man seg først løs etter å ha holdt trykk på annulus, som så ble blødd av før pakning ble trukket løs. Det var ingen synlige skader på RTTS pakningen da den kom ut av hullet.

Future recommended solution:

Prosedyren for testing av casing (kun 14" casing i dette tilfellet), tilsier at DP skal først trykkes opp til 200 bar, og deretter skal annulus over RTTS pakning trykkes opp til 525 bar og holdes i 10 min. Etterpå skal annulustrykket iht. prosedyren bløs av før DP-trykket bløs av.

Følgende anbefales for seinere trykktester:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	31 of 132
	2007-09-05	1	

1. Trykk opp DP til 200 bar
2. Trykk opp annulus til 525 bar
3. Blø av annulus til 300 bar
4. Blø av DP trykket til 0 bar
5. Hold annulustrykket i 15 min før det bløs av
6. Trekk RTTS pakning løs.

Det bør også vurderes om det skal legges inn at sirkulasjonsventil skal settes i åpen posisjon før pakning trekkes løs, for å motvirke at pakning resetter seg pga. ubalanse/u-tubing i slammet.

Prosedyren for testing av 13 3/8" og 14" casing (dette er det vanlige scenarioet) bør også omskrives, slik at man til slutt står igjen med 300 bar trykk på annulus som holdes i 15 min. før trykket bløs av og pakning trekkes løs.

Ved å stå igjen med trykk på annulus til slutt, bør det bli lettere å frigjøre de hydrauliske "hold-opp slipsene".

Subject:	Running 9 7/8 x 10 3/4" casing		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	01.05.2006		
Keywords:	CASING/LINER		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	Weatherford Norge AS		
References:			
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

Substantial barite sag was experienced when running and circulating 9 7/8 x 10 3/4" casing string. Even MW after drilling 12 1/4" hole to TD was 1.72 sg. MW out while circulating casing varied between 1.64-1.77 sg. When attempting to circulate casing on the last casing joint prior to landing, formation losses were experienced and regaining full circulation was quite time consuming.

Immediate solution:

Circulated and conditioned mud at frequent intervals while RIH with casing string. Re-established full circulation and reduced MW to 1.71 sg prior to landing casing.

Future recommended solution:

Consider possible alternative mud treatments to mud system prior to running casing to reduce effect of barite sag. Consider to circulate casing more frequent in open hole and even wash down last 10 casing joints prior to landing casing string.

Subject:	Stick-up of casing landing string		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	01.05.2006		
Keywords:	CASING/LINER		
Downtime:		Pot time improvements: 2	
Comp inv:	Halliburton		
References:	Synergi 387685		
Synergi no:	387696	Cost:	3000
Synergi desc:	Synergi 387696 (Closed) - 06.05.2006 - Other non-conformities - Mangelfull vandring på LaFleur autoseal under landing av casing		
	Under landing av 9 7/8" x 10 3/4" casing må spider elevator settes forholdsvis høyt på landestrengen for å få nødvendig stick-up fra boredekket etter landing. Avstanden til LaFleur autoseal blir da for stor for å få aktivert pakningen.		
Description:			
Immediate solution:			
Future recommended solution:			

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	32 of 132
	2007-09-05	1	

Subject:	Discreptancy in X-over depth		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	01.05.2006		
Keywords:	LOGGING/EVALUATION		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	READ Well Services		
References:			
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

The MFC logging tool concludes that the 14" x 13 3/8" X-over depth is 1777 m. This is 27 m shallower than the X-over depth as per casing tally (1804 m).

The logging depths have been confirmed by both Schlumberger and Smedvig, having two independant logging system.

The casing tally has been checked and verified OK. Further, the landing collar depth was confirmed according to tally when drilling out the 13 3/8" shoe.

Large cable tension might be the explanation. The Smedvig counter was 15 m out of range when the tool was pulled to surface (15 m longer OOH compared to start RIH).

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject:	Change configuration on RTTS offshore		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	14.05.2006		
Keywords:	T/A PLUGS & MECH. PLUGS		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	Halliburton		
References:	388644		
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

Description:

It was run a 9-7/8" RTTS with storm valve as a barrier prior to BOP inspection (open doors etc). It was not possible to leak test the RTTS and it was found that the RTTS had parted in a connection below the hydraulic slips. The remaining RTTS; packer and mechanical slips had to be fished out of the well. The RTTS was dressed with a circulation valve from onshore and redressed with a storm valve offshore.

Immediate solution:

Future recommended solution:

There could have been drawn a scribe line along the RTTS to reveal if any connections on the RTTS have been changed when changing "configuration" on the RTTS. It is therefore recommended to draw a scribe line whenever changing the configuration on the RTTS from circulation valve to storm valve and vica verca.

However, it is emphasised that the reason fot the incident (parting of the RTTS) is not revealed.

Subject:	Fortrengning fra OBM til Cs/k-format slam		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	20.05.2006		
Keywords:	DISPLACEMENT		
Downtime:		Pot time improvements:	
Comp inv:	Cabot		
References:	390230		
Synergi no:		Cost:	
Synergi desc:			

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	33 of 132
	2007-09-05	1	

Description:

I prosedyren for fortrenkning fra oljebasert til Cs/K-format slam var det beskrevet at annular preventer skulle åpnes for å få ut oljebasert slam i lav trykksriser. Det var ca 90 bar trykk under annular. Dette ville kunne medført at slamsøylen hadde kommet meget hurtig ut med fare for tolgrising i boreområdene. Boremannskapet som skulle utføre jobben var årvåkent og stoppet. Operasjonen ble revidert ved at nedre BOP ram ble stengt og annular kunne åpnes. Den opprinnelige prosedyre hadde tatt utgangspunkt i at fortrenkning skulle foregå med åpen annular slik at det ikke stod i slam i lavtrykksriser. Da 9-7/8" foringsrør sko ikke er tett ble fortrenkning foretatt med stengt annular og ved strupe inn brønnen for ikke å komme i underbalanse mhp poretrykk.

Immediate solution:

Stenge LPR for å blø av trykk under annular.

Future recommended solution:

Revidere prosedyre.

Subject:	Skrudde La Fleur for langt ut.		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		
Rep date:	21.05.2006		
Keywords:	CASING/LINER		
Downtime:	0	Pot time improvements:	
Comp inv:	Weatherford Norge AS		
References:			
Synergi no:	387685	Cost:	13000
Synergi desc:	Synergi 387685 (Closed) - 07.05.2006 - Other non-conformities - Skrudde La Fleur for langt ut.		
	Skrudde La Fleur for langt ut slik at den satte seg fast og knekte låse-pinner.		
Description:	Skrudde La Fleur for langt ut slik at den satte seg fast og knekte låse-pinner.		
Immediate solution:			

Future recommended solution:

Subject:	Ut boring av Baker Oil Tools 9-7/8" Recess shoe (RC9)			
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"			
Rep date:	22.05.2006			
Keywords:	CASING/LINER			
Downtime:		Pot time improvements:		
Comp inv:	Baker Oil Tools			
References:				
Synergi no:		Cost:		
Synergi desc:				

Description:

Ved utboring av 9-7/8" Recess shoe var det ikke mulig å komme ut av hullet. Det ble observert ett økende vrिमoment (trq) og borestrengen tok vekt. Det var mulig å gå ned i hullet, men under opptrekking var "junk" kommet lengre ned i brønnen. Greide å knuse noe "junk" som antas å komme fra Recess shoe, men det var ikke mulig å komme ut uten å overskride maksimum vrिमoment på borestrengen (maks. vrिमoment ble ikke overskudet). Gikk i hullet og boret ut gjenværende shoetrack, rensset rottehull og boret 3 m ny formasjon. Etter en tids sirkulering var det mulig å komme inn i 9-7/8" foringsrør uten å møte noen restriksjoner. Det antas at årsaken til restriksjonene var "junk" fra Recess shoe som hadde kilt seg bak borekronen.

Immediate solution:

Fortsatte operasjonen; boret ut gjenværende sko, rensset rottehull og boret 3 m ny formasjon.

Future recommended solution:

Dersom det antas at årsaken er junk fra Recess sko anbefales flg.: Det anbefales i fremtiden å ikke bruke tid på å komme seg opp i brønnen med bunnhullstreng, men fortsette å komme seg ut i åpent hull. Etter å ha rensset rottehull under foringsrør og boret 3 m ny formasjon kan det gjøres forsøk på seg opp for å sjekke om restriksjonen er vekke.

Subject:	Manglende fiskeverktøy for MFC toolstreng		
Section:	NO 34/11-5 S, 12 1/4"		

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	34 of 132
	2007-09-05	1	

Rep date: 30.04.2006

Keywords: LOGGING/EVALUATION

Downtime: 0

Pot time improvements:

Comp inv: READ Well Services

References:

Synergi no: 386226

Cost:

3000

Synergi desc:

Synergi 386226 (Closed) - 30.04.2006 - Proposed improvements - Mangelende fiskeverktøy for MFC loggestreng

I forbindelse med klargjøring offshore viste det seg at ingen av de involverte parter i MFC loggingen (Read, Schlumberger, Smedvig) ikke hadde fiskeverktøy tillgjengelig for MFC logging. Ei heller var dette spesifisert i Statoils sjekklister.

Description:

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject: MDT tool status after TLC logging operations

Section: NO 34/11-5 S, 8 1/2"

Rep date: 09.06.2006

Keywords: FORMATION TESTING/SAMPLING

Downtime: 0

Pot time improvements:

Comp inv: Schlumberger

References: Synergi no. 394131 (Logging tool failure)

Synergi no: 394911

Cost:

2000000

Synergi desc:

Synergi 394911 (Closed) - 13.06.2006 - Other non-conformities - Damaged MDT logging equipment
When retrieving TLC logging equipment, equipment damage was observed: on MRPQ inner packer was damaged, on MRPS the packer was missing and seal plate slightly bent. Ref. also scanned document from Schlumberger attached.

Description:

Immediate solution:

Future recommended solution:

Subject: Open hole displacement from Cs/K-format to oil based mud

Section: NO 34/11-5 S, TEMP P&A

Rep date: 23.06.2006

Keywords: DISPLACEMENT

Downtime:

Pot time improvements:

Comp inv: Cabot

References:

Synergi no:

Cost:

Synergi desc:

Description:

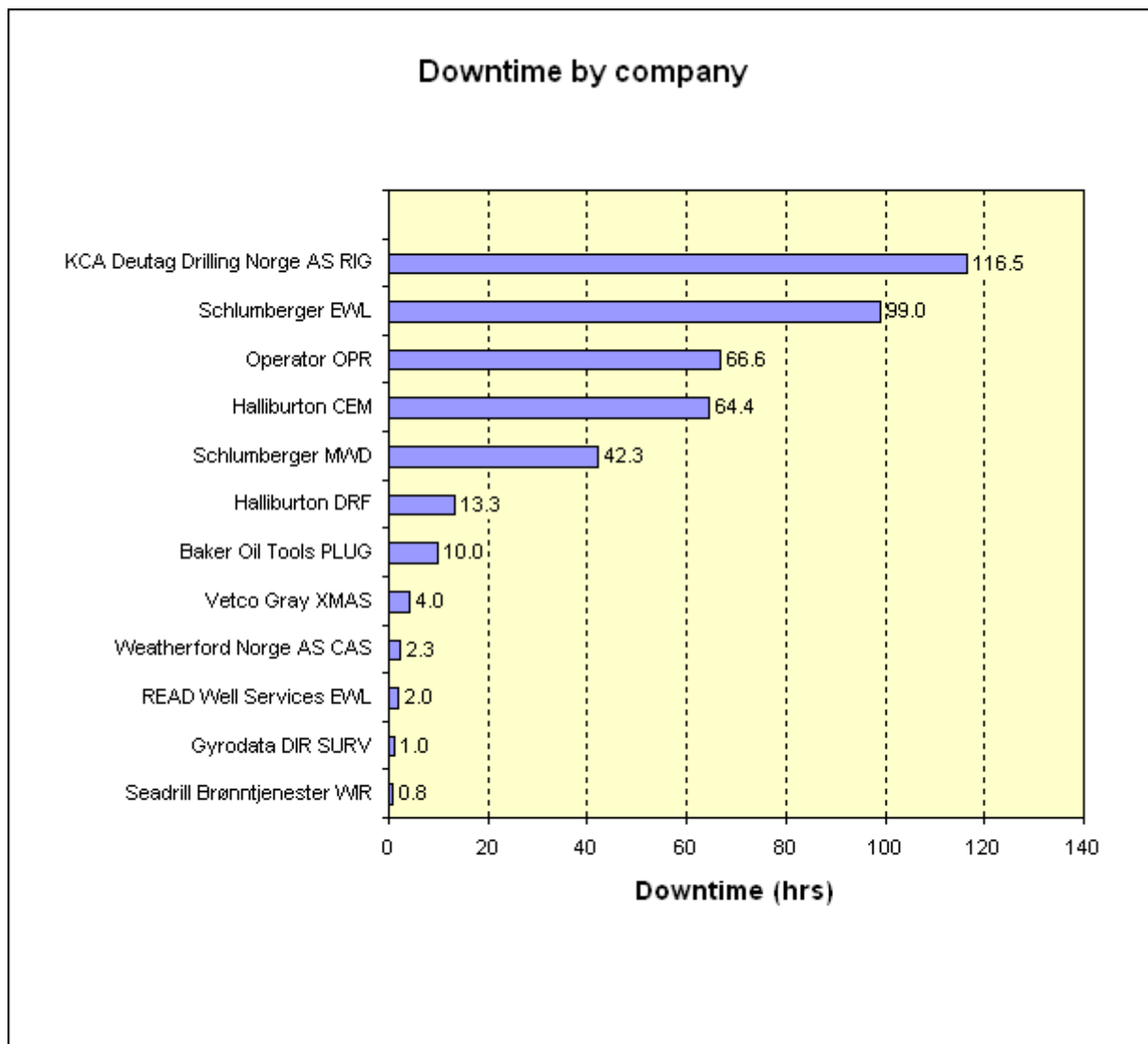
The well was displaced from Cs/K-format to oil based mud with minimum loss of expansive Cs/K-formatmud ; i.e. the interface was small (2.5 m3). There was no need for a spacer between the two mud systems. The actual displacement was performed in a minimum of time (pumping time). It was used long time to clean pits etc, but this was caused by having 2 mud systems on surface for an ERD well (7380 mMD).

Immediate solution:

Future recommended solution:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	35 of 132
	2007-09-05	1	

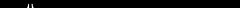
3.3 Incidents by service and company



SERVICE COMPANY:
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
09.05.2006 13:15:00	RIG-E03 BOP stack/valves	388186	Skifte av annular element etter inspeksjon.	412000	824000	12,0		
			Total	412000				

SERVICE COMPANY: Casing Crew Service CAS Weatherford Norge AS

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	36 of 132	
	2007-09-05	1		

WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
02.05.2006 03:00:00	CAS-E01 Remote oper. tongs w/integrated B-U	386842	Problemer med fjernoperert foringsrør tang	20000	640000	0,8	100	0,8
02.05.2006 06:00:00	CAS-E03 Hydraulic operated tongs	387085	Problem med avstandssensor på casing tang	13000	624000	0,5	100	0,5
03.05.2006 21:45:00	CAS-E03 Hydraulic operated tongs	387092	Problemer med casing tang	6500	624000	0,3	100	0,3
04.05.2006 23:15:00	CAS-E06 500 T spider elevator suppl. by contractor	387297	Feil elevator	13000	416000	0,8	100	0,8
			Total	52500				2,3

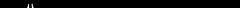
SERVICE COMPANY: Cementing CEM Halliburton

WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
27.02.2006 00:00:00	RIG-E349 Misc. software	373998	Kjemikalie mikse system for sementering	442000	606171	17,5	1	0,2
02.03.2006 01:45:00	CEM-E01 Equipment functions	374769	Fikk ikke trykktestet 13 3/8" x 14" casing pga. lekkasje mellom casing/ DP annulus og DP.	442000	624000	17,0	100	17,0
16.04.2006 00:00:00	CEM-20 Other failures	383541	Problemer med frigjøring av RTTS pakning etter trykktest av 14" casing	91000	624000	3,5	50	1,8
08.05.2006 03:00:00	CEM-E01 Equipment functions	387963	Lekkasje under testing av 9 7/8" x 10 3/4" foringsrør	695500	725739	23,0	100	23,0
11.05.2006 09:00:00	CEM-E01 Equipment functions	388644	RTTS packer delte seg under henting.	585000	624000	22,5	100	22,5
			Total	2255500				64,4

SERVICE COMPANY: Directional survey DIR SURV Gyrodata

WELLBORE: NO 34/11-5 S

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	37 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
28.02.2006 18:30:00	DIR SURV-E01 Electrical logging equipment	374493	Vinsj stoppet ved kabellogging	26000	624000	1,0	100	1,0
			Total	26000				1,0

SERVICE COMPANY: Drilling Fluids DRF Halliburton
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
25.06.2006 06:00:00	DRF-E01 Solids control equipment	397263	Oljebasert slam utenfor spesifikasjon	344500	624000	13,3	100	13,3
			Total	344500				13,3

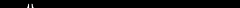
SERVICE COMPANY: Electric Wireline Logging EWL READ Well Services
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
30.04.2006 21:30:00	EWL-E05 Downhole electronic	386500	Feil på MFC tool	52000	624000	2,0	100	2,0
			Total	52000				2,0

SERVICE COMPANY: Electric Wireline Logging EWL Schlumberger
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
03.06.2006 19:15:00	EWL-E05 Downhole electronic	392975	MRPO failed	32500	624000	1,3	100	1,3
06.06.2006 09:00:00	EWL-E05 Downhole electronic	394131	Logging tool failure	2741500	673105	97,8	100	97,8
			Total	2774000				99,0

SERVICE COMPANY: Measurement While Drilling MWD Schlumberger
WELLBORE: NO 34/11-5 S

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	38 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
12.02.2006 00:00:00	MWD-E23 Loss real time data	370853	MWD downhole tool failure in the 17 1/2" section	2182000	1239479	42,3	100	42,3
			Total	2182000				42,3

SERVICE COMPANY: Operator OPR Operator
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
01.02.2006 20:00:00	RIG-E03 BOP stack/valves	369031	Lekkasje under BOP testing.	110500	624000	4,3	50	2,1
06.02.2006 10:45:00	DDR-E01 Mudmotor	369704	Plugging av BHA under boring av 17 1/2" hull.	26000	624000	1,0	100	1,0
26.02.2006 17:00:00	DRF-07 Procedure not followed	373987	Tapt sirkulasjon før sementering av 13-3/8" x 14" foringsrør	442000	6061714	1,8	100	1,8
16.04.2006 00:00:00	CEM-20 Other failures	383541	Problemer med frigjøring av RTTS pakning etter trykktest av 14" casing	91000	624000	3,5	50	1,8
21.04.2006 00:00:00	RIG-E14 Mud pumps	384429	Pup off ventil på HP mudpumpe gikk av	6500	624000	0,3	100	0,3
21.04.2006 16:00:00	DDR-E11 3D Steering/DLS/performance	384730	PowerDrive inclination hold problem	1836000	786857	56,0	100	56,0
01.05.2006 06:00:00	RIG-E03 BOP stack/valves	386489	Jobbet Wellhead vasketool gjennom annular	63700	555927	2,8	100	2,8
10.05.2006 19:30:00	RIG-01 Procedure					1,0	100	1,0
			Total	2575700				66,6

SERVICE COMPANY: Plug PLUG Baker Oil Tools
WELLBORE: NO 34/11-5 S

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	39 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
03.07.2006 11:00:00	PLUG-E04 Plug	398815	Misrun for setting av GTV-plugg	260000	624000	10,0	100	10,0
			Total	260000				10,0

SERVICE COMPANY: Rig Operations RIG KCA Deutag Drilling Norge AS
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
31.01.2006 15:45:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	368525	BDOS alarm på spinnertang.	32500	624000	1,3	100	1,3
31.01.2006 20:00:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	368547	Fortløpende lekkasjer på ironroughneck.	45500	624000	1,8	100	1,8
01.02.2006 20:00:00	RIG-E03 BOP stack/valves	369031	Lekkasje under BOP testing.	110500	624000	4,3	50	2,1
03.02.2006 00:00:00	RIG-E348 Slips	369041	Skade på hydr.slange til PS 30.	13000	624000	0,5	100	0,5
03.02.2006 08:00:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	369254	Ødelagt hydraulikkslange på trq wrench til top drive.	13000	1248000	0,3	100	0,3
03.02.2006 17:00:00	RIG-E07 Top drive	369262	Ødelagt slange på spinnertang.	6500	312000	0,5	100	0,5
03.02.2006 22:45:00	RIG-E371 Cement unit	369350	Testproblemer i sement rom	97500	624000	3,8	100	3,8
04.02.2006 10:45:00	RIG-E14 Mud pumps	369298	Løs bolt til Liner Slampumpe B liner #2	48000	576000	2,0	100	2,0
07.02.2006 02:30:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	369753	Lekkasje på hyd. slange IR	26000	624000	1,0	100	1,0
08.02.2006 02:30:00	RIG-E14 Mud pumps	370111	Mudpumper tar ikke kommando fra borecabin.	494000	624000	19,0	100	19,0
09.02.2006 06:00:00	RIG-E14 Mud pumps	370455	Utvasking i wearplate og i fluidende på MP A fluid ende 2	65000	624000	2,5	100	2,5
15.02.2006 00:00:00	RIG-E07 Top drive	371405	Brudd på hydraulisk slange	6500	624000	0,3	100	0,3
20.02.2006 12:30:00	RIG-E07 Top drive	372426	Bytte av washpipe	32500	624000	1,3	100	1,3
22.02.2006 13:45:00	RIG-E347 Pipe handling equ/sys other	372794	Fikk ikke satt ned stand med Hydraracker	6500	624000	0,3	100	0,3
23.02.2006 16:00:00	RIG-01 Procedure	373131	HR ble kjørt inn i blokk når denne var på vei opp.	19500	624000	0,8	100	0,8
27.02.2006 00:00:00	RIG-E349 Misc. software	373998	Kjemikalie mikse system for sementering	442000	606171	17,5	99	17,3

