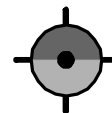


Rapport

PETROLEUMSTILSYNET



Gransking av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004

RAPPORTTITTEL Gransking av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004		GRADERING Offentlig <input checked="" type="radio"/> b Unntatt off. <input type="radio"/> o Begrenset <input type="radio"/> o Fortrolig <input type="radio"/> o Strengt fortrolig <input type="radio"/> o
		RAPPORTNUMMER
FORFATTER/SAKSBEHANDLER Marit Brattbakk (Granskingsleder), Lorents-Øystein Østvold, Claas van der Zwaag, Hallvard Hiim		
ORGANISASJONSENHET T1-StatoilGassco	GODKJENT AV/DATO	
SAMMENDRAG <p>28. november 2004 oppstod det under arbeid i brønn P-31A på Snorre A en gassutblåsning på havbunnen med påfølgende gass på og under innretningen. Store deler av personellet ble evakuert med helikopter til innretninger i nærheten. Beredskapsledelsen ombord vurderte tre ganger full evakuering. Fakkelen brant under deler av hendelsen og var en potensiell tennkilde for gass fra sjøen. Gassutstrømningen ble stanset og brønnen ble stabilisert 29.11.2004 kl. 1022.</p> <p>Ptil nedsatte 29.11.2004 en granskingsgruppe som har avdekket avvik og forbedringspunkter. Disse kan kategoriseres i: Manglende etterlevelse av styrende dokumenter, manglende forståelse for og gjennomføring av risikovurderinger, mangelfull ledelsesinvolvering og brudd på krav til brønnbarrierer. Avvikene forekommer på flere nivåer i organisasjonen på land og på innretningen. Granskingen viser at rekken av avvik og forbedringspunkter er omfattende. Det er ikke noe som tyder på at hendelsen skyldes en tilfældighet.</p> <p>Ptil vil karakterisere denne hendelsen som en av de mest alvorlige på norsk sokkel. Dette begrunnes ut fra potensialet i hendelsen.</p>		
NORSKE EMNEORD Gassutblåsning, avvik, Snorre A, slissegjenvinning, brønnkontroll, brønnintegritet, MTO		
PROSJEKTNUMMER 12J18	ANTALL SIDER 51	OPPLAG 1
PROSJEKTTITTEL Gransking av gassutblåsning på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004		

SAMMENDRAG

Den 28. november 2004 oppstod det under arbeid i brønn P-31A på Snorre A (SNA) innretningen en ukontrollert situasjon. Arbeidet besto i å trekke rør ut av brønnen for å forberede boring av et sidesteg. Situasjonen utviklet seg i løpet av dagen til en ukontrollert gassutblåsning på havbunnen med påfølgende gass under innretningen. Personell som ikke var involvert i situasjonen, ble evakuert med helikopter til innretninger i nærheten. Arbeidet med å få kontroll på brønnen ble vanskeliggjort av gass under innretningen, noe som blant annet forhindret forsyningsfartøy å komme inntil innretningen for lossing av ekstra boreslam. Etter å ha blandet slam av tilgjengelige borevæskekemikalier, ble dette pumpet inn i brønnen 29.11.2004 og brønnen ble stabilisert. Med brønnen stabilisert og gassutstrømningen stanset, kunne arbeidet med å sikre brønnen med de nødvendige barrierer ta til.

Ptil vil karakterisere denne hendelsen som en av de alvorligste på norsk sokkel. Dette begrunnes både ut fra potensialet i hendelsen og omfattende svikt i barrierer i planlegging, gjennomføring og oppfølging av arbeidet med brønn P-31A. Kun tilfeldigheter og gunstige omstendigheter hindret at en storulykke med fare for tap av flere menneskeliv, miljøskader og ytterligere tap av materielle verdier inntraff.

Konsekvensen av hendelsen ble kostnader relatert til utsatt produksjon, omfattende og tidkrevende arbeid i forbindelse med sikring av brønnen, normalisering og oppstart av innretningen. Undersøkelser av sjøbunnen etter hendelsen avdekket flere store krater ved brønnrammen og ved ett av festeankrene for Snorre A plattformen. Produksjon av olje og injeksjon av gass/vann var tre måneder etter hendelsen fremdeles ikke på normalt nivå. Personer kom ikke fysisk til skade under hendelsen.

SNA er en integrert bolig-, bore- og produksjonsinnretning som er fast forankret i havbunnen med strekkstag. Under SNA er det en bunnramme med 42 brønner med stigerør samt flere eksportlinjer. SNA har en samlet produksjonen på ca. 200 000 fat per dag. Hendelsen kunne under ubetydelig endrede omstendigheter ha medført at (1) gassen antente og (2) oppdrifts- og stabilitetsproblemer, med påfølgende fare for tap av flere menneskeliv, miljøskader og ytterligere tap av materielle verdier.

Ptil nedsatte 29.11.2004 en granskingsgruppe for blant annet å kartlegge hendelsesforløpet, identifisere eventuelle regelverksbrudd, samt foreslå virkemiddelbruk og gi anbefalinger for videre oppfølging. Mandatet omfattet forhold frem til brønntrykkene var stabilisert i P-31A den 29.11.2004, kl. 1022. I tillegg ble det nedsatt en arbeidsgruppe for oppfølging av normaliseringsarbeidet.

Granskingsgruppen har intervjuet relevant personell fra landorganisasjonen og på innretningen, vurdert oversendte dokumenter og gjennomført befarings på innretningen. Til hjelp for analysering av hendelsen, er det utarbeidet et MTO (menneske, teknologi og organisasjon) diagram for kartlegging av direkte og bakenforliggende årsaker.

Regelverket krever at det skal være tekniske, operasjonelle og organisatoriske barrierer som både forhindrer at alvorlige hendelser oppstår og at de eskalerer. Det er avdekket alvorlig svikt og mangler i alle ledd ved Statoils planlegging og gjennomføring av brønn P-31A. Disse kan relateres til:

- Manglende etterlevelse av styrende dokumenter.
- Manglende forståelse for og gjennomføring av risikovurderinger.
- Mangelfull ledelsesinvolvering.
- Brudd på krav til brønnbarrierer.

Avvikene kan relateres både til svikt hos enkeltpersoner og grupper i Statoil og hos boreentreprenøren. Avvikene forekommer på flere nivåer i organisasjonen på land og på innretningen.

Granskningen viser at rekken av avvik og forbedringspunkter er omfattende. Det er derfor ikke noe som tyder på at hendelsen skyldes en tilfeldighet.

De avvikene som ble funnet gjennom granskingen ville alle ha vært fanget opp og korrigert underveis dersom barrierene hadde fungert. Det forekommer at enkeltbarrierer svikter, men det er ytterst sjeldent at så mange barrierer i ulike faser av en operasjon svikter. Ptil er kritisk til at en slik omfattende svikt i de etablerte systemene ikke ble avdekket. Vi stiller spørsmål ved hvorfor dette ikke ble fanget opp og korrigert på et tidligere tidspunkt.