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	40 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
02.03.2006 07:30:00	RIG-E348 Slips	374777	Hydraulikk lekkasje på PS 30 slips	13000	624000	0,5	100	0,5
02.03.2006 22:00:00	RIG-E06 Deck crane	374896	Skiftet sprukket hydraulikk slange på rørhånderings kran.	19500	624000	0,8	100	0,8
18.04.2006 14:30:00	RIG-03 Procedure not followed	383939	Skiftet til 6" linere i boreslam pumpe A og B	221000	663000	8,0	100	8,0
20.04.2006 00:00:00	RIG-E14 Mud pumps	384477	Under boring oppdaget vi at det var ulyder fra suction og discharge ventilene på mud pumpe B. Ventilene ble sjekket og det ble oppdaget utvasking i et sete og ventil. Alle setene og ventilene ble skiftet.	6500	624000	0,3	100	0,3
20.04.2006 06:45:00	RIG-E14 Mud pumps	384612	Lekk ventil i MP B	6500	624000	0,3	100	0,3
21.04.2006 13:30:00	RIG-E14 Mud pumps	384565	Feil montering av mp etter skifte av sete og liner på MP A, gjorde at vi måtte åpne pumpa igjen. Tapte 15 minutter rigg tid.	6500	624000	0,3	100	0,3
22.04.2006 09:30:00	RIG-E14 Mud pumps	384750	Suction modul vasket ut	50000	1200000	1,0	100	1,0
24.04.2006 06:00:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	385112	Fikk ikke kjørt jernroughneck.	26000	624000	1,0	100	1,0
24.04.2006 13:15:00	RIG-E14 Mud pumps	385114	Pop off ventil utløste alt for tidlig.	6500	624000	0,3	100	0,3
25.04.2006 00:00:00	RIG-E14 Mud pumps	385132	Utvask i ventiler og sete MP B.	13000	624000	0,5	100	0,5
28.04.2006 06:00:00	RIG-E14 Mud pumps	385915	Utvaskning i Suction moduler i MP,A og MP.B	252000	1728000	3,5	100	3,5
30.04.2006 00:15:00	RIG-E07 Top drive	386212	Ingen bekreftelse/tilbake melding på Cyberbase vedr bremsetest etter cut&slip.	13000	624000	0,5	100	0,5
30.04.2006 07:30:00	RIG-E07 Top drive	386356	Sprekk i sveis på festebrakett til teleskopsylinder på trq wrench.			3,3	100	3,3
06.05.2006 00:00:00	RIG-E07 Top drive	387491	Fikk ikke skrudd ut lafluer etter sirkulering	6500	312000	0,5	100	0,5
08.05.2006 07:45:00	RIG-E347 Pipe handling equ/sys other	387729	Målte 17 bar på lekk olje uttak på hydraracker	583500	767342	18,3	100	18,3

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	41 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
15.05.2006 14:00:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	389371	Fant deformert skive 50x50mm på Boredekk	32500	624000	1,3	100	1,3
20.05.2006 09:30:00	RIG-E07 Top drive	390758	Slange for TW sprakk ved kobling	6500	624000	0,3	100	0,3
31.05.2006 07:00:00	RIG-E07 Top drive	392446	Lekkasje på DDM Washpipe	156000	516414	7,3	100	7,3
01.06.2006 18:00:00	RIG-E353 Subs and lift plugs	392642	Saversub ble deformert	29000	278400	2,5	100	2,5
02.06.2006 11:30:00	RIG-E347 Pipe handling equ/sys other	392827	Stand falt ut av finger og tvers over derrick.	32500	624000	1,3	100	1,3
02.06.2006 13:15:00	RIG-E388 General	392828	Skadet wire	6500	624000	0,3	100	0,3
04.06.2006 14:45:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	393141	Brudd på hydraulisk slange	13000	624000	0,5	100	0,5
09.06.2006 07:45:00	RIG-E348 Slips	394042	Lekkasje på hydraulisk kobling	6500	624000	0,3	100	0,3
12.06.2006 09:30:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	394646	Bolt brakk av fra jernroughneck.	26000	499200	1,3	100	1,3
18.06.2006 19:45:00	RIG-E342 Drillfloor tub handl system	396043	Lekk Hyd. slange	6500	624000	0,3	100	0,3
21.06.2006 06:45:00	RIG-E347 Pipe handling equ/sys other	396626	DP gled i Hydraracker	3000	288000	0,3	100	0,3
26.06.2006 01:15:00	RIG-E388 General	397275	Plugget line	149500	624000	5,8	100	5,8
27.06.2006 07:30:00	RIG-E07 Top drive	397714	Saver sub brakk i stede for DP connection.	13000	624000	0,5	100	0,5
30.06.2006 06:00:00	RIG-E348 Slips	398219	Kuttet hydraulikkslange.	6500	624000	0,3	100	0,3
03.07.2006 18:30:00	RIG-E07 Top drive	398724	Lekkasje i wash pipe	13000	624000	0,5	100	0,5
04.07.2006 11:30:00	RIG-01 Procedure	398830	feil x/over på W.B.Running tool.	26000	624000	1,0	100	1,0
			Total	3208000				116,5

SERVICE COMPANY: Surf. WH/X-mas tree XMAS Vetco Gray
WELLBORE: NO 34/11-5 S

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
09.05.2006 02:00:00	XMAS-E20 Other Equipment	388188	Wearbushing runningtool ville ikke gå i latch.	104000	624000	4,0	100	4,0
			Total	104000				4,0

SERVICE COMPANY: Wireline WIR Seadrill Brønntjenester
WELLBORE: NO 34/11-5 S

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	42 of 132	
	2007-09-05	1		

Incident start time	Failure code	Synergi no	Title	Quality cost		Downtime		
				NOK	NOK/d	Total hrs	Comp share %	Comp share hrs
30.04.2006 16:00:00	WIR-E10 Winch/Power pack	386492	Problemer med spoling av kabel	19500	624000	0,8	100	0,8
			Total	19500				0,8

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	43 of 132	
	2007-09-05	1		

3.4 Time distribution

34/11-5 S		Length m	Budget		TL		Actual		Ops (f)
Section	Start time		hrs	days	hrs	days	hrs	days	
24"	12.01.2006 05:30	0,0	32,5	1,4	15,3	0,6	10,5	0,4	100,0
24"	12.01.2006 19:30	0,0	9,3	0,4	7,8	0,3	4,8	0,2	100,0
24"	31.01.2006 04:00	3,0	95,1	4,0	51,8	2,2	95,5	4,0	87,2
17 1/2"	04.02.2006 03:30	3703,0	639,0	26,6	385,5	16,1	696,3	29,0	85,6
17 1/2"	26.03.2006 23:45	0,0	16,0	0,7	12,0	0,5	26,3	1,1	100,0
17 1/2"	14.04.2006 02:00	3,0	53,0	2,2	35,5	1,5	103,8	4,3	88,4
12 1/4"	18.04.2006 09:45	1701,0	804,0	33,5	403,5	16,8	803,5	33,5	79,4
8 1/2"	21.05.2006 21:15	699,0	515,0	21,5	341,0	14,2	780,0	32,5	85,5
P&A	23.06.2006 09:15	0,0	240,0	10,0	150,5	6,3	288,8	12,0	89,2
Sum			2403,9	100,3	1402,9	58,5	2809,5	117,0	

FINAL WELL REPORT**34/11-5 S****Licence no: PL193****Well: NO 34/11-5 S**

Doc no



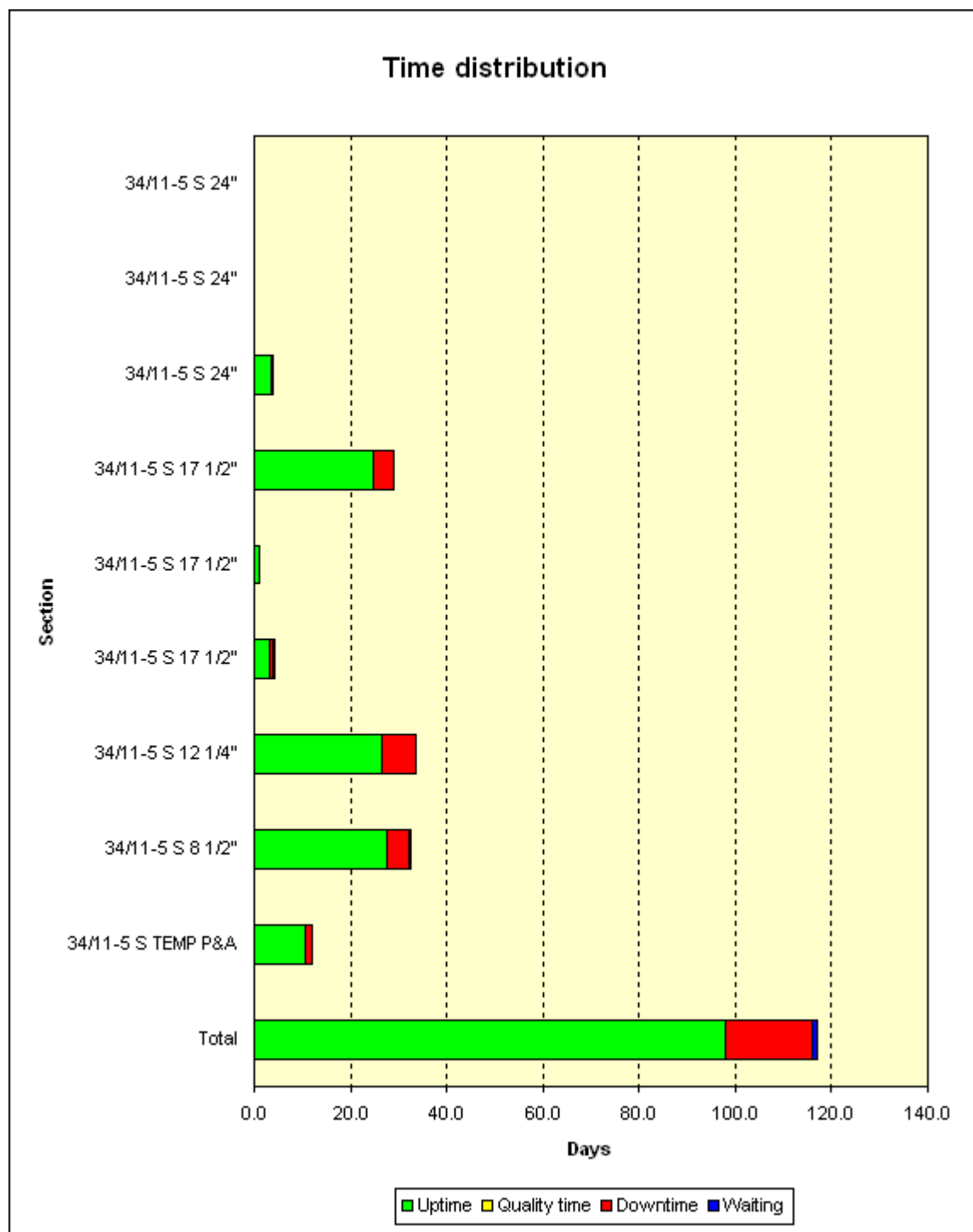
Date

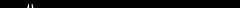
2007-09-05

Rev no

1

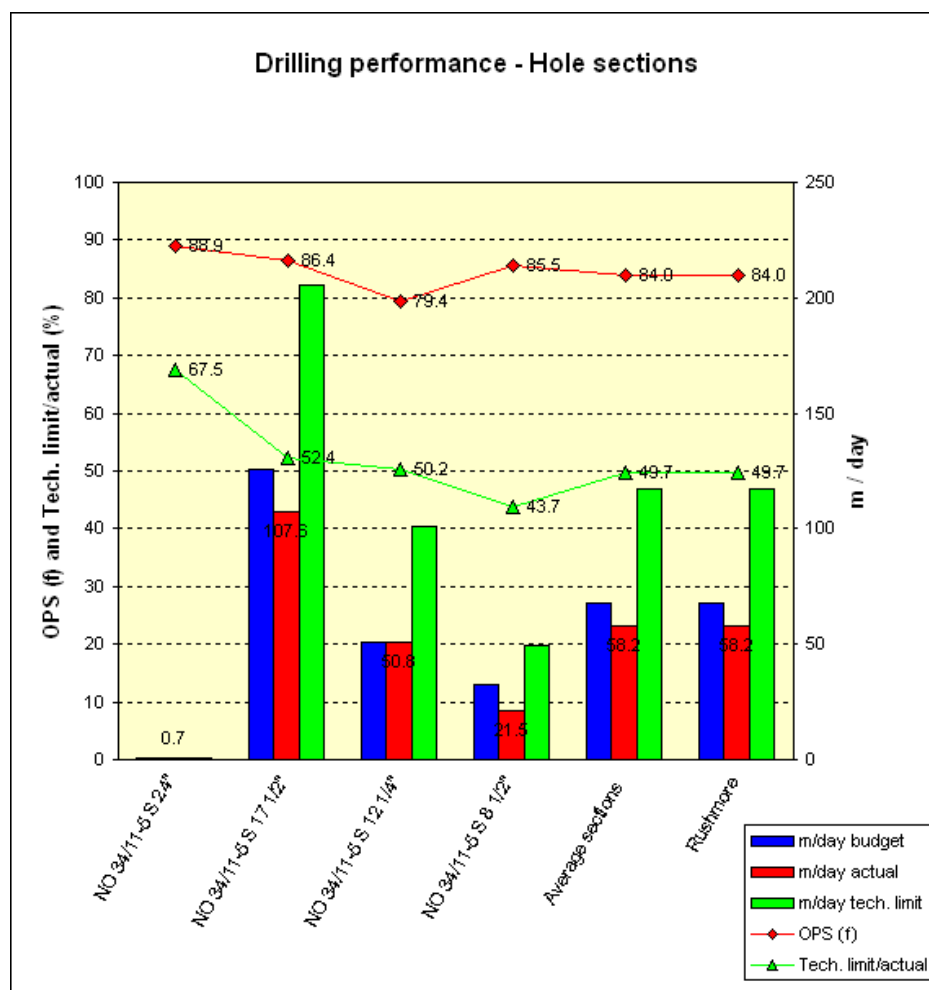
44 of 132



FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				45 of 132
	Date	Rev no			
	2007-09-05	1			

The graph above is based on the following details:

Section	Downtime	Uptime	Quality time	Waiting time	Total time
34/11-5 S 24"	0,0	0,4	0,0	0,0	0,4
34/11-5 S 24"	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
34/11-5 S 24"	0,5	3,5	0,0	0,0	4,0
34/11-5 S 17 1/2"	4,2	24,8	0,0	0,0	29,0
34/11-5 S 17 1/2"	0,0	1,1	0,0	0,0	1,1
34/11-5 S 17 1/2"	0,5	3,3	0,0	0,6	4,3
34/11-5 S 12 1/4"	6,9	26,6	0,0	0,0	33,5
34/11-5 S 8 1/2"	4,7	27,5	0,1	0,2	32,5
34/11-5 S TEMP P&A	1,3	10,6	0,0	0,1	12,0
Total	18,1	97,9	0,1	0,9	117,1



FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	46 of 132
	2007-09-05	1	

3.5 Cost

The budget for this well was split in two, the upper sections were budgeted against the 34/11-A-3 well, and the 12 ¼ “and the 8 ½” reservoir section were regarded as an exploration well and had a separate budget. The plan for the well was to perform a sidetrack at a later date to a Kvitebjørn target, most likely below the 13 3/8” casing shoe.

Project kind	WBS	Budget (mill. nok)	Actual cost (mill.nok)
Batch operations (30” / 20” casing)	-		(16.7)*
Drilling 34/11-A-3 (24” / 17 ½” sections)	L.O193X.001.84A01F323	63.0	54
Drilling 34/11-5 S (12 1/4” / 8 1/2”& P&A)	T.O193A.AP.20405	121.7	122.5
Total		184.7	176.5

* Cost during batch setting operations in 2003 / 2004, not included in total.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	47 of 132
	2007-09-05	1	

4 Activity highlights

4.1 NO 34/11-5 S, 24" (12.01.2006 05:30)

START: 12.01.2006 05:30 @ 1271 mMD

END : 12.01.2006 16:00 @ 1271 mMD

SUMMARY

Skidded rig to slot 3 and landed HP riser on multibowl. NU 18 3/4" BOP stack, overshot mandrel and LP riser.

4.2 NO 34/11-5 S, 24" (12.01.2006 19:30)

START: 12.01.2006 19:30 @ 1271 mMD

END : 13.01.2006 00:15 @ 1271 mMD

SUMMARY

Leak tested 20" casing, inner/outer annulus valves and wellhead connector to 170 bar / 10 min. Ran and installed nominal seat protector. Operation on well was temporary terminated to perform maintenance before start of drilling operations.

4.3 NO 34/11-5 S, 24" (31.01.2006 04:00)

START: 31.01.2006 04:00 @ 1271 mMD

END : 04.02.2006 03:30 @ 1274 mMD

OBJECTIVE

Perform a FIT to give sufficient formation strength to drill 17 1/2" hole with required MW to section TD.

SUMMARY

Operations went as planned with some down time while testing LPR. FIT to 1.60 sg EMW performed below 20" shoe.

DRILLING FLUID

Well displaced to 1.40 sg XP07 mud before drilling shoetrack.

4.4 NO 34/11-5 S, 17 1/2" (04.02.2006 03:30)

START: 04.02.2006 03:30 @ 1274 mMD

END : 05.03.2006 03:45 @ 4977 mMD

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	48 of 132
	2007-09-05	1	

OBJECTIVE

- Drill section to TD with focus on well bore stability and sufficient hole cleaning to ensure good hole conditions for running and cementing 14" x 13 3/8" casing.
- Set casing shoe at a depth where the formation integrity is sufficient to drill the 12 1/4" section to planned TD.
- Focus on achieving a smooth well path to reduce casing wear.
- Keep building rates as high and continuous as possible within the given limitations to get the lowest possible sail angle.
- Run and cement the intermediate casing without lost circulation.
- The setting depth of the casing / TOC should also allow for future sidetracking operations if reservoir section has to be permanently plugged.

SUMMARY

The section was drilled with 3 bit runs to the planned section TD. There was high focus on monitoring drilling / hole cleaning parameters while drilling the section through keeping the "Roadmaps" created for drilling updated. The max. ROP on bottom was set to 30 m/hr to ensure good hole cleaning.

All drilling parameters were optimized for hole cleaning:

Penetration: The max ROP was set to 30 m/hr with the bit on bottom.

Flowrate: 7" pump liners were installed in the mud pumps to enable a max. pump rate of 5000 lpm / max. pressure 303 bar. This high pump rate had not been used on Kvitebjørn, and close monitoring of the stand pipe pressure was planned on the first bit run with motor to gain experience. The standpipe pressure varied a lot during this run, and for the two PowerDrive runs the pump liners were changed to 6.5" liners to give a higher max. allowable standpipe pressure of 352 bar. The rest of the section was drilled with a pump rate of approx. 4600 lpm / 200 - 267 bar standpipe pressure. In hindsight, the 7" pump liners should have been used to TD, as this would have enabled a higher flowrate in the upper part of the hole section.

String rotation: The RPM of the string was 160 - 180 rpm throughout the section during drilling. From approx 2200 mMD, the last single was reamed on connections, from approx 3400 mMD this was increased to the full stand to further improve hole cleaning. Section TD was set at 4977 mMD, BU was circulated 3 x BU with 130 -150 rpm. The rotation of the string had to be reduced from 180 rpm because of severe vibration on the tool when rotating off bottom.

When POOH from TD, the drag was closely monitored, and if an increasing trend was observed, the hole was circulated clean according to criteria set before the operation started and described in a response flow chart. Backreaming was a contingency plan, but there was no need for this, after the hole was circulated clean at 3802 and 2496 mMD on the trip from TD.

The well was temporarily abandoned with a shallow set RTTS packer.

BIT RUNS

The section was planned with 2 runs; a motor / PDC bit run from 20" shoe to 1760 mTVD through the sandy intervals of the Hordaland Gp. and a PowerDrive/PDC run to TD.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	49 of 132
	2007-09-05	1	

The motor / PDC had to be pulled prematurely at 1778 mMD because plugging of the BHA was experienced combined with problems with the directional control of the assembly. The PDC bit used with the motor had earlier been run on A-15, A-10 and A-6. Two PowerDrive runs were needed to set section TD due to a MWD failure at 2897 mMD, both runs used the same PDC bit.

DRILLING FLUID

The well was displaced to 1.40 sg XP07 mud before drilling out of the 20" shoe track, and MW increased to 1.45 sg at 1760 mTVD (below sandy interval of Hordaland Gp.). At 2300 mTVD the MW was increased to 1.48 sg according to plan, and no further increase was needed to complete the hole section.

CASING

14" x 13 3/8" casing was run according to plan, the planned XO was moved from 1500 mMD to 1800 mMD due to a high, unplanned dogleg of 3.9 deg./30 m experienced at 1729 mMD. Since there was not enough pipe deck capacity to take all the casing joints needed, the last joints were taken onboard before entering the OH. While circulating in the 20" casing shoe, losses were experienced at 1500 lpm, and the circulation rate was reduced, to 1300 lpm (loss free rat). When casing running continued, mud loss of approx 50 l/joint continued except from the interval from 2100 - 2265 m where it increased to 300 l/joint. The mud losses stopped at approx. 3600 mMD.

A 16.5" swellpacker was included in the casing string and placed at 2096 mMD (bottom Balder Fm) to isolate the HC sand in the Lista Fm. (2147 m TVD). The casing string took weight at 4176 mMD, and continued to take weight at the same position on every joint, it was assumed that it was caused by the casing collars running through the BOP area and the rig position were adjusted, but the problem continued. At 4647 mMD, the string had to be worked for an hour to get past this depth. The depth was later correlated to where the 16.5" OD swellpacker entered the slightly smaller hole drilled with the PowerDrive BHA. Running of the casing then continued according to plan.

The casing was circulated down using the Autoseal packer after the hanger had been installed.

The casing test required a RTTS set at 1500 mMD, but the RTTS failed, and the casing was tested to 410 bar, which was the pressure required for the lower part of the casing. The casing above 1500 mMD was tested to 525 bar at a later date with a RTTS before starting the 12 1/4" section.

MWD/BHA

3 BHAs used; 1 motor / PDC BHA and 2 PowerDrive X5 BHAs. The motor / PDC assembly had to be pulled pre-maturely as plugging and some directional control problems were experienced.

On the first PowerDrive run the MWD signals were lost at 2897 mMD, and the attempts to re-start the tool failed. The BHA was pulled and the MWD/LWD and PowerDrive laid down and new tools picked up for the next run.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	50 of 132
	2007-09-05	1	

CEMENTING

With casing at TD the cement head was installed and circulation established. The flowrate was increased in steps to 1850 lpm with full returns. At this point light mud (1.44 sg) started to come to the surface and circulation was stopped for a short while. When trying to re-establish the circulation, this was not possible without losses, and it was decided to start the cement job.

The cement was pumped and displaced according to program, and a total of 31 m³ mud was lost during the cement job. As mud losses was experienced above 3600 mMD while RIH with the casing, the losses are believed to be in the interval between the 20" shoe and 3600 mMD. With a planned TOC at 4170 mMD, the TOC is assumed to be as planned.

The 20" x 14" annulus was displaced to inhibited SW after the cement had set up.

LOGGING

In addition to the LWD logs run while drilling, a gyro was run for directional surveys, and a MFC "base log" for casing wear measurements were run on WL. For MFC logging results, see 12 1/4" section. The WL operations went as planned, approx. sail angle for the section was 64.5 deg.

4.5 NO 34/11-5 S, 17 1/2" (26.03.2006 23:45)

START: 26.03.2006 23:45 @ 4977 mMD

END : 28.03.2006 02:00 @ 4977 mMD

SUMMARY

Skidded rig from slot 2 back to slot 3. Installed HP riser, 18 3/4" BOP stack and LP riser. PU 5" DP from deck.

4.6 NO 34/11-5 S, 17 1/2" (14.04.2006 02:00)

START: 14.04.2006 02:00 @ 4977 mMD

END : 18.04.2006 09:45 @ 4980 mMD

SUMMARY

Tested BOP and upper part of 14" casing to 525 bar, RTTS used for casing test. MU 12 1/4" BHA and RIH. Displaced well to 1.70 XP-07 OBM, drilled 3 m new formation and performed FIT to 1.88 sg EMW.