INNHold

1	INNLEDNING	7
1.1	PTILS OPPFØLGING AV HENDELSEN	7
1.2	MANDAT FOR PTILS GRANSKINGSGRUPPE.....	7
1.3	BEGRENSNINGER.....	8
1.4	METODER	8
1.5	INTERVJUER, VERIFIKASJON PÅ INNRETNINGEN OG VURDERING AV DOKUMENTER	8
2	STATUS FØR HENDELSEN	8
2.1	HISTORIKK/ BESKRIVELSE SNA	8
2.2	HMS FØR OPERASJONSSTART	9
2.3	BRØNNHISTORIE OG STATUS FOR P-31A FØR HENDELSEN.....	9
3	HENDELSSEFORLØP	11
3.1	FØRSTE DEL: PLANLEGGING AV OPERASJONEN	11
3.2	ANDRE DEL: AVSLUTNINGSFASEN AV PLANLEGGING OG OPPSTART AV BRØNNOPERASJONEN.....	13
3.3	TREDJE DEL: BRØNNKONTROLLSITUASJONEN UTVIKLER SEG.....	16
4	HENDELSENS POTENSIAL	22
4.1	FAKTISKE KONSEKVENSER.....	22
4.2	POTENSIELLE KONSEKVENSER	22
5	OBSERVASJONER	23
5.1	OBSERVERTE AVVIK.....	24
5.1.1	<i>Avvik 1. Anvendt metode i internrevisjon avdekker ikke mangelfull etterlevelse av styrende dokument.....</i>	<i>24</i>
5.1.2	<i>Avvik 2. Milepæler i planleggingen er ikke gjennomført i hht styrende dokumenter.....</i>	<i>25</i>
5.1.3	<i>Avvik 3. Planlegging med mangelfulle brønnbarrierer ved punktering av halerør.....</i>	<i>25</i>
5.1.4	<i>Avvik 4. Konsekvens av endring i planleggingen ikke tilstrekkelig analysert.....</i>	<i>25</i>
5.1.5	<i>Avvik 5. Mangelfull erfaringsoverføring i fm. brønnintegritet.....</i>	<i>26</i>
5.1.6	<i>Avvik 6. Planlegging med endret brønnbarriere ved kutting av scab-liner.....</i>	<i>26</i>
5.1.7	<i>Avvik 7. Risiko vurdering i fm planlegging av trekking av scab-liner.....</i>	<i>26</i>
5.1.8	<i>Avvik 8. Planlegging med trekking gjennom BOP.....</i>	<i>26</i>
5.1.9	<i>Avvik 9. Manglende ledelsesinvolvering i fm prioritering av kollegagjennomgang.....</i>	<i>27</i>
5.1.10	<i>Avvik 10. Mangelfulle godkjenningsrutiner.....</i>	<i>27</i>
5.1.11	<i>Avvik 11. Signaturside ikke i henhold til styrende dokument.....</i>	<i>27</i>
5.1.12	<i>Avvik 12. I planleggingen kanselleres møte for vurdering av samlet risiko.....</i>	<i>28</i>
5.1.13	<i>Avvik 13. Manglende erfaringsoverføring etter tidligere hendelser.....</i>	<i>28</i>
5.1.14	<i>Avvik 14. Gjennomføring av punktering av halerør.....</i>	<i>28</i>
5.1.15	<i>Avvik 15 Utførende ledd stopper ikke operasjonen før punktering av halerør.....</i>	<i>29</i>
5.1.16	<i>Avvik 16. Mangelfull avviksbehandling.....</i>	<i>29</i>
5.1.17	<i>Avvik 17 Uklar prosedyre for bore- og kompletteringsoperasjoner.....</i>	<i>30</i>
5.1.18	<i>Avvik 18. Mangelfull godkjenning av HAZOPer.....</i>	<i>30</i>
5.1.19	<i>Avvik 19. HAZOPer er ikke formidlet til utførende ledd.....</i>	<i>30</i>
5.1.20	<i>Avvik 20. Fagekspertisen vurderer ikke samlet risiko.....</i>	<i>30</i>
5.1.21	<i>Avvik 21. Risikobidrag fjernes fra detaljprogrammet.....</i>	<i>31</i>
5.1.22	<i>Avvik 22. Scab-liner punkteres, kuttes og trekkes.....</i>	<i>31</i>
5.1.23	<i>Avvik 23. Manglende forberedelse for brønnkontrollsituasjon.....</i>	<i>32</i>
5.1.24	<i>Avvik 24. Mangelfulle brønnbarrierer ved trekking av scab-liner gjennom BOP.....</i>	<i>32</i>
5.1.25	<i>Avvik 25. Manglende risikovurdering i fm swabbing.....</i>	<i>32</i>
5.1.26	<i>Avvik 26. Drivrørventil var blokkert.....</i>	<i>33</i>
5.1.27	<i>Avvik 27. Sen kontroll med personelloversikt.....</i>	<i>33</i>
5.1.28	<i>Avvik 28. Mangelfull loggføring.....</i>	<i>34</i>
5.2	FORBEDRINGSPUNKT	34
5.2.1	<i>Klassifisering av hendelser.....</i>	<i>34</i>
5.2.2	<i>Kommunikasjon.....</i>	<i>34</i>
5.2.3	<i>Røykdeteksjon i ROV konteiner.....</i>	<i>34</i>
5.2.4	<i>Eksposering av personell.....</i>	<i>34</i>