DRILLING FLUID

After the 14" x 13 3/8" casing had been tested, the well was temporary abandoned for approx. 6 weeks. When re-entering the well to continue drilling operations, the well was displaced to 1.70 sg XP-07 mud after tagging the float. The mud left in the well for temporary P&A was 1.48 sg, max MW measured in return was 1.68 sg.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	51 of 132
	2007-09-05	1	

4.7 NO 34/11-5 S, 12 1/4" (18.04.2006 09:45)

START: 18.04.2006 09:45 @ 4980 mMD

END : 21.05.2006 21:15 @ 6681 mMD

OBJECTIVE

- Drill 12 1/4" hole 40 mTVD into the Viking Gp. and set 9 7/8" casing shoe to get sufficient formation integrity to drill the 8 1/2" section without losses.
- Implement HPHT procedures from 3960 mTVD.
- Run casing wear log (MFC) in the 14" x 13 3/8" casing.
- Obtain good zonal isolation.

SUMMARY

Drilled section with PowerDrive in 2 bit runs. Inclination increased to 70 deg on 1st run and the BHA was pulled as the planned well path was to stay below 65 deg. TD was set according to plan in the Viking Gp. and casing wear log was run in 14" x 13 3/8" casing before the 10 3/4" x 9 7/8" casing was run.

Casing was run to planned TD, but during running circulation was broken on several depths to condition mud as light mud was seen in return at surface. In the interval between 5665 - 6253 mMD an increase in drag resistance was observed, and circulation was started before continuing to RIH. The last joint had to be circulated down to land the hanger.

The casing was cemented according to plan, but the casing test to 650 bar failed on first attempt. This caused lost time as a shallow set RTTS was needed for well integrity purposes while inspecting / redressing the BOP. Additional delay was caused by a parted RTTS packer and subsequent fishing for this packer.

A FIT to 2.10 sg EMW was performed below the 9 7/8" casing shoe.

BIT RUNS

The section was planned drilled with one PowerDrive/PDC bit run. At 5882 mMD the BHA had to be pulled because it was not possible to correct the building tendency of the BHA. The rest of the section was drilled with a second PowerDrive assembly.

DRILLING FLUID

The well was displaced to 1.70 sg mud before drilling out of the 13 3/8" casing shoe.

After the round trip to change the BHA at 5882 mMD, MW variations were observed when circulating bottoms up at TD, the MW varied from 1.61 sg to 1.77 sg. The mud was treated to get a stable 1.70 sg MW before drilling continued. Mud samples were taken and sent onshore for testing, and at TD the mud was treated according to test results and Baroid recommendations to avoid sagging before POOH to run casing. The MW was increased to 1.72 sg during the circulation.

When RIH with the 9 7/8" casing several stops were made to circulate:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	52 of 132
	2007-09-05	1	

At 2915 m: When RIH from 2155 m to 2915 m light mud (1.63 sg) was observed in return, and the mud was circulated / conditioned. During the 3 x BU circulated at TD, the MW out varied 1.62 - 1.71 sg and with a stable 1.71 sg in / out before casing running continued.

At 4828 m: A second stop was made to circulate / condition mud as max MW out was 1.74 sg. During the 3 x BU at this depth the MW out varied from 1.64 - 1.74 sg.

At 5665 m: An increase in drag was observed, and the the hole was circulated 3 x BU, MW out varied from 1.66 - 1.77 sg.

At 6253 m: Circulated BU while changing casing handling equipment, MW out 1.68 -1.75 sg.

At 6664 m: Circulated 2 x BU, not able to RIH with 2nd landing joint. MW out 1.70 - 1.77 sg, on the 2nd BU the MW was decreased to 1.71 sg.

CASING

10 3/4" x 9 7/8" casing was run according to plan and casing shoe set at 6675 m. The casing was run with a BOT recess shoe and two float collars to facilitate the contingency of running an expandable liner below the 9 7/8". On several depths while running the casing, stops were made to circulate and condition mud or because high drag was observed.

After installing the 10 3/4" hanger in the string, the first landing joint was run without problems but after joint no. 2 was picked up, the string took weight. It was attempted to break circulation, but the Autoseal packer was leaking and the 10 3/4" casing swedge had to be used. Circulation was established and 2 x BU was circulated, some losses observed. MW out was 1.70-1.77 sg, on the second BU the MW was decreased to 1.71 sg. The second landing joint was circulated in with 850 lpm and the hanger was landed.

When the final casing test to 650 bar was attempted, the pressure suddenly leaked off at 590 bar, dropped and stabilized at 160 bar (equal to 2.11 sg LOT at the 9 7/8" shoe). The final casing test to 650 bar was done with a RTTS set above the float.

MWD/BHA

The section was drilled with a PowerDrive / ARC tool combination in two bit runs. The second bit run was needed due to being unable to control the building tendency of the BHA.

CEMENTING

Circulated a total of 8,5 x BU before starting cement operations, pumprate was gradually increased to 2000 lpm (loss free rate) with 1.71 sg mud, 2000 lpm was the planned displacement rate for the cement job. The casing was cemented using foam cement, with a base slurry of 2.2 sg, the foamed slurry slurry downhole was calculated to be 1.80 sg. Displaced cement with 2000 lpm as planned, bumped plug and tested casing to 130 bar (70 bar above FCP) before bleeding off pressure.

The first attempt on the casing test failed. The final casing test to 650 bar was done with a RTTS plug set above the float, indicating a leak across the cement plugs as the cause for the first test to fail.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	53 of 132
	2007-09-05	1	

The 14" x 10 3/4" annulus was displaced to 1.73 sg CaCl₂/CaBr₂ brine.

LOGGING

A Multi Finger Caliper (MFC) log was run inside the 14" x 13 3/8" casing to log casing wear caused by the drilling of the 12 1/4" section. As a result of the log evaluation, it was recommended to change the wear factor (WF) used in the Kvitebjørn casing design for future wells.

A WF of 5 has been used as a standard in the Kvitebjørn casing design for sections drilled with OBM, but as a result of the MFC logging a WF of 3 can be used for build sections.

4.8 NO 34/11-5 S, 8 1/2" (21.05.2006 21:15)

START: 21.05.2006 21:15 @ 6681 mMD

END : 23.06.2006 09:15 @ 7380 mMD

OBJECTIVE

The objectives for the 8 1/2" section were:

- Prove hydrocarbons in segment 8 in the Valemon area.
- Check for possible depletion from Kvitebjørn production.
- Acquire formation evaluation data for petrophysical evaluation and geological zonation.
- Drill the section without lost circulation / well control incidents.

SUMMARY

The 8 1/2" section was drilled with 2.03 sg / 2.00 sg Cs/K-Formate mud (ref. temperature for MW is 50 deg. C) in one bit run as planned. The FIT below the 9 7/8" shoe was 2.10 sg EMW. TD was set 10 mMD into the Dunlin Gp. Formation evaluation was done with a combination of logging on DP (TLC) and pressure points taken with a Stethoscope tool. The TLC logging was time consuming, partly because this was new operations for the rig. The logging operations included VSP logging.

BIT RUNS

The 8 1/2" section was drilled with a rotary BHA and a PDC bit in one run as planned.

DRILLING FLUID

The start of the drilling was done with a MW of 2.03 sg Cs/K-Formate mud (at ref. temp 50 deg C). At 6923 m the MW was reduced to 2.00 sg based on TVD depth and not having penetrated the top of the reservoir at that depth. The section was drilled to TD with the 2.00 sg MW.

CASING

No casing run in 8 1/2" hole as the well was plugged back.

MWD/BHA

The section was drilled with a rotary BHA and the string included GR / RES / DENSITY / NEUTRON / ISONIC / PWD / DIR. A new string of 4 1/2" DP was picked up before drilling the section, the new DP was needed to decrease the ECD during drilling operations. The drilling had to be stopped to do circulation to be able to cool the MWD / LWD tools on several

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	54 of 132
	2007-09-05	1	

occasions as the measured tool temperature was to high, max. 148°C. The tools functioned to TD.

When the tools was serviced at return to the work shop, they were found to be damaged and a temperature "tell tale" indicated that the tools had been exposed to approx. 154°C, which is above the 150 deg. temperature tool rating.

CEMENTING

No cement jobs in the 8 1/2" section, see P&A operations.

LOGGING

Due to the high inclination of the well path, the logging was planned performed on drill pipe. The operation included some new equipment and new operations for the rig, and was carefully planned.

The logging string components were (top - down): Float sub (tested to 345 bar) above the cable side entry sub (CSES, pressure rating 345 bar), a FOSV (650 bar) just below the CSES. The down hole wet connector head (DWCH) included two float valves pressure rated to 1034 bar. Took some pressure points with the TLC logging string, but had a downhole short circuit on the pump down wet connector head (PWCH), rope socket or cable. On re-latch with new PWCH, the FMI caliper could not be opened and the logging string had to be pulled. On the 2nd run the FMI was not a part of the toolstring, but it was not possible to get deeper than 7253 m with the string, and it was attempted to take pressure points and fluid samples, but the string had to be pulled.

A wiper trip was made, with a BHA including LWD equipment to take pressure points and sonic measurements before continuing with TLC logging. On this run it was possible to get the logging string to TD.

A VSP log was run in 4 1/2" DP (cement BHA for plug back of well).

For details on logging data, see chapter 5.6.4.

4.9 NO 34/11-5 S, TEMP P&A (23.06.2006 09:15)

START: 23.06.2006 09:15 @ 7380 mMD

END : 05.07.2006 10:00 @ 7380 mMD

OBJECTIVE

Plug back the reservoir section with cement to enable future side tracking of well to a Kvitebjørn target.

SUMMARY

The plug back operations were done with a 3 1/2" cement stinger on 4 1/2" DP. Before starting to set cement plugs, the well was displaced to 2.00 sg OBM. 2 balanced cement plugs each approx 250 m from TD and across the reservoir, the top of the 2nd plug at approx. 6875 mMD. A 3rd cement plug was set from 100 m below the 9 7/8" shoe (@ 6675 m) to 150 m inside the

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	55 of 132
	2007-09-05	1	

casing. As a base for the 3rd cement plug a high viscous pill and a Cement Support Tool (CST) was set before pumping cement.

When dressing the cement, hard cement was tested with 10 ton at 6646 m (29 m above shoe). Set an EZSV at 6608 m (middle element), and tested plug to 145 bar. A 150 m cement plug was set on top of the EZSV before pulling out of hole. A GTV plug was set at 507 m and tested below/above to 145 bar.

After the riser and BOP had been rigged down, the well head was inspected and serious damage to the wicker thread found. **The wellhead in its present condition can not be used.**

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	56 of 132
	2007-09-05	1	

5 Formation evaluation

5.1 Shallow gas

No shallow gas was expected at the Kvitebjørn location. This was confirmed by a 12 ¼” pilot hole drilled for shallow gas in well 34/11-A-5. Details about the pilot hole is covered in ‘*Experience Report 20” Casing Batch setting Kvitebjørn*’ (KVB B&B 04 00012).

5.2 Geological results

Well 34/11-5 S is the first exploration well drilled from the fixed Kvitebjørn platform. The primary target for the well was to prove hydrocarbons in segment 8 in the Valemon Area (ref. figure 5.1 and 5.2). Secondary targets for the well were to clarify the extension of the Kvitebjørn Field, verify seismic interpretation at the top Brent pick (uncertain tie from Kvitebjørn to Valemon, ref. figure 5.3) and to check for possible depletion of Valemon through the Kvitebjørn production.

The Base Cretaceous Unconformity (BCU) was penetrated 39 m TVD deeper than prognosed and the Viking Group was 86 m thicker than prognosed. Hence the top of the Brent Group was encountered 124 m TVD deeper than prognosed, confirming the deep interpretation of the top Brent pick (ref. figure 5.4). The thickness of the reservoir was 2 m TVD thinner than prognosed.

- BCU was penetrated 39 m TVD deeper than prognosed, and the Viking Group was 86 m TVD thicker than prognosed.
- The top of the Brent reservoir was encountered 124 m TVD deeper than prognosed, the Eivie Formation came in 128 m TVD deeper and the base of the reservoir came in 123 m TVD deep.
- The reservoir quality is similar to exploration well 34/11-4 T2 on the Valemon Field.
- Hydrocarbons were proven in the Tarbert Formation, with a interpreted GWC at 4200 m TVD MSL which is 20 m deeper than in nearby exploration wells.
- The pressure measurements indicate that segment 8 is a separate pressure system without communication to the Kvitebjørn production. The reservoir pressure in well 34/11-5 S falls in-between Valemon and Kvitebjørn pressures.
- Analysis of fluid sample collected in the well indicates similar gas/condensates as in the Kvitebjørn Field.

For further details on the geological evaluation of this exploration well reference is made to the ‘Discovery report 34/11-5 S. The Valemon prospect’ (KVB PETEK-06 00048).

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	57 of 132
	2007-09-05	1	

5.3 Seismic interpretation

5.4 Stratigraphy

The stratigraphic division of 34/11-5 S of the Brent Group follows the stratigraphical column presented in (Statoil, 2006). The different formations of the Brent Group are defined by log signature recognition. A correlation between the exploration well 34/11-1 via 34/11-5 S to 34/11-4 T2 is shown in figure 5.5. As this figure show, the stratigraphy of the 34/11-5 S is generally similar to that of the two other exploration wells as 34/11-1 and 34/11-4 T2. A completion logg of the reservoir section can be found in Appendix 3 (8.4).

For further details on the geological evaluation of this exploration well reference is made to the 'Discovery report 34/11-5 S. The Valemon prospect' (KVB PETEK-06 00048).

5.4.1 Table of lithostratigraphy

Table 5.1 Stratigraphy in well 34/11-5 S. All depths are referred to RKB.

Group/Formation	Top Depth m MD	Top Depth m TVD	Thickness m TVD	Progn. +/- m	UTM mE	UTM mN
NORDLAND GP.	250.5	250.5	788	0	473010.6	6771996.9
Utsira Fm.	944	937	102	+67	472962.5	6771939.1
HORDALAND GP.	1049	1039	895	-1	472947.3	6771921.5
ROGALAND GP.	2042	1934	235	0	472613.4	6771674.2
Balder Fm.	2042	1934	55	0	472613.4	6771674.2
Sele Fm.	2111	1988	5	+6	472576.4	6771652.8
Lista Fm.	2117	1993	176	0	472573.1	6771651.1
SJETLAND GP.	2372	2169	1612	+14	472406.8	6771572.5
Jorsalfare Fm.	2372	2169	292	+14	472406.8	6771572.5
Kyrre Fm.	2997	2461	799	+1	471888.5	6771388.2
Tryggvason Fm.	4848	3260	319	+9	470343.4	6770755.5
Svarte Fm.	5613	3579	202	+4	469702.0	6770489.8
CROMER KNOLL GP.	6115	3781	216	+56	469280.4	6770307.6
VIKING GP.	6587	3997	248	+39	468888.9	6770158.6
Draupne Fm.	6587	3997	96	+39	468888.9	6770158.6
Heather Fm.	6796	4093	152	+29	468715.7	6770089.4
BRENT GP.	7086	4244	181	+124	468481.8	6770014.1
Tarbert Fm	7086	4244	14	+124	468481.8	6770014.1
Ness Fm.	7110	4258	113	+122	468467.9	6770010.0
Etive Fm.	7291	4371	11	+128	468325.8	6769973.3
Rannoch Fm.	7307	4382	43	+126	468313.7	6769970.6
DUNLIN GP.	7370	4425		+123	468269.0	6769961.1
Drake	7370	4425			468269.0	6769961.1

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	STATOIL	
	Date	Rev no	58 of 132
	2007-09-05	1	

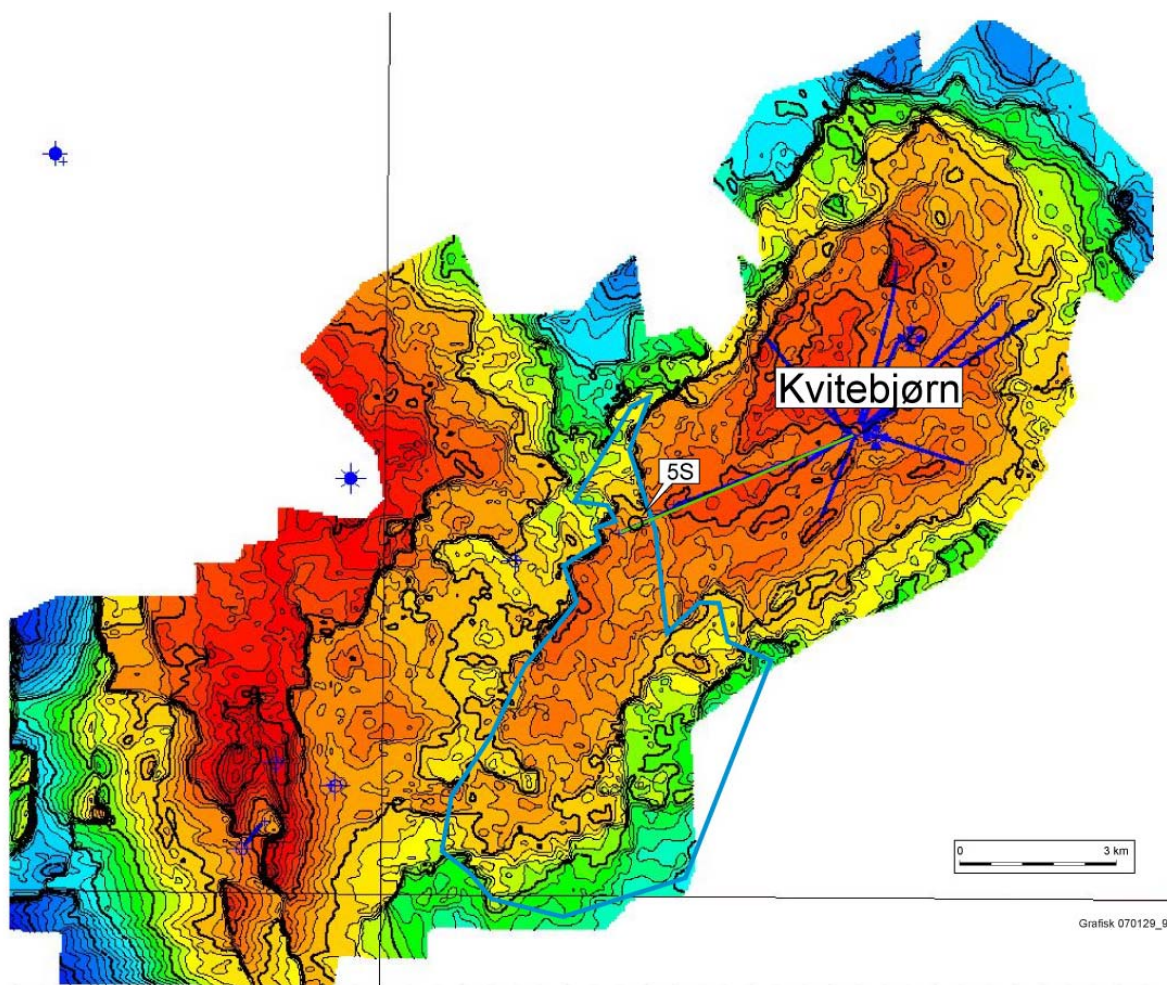


Figure 5.1 Top Brent depth map illustrating the location of segment 8 (blue outline) and the location of Well 34/11-5-S.

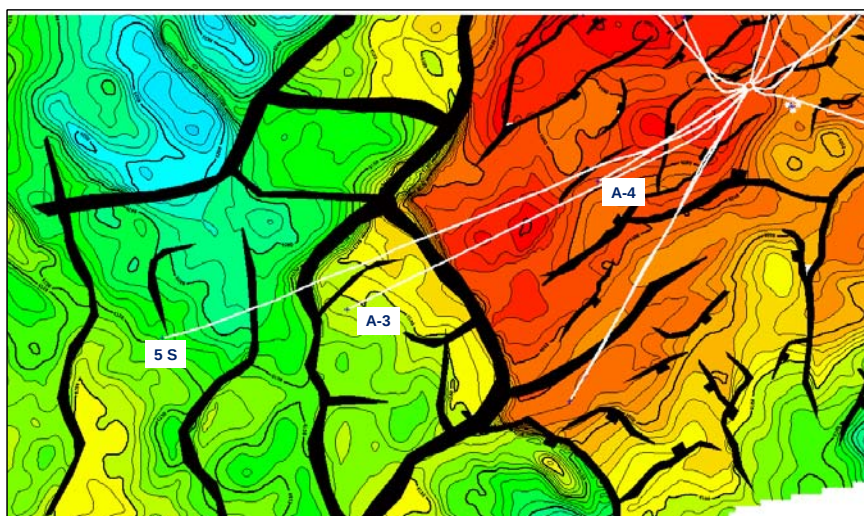


Figure 5.2 Structural setting near the 34/11-5 S well location at Top Brent after incorporating the well result.

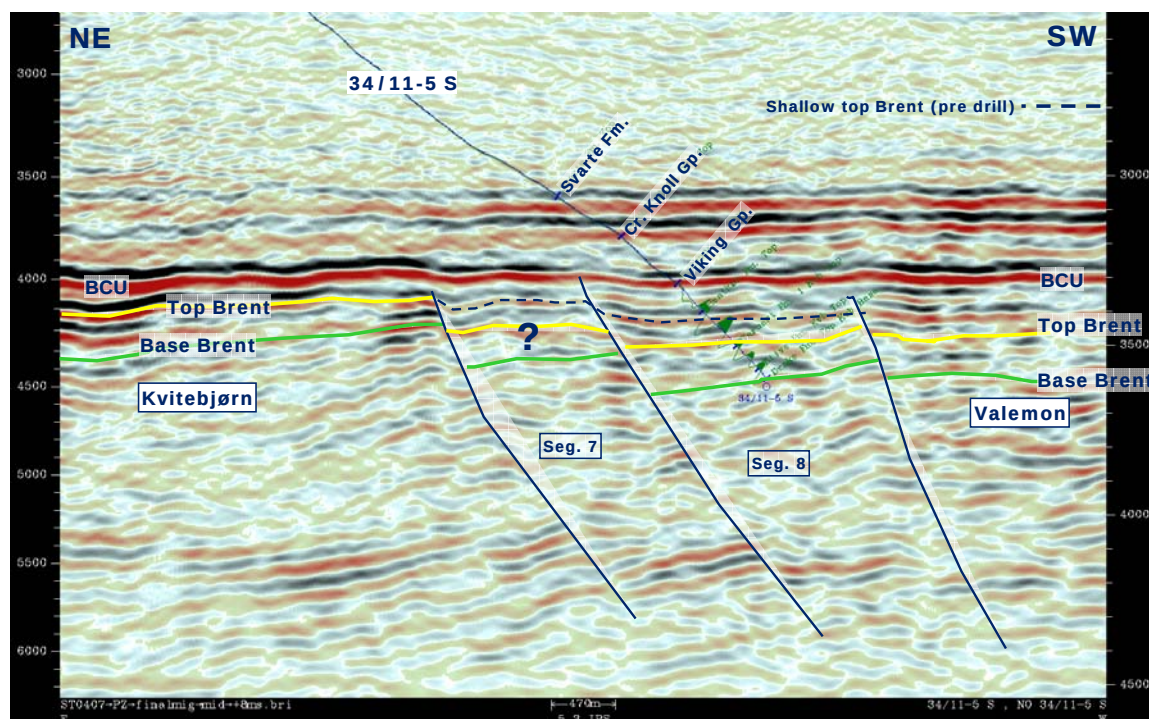


Figure 5.3 A NE-SW seismic section along well 34/11-5 S from Kvitebjørn towards the Valemon Field. The shallow top Brente interpretation prior to drilling is shown in blue dotted line.

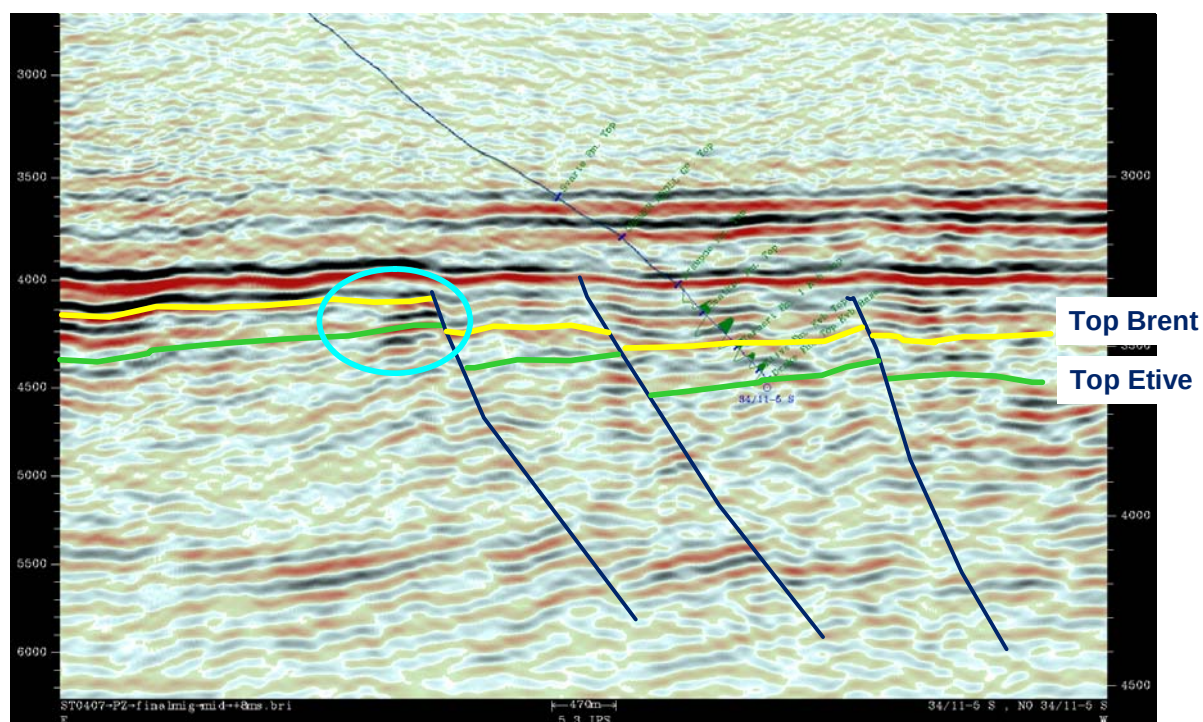


Figure 5.4 Seismic arbitrary line along well 34/11-5 S showing the post-drill interpretation.

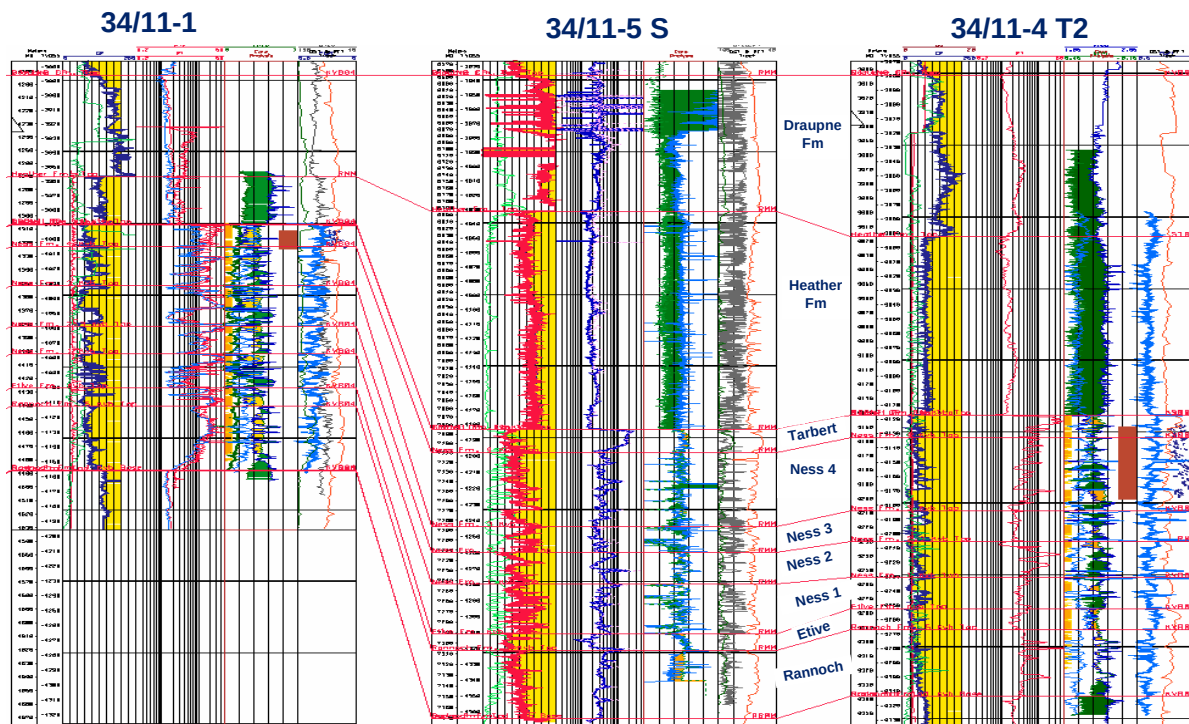


Figure 5.1 A correlation between the exploration well 34/11-1 via 34/11-5 S to 34/11-4 T2.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	61 of 132
	2007-09-05	1	

5.5 Pore pressure and formation strength

5.5.1 Pore pressure above the reservoir

Evaluated pore pressure gradient and measured MDT points in the reservoir section are plotted in Figure 5.6. All depths are in m TVD RKB.

Tertiary

A normal pore pressure gradient is estimated down to approximately 1755 m TVD. D-exponent and gas readings indicate a gradual pressure increase from below the lowermost sandstone layer in the Hordaland Group at 1685 m TVD. The pore pressure increase gradually with increasing depth through the remaining parts of the Hordaland and Paleocene to a maximum of 1.27 sg EMW in the Rogaland Gp. A sandy layer was penetrated in the Lista Fm. giving a distinct gas peak of 18% when drilled through.

Cretaceous

At top Cretaceous the trend line was shifted to account for the lithology effect seen both on logs and drilling parameters. The calcareous content in the claystone is increasing with depth in the Cretaceous sequence, especially from around 3300 m TVD. This change in lithology affects both the D-exponent and LWD logs and has been corrected for in the trend line.

The pore pressure gradient through the Cretaceous is gradually increasing from 1.26 sg EMW at top Shetland Gp. to 1.33 sg EMW in the Kyrre Fm. at approximately 3150 m TVD.

Through the remaining part of the Cretaceous sequence the pore pressure gradient increases rapidly to a maximum pore pressure of approximately 1.65 sg EMW at the top of the Viking Group.

Throughout the entire Cretaceous sequence the background gas was generally below 2% and decreasing with depth. An increase to maximum 4.5% in background gas is seen around 2460 mTVD and 2715 mTVD in the Kyrre Fm. A slight increase in background gas is seen through the Cromer Knoll Group corresponding to the interpreted increase in pore pressure.

Jurassic

Through the Jurassic Viking Group the pore pressure gradient increases very rapidly from around 1.65 sg EMW to 1.91 sg EMW at the top of the Brent Group as confirmed by measured MDT pressures. The transition from lower part of Shetland Group/Cromer Knoll Group down to the top of the reservoir is based on a straight line interpretation.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	62 of 132
	2007-09-05	1	

5.5.2 Reservoir pressure

In the Brent reservoir formation pressure was measured using MDT run on drill pile (TLC logging) and the MWD tool Stethoscope on a whiper trip. The Stethoscope was reading 2-5 bars higher pressure than the MDT measurements.

All pressure point measured in well 34/11-5 S indicate a separation from Kvitebjørn field (10-14 bars higher) but also separation from Valemon structure (2-5 bars lower).

No fluid gradients can be defined from the formation pressures due to supercharging and stratigraphic pressure barriers.

For further details on the result reference is made to the Table 5.3 below and Figure 5.6 and 5.7. For details on the logging operations reference is made to chapter 5.6.3 and 5.5.4.

5.5.3 Hydrocarbon shows

Well 34/11-5 S is water-filled in Rannoch, Etive and Ness Fm. The Tarbert formation contains movable gas/condensate, however with high water saturations. There were no indications in the well of movable hydrocarbons. A gas-water contact can not be identified, neither from the log responses nor from the formation pressure points in 34/11-5 S. A possible GWC has been defined at approx 7102 m MD RKB which represents a vertical depth of approx. 4195 m TVD MSL when correcting for temperature expansion of the pipe. This contact is approximately 20 m TVD deeper than the contact of 4173 m TVD MSL in well 34/11-4 T2.

The average log derived water saturation in the Tarbert Formation is 0.41. Below the Tarbert Fm. the water saturations in the Ness, Etive and Rannoch Formations are 0.84, 0.85 and 0.9 respectively.

5.5.4 Sampling

The modular dynamic tester was run to sample HC in the Tarbert Fm. It proved difficult to establish seal and to achieve required mobility for sampling. Finally, the sampling was utilized at 7101.5 m MD RKB / 4196 m TVD MSL (corrected for stretch in drill pipe) in the lower part of the Tarbert Fm after cleaning up for 6 hrs. Formation pressure was 790.7 bar, formation temperature was 156.8°C and the mobility was 14.6 mD/cP.

Three samples chambers were filled after pumping 21, 110 and 120 liters. No obvious clean-up could be detected by the down-hole fluid-analyzers.

Table 5.5-1 Fluid fractions of the three MDT chambers sampled at 7101.5 m MD.

Chamber no	Opening press. Bar	Content, ml			Density, kg/m ³	
		Mud filtrate	Formation water	Oil	Water	Oil
MPSR 786	30	ca. 235	Ca. 165	-	1601.6	-
MPSR 929	95	Ca. 87	Ca. 313	-	1254.4	-
MPSR 166	30	Ca. 72	Ca. 318	10	1226.1	819.1

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	63 of 132
	2007-09-05	1	

The low opening pressure compared to the original sampling pressure (790.7 bar) indicates a low content of gas. The hydro-carbon content of the sample chambers were analysed by Reslab and by Geolab NOR.

5.5.5 *Temperature*

Reservoir temperature has been modelled by:
148.9°C at 4000 m TVD MSL and a temperature gradient of 3.62°C/100 m TVD.
This calculated temperature corresponds to the MDT sampling temperature of 156°C at 4193 m TVD MSL.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	64 of 132
	2007-09-05	1	

Table 5.3 Listing of all pre-tests and formation pressure points acquired in well 34/11-5 S.

Run no.: 1A	Well: 34/11-5 S	Date: 03-07.06.2006	Rig: Kvitebjørn	RKB: 60.5 m.	PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB							
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	HYDROSTATIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	HYDROSTATIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Tarbert	1	7088	4245.8	-	831.35	831.63	150.6	N	No seal. Set probe twice	-	-	1.996
Tarbert	2	7092	4248	-	832.46	832.74	151.2	N	No seal. Set probe twice	-	-	1.998
Tarbert	3	7095	4249.8	806.916	833.93		151.8	Y	Supercharged		1.936	2.001
Tarbert	6	7100.3	4252.7	791.468	834.38	834.1	152	Y	Guard probe; Supercharged	1.1	1.897	2.000
Tarbert	7	7101.5	4253.5	790.669	834.37		152.1	Y	Guard probe; Good	8.6	1.895	2.000
Tarbert	8	7089	4246.7	790.924	832.08	830.01	152	Y	Guard probe; Not stabilized	1	1.899	1.998
Tarbert	9	7091	4247.4	801	832.7	831.1	152.1	Y	Guard probe; Supercharged	-		1.999
Tarbert	10	7102	4253.9	790.841	834.2	-	152	Y	Guard probe; Good	1.6	1.895	1.999
Tarbert	11	7096.7	4250.7	792.032	834.18	-	152	Y	Supercharged	0.4	1.900	2.001
Tarbert	12	7098.7	4251.9	-	834.31	-	152.6	Y	Tight. Long time to stabilize			2.000
Tarbert	13	7100.7	4253	-	834.193	-	152.5	Y	Tight. Aborted	-		2.000
Tarbert	14	7101.8	4253.7	790.864	834.436	-	152.5	Y	Good. Start to clean up.	2.1	1.895	2.000
Comments: If no comment the large diameter probe used. Comparison of Hydrostatic pressure from guard probe and large diameter probe verifies. Test no 14; Lost communication with tool string after pumping for 1.5 hrs. Unlatch - pull cable and locomotive to surface for trouble shooting												
Total number of tests: 14				No. Successful tests: 8						No. Fluid samples: 0		
Hydrostatic gradient to surface: 1.999 g/cm3												
Hydrostatic gradient in logged interval: 2.00 g/cm3 (Brent)												
Minimum measured pore pressure (ref. RKB): 1.899 g/cm3												
Maximum measured pore pressure (ref. RKB): 1.895 g/cm3												

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	65 of 132
	2007-09-05	1	

Comments: Depths rounded off to one decimal
Datum Kvitebjørn Brent (Initial Pressure): 770.5 bars at 4000 m TVD MSL. Water gradient = 0.101 bar/m. Gas gradient = 0.0374 bar/m i.e. rgas = 0.381 g/cm3 at res. conditions.
Datum Valemon Brent (Initial pressure): 793 bar at 4100 m TVD MSL. Water gradient = 0.101 bar/m. Gas gradient ~0.035 bar/m. i.e. rgas ~ 0.355 g/cm3 at res. conditions.

Run no.: 1B	Well: 34/11-5 S		Date: 09-11.06.2006		Rig: Kvitebjørn		RKB: 60.5 m.		PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB			
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	HYDROSTATIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	HYDROSTATIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Tarbert	1	7089	4246.3	791.117	831.661	831.38	152.1	Y	Good	1.4	1.899	1.997
Tarbert	2	7093			832.01	831.35	152.8	N	No seal. Set probe twice			
Tarbert	3	7101.5	4253.5	790.703	833.8		156.8	Y	Good. Sampling 3 x 450cc bottles	14.6	1.895	1.998
Ness	4	7171.5			839			N				
Ness	5	7172.5			841.1			N				
Ness	6	7173.5			840.87			N				
Ness	7	7176			841.69			N				
Ness	8	7198	4311.5	799.29	844.149	842.495	156.5	Y		4.5	1.890	1.996
Ness	9	7214			845.93			N				
Ness	10	7215			843.16			N				
Ness	11	7227			847.33			N				
Ness	12	7228			847.64			Y	Tight - aborted			
Ness	13	7162			842.53		145.5	N	No seal			
Ness	14	7163			841.81		145.6	N	No seal. set probe twice			
Ness	15	7164			842.36		146.1	N	No seal			
Ness	16	7173			842.7			N	No seal. Quick Silver probe			

FINAL WELL REPORT
34/11-5 S
Licence no: PL193
Well: NO 34/11-5 S

Doc no



Date

2007-09-05

Rev no

1

66 of 132

Run no.: 1B	Well: 34/11-5 S Date: 09-11.06.2006 Rig: Kvitebjørn RKB: 60.5 m.									PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB		
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	HYDROSTATIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	HYDROSTATIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Ness	17	7173			842.1		146.8	N	No seal			
Ness	18	7176			843.16		147.5	N	No seal			
Ness	19	7178			845.9		147.9	N	No seal			
Ness	20	7196.5			843.8		148.4	N	No seal			
Ness	21	7198						N	No seal. Quick Silver probe			
Ness	22	7197			842.3			N	No seal. Quick Silver probe			
Ness	23	7228			848.1	847.4		N	Lost seal. Reset probe. QS			
Ness	24	7228						N	Lost seal. Tight, aborted			
Ness	25	7223						N	Lost seal. Tight, aborted. QS probe			
Ness	26	7198	4311.5	799.45	845.43		152.3	Y	Good. QS probe	0.2	1.890	1.999
Ness	27	7198			845.75		152.8	N	No seal (tried with sec probe)			
Ness	28	7196			844		152.9	N	No seal			
Ness	29	7214			847.3			N	Lost seal. QS probe			
Ness	30	7226			848.7			N	Lost seal. QS probe			
Ness	31	7127			839.2		150.7	N	No seal			
Ness	32	7124			838.5		149.7	N	No seal			
Ness	33	7127			834.7			N	Lost seal. QS probe			
Comments: If no comment the large diameter probe used. Comparison of Hydrostatic pressure from guard probe and large diameter probe verifies. Test no 14; Lost communication with tool string after pumping for 1.5 hrs. Unlatch - pull cable and locomotive to surface for trouble shooting												
Total number of tests: 33				No. Successful tests: 4						No. Fluid samples: 1 (3x450 cc bottles)		

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date 2007-09-05	Rev no 1	67 of 132

Run no.: 1B	Well: 34/11-5 S Date: 09-11.06.2006 Rig: Kvitebjørn RKB: 60.5 m.							PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB				
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	HYDROSTATIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	HYDROSTATIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Hydrostatic gradient to surface: 1.999 g/cm3												
Hydrostatic gradient in logged interval: 2.02 g/cm3 (Brent)												
Minimum measured pore pressure (ref. RKB): 1.890 g/cm3												
Maximum measured pore pressure (ref. RKB): 1.899 g/cm3												
Comments: Depths rounded off to one decimal												
Datum Kvitebjørn Brent (Initial Pressure): 770.5 bars at 4000 m TVD MSL. Water gradient = 0.101 bar/m. Gas gradient = 0.0374 bar/m i.e. ρgas = 0.381 g/cm3 at res. conditions. Datum Valemon Brent (Initial pressure): 793 bar at 4100 m TVD MSL. Water gradient = 0.101 bar/m. Gas gradient ~0.035 bar/m. i.e. ρgas ~ 0.355 g/cm3 at res. conditions.												

Run no.: Stethoscope	Well: 34/11-5 S Date: 15-16.06.2006 Rig: Kvitebjørn RKB: 60.5 m.							PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB				
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	DYNAMIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	DYNAMIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Etive	1	7303	4379.2	810.83	869.64	869.57	136	Y	Good	1.3	1.888	2.025
Etive	2	7298	4375.8	808.55	869.02	869.09	135	Y	Good	7.6	1.884	2.025
Etive	3	7293	4372.5		868.4		135	N	Lost seal			2.025
Etive	4	7294	4373.2		868.19	868.19	134	N	Lost sela			2.024
Etive	5	7303	4379.2						Pumps off test. no test taken?			0.000
Etive	6	7303	4379.2	810.14				Y	Good. Pumps off test		1.886	0.000
Etive	7	7298	4375.8	808.35	868.74	871.23	134	Y	C-test. Good	6.2	1.883	2.024
Etive	8	7298	4375.8				134		Pumps off test. Sent same values as test #7 – no test taken?			

FINAL WELL REPORT
34/11-5 S
Licence no: PL193
Well: NO 34/11-5 S

Doc no

Date

2007-09-05

 **STATOIL**

Rev no

1

68 of 132

Run no.: Stethoscope	Well: 34/11-5 S Date: 15-16.06.2006 Rig: Kvitebjørn RKB: 60.5 m.									PORE PRESSURE (s.g ref. RKB) = 10.195*FORM. PRESSURE / mTVD RKB		
ZONE NAME	Test No.	DEPTH m RKB		FORM. PRESSURE (bar)	DYNAMIC PRESSURE (bar)		TEMP. (°C)	SEAL (Y/N)	REMARKS (Pressure gauge Id.)	MOBILITY (mD/cP)	PORE PRESS. (g/cm3)	DYNAMIC PRESSURE (g/cm3)
		MD	TVD		Before	After						
Etive	9	7294.5	4373.5		868.06	874.05	134	N	Poor seal? Test not stabilizing			2.024
Etive	10	7292.5	4372.2		868.3	869.85	133	Y	Tight. not stabilized			2.025
Etive	11	7292.5	4372.2		865.64		133	N	A-test. No drawdown			2.018
Etive	12	7293	4372.5	827.3	865.99		132	Y	A-test. Supercharged?		1.929	2.019
Ness	13	7249	4343.7	803.45	863.16	863.09	132	Y	Good	0.8	1.886	2.026
Ness	14	7228	4330.3		860.4		132	Y	Tight. slow build up - not stabilized			2.026
Ness	15	7227	4329.6	808.9	860.06	859.99	132	Y	Good. Supercharged?	0.7	1.905	2.025
Ness	16	7227	4329.2				132		Pumps off test. Sent same values as test #15- no test taken?			
Ness	17	7227	4329.6				132		Pumps off test. Sent same values as test #15- no test taken?			
Ness	18	7216	4321.4		858.2	858.5	132	N	No seal			2.025
Ness	19	7198	4311.4	799.8	856.33	856.27	132	Y	Good	1.1	1.891	2.025
Ness	20	7175.5	4297.5		853.7	853.65	131	N	Lost seal			2.025
Ness	21	7175.5	4297.5		853.78		131	N	No seal			2.025
Ness	22	7162	4289.3		852.4	852.54	131	Y	Tight			2.026
Ness	23	7163	4289.9		852.89		131	Y	Tight			2.027
Tarbert	24	7103.5	4254.6	795.5	845.79	845.65	130	Y	Supercharged? No mobility sent up		1.906	2.027
Tarbert	25	7103.5	4254.6	794.2	845.72	846.75	129	Y	Good	1.2	1.903	2.027
Tarbert	26	7101.5	4253.4	791.8	845.37	845.44	129	Y	Good	2.7	1.898	2.026

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	69 of 132
	2007-09-05	1	

[illegible]

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	70 of 132
	2007-09-05	1	

5.5.6 Formation strength

Table 5.4 Formation strength tests performed in well 34/11-5 S.

Casing size	Casing depth m MD / m TVD	Hole depth* m MD / m TVD	Mud		Type	Result g/cm ³	Comments
			type	weight			
20"	1266 / 1247	1274 / 1254	OBM	1.42	FIT	1.60	Good
13 3/8"	4972 / 3313.5	4977 / 3316	OBM	1.70	FIT	1.88	Good
9 7/8"	6675 / 4037	6684 / 4040	WBM	2.02	FIT	2.10	Good

*Depth of open hole after new formation has been drilled below casing shoe prior to test. Uncorrected TVD depths.

The 24" section was drilled with sea water while the 17 ½" and 12 ¼" section were drilled with oil based mud. The reservoir section was drilled with Cs/K-Formate mud.

In this well the prognosed minimum thickness for the Viking Group was 90 m TVD, and hence TD of the 12 ¼" section was set 43 m TVD into the Viking Group which was regarded as a safe distance from the reservoir. A FIT was performed to 2.10 sg EMW below the 9 7/8" casing shoe as planned and no losses was observed during the drilling of the reservoir section.

After drilling and logging in the 8 ½" section was finished the well was plugged back and abandoned. Prior to the P&A operation well was displaced from Cs/K-Formate mud to OBM. When displacing the surface system to OBM the lines was pressured up against closed chock manifold and hence 3 m³ of mud was injected into the open hole. The initiation pressure of the fracture was 73 bars on the well head, corresponding to 2.18 sg EMW referenced to TD of the well (open ended DP at TD during this operation). A possible closure pressure is interpreted at 60 bars WHP corresponding to 2.15 sg EMV.