5.2.5	<i>Registreringssystem for POB</i>	35
5.2.6	<i>Problemer med start av livbåter</i>	35
5.2.7	<i>Stillingsbeskrivelser, krav til stillinger</i>	35
5.3	BARRIERER SOM HAR FUNGERT.....	35
6	VURDERINGER OG DISKUSJON AV USIKKERHETER	36
6.1	BOREENTREPRENØRS DELTAKELSE I PLANLEGGINGEN	36
6.2	ORGANISATORISKE ENDRINGER AV BETYDNING FOR HENDELSEN	36
6.3	MØTEDELTAKELSE.....	37
6.4	GJENNOMBRUDDSPUNKT FOR UTBLÅSNING	37
6.5	UTSLIPP TIL YTRE MILJØ /GASSVOLUM.....	37
7	ANDRE MOMENTER AV BETYDNING UNDER HENDELSEN	38
7.1	LUFTINNTAK FOR SEMENTERINGSPUMPE	38
7.2	GASS I BRANNVANN	38
7.3	GASSPREDNING.....	40
7.4	EFFEKT AV REDUSERT KRAFTFORSYNING	41
7.5	FAKLING OG TRYKKAVLASTNING.....	41
7.6	FARE FOR TAP AV STABILITET OG OPPDRIFT	42
	7.6.1 <i>Tap av strekkstag ved oppløfting av fundamentene</i>	42
	7.6.2 <i>Tap av oppdrift av skroget ved oppstrømming av gass</i>	43
8	ANDRE UNDERSØKELSER	44
8.1	BEHOV FOR YTTERLIGERE STUDIER	44
9	FORKORTELSER	44
10	VEDLEGG	45

1 INNLEDNING

I forbindelse med en brønnoverhaling og uttrekking av et overlappføringsrør (scab-liner) oppstod det 28.11.2004 en brønnkontrollsituasjon i brønn 34/7 P-31A på Snorre A (SNA) innretningen. Denne utviklet seg til en gassutblåsning på havbunnen. Gass fra reservoaret strømmet til overflaten.

Mannskapet på SNA som ikke var tilknyttet beredskapsoppgaver eller som ikke var direkte involvert i videre brønnkontrollarbeid ble evakuert til nærliggende installasjoner.

Denne rapporten oppsummerer resultatene etter Petroleumstilsynets (Ptil) gransking og presenterer disse med bakgrunn i granskingsgruppens mandat.

1.1 Ptils oppfølging av hendelsen

Ptil ble varslet av Statoil kl. 1923 28.11.2004. Beredskapsorganisasjonen ble mobilisert ca. kl. 2130 for å følge opp Statoils arbeid med sikring av personell og håndtering av brønnproblemene.

Ptil besluttet mandag 29.11.2004 å iverksette egen gransking av hendelsen.

Granskingsgruppen som ble etablert omfattet følgende personer fra Ptils hovedgruppe T-1-StatoilGassco som følger opp aktiviteter på kontinentalsokkelen der Statoil har operatøransvar er:

Marit A. Brattbakk	Granskingsleder, Faggruppe Logistikk og Beredskap
Lorents-Øystein Østvold	Faggruppe Boring og Brønntechnologi
Claas van der Zwaag	Faggruppe Boring og Brønntechnologi
Hallvard Hiim	Faggruppe Prosessintegritet

Statoil og Odfjell Drilling har sørget for god tilrettelegging i forbindelse med granskingen.