5.5.7 Hole stability

In this well the length of the 17 ½" section was just above 3700 m MD and the 12 ¼" section was just above 1700 m MD, both with a holding inclination of around 67°. No particular problems was experienced during drilling of any of these two hole sections. Reference is made to Figure 5.6 for information on mud weights.

Calliper measurements from the 8 ½" reservoir section indicate a slightly over gauged hole around 9", especially in the shale sections. The largest hole size is observed in the Heather Formation, up to 10"-12" in the interval between 6800- 6825 m MD. Apart from this the hole is in generally 9" in diameter. No break outs are observed on the the image log (FMI), but some induced fractures are observed mainly in the Draupne and Ness Formations. The induced fractures have generally a W-E striking trend (maximum horizontal stress orientation). The WL calliper is logged more than a week after drilling the interval. No instability was observed during drilling this section. During TLC logging with GR/MDT the string took weight around 7253 mMD. Only minor washouts can be seen on the calliper log at this depth and no problems were experienced logging past this interval after the whiper trip.

34/11-5 S



Project Name: Kvitebjørn FINAL

Project Analyst: Å. Lauritsen WD: 190 m RKB: 60.5 m

17. januar 2007

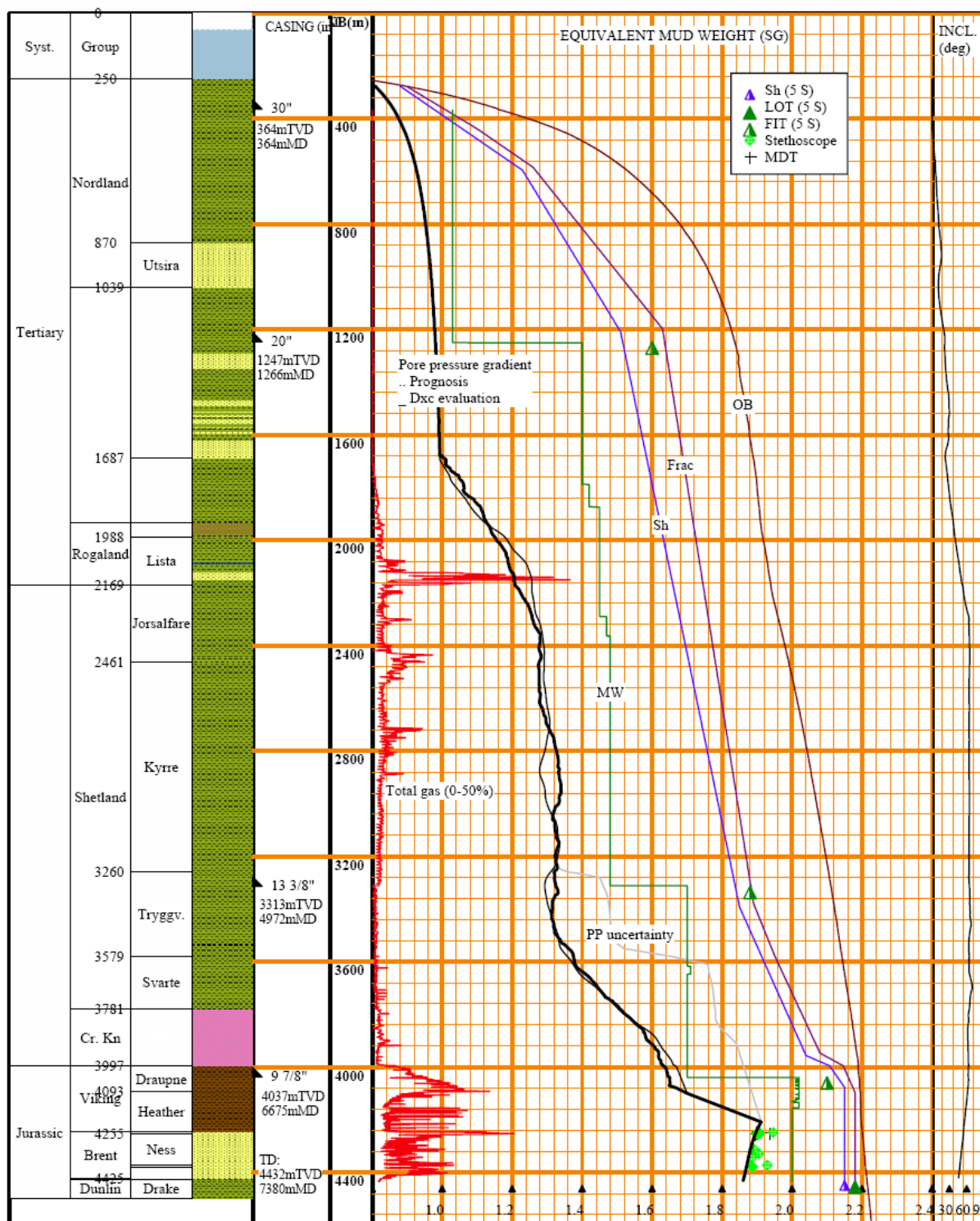


Figure 5.6 Final Pore pressure plot for well 34/11-5 S

FINAL WELL REPORT

34/11-5 S

Licence no: PL193

Well: NO 34/11-5 S

Doc no

Date

2007-09-05

STATOIL

Rev no

1

72 of 132

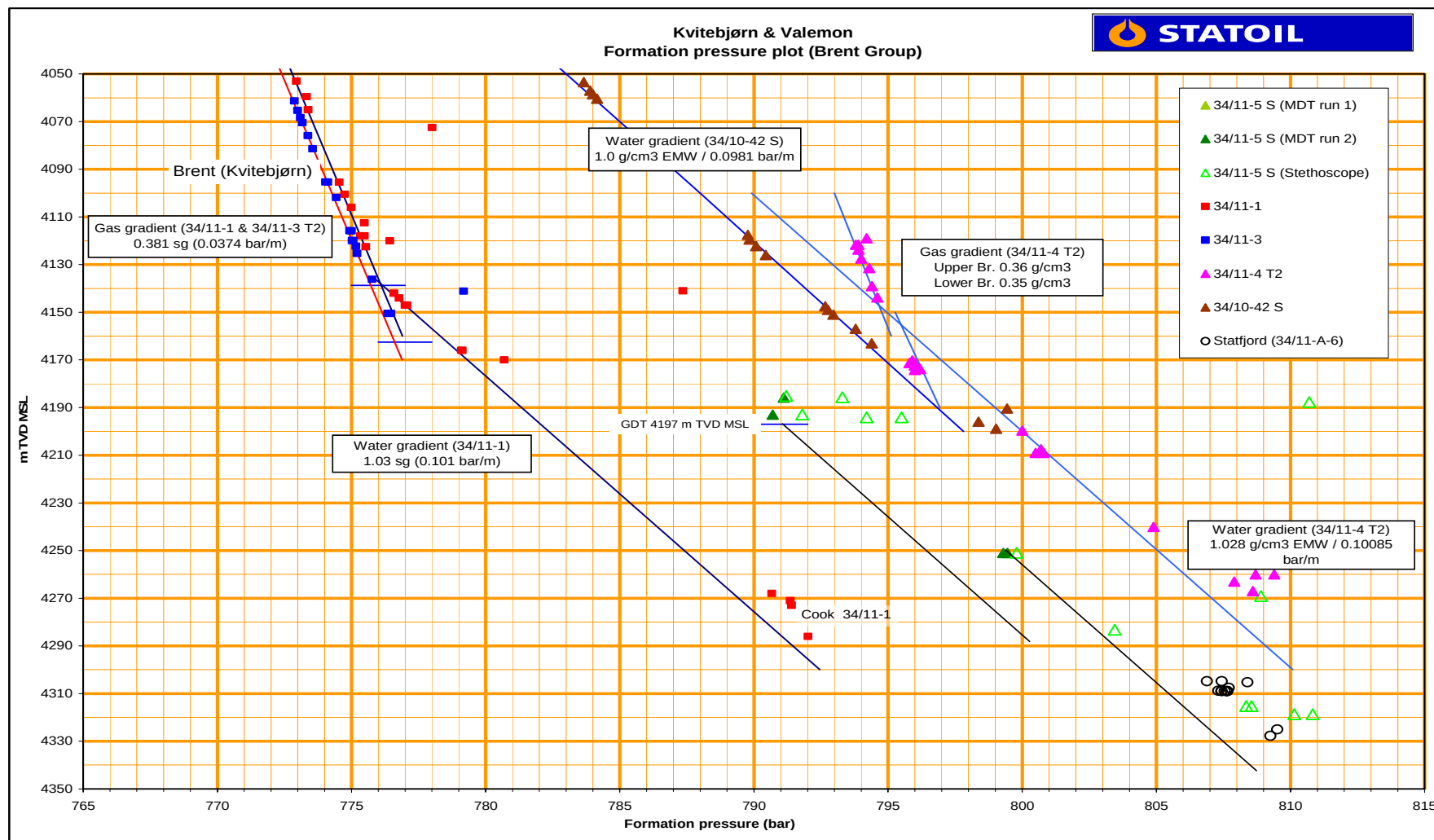


Figure 5.2 MDT plot for well 34/11-5 S. MDT points from the Kvitebjørn and the Valemon structures are also included.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	73 of 132
	2007-09-05	1	

5.6 Data acquisition

5.6.1 Cuttings and mud samples

A standard mud logging unit was used for the well (details in End of Well Report, Geoservices)

- Cuttings were sampled every 10 m in the 12 ¼” section and then every 3 m in the 8 ½” section (reservoir section) to TD of the well.

Cuttings flow meters (CFM) was installed in front of each shaker. All five were operational throughout the well.

5.6.2 Coring

No core was cut in this well

5.6.3 MWD/LWD

Table 5.2 LWD logging program in well 34/11-5 S.

Section	Tool combinations	Drilled interval mMD RKB	Comment
36”	MWD	250.5 – 367	Survey only
24”	MWD	367 - 1271	Only Real-time GR
17 ½”	MWD/ARC	1271 - 4977	3 runs: problem with plugged bit and ARC failure.
12 ¼”	MWD/ARC	4977 - 6681	2 runs: problem with steering.
8 ½”	MWD/ARC/ISONIC/VADN	6520 - 7380	Problems with memory data from ISONIC and ARC tool.
	MWD/ARC/ISONIC/STETHOSCOPE	6681 - 7380	Whiper trip to clean hole and perform additional data acquisition.

Schlumberger Drilling and Measurements performed the MWD/LWD service on this well.

The 36” and 24” sections are covered in the ‘Experience report conductor batch setting Kvitebjørn (KVB B&B U-03 00022)’ and the Experience report 20” casing batch setting Kvitebjørn (KVB B&B-04 00012)’, respectively.

Both the real time and memory data were generally of good quality in the top hole section in this well, but problems were experienced in the 8 ½” reservoir section.

In the 17 ½” section the communication to the ARC tool failed at around 2426 m MD on the second run, but the memory data was ok down to TD of that run. No problem was encountered in the 12 ¼” section.

In the 8 ½” section it was reamed for Sonic log while running in hole in casing from 6520 m MD. While drilling at 7070 m MD the ISONIC tool flagged that the memory was full when it was supposed to start writing data to the second memory board. When dumping the memory at

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	74 of 132
	2007-09-05	1	

surface it was confirmed that only one memory board was filled with data. The quality of these data was not good. At around 7335 m MD the ADN tool started to run out of batteries resulting in severe resets in the memory file. No ADN data are available below 7350 m mDM.

Due to the difficulties experienced during the TLC logging (ref. Chapter 5.6.1) it was decided to include the Stethoscope tool on the whiper trip to acquire pressure points, together with an ISONIC tool to replace the failed data from the drilling run. The ARC tool was run for ECD measurements during the operation. Sonic was logged down while reaming to TD, and pressure points was acquired while POOH. 9 out of total 29 pressure points were qualified as good tests.

5.6.4 Wireline logging

Table 5-3 WL logging program in well 34/11-5 S.

Run nr	Tool combinations	Intervall mMD RKB	Comments
1	GR/MFC (in 13 3/8" csg)	4920 - 50	Multifinger caliper inside casing prior to drilling 12 1/4" section.
2	Gyro (in 13 3/8" csg)	4920 - 50	Gyro inside casing.
3	GR/MFC (in 13 3/8" csg)	4933 - 1466	Multifinger caliper in inside casing after drilling 12 1/4" section.
4	GR/MDT/FMI (8 1/2" hole)	7088 – 7102	3 out of 14 pretests were good tests. Logging aborted due to FMI tool failure.
5	GR/MDT (8 1/2" hole)	7089 - 7250	4 out of 33 pretests were good tests. MDT packers severely warn. Sampled 3 bottles at 7102 m. Not able to pass 7245 m MD. Poor FMI quality due to inadequate depth correlation.
6	GR/FMI (8 1/2" hole)	7370 - 6665	Poor FMI quality due to inadequate depth correlation. Resistivity buttons lost on FMI pads.
7	GR/VSP	7090 - 1238	Logged inside 4 1/2" DP prior to plugging back the well.

Schlumberger Oilfield Services performed wire line logging. MDT equipped with both large diameter probe and guard probe (Quick Silver Express), 2 pumping modules and a total of 12 bottles and 1 sampling chamber in both runs.

In the 8 1/2" section electrical WL with the side entry sub below the BOP was utilized on drill pipe for the first time in a HPHT well in Statoil. Poor properties and logging on drill-pipe caused challenging conditions both to establish sufficient mobility and seal, and to attain required tool motion with respect to the logging of high resolution image data.

Due to the low mobility of the formation it was difficult to acquire good pre-tests during logging GR/MDT/FMI, and it was hard to establish seal with the large diameter probe. During pumping prior to sampling at 7102 m MD communication was lost with the tool after 1.5 hrs. At surface it was found 3 leads shorted in the cable head, probably due to FMI tool failure.

To reduce the risk for same failure as in run 4 it was decided to run in with GR/MDT only. One good pre-test was acquired in the upper Tarbert Formation, and at this point 3 bottles were filled. A total of 119 litres was pumped with indications of 40% contamination. Further down in the Ness Formation it was difficult to establish good seal independent of probe used. Attempted to continue down into the Etive Formation but was not able to pass 7245 m MD

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	75 of 132
	2007-09-05	1	

without exceeding maximum limit on tool compression. At this point the MDT tool flagged for low oil level. Attempted several times to get good seal and stable pre-tests in the Ness Formation without success, and at surface it was found that the packers was damaged on both probes.

GR/FMI was logged after the tight area experienced in previous run was polished on a whiper trip (ref. Chapter 5.6.3). It was challenging to maintain good depth correlation during logging causing the image to be stretched /blurred every 1 – 1.5 m due to pipe slipping. A number of resistivity buttons were lost from 2 of the pads/calliper arms during the logging.

The main purpose of the VSP logging was to get the time/depth relation for depth conversion and confirmation of the seismic picks. In addition it was acquired for high resolution imaging of the main fault between Kvitebjørn and Valemon. Due to high deviation the VSP wire-line tool was pumped down through the cement stinger. It was recorded as a combined vertical incidence VSP with a boat source and a rig source (flip-flop acquisition).

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	76 of 132
	2007-09-05	1	

6 **Appendix 1: Directional data**

Final directional plot planned vs. actual well path and final survey listing.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	77 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	78 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	79 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	80 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	81 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	82 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	83 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	84 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	85 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	86 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	87 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	88 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	89 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	90 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	91 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	92 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	93 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	94 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	95 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	96 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	97 of 132
	2007-09-05	1	

7 Appendix 2: Operational experience

See Chapter 3.2.

7.1 Appendix 2.1: Operational listing

WELLBORE ID: NO 34/11-5 S
INTERVAL: 24"
START TIME: 12.01.2006 05:30
END TIME: 12.01.2006 16:00

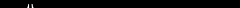
Report date	Description
12.01.2006	Started to skid rig from slot 6 to slot 3.

START TIME: 31.01.2006 04:00
END TIME: 04.02.2006 03:30

Report date	Description
31.01.2006	P/U 6 5/8" DP.
01.02.2006	P/U and M/U 6 5/8" DP. Racked stands in derrick. Experienced problems with positioning system on spinner tong and hydraulic leaks on Hydratong.
02.02.2006	P/U and M/U 6 5/8" DP from deck. Racked same in derrick. Changed drill line. Retrieved nominal seat protector. Tested BOP, riser and annulus valves to 35/345 bar for 5/10 min.
03.02.2006	Leak tested BOP and surface pressure control equipment. Installed nominal seat protector and pipe wiper. M/U and RIH with 17 1/2" BHA, function tested MWD.

INTERVAL: 17 1/2"
START TIME: 04.02.2006 03:30
END TIME: 05.03.2006 03:45

Report date	Description
04.02.2006	Continued RIH with 17 1/2" BHA, displaced well to 1.40 sg OBM. Drilled out cement and 20" shoe. Reamed rat hole, drilled 3 m of new formation and circulated hole clean. Prepared for FIT, troubleshot and repaired leak on cement unit. Performed FIT to 1.60 sg EMW. Drilled 17 1/2" hole from 1274-1310 m.
05.02.2006	Drilled and surveyed 17 1/2" hole from 1310-1524 m. Repaired MP-B.
06.02.2006	Drilled and surveyed 17 1/2" hole from 1524-1724 m.
07.02.2006	Drilled 17 1/2" hole from 1724-1778 m. Problems with directional control through Hordaland sandstone (inclination dropped) and plugging of BHA. Circulated hole clean and POOH with BHA.
08.02.2006	L/D remaining 17 1/2" motor BHA, changed wash pipe and performed derrick inspection. P/U and RIH with 17 1/2" Powerdrive BHA to 1335 m. Pulled BHA back into 20" shoe and troubleshot driller cyberbase problems.
09.02.2006	Troubleshoot and repaired driller cyberbase. Continued RIH with 17 1/2" Powerdrive BHA, perform MWD check surveys. Drilled 17 1/2" hole from 1778-1805 m.
10.02.2006	Drilled 17 1/2" hole from 1805-2154 m.
11.02.2006	Drilled 17 1/2" hole from 2154-2522 m.
12.02.2006	Drilled 17 1/2" hole from 2522-2897 m.
13.02.2006	Troubleshoot MWD tool, circulated hole clean and POOH with 17 1/2" BHA.
14.02.2006	Leak tested BOP, M/U back-up 17 1/2" Powerdrive BHA.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	98 of 132		
	2007-09-05	1			

Report date	Description
15.02.2006	Continued RIH with 17 1/2" Powerdrive BHA to TD. Drilled 17 1/2" hole from 2897-3137 m.
16.02.2006	Drilled 17 1/2" hole from 3137-3544 m.
17.02.2006	Drilled 17-1/2" hole from 3544 m to 3895 m.
18.02.2006	Drilled 17-1/2" hole from 3895 m to 4221 m.
19.02.2006	Drilled 17-1/2" hole from 4221 m to 4562 m.
20.02.2006	Drilled 17-1/2" hole from 4562 m to 4903 m.
21.02.2006	Drilled 17-1/2" hole from 4903 m to 4977 m (section TD). Circulated 3 x BU. Changed wash pipe. Commenced circulating hole clean, circulated totally 4.5 x BU. Flowchecked well. Pumped slug. POOH with 17-1/2" BHA to 4403 m.
22.02.2006	POOH with 17-1/2" BHA from 4403 m to 4372 m. Observed indreasing drag. RIH to 4456 m and circulated for 30 mins. POOH with 17-1/2" BHA from 4456 m to 3858 m. Recorded increasing overpull. RIH to 3802 m. Circulated 1.5 x BU. POOH with 17-1/2" BHA from 3802 m to 3260 m. Function tested BOP. POOH with 17-1/2" BHA from 3260 m to 2360 m. Recorded increasing overpull. RIH to 2496 m. Circulated 2 x BU. POOH with 17-1/2" BHA to 1667 m, took 25 ton overpull. RIH to 1724 m. Circulated for 30 mins. POOH with 17-1/2" BHA from 1751 m to 1695 m.
23.02.2006	POOH with 17-1/2" BHA from 1695 m. LD 17-1/2" BHA. Cleared rig floor prior to RU casing handling equipment. Performed derrick inspection. Pulled nominal seat protector. Jetted wellhead area. RU 13-3/8" x 14" casing handling equipement.
24.02.2006	RU 13-3/8" x 14" casing handling equipment. Ran 13-3/8" casing to 1261 m. Started to unload 13-3/8" casing from storage vessel.
25.02.2006	Unloaded 13-3/8" casing from storage vessel. Ran 13-3/8" casing from 1261 m to 2872 m. MU 16-1/2" swell packer to 13-3/8" casing string. Ran 13-3/8" casing from 2872 m to 3059 m.
26.02.2006	Ran 13-3/8" casing from 3059 m to 3165 m. MU 13-3/8" x 14" XO to casing string. Ran 13-3/8" x 14" casing from 3165 m to 4515 m.
27.02.2006	Ran 13-3/8" x 14" casing from 4515 m to 4937 m. PU and installed 14" casing hanger. RIH with 13-3/8" x 14" casing on landing string. Landed 13-3/8" x 14" casing. RU cement head. Broke circulation in steps to 1850 lpm. Stopped circulating. Not able to achieve loss free rate when breaking circulation after stopping rig pumps. Prepared to cement casing. Pumped 18 m3 spacer. Started to mix cement. Not able to operate CMS (Chemical Mixing System). Prepared and started to mix cement water in pits.
28.02.2006	Prepared cement mix water in pits. Cemented 13-3/8" x 14" casing. Released 14" casing hanger RT. Pulled landing string. RD casing handling equipment.
01.03.2006	Completed RD casing handling equipment. Washed wellhead area. Set MS-1 seal. Leak tested MS-1 seal to 540 bar. Installed wear bushing. RU wireline. Ran MFC-log (casing wear) from 4920 m to 50 m. RD MFC tool string.
02.03.2006	Ran continuous gyro inside 13-3/8" x 14" casing. RD wireline equipment. RIH with RTTS to 1500 m set packer. Attempted to test casing to 410 bar below RTTS. Observed pressure increase and communication to annulus above RTTS at 350 bar. Released RTTS and circulated to clean setting area for RTTS. Set RTTS. Attempted to test 13-3/8" x 14" casing to 410 bar below RTTS; no go. Observed communication through RTTS.
03.03.2006	POOH with RTTS packer assembly. Tested 13 3/8" x 14" casing against shear ram to 410 bar / 10 min. L/D 6 5/8" DP.
04.03.2006	L/D 6 5/8" DP. RIH with 20 stands 5" DP, RTTS packer assembly with storm valve and set packer at 495 m. Pressure tested same to 300 bar for 10 min. from below.

START TIME: 26.03.2006 23:45

END TIME: 28.03.2006 02:00

Report date	Description
27.03.2006	Skidded Rig from A-2 to 5S. P/U and installed HP Riser. N/U BOP Stack.

START TIME: 14.04.2006 02:00

END TIME: 18.04.2006 09:45

Report date	Description
14.04.2006	M/U 12 1/4" BHA and racked same in derrick. Installed BOP test plug in well head.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		 STATOIL		
	Date	Rev no	99 of 132		
	2007-09-05	1			

Report date	Description
15.04.2006	Performed general maintenance. Waited on Statoil Drift to perform NAS test after revision stop and restart production. Tested BOP pipe rams and annular. P/U storm valve stinger.
16.04.2006	Retrieved RTTS packer assembly with storm valve. RIH and installed new RTTS packer at 1500 m. Pressure tested 14" casing above RTTS packer to 525 bar. Made several attempts to release RTTS packer. Packer finally came loose with 79 ton OP. POOH to 1450 m.
17.04.2006	POOH with RTTS packer assembly. Leak tested FOSV's in top drive and loose drilling equipment. Held pre-job meeting prior to M/U 12 1/4" BHA. M/U 12 1/4" BHA from derrick and RIH to 3150 m. Performed kick and choke drill with night crew.
18.04.2006	RIH with 12 1/4" BHA from 3150 - 4935 m. Washed down and tagged TOC. Performed pre-job meeting. Displaced to 1,70 sg while drilling shoetrack. Stopped drilling shoetrack at 4957m. Performed cut & slip. Built kick stand. Performed well controll drills and fingerprinting. Drilled out remaining shoe track. Cleaned out rathole and drilled 1 m new formation down to 4978 m.

INTERVAL: 12 1/4"

START TIME: 18.04.2006 09:45

END TIME: 21.05.2006 21:15

Report date	Description
19.04.2006	Drilled 2 m new formation. Performed FIT to 1,88 sg EMW. Drilled 12 1/4" hole from 4980 - 5039 m. Pulled BHA into 9 7/8" casing shoe. Changed liners in mud pumps. RIH. Drilled 12 1/4" hole from 5039 - 5094 m.
20.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 5094 - 5373 m.
21.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 5373 - 5641m.
22.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 5641 - 5855 m.
23.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 5855 - 5882 m. Decided to POOH for changing Powerdrive due to unable to correct building tendency of BHA. Circulated hole clean. POOH from 5882 - 2035 m.
24.04.2006	POOH with 12 1/4" assembly from 2035 m. Changed Powerdrive, PowerPulse and floatsub. RIH with 12 1/4" BHA to 2900 m.
25.04.2006	RIH with 12 1/4" BHA from 2900-5882 m, washed down last stand. Drilled 12 1/4" hole from 5882-6018 m.
26.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 6018-6291 m.
27.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 6291-6575 m.
28.04.2006	Drilled 12 1/4" hole from 6575-6681 m, circulate hole 3 x BU and flow checked - OK.
29.04.2006	Circulated BU, evaluated gas returns and pore pressure estimate. Repaired mud pumps and increased MW to 1.72 sg. Performed 5 stands short trip, circulated BU and pumped OOH to 200 m above Draupne fm. according to HPHT procedure. Pumped slug and continued POOH with BHA.
30.04.2006	Continued POOH with 12 1/4" drilling BHA, cut & slipped drilling line.
01.05.2006	L/D remaining 12 1/4" drilling BHA. Performed MFC logging operations, toolfailure at 1496 m. Pulled wear bushing, washed BOP and wellhead area.
02.05.2006	Washed BOP and wellhead area, leak tested BOP and rigged up casing handling equipment on rig floor. M/U and RIH with 9 7/8" casing shoe and float assy, continued RIH with casing to 87 m.
03.05.2006	RIH with 9 7/8" casing from 87-2155 m.
04.05.2006	RIH with 9 7/8" casing from 2155-3833 m. Circulated and conditioned mud 3 x BU at 2915 m.
05.05.2006	RIH with 9 7/8" casing from 3833-5390 m. Circulated and conditioned mud 3 x BU and changed to 750 tons casing handling equipment at 4828 m.
06.05.2006	RIH with 9 7/8" x 10 3/4" casing from 5390-6366 m. Circulated and conditioned mud 3 x BU at 5665 m and BU at 6265 m.
07.05.2006	RIH with 9 7/8" x 10 3/4" casing string from 6366 m. Attempted to wash down last casing joint, took losses. Gradually increased pump rate, circulated and conditioned mud 2 x BU. Continued RIH with casing string and landed same (6675 m shoe depth). Started to circulate and conditioned mud prior to cementing operations.
08.05.2006	Circulated and conditioned mud prior to cement job. Rigged up and tested surface cementing equipment. Mixed/pumped required spacers and foamed cement slurry, displaced cement slurry in place. Leak tested casing 70 bar above FCP, no-go. Bled off casing pressure and verified floats - OK.
09.05.2006	Rigged down cementing head, retrieved casing landing string and rigged down casing handling equipment. Cleaned out WH with Mill & Flush tool, installed and leak tested MS-1 seal. Ran csg hanger elevation check tool. Attempted to install 10 3/4" WB.
10.05.2006	Troubleshoot WBRT, installed WB. Attempted to leak test 9 7/8" x 10 3/4" casing, no-go. Repaired Hydra Racker, inspected and repaired BOP.
11.05.2006	Changed BOP annular element and repaired Hydra Racker. Started to RIH with 9 7/8" RTTS assy.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	100 of 132	
	2007-09-05	1		

Report date	Description
12.05.2006	Set RTTS at 438 m. Attempted to leak test RTTS from above; negative. Attempted to retrieve RTTS; negative. POOH and checked running tool. Found RTTS parted in connection below hydraulic slips. LD 20 jnts 6-5/8" DP and 70 jnts 5" DP from derrick while mobilising fishing equipment. MU fishing equipment. RIH with fishing assembly. Engaged fish. POOH with fish from 439.6 m to 429 m.
13.05.2006	POOH with fish. Recovered fish. MU RTTS with storm valve. RIH and set RTTS at 460 m. Tested RTTS to 510 bar. Opened doors on BOP and inspected door seals. Reconfigured pipe rams. MU BOP test tool to 4-1/2" DP.
14.05.2006	Leak tested BOP. Released RTTS and POOH with RTTS. LD 5" DP while POOH with RTTS. PU RTTS with safety joint and circulation valve. RIH with RTTS to 274 m.
15.05.2006	RIH with 9-7/8" RTTS from 274 m to 1720 m on 5" DP. RIH with 9-7/8" RTTS from 1720 m to 4780 m while PU 4-1/2" DP. MU 4-1/2" FOSVs. Changed to 4-1/2" saver sub. RIH with 9-7/8" RTTS from 4780 m to 5937 m while PU 4-1/2" DP.
16.05.2006	RIH with 9-7/8" RTTS from 5937 m to 6593 m while PU 4-1/2" DP. Set 9-7/8" RTTS. Pressure tested 9-7/8" x 10-3/4" casing to 650 bar. Released 9-7/8" RTTS. POOH with 9-7/8" RTTS to 1833 m.
17.05.2006	POOH with 9-7/8" RTTS from 1833 m. LD 5" DP while POOH from 1448 m. LD 9-7/8" RTTS. Cut and slipped drilline. Performed derrick inspection. PU and MU 8-1/2" rotary drilling assembly.
18.05.2006	RIH with 8-1/2" BHA to 5480 m. Broke circulation and recorded downhole temperature from MWD. RIH with 8-1/2" BHA from 5480 m to 5852 m. Performed strip drill with day and night crews.
19.05.2006	RIH with 8-1/2" BHA from 5852 m to 6580 m. Changed wash pipe. Washed down and tagged float at 6636 m. Circulated and conditioned oil based mud prior to displacement. Displaced well to Cs/K-format mud. Started to clean surface equipment to Cs/K-format standard.
20.05.2006	Cleaned surface circulating system to Cs/K-format standard. Displaced surface circulation system to Cs/K-format mud.
21.05.2006	Completed displacement of surface circulation system to Cs/K-format. Logged with LWD Sonci from 6520 m to 6636 m. Drilled 9-7/8" shoetrack to 6673 m. Reamed shoetrack interval 6673 m to 6664.5 m.

INTERVAL: 8 1/2"

START TIME: 21.05.2006 21:15

END TIME: 23.06.2006 09:15

Report date	Description
22.05.2006	Worked/reamed shoetrack. Drilled out remaining shoetrack. Cleand rat hole. Drilled 3 m formation. Circulated and conditioned mud. Performed FIT to 2.10 sg EMW. Drilled 8-1/2" hole section from 6681 m to 6757 m.
23.05.2006	Drilled 8-1/2" hole section from 6757 m to 6866 m.
24.05.2006	Drilled 8-1/2" hole section from 6866 m to 6911 m.
25.05.2006	Drilled 8-1/2" hole section from 6911 m to 6923 m. Reduced MW from 2.030 sg (50 °C) to 1.995 sg (50 °C).
26.05.2006	Drilled 8-1/2" hole section from 6923 m to 6955 m.
27.05.2006	Drilled 8 1/2" hole from 6955 m to 6991m.
28.05.2006	Drilled 8 1/2" hole from 6991 - 7038 m.
29.05.2006	Drilled 8 1/2" hole from 7038 - 7087 m.
30.05.2006	Drilled 8 1/2" hole from 7087 - 7187 m.
31.05.2006	Drilled 8 1/2" hole from 7187 - 7210 m. Relogged reservoir from 7210 - 7087 m. Attempted to perform 5 stand short trip according to simulations and HPHT procedures. Got overpull. Backreamed 5 stands and RIH to top of reservoir. Performed 5 stand short trip. RIH to 7210. Drilled 8 1/2" hole from 7210 - 7226 m.
01.06.2006	Drilled 8 1/2" hole from 7226 - 7362 m.
02.06.2006	Drilled 8 1/2" hole from 7362 - 7364 m. Changed leaking washpipe. Drilled 8 1/2" hole from 7364 - 7380 m (10 m MD into Drake Fm). Started to circulate hole clean.
03.06.2006	Circulated hole clean. Dropped dart and drift. Flow checked. Re-logged reservoir from 7347 - 7290 m and from 7252 - 7210 m. Pumped out of hole from 7727 - 6991 m. Changed saver sub. Pumped out of hole to 6475 m.
04.06.2006	Pumped slug. POOH with 5 stands from 6469 - 6302 m. Flowchecked well. POOH to 394 m. M/U BOP test plug assembly to string. Testet BOP rams (LPR and UPR) and IBOP's in top drive to 35 / 650 bar for 5 / 10 min and annular to 35 / 480 bar for 5 / 10 min.
05.06.2006	Tested annular. POOH with 8 1/2" BHA. R/U for TLC logging. RIH with logging tools (MDT/FMI) on 3 1/2" and 4 1/2" DP to 989 m.
06.06.2006	RIH with MDT/FMI logging tools on 4 1/2" DP from 989 - 6391 m.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	101 of 132		
	2007-09-05	1			

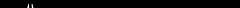
Report date	Description
06.06.2006	RIH with MDT/FMI logging tools on 4 1/2" DP from 6443 - 6609 m. M/U FOSV and sideentry sub (CSES) to string. Pumped down locomotive (PWCH) and latched onto docking head (DWCH). RIH with cable and one stand 4 1/2" DP. M/U float sub to string. RIH with logging tools and cable down to 7130 m. Logged formation pressure points with MDT tool.
07.06.2006	Logged with MDT-tool on cable and DP (TLC). Got short circuit in logging equipment while sampling at 7125 m. Pumped while pulling out until CSES (side entry sub) above rig floor. Set back CSES and L/D PWCH and cable. Investigated cable, rope socket and PWCH (locomotive) while performing slip and cut. Repaired PWCH and collector on wireline winch, and built new rope socket.
08.06.2006	Built new rope socket. M/U CSES (sideentry sub) to string. RIH with PWCH. Latched twice due to problems with 50V line in logging equipment. POOH with cable and PWCH. B/O CSES and L/D same. POOH with logging tools and DP from 6610 - 4350 m according to HPHT procedure.
09.06.2006	POOH with Schlumberger MDT/FMI logging tools. Troubleshoot logging tools, removed FMI. Made up and tested new MDT-GR logging tool string.
10.06.2006	Performed derrick inspection. RIH with TLC tool string on 3 1/2" x 4 1/2" DP to 6156 m.
11.06.2006	Continued RIH with TLC tool string on 4 1/2" DP from 6156-6598 m. Function tested BOP. M/U CSES assy. Pumped down locomotive (PWCH), latched wet connector in docking head, M/U CSES pack-off seals and cable clamp. Performed TLC correlation logging from 6598-7101.5 m. Took MDT pressure points and performed formation fluid sampling according to detailed sampling procedure.
12.06.2006	Performed TLC logging operations, unable to pass through obstruction at 7253 m. Failed to collect MDT pressure points. Pumped out of open hole with TLC tool string, pulled out with cable/PWCH, L/D CSES assy and circulated BU.
13.06.2006	POOH and L/D TLC logging tools. Prepared for 8 1/2" wiper trip, performed general service and maintenance while waiting for equipment to arrive with boat.
14.06.2006	Prepared MWD/LWD tools on deck. Meanwhile performed general rig service and maintenance. L/D drilling jar and 20 joints of 5" DP on deck. M/U and RIH with 8 1/2" BHA to 3150 m.
15.06.2006	Continued RIH with 8 1/2" BHA to 9 7/8" casing shoe. Cut & slipped drilling line. Washed/reamed down in 8 1/2" open hole and performed Sonic logging from 7040-7145 m.
16.06.2006	Performed Sonic logging from 7145-7380 m, circulated 1.5 x bottoms up and took pressure points with Stehoscope from 7303-7171.5 m.
17.06.2006	Took formation pressure points with Stethoscope, RIH with 8 1/2" BHA to TD and circulated 1.5 x BU. Pumped out of open hole, slugged pipe and POOH with 5 stands. Flow checked well - OK, continued to POOH with 8 1/2" BHA to 4700 m.
18.06.2006	POOH with 8 1/2" BHA. Performed derrick inspection and equipment maintenance. Leak testet BOP, started to M/U FMI-GR logging tool string.
19.06.2006	M/U and tested FMI-GR logging tools. RIH with TLC tool string on DP to 6600 m. Circulated string volume and held pre-job safety meeting with involved personnel prior to TLC operations.
20.06.2006	Changed PS-30 slips, held pre-job safety meeting with involved personnel and M/U CSES assy. Pumped down locomotive (PWCH), latched wet connector in docking head, M/U CSES pack-off seals and cable clamp. RIH with logging tools on TLC, performed correlation logging. Performed FMI logging from 7370-6695 m and logged repeat section from 7120-7050. Flow checked well prior to L/D CSES.
21.06.2006	Unlatched PWCH, pulled out with cable/PWCH, L/D CSES assy and circulated BU. POOH and L/D FMI-GR logging tools.
22.06.2006	RIH with 3 1/2" cement stinger on 4 1/2" DP to 7360 m. Circulated BU, M/U VSP-GR logging tools and CSES assy.
23.06.2006	Ran/pumped VSP-GR tool string down to 7090 m, took VSP check shots while RIH and logged VSP signals upwards from 7090-1238 m. POOH with VSP-GR tool string, held pre-job safety meeting prior to rigging down CSES assy and WL equipment.

INTERVAL: TEMP P&A

START TIME: 23.06.2006 09:15

END TIME: 05.07.2006 10:00

Report date	Description
24.06.2006	RD VSP logging string. RD wireline equipment. Displaced well from Cs/K-format to oil based mud and conditioned same.
25.06.2006	Circulated and conditioned mud while preparing spacer for cement plugs.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	102 of 132	
	2007-09-05	1		

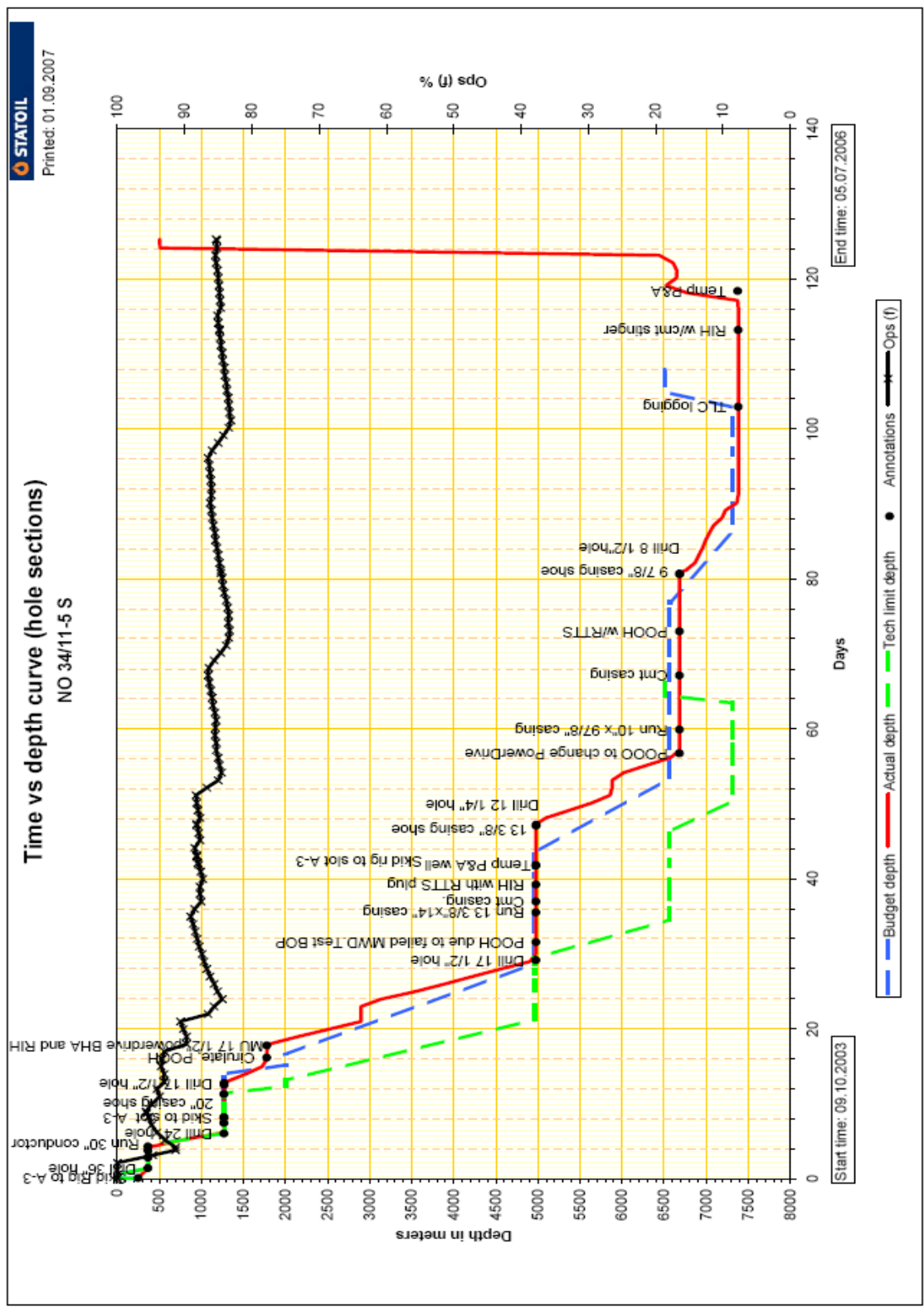
Report date	Description
26.06.2006	Circulated and treated mud system, mud out of specification. Held prejob meeting for setting cement plugs. Started to pump spacer, aborted operation due to restriction in surface line between cement and standpipe manifold. Pumped with rig pump through cement manifold to remove restriction.
27.06.2006	Set cement plug no 1 in open hole from 7375 m to 7125 m. Set cement plug no 2 in open hole from 7125 m to 6875 m. Set high viscosity pill from 6875 m to 6775 m. Set cement support tool at 6775 m and circulated out excess high viscosity pill.
28.06.2006	Set cement plug no 3 from 6773 m to 6523 m. POOH with cement stinger to 1190 m.
29.06.2006	POOH with cement stinger from 1190 m. LD same. Cleaned and cleared rig floor. Performed UFO check on Hydraracker. PU and MU 8-1/2" cement dressing scraper assembly and RIH with same to 5126 m.
30.06.2006	RIH with 8-1/2" cement dressing casing scraper assembly to 6440 m. Washed down to 6526 m. Washed/drilled cement from 6526 m to 6646 m. Tested plug integrity with 10 tons. Circulated hole clean. POOH with 8-1/2" cement dressing casing scraper assembly to 2057 m.
01.07.2006	POOH with 8-1/2" cement dressing casing scraper BHA from 2057 m. Scrapped setting area, 516-486m, for GTV plug. LD 44 singels 4-1/2" while POOH. LD 8-1/2" cement dressing casing scraper BHA. Cut and slipped drilline. PU and MU EZSV plug. RIH with EZSV plug on DP to 4224 m.
02.07.2006	RIH with EZSV on DP to 6608 m. Set EZSV at 6608 m. Pressure tested EZSV to 145 bar from above. Set cement plug from 6600 m to 6442 m. POOH with EZSV mechanical setting tool while LD 4-1/2" to 6150 m.
03.07.2006	POOH with EZSV mechanical setting tool from 6150 m while LD 4-1/2" DP. LD EZSV setting tool. Performed UFO check in derrick and on Hydraracker.
04.07.2006	Completed UFO check in derrick and on hydraracker. RIH with GTV plug. Attempted to set GTV plug, no go. POOH with GTV plug. RIH with secondary GTV plug. Set GTV plug at 506 m and leak tested plug to 145 bar from below and above. Reverse circulated well from oil based mud to inhibited SW above plug. POOH with GTV plug RT to 477 m.
05.07.2006	POOH with GTV-plug running tool. Stopped operation temporarily due to DP dropped from P24 (pipedeck) to W12. Retrieved 10-3/4" wear bushing. ND LP riser and BOP. Held SJA meeting prior to heavy lift. Production closed in wells according to WR0220. Drained HP riser and prepared for heavy lift.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	103 of 132
	2007-09-05	1	

8 Appendix 3: Figures and tables

8.1 Wellbore schematic (as run).

8.2 Time/depth curve



FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		 STATOIL	
	Date	Rev no	105 of 132	
	2007-09-05	1		

8.3 Project planner

PROJECT NAME: 34/11-A-3 / 5 S

PROJECT NUMBER: L.O193X.001.84A01F

Start time	End time	Budget time hrs	Acc budget days	Tech limit hrs	Acc tech days	Plan time hrs	Act time hrs	Acc actual days	Down time	Description	Companies
12.01.2006 05:30	12.01.2006 16:00	32,5	1,4	15,3	0,6	26,5	10,5	0,4	0,0	24" [NO 34/11-5 S]	
12.01.2006 05:30	12.01.2006 07:00	2,5	0,1	1,3	0,1	1,5	1,5	0,1	0,0	25 Skid to slot 3	KCA,Geo
12.01.2006 07:00	12.01.2006 16:00	30,0	1,4	14,0	0,6	25,0	9,0	0,4	0,0	26 N/U HP riser, diverter & BOP.	Hall,KCA,Geo
12.01.2006 19:30	13.01.2006 00:15	9,3	0,4	7,8	0,3	5,3	4,8	0,2	0,0	24" [NO 34/11-5 S]	
12.01.2006 19:30	13.01.2006 00:00	9,0	1,7	7,5	0,9	5,0	4,5	0,6	0,0	26a Leak test connector / 20" casing. Install Nominal seat protector	Geo,Schlum,Schlum,KCA
13.01.2006 00:00	13.01.2006 00:15	0,3	1,7	0,3	1,0	0,3	0,3	0,6	0,0	27 PU DP	Geo,Schlum,KCA
31.01.2006 04:00	04.02.2006 03:30	95,1	4,0	51,9	2,2	72,8	95,6	4,0	12,4	24" [NO 34/11-5 S]	
31.01.2006 04:00	01.02.2006 07:30	38,3	3,3	19,8	1,8	23,8	27,5	1,8	3,0	27a Cont. PU DP + 8" DC	Geo,KCA
01.02.2006 07:30	01.02.2006 16:45	0,0	3,3	0,0	1,8	12,0	9,3	2,2	0,0	27 b Change drill line	Geo,KCA
01.02.2006 16:45	02.02.2006 16:00	10,0	3,8	6,0	2,0	8,0	23,3	3,1	4,3	27c Test BOP to 345 bar using test plug.	Geo,KCA,Hall
02.02.2006 16:00	03.02.2006 13:00	29,3	5,0	16,3	2,7	18,0	21,0	4,0	0,8	28 MU 17 1/2" BHA, RIH and test BHA. Crew drills	Schlum,Schlum,KCA,Geo
03.02.2006 13:00	03.02.2006 17:00	7,5	5,3	4,0	2,9	4,5	4,0	4,2	0,0	29 Displace to 1.40sg mud in/out.	Hall,Geo,KCA
03.02.2006 17:00	03.02.2006 21:30	8,5	5,6	5,0	3,1	5,5	4,5	4,4	0,5	30 Drill out shoetrack and rat hole. Drill 3 m new formation	Geo,KCA,Hall,Schlum
03.02.2006 21:30	04.02.2006 03:30	1,5	5,7	0,8	3,1	1,0	6,0	4,6	3,8	31 FIT	KCA,Hall,Geo,Schlum
04.02.2006 03:30	05.03.2006 03:45	639,0	26,6	385,5	16,1	520,0	696,6	29,0	100,3	17 1/2" [NO 34/11-5 S]	
04.02.2006 03:30	06.02.2006 15:00	30,0	7,0	23,0	4,1	29,0	59,5	7,1	3,0	32 17 1/2" hole to +/- 1760 m TVD (1850mMD)	Geo,KCA,Schlum,Schlum,Hall
06.02.2006 15:00	07.02.2006 12:30	12,0	7,5	7,0	4,4	8,0	21,5	8,0	1,0	33 Circulate, POOH	Geo,KCA,Schlum,Schlum,Hall
07.02.2006 12:30	09.02.2006 03:15	20,0	8,3	12,0	4,9	14,0	38,7	9,6	19,0	34 M/U 17 1/2" powerdrive BHA and RIH	Geo,KCA,Schlum,Schlum
09.02.2006 03:15	20.02.2006 12:30	293,0	20,5	195,0	13,0	222,0	273,3	21,0	45,0	35 Drill 17 1/2" to TD at 3310m TVD	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
20.02.2006 12:30	22.02.2006 22:15	45,0	22,4	29,5	14,2	34,5	57,8	23,4	1,5	36 Circulate hole clean and POOH. LD BHA	Geo,KCA,Hall
22.02.2006 22:15	26.02.2006 21:00	160,0	29,0	70,0	17,1	117,0	94,8	27,3	2,5	37 Wash wellhead and pull wear bushing. RU and run 13 3/8" x 14" casing. Circulate at TD.	Hall,Geo,KCA
26.02.2006 21:00	28.02.2006 08:00	15,0	29,7	9,5	17,5	10,5	35,0	28,8	17,5	38 Cement casing. Test to 70 bar above FCP. Retrieve LS, RD casing running equipment	Hall,KCA,Vetco,Weath,Geo

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		 STATOIL		
	Date	Rev no	106 of 132		
	2007-09-05	1			

Start time	End time	Budget time hrs	Acc budget days	Tech limit hrs	Acc tech days	Plan time hrs	Act time hrs	Acc actual days	Down time	Description	Companies
28.02.2006 08:00	28.02.2006 16:15	12,0	30,2	8,0	17,9	9,0	8,3	29,1	0,0	39 Wash WH, set MS seal, test. Install WB.	Geo,KCA,Vetco,Hall
28.02.2006 16:15	01.03.2006 06:00	18,0	30,9	8,5	18,2	13,0	13,8	29,7	1,0	40 R/u and MFC (casing wear log) on Gyrodata cable.	Geo,KCA,Gyrodata
01.03.2006 06:00	01.03.2006 17:45	18,0	31,7	8,5	18,6	13,0	11,8	30,2	0,0	41 Run gyro, RD cable.	Geo,KCA,Gyrodata
01.03.2006 17:45	02.03.2006 14:45	16,0	32,3	14,5	19,2	16,0	21,0	31,1	9,0	42 RIH with RTTS. Test casing.	KCA,Hall,Geo
02.03.2006 14:45	04.03.2006 00:00	0,0	32,3	0,0	19,2	10,0	33,3	32,5	0,8	42a LD 172 jnts of 6 5/8" DP from derrick	Geo,KCA
04.03.2006 00:00	04.03.2006 09:45	0,0	32,3	0,0	19,2	12,0	9,8	32,9	0,0	42b MU 5" DP / RTTS, RIH. Set RTTS w/storm valve at 500 m. Test, POOH.	Geo,Hall,KCA
04.03.2006 09:45	05.03.2006 03:45	0,0	32,3	0,0	19,2	12,0	18,0	33,6	0,0	42c N/D BOP, temporary P&A well.	KCA
26.03.2006 23:45	28.03.2006 02:00	16,0	0,7	12,0	0,5	44,0	26,3	1,1	0,0	17 1/2" [NO 34/11-5 S]	
26.03.2006 23:45	27.03.2006 00:30	0,0	32,3	0,0	19,2	2,0	0,8	33,7	0,0	42d Skid rig to slot 3	KCA,Geo
27.03.2006 00:30	27.03.2006 12:00	0,0	32,3	0,0	19,2	30,0	11,5	34,1	0,0	42e NU HP riser, BOP and LP riser.Test. Install wear bushing.	Vetco,Geo,KCA
27.03.2006 12:00	28.03.2006 02:00	16,0	33,0	12,0	19,7	12,0	14,0	34,7	0,0	43 PU / MU 156 jnts 5" DP, rack back	KCA,Geo
14.04.2006 02:00	18.04.2006 09:45	53,0	2,2	35,5	1,5	58,5	103,9	4,3	12,0	17 1/2" [NO 34/11-5 S]	
14.04.2006 02:00	15.04.2006 05:30	6,0	33,2	6,0	19,9	10,0	27,5	35,9	0,0	43x Test BOP	Geo,Hall,KCA
15.04.2006 05:30	16.04.2006 11:30	0,0	33,2	0,0	19,9	16,0	30,0	37,1	12,0	43a RIH, retrieve RTTS, RIH to 1500 m, test casing above RTTS to 525 bar. POOH	Geo,KCA,Hall
16.04.2006 11:30	17.04.2006 14:30	36,0	34,7	22,5	20,9	25,0	27,0	38,2	0,0	44 MU 12 1/4" BHA. RIH. Perform well control drill.	Schlum,KCA,Schlum,Geo
17.04.2006 14:30	18.04.2006 04:45	6,0	35,0	4,0	21,0	4,5	14,3	38,8	0,0	45 Drill shoetrack while displacing to 1.70 sg XP-07	Schlum,KCA,Hall,Schlum,Geo
18.04.2006 04:45	18.04.2006 06:30	3,0	35,1	2,0	21,1	2,0	1,8	38,9	0,0	46 Drill 3m new formation, condition mud	Weath,KCA,Hall,Geo,Schlum
18.04.2006 06:30	18.04.2006 09:45	2,0	35,2	1,0	21,2	1,0	3,3	39,0	0,0	47 FIT	KCA,Hall,Geo,Schlum,Hall
18.04.2006 09:45	21.05.2006 21:15	804,0	33,5	403,5	16,8	508,5	803,7	33,5	165,8	12 1/4" [NO 34/11-5 S]	
18.04.2006 09:45	27.04.2006 22:30	240,0	45,2	124,0	26,3	136,0	228,8	48,6	67,8	48 Drill 12 1/4" section to section TD	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
27.04.2006 22:30	30.04.2006 11:15	72,0	48,2	38,5	27,9	42,0	60,8	51,1	5,3	49 Circulate hole clean. POOH, slip & cut drilling line	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
30.04.2006 11:15	01.05.2006 02:30	22,0	49,1	8,5	28,3	13,0	15,3	51,7	3,8	50 RU and run MFC in 14"x13 3/8" casing. RD	Geo,KCA,Schlum,Read,Seadrill WL
01.05.2006 02:30	07.05.2006 21:45	220,0	58,3	115,5	33,1	127,0	163,3	58,5	6,5	51 Wash wellhead and pull wear bushing. Test BOP, RU & run 9 7/8" x 10 3/4" casing. Circulate at TD.	Geo,KCA,Vetco,Weath
07.05.2006 21:45	08.05.2006 07:45	40,0	60,0	10,0	33,5	24,0	10,0	59,0	0,5	52 R/U & Cement casing	Geo,KCA,Hall,Hall
08.05.2006 07:45	09.05.2006 10:30	30,0	61,2	14,0	34,1	15,5	26,7	60,1	8,5	53 RD land.string, wash wellhead, set MS seal, test. Install WB.	Geo,KCA,Hall,Vetco,Weath
09.05.2006 10:30	11.05.2006 01:15	0,0	61,2	0,0	34,1	48,0	38,7	61,7	29,3	53a Repair Hydra racker and BOP	KCA,Vetco,Geo

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		 STATOIL		
	Date	Rev no	107 of 132		
	2007-09-05	1			

Start time	End time	Budget time hrs	Acc budget days	Tech limit hrs	Acc tech days	Plan time hrs	Act time hrs	Acc actual days	Down time	Description	Companies
11.05.2006 01:15	14.05.2006 05:00	12,0	61,7	6,0	34,3	6,5	75,8	64,8	36,5	54 RIH w/ RTTS to 430 m. Change BOP rams, test BOP. POOH w/ RTTS	Geo,Vetco,Hall
14.05.2006 05:00	16.05.2006 20:30	30,0	63,0	16,0	35,0	18,0	63,5	67,5	7,3	55 RIH w/ RTTS to 6630 m. Test casing, POOH w/LD DP.	Geo,KCA,Hall
16.05.2006 20:30	18.05.2006 19:00	72,0	66,0	38,0	36,6	42,0	46,5	69,4	0,0	56 M/U and RIH with 8 1/2" BHA.	Geo,KCA,Schlum,Schlum
18.05.2006 19:00	20.05.2006 08:30	52,0	68,1	27,0	37,7	30,0	37,5	71,0	0,0	57 Displace to Cs/K formate mud	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
20.05.2006 08:30	20.05.2006 17:15	0,0	68,1	0,0	37,7	0,0	8,8	71,4	0,3	57a Log Viking on LWD	KCA,Hall,Geo,Schlum,Schlum
20.05.2006 17:15	21.05.2006 20:00	12,0	68,6	5,0	37,9	5,5	26,7	72,5	0,0	58 Drill shoetrack and 3 m new formation.	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
21.05.2006 20:00	21.05.2006 21:15	2,0	68,7	1,0	38,0	1,0	1,3	72,5	0,0	59 FIT	KCA,Hall,Schlum,Geo,Hall
21.05.2006 21:15	23.06.2006 09:15	515,0	21,5	341,0	14,2	482,0	780,1	32,5	112,9	8 1/2" [NO 34/11-5 S]	
21.05.2006 21:15	01.06.2006 04:00	220,0	77,9	101,0	42,2	111,5	246,8	82,8	7,3	60 Drill 8 1/2" to TD.	Geo,Schlum,Hall,Schlum,KCA
01.06.2006 04:00	03.06.2006 17:15	140,0	83,7	64,0	44,8	70,5	61,2	85,4	4,0	61 Circulate clean. POOH, L/D BHA	Geo,KCA,Schlum,Hall,Schlum
03.06.2006 17:15	13.06.2006 03:45	120,0	88,7	48,0	46,8	72,0	226,5	94,8	101,0	62 Perform TLC logging (MDT).	Geo,KCA,Seadrill WL,Schlum
13.06.2006 03:45	17.06.2006 20:15	0,0	88,7	90,0	50,6	100,0	112,5	99,5	0,0	62a Perform wiper trip and formation logging (Sonic/Stethoscope)	Geo,KCA,Schlum
17.06.2006 20:15	18.06.2006 05:00	0,0	88,7	0,0	50,6	6,0	8,8	99,8	0,0	62b BOP test	Geo,Schlum,KCA
18.06.2006 05:00	21.06.2006 06:00	0,0	88,7	0,0	50,6	80,0	73,0	102,9	0,3	62c Perform FMI log on TLC	Schlum,Geo,KCA,Schlum,Seadrill WL
21.06.2006 06:00	23.06.2006 09:15	35,0	90,2	38,0	52,2	42,0	51,3	105,0	0,3	63 RIH w/cmt stinger on 4 1/2" DP. RU WL and run VSP in DP, RD	Geo,KCA,Hall,Schlum,Seadrill WL
23.06.2006 09:15	05.07.2006 10:00	240,0	10,0	150,5	6,3	165,0	288,7	12,0	31,3	TEMP P&A [NO 34/11-5 S]	
23.06.2006 09:15	25.06.2006 06:00	30,0	91,4	16,0	52,8	18,0	44,7	106,9	0,0	64 Displace well to 2.01 sg OBM	KCA,Geo,Hall
25.06.2006 06:00	28.06.2006 14:30	77,0	94,6	56,0	55,2	52,0	80,5	110,2	19,5	64a Set balanced cement plugs in OH, POOH	Hall,Geo,Hall,KCA
28.06.2006 14:30	30.06.2006 17:00	50,0	96,7	25,0	56,2	36,0	50,5	112,3	0,3	65 RIH with clean up BHA, RIH. Dress & test cmt. POOH	KCA,Geo,Hall,BOT
30.06.2006 17:00	03.07.2006 06:30	61,0	99,2	39,0	57,8	43,0	61,5	114,9	0,0	66 RIH w/ EZSV on DP. Set / test. Set cmt plug on top, POOH	Geo,KCA,Hall,Hall
03.07.2006 06:30	04.07.2006 11:30	14,0	99,8	9,0	58,2	10,0	29,0	116,1	10,5	67 RIH with GTV plug on DP, set / test. POOH	Hall,BOT,KCA
04.07.2006 11:30	05.07.2006 10:00	8,0	100,2	5,5	58,4	6,0	22,5	117,1	1,0	67a Pull 10 3/4" wear bushing. Pull BOP.	Hall,Vetco,KCA

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	108 of 132
	2007-09-05	1	

8.4 Completion logg of the reservoir section

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	109 of 132	
	2007-09-05	1		

8.5 Bit record

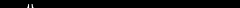
WELL: NO 34/11-5 S

Run no	Bit size	Bit no	BHA no	Bit type	IADC code	Bit manufacturer
3	17 1/2"	3RR3	3	MRS68	M423	Smith Bits
4	17 1/2"	4	4	MRS68	M423	Smith Bits
5	17 1/2"	4rr1	5	MRS68	M423	Smith Bits
6	12 1/4"	3	4	MRS891VPX	M223	Smith Bits
8	12 1/4"	3	7	MRS891VPX	M223	Smith Bits
9	12 1/4"	3rr1	9	MRS891VPX	M223	Smith Bits
14	8 1/2"	4	14	RSX616M	M322	Reed-Hycalog
17	8 1/2"	5	17	RSX616M B22	M322	Reed-Hycalog
21	8 1/2"	5RR	21	RSX616M	M322	Reed-Hycalog

Run no	Bit size	Bit no	BHA no	Serial no	Nozzles (n/32")				Flow area in
					no x n	no x n	no x n	no x n	
3	17 1/2"	3RR3	3	JT9794	8 x 14	2 x 13	x	x	1,4620
4	17 1/2"	4	4	JW3991	10 x 14	x	x	x	1,5040
5	17 1/2"	4rr1	5	JW3991	10 x 14	x	x	x	1,5040
6	12 1/4"	3	4	20309	4 x 16	2 x 18	x	x	1,2830
8	12 1/4"	3	7	SCB 191	4 x 16	2 x 18	x	x	1,2830
9	12 1/4"	3rr1	9	SCB 191	4 x 16	2 x 18	x	x	1,2830
14	8 1/2"	4	14	210858	4 x 10	x	x	x	0,3070
17	8 1/2"	5	17	207112	4 x 10	x	x	x	0,3070
21	8 1/2"	5RR	21	207112	4 x 10	x	x	x	0,3070

Run no	Bit size	Pump rate l/min	Pump press bar	Depth in mMD	Depth out mMD	Form drld m	Total drld m	Drld hrs	Circ hrs	ROP m/hrs
3	17 1/2"	4000	160	1271,0	1778,0	507,0	453,0	41,4	70,1	12,2
4	17 1/2"	4620	246	1778,0	2897,0	1119,0	1119,0	46,2	82,1	24,2
5	17 1/2"	4620	268	2897,0	4977,0	2080,0	2080,0	96,7	154,7	21,5
6	12 1/4"			4977,0	4978,0	1,0	1,0	0,3	17,3	3,3
8	12 1/4"	3575	397	4977,0	5882,0	905,0	942,0	54,8	113,7	16,5
9	12 1/4"	3305	397	5882,0	6681,0	799,0	799,0	47,9	97,2	16,7
14	8 1/2"	1000	170	6681,0	7380,0	699,0	744,0	146,1	289,0	4,8
17	8 1/2"	850	136	7380,0	7380,0	0,0				
21	8 1/2"								12,5	

Run no	Bit size	Min WOB ton	Max WOB ton	Min RPM	Max RPM	Torque Min Nm	Torque Max Nm	Con drag Min 1000 daN	Con drag Max 1000 daN
3	17 1/2"	1	10	120	234	2	9		
4	17 1/2"	4	12	160	180	10	16		
5	17 1/2"	12	16	180	180	26	29		
6	12 1/4"	3	8	50	100	18	23		
8	12 1/4"	7	10	160	180	17	23		
9	12 1/4"	3	5	180	180	18	21		
14	8 1/2"	8	10	90	100	21	24		
17	8 1/2"	4	5	65	65	22	24		

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	110 of 132	
	2007-09-05	1		

Run no	Bit size	Min WOB ton	Max WOB ton	Min RPM	Max RPM	Torque Min Nm	Torque Max Nm	Con drag Min 1000 daN	Con drag Max 1000 daN
21	8 1/2"								

Run no	Bit size	I	O	DC	L	B	G	OC	RP
3	17 1/2"	1	1	WT	A	X	I	PN	BHA
4	17 1/2"	1	1	WT	A	X	IN	NO	DTF
5	17 1/2"	1	1	WT	A	X	IN	NO	TD
6	12 1/4"								
8	12 1/4"	1	1	WT	G	X	In	NO	DTF
9	12 1/4"	1	1	WT	A	X	I	NO	TD
14	8 1/2"	1	1	BT	A		IN		TD
17	8 1/2"	0	1	WT	G	X	I	NO	BHA
21	8 1/2"	0	1	WT	G	X	I	NO	BHA

Run no	Bit size	Remarks
3	17 1/2"	Rerun bit, used on A-15, A-10 and A-6.
4	17 1/2"	
5	17 1/2"	Re-run bit from previous run. Bit type MRS816. Drilled with controlled ROP for hole cleaning purposes. In latter section, ROP further reduced to mitigate downhole shocks while backreaming. No backreaming required with this ROP reduction.
6	12 1/4"	
8	12 1/4"	
9	12 1/4"	Same bit as used in run no. 8 (tot. krevs on run 8 is 535).
14	8 1/2"	
17	8 1/2"	Wiper trip assy.
21	8 1/2"	Washed/dressed cement from 6530 m ro 6650 m.
		Bit rerunable.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	111 of 132
	2007-09-05	1	

WELLBORE: NO 34/11-5 S
BHA NO: 2
BHA KIND:
DESCRIPTION: 17 1/2" Steerable assembly
BHA NAME: 3

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BIT	17,500		0,42	0,42
POWERPAK A 1125 M	11,250		8,37	8,79
FLOAT SUB	9,625	3,000	1,52	10,31
STABILIZER, NM	16,000	3,000	2,93	13,24
PONY COLLAR, NM	9,500	3,000	3,90	17,14
POWER PULSE MWD	9,125		5,99	23,13
STABILIZER, NM	17,000	4,125	1,72	24,85
ARC	9,125	3,000	8,61	33,46
STABILIZER, NM	17,000	3,000	2,87	36,33
NM DRILL COLLAR	9,500	3,000	7,77	44,10
TOTCO RING	4,500			44,10
NM DRILL COLLAR	9,500	3,000	18,76	62,86
X-OVER	9,625	3,000	0,91	63,77
8" DRILL COLLAR	8,000	2,813	18,46	82,23
JAR	8,000	2,750	9,71	91,94
8" DRILL COLLAR	8,000	2,813	26,92	118,86
X-OVER	8,000	2,813	0,69	119,55
HWDP 6 5/8"	6,625	5,000	108,85	228,40

BHA NO: 3
BHA KIND:
DESCRIPTION: 17 1/2" Rotary Steerable assy
BHA NAME: 4

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BIT	17,500		0,42	0,42
POWER DRIVE,	11,250		9,36	9,78
POWER PULSE MWD	9,000		8,46	18,24
STABILIZER, NM	16,750	3,500	1,52	19,76
ARC	9,000	3,000	6,18	25,94
STABILIZER, NM	17,000	3,000	2,87	28,81
NM DRILL COLLAR	9,500	2,500	7,77	36,58
TOTCO RING	4,500			36,58
NM DRILL COLLAR	9,500	3,000	18,76	55,34
X-OVER	9,250	3,000	0,91	56,25
8" DRILL COLLAR	8,000	3,000	37,25	93,50
JAR	8,000	3,000	9,71	103,21
8" DRILL COLLAR	8,000	3,000	36,59	139,80
X-OVER	8,000	3,000	0,69	140,49
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	108,85	249,34

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	112 of 132	
	2007-09-05	1		

BHA NO: 4
BHA KIND:
DESCRIPTION: 17 1/2" Rotary Steerable assy
BHA NAME: 5

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BIT	17,500		0,42	0,42
POWER DRIVE,	11,250		9,18	9,60
POWER PULSE MWD	9,000		8,21	17,81
STABILIZER, NM	17,000	3,500	1,44	19,25
ARC	9,000	3,000	6,21	25,46
STABILIZER, NM	17,000	3,000	2,87	28,33
NM DRILL COLLAR	9,500	2,500	7,77	36,10
TOTCO RING	4,500			36,10
NM DRILL COLLAR	9,500	3,000	18,76	54,86
X-OVER	9,250	3,000	0,91	55,77
8" DRILL COLLAR	8,000	3,000	37,25	93,02
JAR	8,000	3,000	11,48	104,50
8" DRILL COLLAR	8,000	3,000	36,59	141,09
X-OVER	8,000	3,000	0,69	141,78
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	108,85	250,63

BHA NO: 5
BHA KIND:
DESCRIPTION: Multifinger caliper log
BHA NAME: 6

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BULL NOSE	1,690		0,10	0,10
WEIGHT	2,125		1,02	1,12
WEIGHT	2,125		1,02	2,14
DUAL KNUCKLE JOINT	1,690		0,53	2,67
CENTRALIZER	2,125		0,82	3,49
CENTRALIZER	2,125		0,82	4,31
BULK HEAD	1,690		0,10	4,41
MULTI FINGER CALIPER (MFC)	8,000		1,02	5,43
CENTRALIZER	2,125		0,82	6,25
CENTRALIZER	2,125		0,82	7,07
BOX TO BOX	1,690		0,10	7,17
CABLE HEAD	1,440		0,38	7,55
CABLE (7/32" MONO)			0,00	7,55

BHA NO: 6
BHA KIND:
DESCRIPTION: Continuous gyro
BHA NAME: 7

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
ROLLER WEIGHT	5,000		4,65	4,65
SINKER BAR	3,500		1,40	6,05
HEATSHIELD	3,000		1,70	7,75
GYRO	3,500		1,40	9,15
CCL	2,500		0,50	9,65
CABLE HEAD	1,440		0,30	9,95
CABLE (7/32" MONO)			0,00	9,95

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	113 of 132	
	2007-09-05	1		

BHA NO: 7
BHA KIND:
DESCRIPTION: 12 1/4" Rotary Steerable assy
BHA NAME: 8

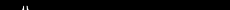
String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
MRS891VPX~12 1/4"	12,250	3,750	0,29	0,29
POWERDRIVE 900 X5	9,250	3,000	8,85	9,14
ARC	8,250	2,813	5,77	14,91
POWERPULSE 825	8,250	5,900	8,35	23,26
FLOAT SUB	8,000	2,500	0,90	24,16
NM HW DRILL PIPE	6,625	2,813	18,21	42,37
X-OVER	8,000	2,500	0,69	43,06
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	68,02	111,08
HYDRAULIC JAR	8,000	2,813	14,20	125,28
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	95,03	220,31
DP 6 5/8"	6,625	5,900	2504,62	2724,93
X-OVER	8,000	4,750	1,02	2725,95
DP 5"	5,000	4,280		2725,95

BHA NO: 9
BHA KIND:
DESCRIPTION: 12 1/4" Rotary Steerable assy
BHA NAME: 9

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
MRS891VPX~12 1/4"	12,250	3,750	0,29	0,29
POWERDRIVE X5 900	9,250	3,000	9,17	9,46
ARC 825	8,250	2,813	5,77	15,23
POWERPULSE 825	8,250	5,900	8,36	23,59
FLOAT SUB	8,000	2,500	1,21	24,80
NM HW DRILL PIPE	6,625	2,813	18,21	43,01
X-OVER	8,000	2,500	0,69	43,70
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	68,02	111,72
HYDRAULIC JAR	8,000	2,813	14,20	125,92
HWDP 6 5/8"	6,625	4,750	95,03	220,95
DP 6 5/8"	6,625	5,900	2504,62	2725,57
X-OVER	8,000	4,750	1,02	2726,59
DP 5"	5,000	4,280		2726,59

BHA NO: 10
BHA KIND:
DESCRIPTION: MFC 80 caliper
BHA NAME: 10

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BULL NOSE	1,690		0,10	0,10
WEIGHT	2,125		2,12	2,22
DUAL KNUCKLE JOINT	1,690		0,52	2,74
DUAL KNUCKLE JOINT	1,690		0,52	3,26
CENTRALIZER	2,275		0,82	4,08
CENTRALIZER	2,275		0,82	4,90

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	114 of 132	
	2007-09-05	1		

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
BULK HEAD	1,690		0,10	5,00
MULTI FINGER CALIPER (MFC)	8,000		1,02	6,02
CENTRALIZER	2,275		0,82	6,84
CENTRALIZER	2,275		0,82	7,66
X-OVER	3,266		0,12	7,78
CABLE HEAD	1,440		0,38	8,16
CABLE (7-46 HEPTA)				8,16

BHA NO: 12
BHA KIND:
DESCRIPTION: Fish for parted RTTS
BHA NAME: 12

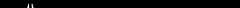
String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
FISHING SPEAR	3,986	0,750	0,90	0,90
X-OVER	4,875		0,82	1,72
STABILIZER	8,000		1,43	3,15
XO SUB	6,625	2,250	0,92	4,07
DRILL PIPE	5,000	4,276		4,07

BHA NO: 14
BHA KIND:
DESCRIPTION: 8 1/2" Rotary assy
BHA NAME: 14

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
RSX616M~8 1/2"	8,500	2,250	0,30	0,30
STAB W/FLOAT	8,375	2,250	2,02	2,32
FLOAT SUB	6,750	2,250	0,91	3,23
LWD/MWD TOOL	7,500	2,810	5,93	9,16
STABILIZER	8,250	2,250	0,49	9,65
POWERPULSE 675	6,875	5,110	8,01	17,66
ISONIC 675	7,375	4,870	7,70	25,36
ADN 675	8,250	2,250	6,39	31,75
HW DRILL PIPE, NM	6,594	3,250	9,30	41,05
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	95,30	136,35
HYDRAULIC JAR	6,750		9,61	145,96
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	81,67	227,63
DART SUB	6,750	2,810	0,61	228,24
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	27,25	255,49
X-OVER	5,000		1,19	256,68
DRILL PIPE	4,500		0,00	256,68

BHA NO: 15
BHA KIND:
DESCRIPTION: TLC logging
BHA NAME: 15

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
FBST-B			8,04	8,04
AH-107			0,61	8,65
AH-107			0,61	9,26

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no				
	Date	Rev no	115 of 132		
	2007-09-05	1			

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
MRBA			0,27	9,53
MRPO			3,24	12,77
MRPQ			2,74	15,51
MRHY			2,57	18,08
MRPS			2,44	20,52
MRHY			2,57	23,09
LFA			1,55	24,64
MRBA			0,99	25,63
MRPO			3,24	28,87
MRSC			1,87	30,74
MRMS			4,02	34,76
MRMS			4,01	38,77
MRPC			1,52	40,29
DTA-A			1,22	41,51
SGT-N			1,68	43,19
EQF-WPSA SHOCK ABSORBER			1,98	45,17
ACTS-B1			1,22	46,39
AH-107			0,61	47,00
DWCH			5,18	52,18
DP 3 1/2"	3,500		108,77	160,95
X-OVER	4,500		1,21	162,16
DRILL PIPE	4,500			162,16

BHA NO: 16

BHA KIND:

DESCRIPTION: TLC logging (MDT-GR)

BHA NAME: 16

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
MRPO			3,24	3,24
MRPQ			2,74	5,98
MRHY			2,57	8,55
MRPS			2,44	10,99
MRHY			2,57	13,56
MRBA			0,99	14,55
MRPO			3,24	17,79
LFA			1,55	19,34
MRSC			1,87	21,21
MRMS			4,01	25,22
MRMS			4,02	29,24
MRPC			1,52	30,76
DTA-A			1,22	31,98
SGT-N			1,68	33,66
DTC-H			0,91	34,57
ACTS-B1			1,22	35,79
AH-107			0,61	36,40
DWCH			5,18	41,58
DP 3 1/2"	3,500	2,375	108,77	150,35
X-OVER	4,750	2,500	1,21	151,56
DRILL PIPE	4,500	3,826	6447,00	6598,56
KELLY COCK	6,500	4,500	0,60	6599,16
X-OVER	6,560	3,250	1,20	6600,36
X-OVER	7,250	3,500	0,80	6601,16
CSES	8,000	2,810	1,28	6602,44
X-OVER	7,500	4,500	0,95	6603,39
X-OVER	6,560	3,250	1,18	6604,57
DP PUP JOINT	4,500	3,826	3,08	6607,65

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	116 of 132
	2007-09-05	1	

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
DRILL PIPE	4,500	3,826	27,56	6635,21
FLOAT SUB	6,250	2,750	1,21	6636,42

BHA NO: 17

BHA KIND:

DESCRIPTION: 8 1/2" rotary assy (wiper trip)

BHA NAME: 17

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
RSX616M B22~8 1/2"	8,500	2,250	0,24	0,24
STAB W/FLOAT	8,375	2,250	2,25	2,49
FLOAT SUB	6,750	2,250	1,28	3,77
ISONIC+	6,875	4,870	7,84	11,61
STETHOSCOPE	6,250	2,250	10,12	21,73
TELESCOPE 675	6,875	5,110	8,38	30,11
VISION 675	7,438	2,810	6,08	36,19
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	95,30	131,49
HYDRAULIC JAR	6,750	2,750	9,62	141,11
DRILL PIPE, PUP	5,000	3,250	4,43	145,54
NM HW DRILL PIPE	5,000	3,250	81,67	227,21
DART SUB	6,750	2,810	0,61	227,82
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	27,25	255,07
X-OVER	5,000	3,250	1,19	256,26
DRILL PIPE	4,500	3,826	0,00	256,26

BHA NO: 18

BHA KIND:

DESCRIPTION: TLC logging (FMI-GR)

BHA NAME: 18

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
FBST-B			8,04	8,04
EDTC			1,99	10,03
ACTS-B1			1,21	11,24
AH-107			0,61	11,85
DWCH			5,19	17,04
DP 3 1/2"	3,500	2,375	108,77	125,81
X-OVER	4,750	2,500	1,21	127,02
DRILL PIPE	4,500	3,826	6447,03	6574,05
KELLY COCK	6,500	4,500	0,60	6574,65
X-OVER	6,560	3,250	1,20	6575,85
X-OVER	7,250	3,500	0,80	6576,65
CSES	8,000	2,810	1,28	6577,93
X-OVER	7,500	4,500	0,95	6578,88
X-OVER	6,560	3,250	1,18	6580,06
DP PUP JOINT	4,500	3,826	3,08	6583,14
DRILL PIPE	4,500	3,826	27,56	6610,70
FLOAT SUB	6,250	2,750	1,21	6611,91

BHA NO: 19

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	117 of 132
	2007-09-05	1	

BHA KIND:
DESCRIPTION: VSP logging
BHA NAME: 19

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
CEMENT STINGER	4,875	2,375	5,77	5,77
DP 3 1/2"	3,500	2,375	244,70	250,47
X-OVER	4,750	2,500	1,21	251,68
DRILL PIPE	4,500	3,826	7108,68	7360,36
KELLY COCK	6,500	4,500	0,60	7360,96
X-OVER	6,560	3,250	1,20	7362,16
X-OVER	7,250	3,500	0,80	7362,96
CSES	8,000	2,810	1,28	7364,24
X-OVER	7,500	4,500	0,95	7365,19
X-OVER	6,560	3,250	1,18	7366,37
DP PUP JOINT	4,500	3,826	3,08	7369,45
DRILL PIPE	4,500	3,826	27,56	7397,01
FLOAT SUB	6,250	2,750	1,21	7398,22

BHA NO: 20
BHA KIND:
DESCRIPTION: Cement stinger
BHA NAME: 20

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
CEMENT STINGER	4,875	2,375	5,77	5,77
DP 3 1/2"	3,500	2,375	244,70	250,47
X-OVER	4,750	2,500	1,21	251,68
DRILL PIPE	4,500	3,826	1,00	252,68

BHA NO: 21
BHA KIND:
DESCRIPTION: 8-1/2" Rotary assy w/casing scraper to dress cmt plug
BHA NAME: 21

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
RSX616M~8 1/2"	8,500	2,250	0,24	0,24
STAB W/FLOAT	8,375	2,250	2,24	2,48
FLOAT SUB	6,750	2,250	1,28	3,76
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	13,62	17,38
X-OVER	6,500	2,750	0,64	18,02
CASING SCRAPER, 9-7/8"	8,500	2,750	1,31	19,33
X-OVER	6,500	2,750	0,90	20,23
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	81,68	101,91
HYDRAULIC JAR	6,750	2,750	9,62	111,53
DRILL PIPE, PUP	4,500	3,700	4,43	115,96
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	81,67	197,63
DART SUB	6,750	2,810	0,61	198,24
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	27,25	225,49
X-OVER	6,250	3,250	1,19	226,68

BHA NO: 22

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	118 of 132	
	2007-09-05	1		

BHA KIND:
DESCRIPTION: EZSV with Mechanical Setting Tool (MST)
BHA NAME: 22

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
EZSV	8,000	1,750	1,86	1,86
X-OVER	6,625	3,250	1,19	3,05

BHA NO: 23
BHA KIND:
DESCRIPTION: GTV plug
BHA NAME: 23

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
RETRIVABLE BRIDGE PLUG	8,290	2,750	5,38	5,38
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	204,22	209,60
X-OVER	8,250	3,000	1,09	210,69
HW DRILL PIPE, 5"	6,625	4,750	136,07	346,76
DP 6 5/8"	6,625	5,750	136,16	482,92
X-OVER	8,000	3,250	1,07	483,99
X-OVER	6,250	3,250	1,19	485,18
DRILL PIPE	4,500	3,826	21,82	507,00

BHA NO: 24
BHA KIND:
DESCRIPTION: Secondary GTV plug
BHA NAME: 24

String component	OD in	ID in	Length m	Acc length m
RETRIVABLE BRIDGE PLUG	8,290	2,750	5,25	5,25
HW DRILL PIPE, 5"	5,000	3,250	204,22	209,47
X-OVER	8,250	3,000	1,09	210,56
HW DRILL PIPE, 5"	6,625	4,750	136,07	346,63
DP 6 5/8"	6,625	5,750	136,16	482,79
X-OVER	8,000	3,250	1,07	483,86
X-OVER	6,250	3,250	1,19	485,05
DRILL PIPE	4,500	3,826	20,95	506,00

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	119 of 132
	2007-09-05	1	

8.6 Drilling fluids

1 page summary.

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	120 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	121 of 132
	2007-09-05	1	

8.7 Cementing operations

8.7.1 Casing/Liner cementing

WELLBORE ID: NO 34/11-5 S

CASING SIZE: 13 3/8"

STAGE CEMENTING: No

REPORT DATE: 28.02.2006

THEORETHICAL TOC: 4171 mMD

EVALUATED TOC:

EVALUATED BY BOND LOG:

REMARKS: Displacement pressure increased from 95 bar to 120 bar after cement was raising in annulus.

Objective:

Execution:

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 4	1,70	18,0	800	45	P	BARITE	899,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	735,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	29,00	kg/m3		Y
Tail	Cement Slurry Non Standard	1,92	65,0	630	30	P	Freshwater	49,98	l/100kg	1,00	Y
							GASCON	2,30	l/100kg	1,10	Y
							HR-5L	2,50	l/100kg	1,16	Y
							NF-6, DEFOAMER	0,10	l/100kg	0,94	Y
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	Y

Evaluation:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	122 of 132	
	2007-09-05	1		

CASING SIZE: 9 7/8"
STAGE CEMENTING: No
REPORT DATE: 08.05.2006
THEORETHICAL TOC: 6176 mMD
EVALUATED TOC:
EVALUATED BY BOND LOG:

REMARKS: Downhole density 1,80 sg. Downhole volume 14,6 m3. Downhole volume calculated based on gauge hole.

Objective:

Execution:

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 1	1,75	15,0	1000	95	F					
Spacer before #2	Spacer 1	1,00	10,0	1000	95	F					
Tail	Cement Slurry 38-GTTTZ	1,92	11,6	570	90	F	CFR-3L		l/100kg	1,18	
							EZ-FLO added to cmt onshore	0,00	kg/100kg		
							Freshwater	43,62	l/100kg	1,00	
							HALAD 600 LE+	0,00	l/100kg	1,10	
							MICROMAX	40,00	kg/100kg	4,80	
							Norcem "G"	100,00	kg/100kg	3,22	
							SCR-100L	6,00	l/100kg		
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	
							ZoneSeal Retarder	0,10	l/100kg		

Evaluation:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	123 of 132	
	2007-09-05	1		

8.7.2 Plugging

WELLBORE ID: NO 34/11-5 S
REPORT DATE: 27.06.2006
PLUG NO: 1
TOP DEPTH: 7125
BOTTOM DEPTH: 7375
CASING SIZE:
HOLE DIAMETER: 8 1/2"
CEMENTING TYPE: OPEN HOLE
REMARKS:

Objective:

Execution:

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 4	2,04	10,0	500	145		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3	2,65	Y
Slurry	Cement Slurry 19A-HTG15	2,08	10,3	650	130		CFR-8L	1,50	l/100kg		Y
							EZ-FLO added to cmt onshore	0,10	kg/100kg		
							Freshwater	33,00	l/100kg	1,00	Y
							HALAD 350L	8,00	l/100kg		Y
							MICROMAX	35,00	kg/100kg	4,80	Y
							Microsilica Liquid	16,00	l/100kg	1,39	Y
							NF-6, DEFOAMER	0,10	l/100kg	0,94	Y
							Norcem "G"	100,00	kg/100kg	3,22	
							SCR-500L	6,20	l/100kg	1,10	Y
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	Y
Spacer after	Spacer 4	2,04	1,2	450	140		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	124 of 132	
	2007-09-05	1		

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y

Evaluation:

PLUG NO: 2
TOP DEPTH: 6875
BOTTOM DEPTH: 7125
CASING SIZE:
HOLE DIAMETER: 8 1/2"
CEMENTING TYPE: OPEN HOLE
REMARKS:

Objective:

Execution:

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 4	2,04	10,0	500	155		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y
Slurry	Cement Slurry 19A-HTG15	2,08	10,3	690	140		CFR-8L	1,50	l/100kg		Y
							EZ-FLO added to cmt onshore	0,10	kg/100kg		

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	125 of 132	
	2007-09-05	1		

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
							Freshwater	33,01	l/100kg	1,00	Y
							HALAD 350L	8,00	l/100kg		Y
							MICROMAX	35,00	kg/100kg	4,80	Y
							Microsilica Liquid	16,00	l/100kg	1,39	Y
							NF-6, DEFOAMER	0,10	l/100kg	0,94	Y
							Norcem "G"	100,00	kg/100kg	3,22	
							SCR-500L	6,20	l/100kg	1,10	Y
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	Y
Spacer after	Spacer 4	1,70	1,2	400	140		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y

Evaluation:

REPORT DATE: 28.06.2006
PLUG NO: 3
TOP DEPTH: 6523

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	126 of 132	
	2007-09-05	1		

BOTTOM DEPTH: 6773
CASING SIZE: 9 7/8"
HOLE DIAMETER: 8 1/2"
CEMENTING TYPE: OPEN HOLE
REMARKS: High viscosity pill og CST (Cement Support Tool) used as basement for cement plugg no 3.

Objective:

Execution:

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 4	2,04	10,0	500	120		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
Slurry	Cement Slurry 19A-HTG15	2,08	9,6	670	140		SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y
							CFR-8L	1,50	l/100kg		Y
							EZ-FLO added to cmt onshore	0,10	kg/100kg		
							Freshwater	33,01	l/100kg	1,00	Y
							HALAD 350L	8,00	l/100kg		Y
							MICROMAX	35,00	kg/100kg	4,80	Y
							Microsilica Liquid	16,00	l/100kg	1,39	Y
							NF-6, DEFOAMER	0,10	l/100kg	0,94	Y
							Norcem "G"	100,00	kg/100kg	3,22	
Spacer after	Spacer 4	2,04	1,4	400	135		SCR-500L	6,20	l/100kg	1,10	Y
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	Y
							BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	127 of 132	
	2007-09-05	1		

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y

Evaluation:

REPORT DATE: 02.07.2006
PLUG NO: 4
TOP DEPTH: 6600
BOTTOM DEPTH: 6442
CASING SIZE: 9 7/8"
HOLE DIAMETER:
CEMENTING TYPE: CASING
REMARKS: Cement plug no 4. Set 8.5 m above EZSV. ETOC 6442 m.

Objective:
Execution:

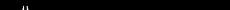
Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
Spacer before	Spacer 4	2,04	10,0	500	110		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y
Slurry	Cement Slurry 19A-HTG15	2,08	6,0	650	100		CFR-8L	1,50	l/100kg		Y
							EZ-FLO added to cmt onshore	0,10	kg/100kg		
							Freshwater	33,01	l/100kg	1,00	Y

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL		
	Date	Rev no	128 of 132	
	2007-09-05	1		

Fluids pumped	Type	Density SG	Volume m3	Pump Rate l/min	Pump Press bar	Return	Component	Quantity	Unit	Density SG	Premixed in mixwater
							HALAD 350L	8,00	l/100kg		Y
							MICROMAX	35,00	kg/100kg	4,80	Y
							Microsilica Liquid	16,00	l/100kg	1,39	Y
							NF-6, DEFOAMER	0,10	l/100kg	0,94	Y
							Norcem "G"	100,00	kg/100kg	3,22	
							SCR-500L	6,20	l/100kg	1,10	Y
							SSA-1	35,00	kg/100kg	2,63	Y
Spacer after	Spacer 4	2,04	2,0	500	110		BARITE	1332,00	kg/m3	4,23	Y
							Freshwater	635,00	l/m3	1,00	Y
							MUSOL E	24,00	l/m3	0,92	Y
							N Drill HT plus	12,00	kg/m3		Y
							NF-6, DEFOAMER	3,00	l/m3	0,94	Y
							SEM-8, WATER WETTING AGENT	12,00	l/m3	0,99	Y
							TUNED SPACER E+	8,00	kg/m3		Y

Evaluation:

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no	 STATOIL	
	Date	Rev no	129 of 132
	2007-09-05	1	

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no			
	Date	Rev no	130 of 132	
	2007-09-05	1		

8.7.3 Mechanical plug

WELLBORE ID: NO 34/11-5 S

Report date	Depth mMD	Diam. in	Plug type	Tagged depth mMD	Pressure test bar	Setting time	Pulling time	Remarks
02.03.2006	1500,1	14"	RTTS			02.03.2006		For csg. Test, failed
04.03.2006	495,0	14"	RTTS		300,0	04.03.2006		w/Storm valve for temp P&A
16.04.2006	1500,0	14"	RTTS		525,0	16.04.2006		2 nd casing test
12.05.2006	438,0	9 7/8"	RTTS	438,0		11.05.2006	12.05.2006	w/Storm valve, failed & fished
13.05.2006	460,0	9 7/8"	RTTS	460,0	560,0	13.05.2006		w/Storm valve
17.05.2006	6593,0	9 7/8"	RTTS		650,0	16.05.2006	16.05.2006	9 7/8" casing test
03.07.2006	6608,5	9 7/8"	EZSVB		145,0	03.07.2006		Middle element at 6608.5 m.
04.07.2006	506,0	9 7/8"	GTV	506,0	145,0	04.07.2006		Middle element at 506 m. Failed to set on 1 st attempt

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	131 of 132
	2007-09-05	1	

9 Appendix 4: Contractors list

Service	Contract no	Contractor
Cementing	SAP4600002160	Halliburton
Casing Crew Service	SAP4600005034	Weatherford Norge AS
Measurement While Drilling	SAP4600002064	Schlumberger
Electric Wireline Logging	SAP4600005543	READ Well Services
Plug	SAP4600002226	Baker Oil Tools
Drilling Fluids	SAP4600002160	Halliburton
Mud Logging	SAP4600002064	Geoservices
Electric Wireline Logging	SAP4600002337	Schlumberger
Directional Drilling	SAP4600002064	Schlumberger
Surf. WH/X-mas tree	SAP4600005105	Vetco Gray
Directional survey	SAP4600005276	Gyrodatta
Clean BHA	SAP4600006684	Baker Oil Tools
Rig Operations	SAP4600003594	KCA Deutag Drilling Norge AS
Wireline	SAP4600004873	Seadrill Brønntjenester

FINAL WELL REPORT 34/11-5 S Licence no: PL193 Well: NO 34/11-5 S	Doc no		
	Date	Rev no	132 of 132
	2007-09-05	1	

10 Appendix 5: Distribution list

No	Recipient	Number of copies
1	Oljedirektoratet	e-copy
2	Petroleumstilsynet	e-copy
3	Norsk Hydro Produksjon AS	Licence web
4	Total E&P Norge AS	Licence web
5	AS Norske Shell	Licence web
6	Petoro AS	Licence web
7	Kvitebjørn well archive w/Inger Kogstad	1
8	Lead engineer drilling Kvitebjørn / Per Cato Berg	1
9	Lead engineer completion Kvitebjørn / Philip Mølgaard	1
10	Kvitebjørn drilling, offshore / Drilling supervisor	1
11	Drilling Superintendent / Norolf Henriksen	1
12	Program engineer / Åse Sjøholm	1
13	Petek Manager Kvitebjørn / Jon Hanstveit	1
14	Operations geologist / Lennart Jensen	1
15	Archive C-33 / Anne Flæte	1