1.2 Mandat for Ptils granskingsgruppe

Granskingsgruppen fikk følgende mandat:

1. Kartlegge hendelsesforløpet
2. Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker med fokus på menneske, teknologi og organisasjon (MTO)
3. Kartlegge og vurdere beredskapsmessige forhold, inkludert ansvarsforhold, kommunikasjonslinjer og tilgjengelige beredskapsmidler
 - a. til/fra innretning, 2. linje Sandsli og B&B Statoil Forus
 - b. bemanning/mønstring
 - c. bemanning/evakuering
 - d. helikopter, forsyningsfartøy, beredskapsfartøy
4. Vurdere hendelsens potensial, inkludert vurdering av potensielle "worst case" scenarier som f.eks.:
 - a. Eksposering av gass (under havnivå) => påvirkning oppdrift, skade ankring/strekkstag, undervannsanlegg
 - b. Eksposering av gass (på innretning) => tennkilder (inngripen krafttilførsel/NAS2, operasjon av utstyr på boredekk og varme flater, helikopter), eskalering

- c. Eksponering av gass (på innretning) => effekt på personell ved eksponering for hydrokarboner
- 5. Identifisere regelverksbrudd, anbefale videre oppfølging samt identifisere eventuelt behov for bruk av virkemidler
- 6. Vurdere ressursbehovet og identifisere behov for bistand, egne studier og bruk av konsulenter.

1.3 Begrensninger

Granskingen omfatter kartlegging av direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen frem til 29.11.2004 kl. 1022. På dette tidspunktet var brønnen under kontroll, dvs. trykket under utblåsningssikringen (BOP) på brønnen var null bar.

Det er satt ned en egen gruppe i Ptil som følger opp normalisering etter hendelsen, Statoils tiltak i fm oppstart av produksjon samt tiltak som må iverksettes før bore- og brønnoperasjoner kan gjenopptas.

1.4 Metoder

Det er utarbeidet et MTO (menneske teknologi og organisasjon) diagram for å kartlegge bakenforliggende og direkte årsaker.¹

1.5 Intervjuer, verifikasjon på innretningen og vurdering av dokumenter

I forbindelse med granskingen er det gjennomført intervjuer med involvert personell i landorganisasjonen og personell som var på innretningen under hendelsen. På grunn av at brønnsituasjonen i lang tid etter hendelsen var usikker med hensyn på status for brønnbarrierer, og at personell var sendt i land, ble intervjuer gjennomført i Stavanger. Det ble også innhentet relevante dokumenter fra innretningen og fra landorganisasjonen.

I perioden 9-11.1.2005 gjennomførte granskingsgruppen en verifikasjon på SNA. På dette tidspunkt var bemanningen den samme som under hendelsen. Det ble gjennomført en befarings og denne omfattet bl.a. kontrollrom, beredskapsrom, boredekk, Vigdis-modul, sementeringsenhet, boreslam-anlegg, UPS rom, livbåter, ROV konteiner og områder hvor det ble detektert gass under hendelsen.

Oversikt over dokumenter som er benyttet i forbindelse med granskingen er gjengitt i vedlegg 2. I vedlegg 3 er det en liste over deltakere på intervjuer som Ptil har gjennomført.

2 STATUS FØR HENDELSEN

2.1 Historikk/ beskrivelse SNA

Saga Petroleum ASA var opprinnelig operatør for SNA. Norsk Hydro AS overtok operatøransvaret 1.1.2000 fram til Statoils overtakelse 1.1.2003.

SNA er en integrert bolig-, bore- og produksjonsinnretning som ble satt i drift i 1992. Innretningen er forankret til havbunnen med strekkstag. To undervanns produksjonsanlegg

¹ Se vedlegg 1.

(UPA) er knyttet inn til innretningen. Snorre UPA er plassert på havbunnen 6 km nord øst fra innretningen, og Vigdis UPA er plassert på havbunnen 7 km sørvest fra innretningen. Vanddyppet i området er 300-350 meter.

2.2 HMS før operasjonsstart

Aktivitetsnivået har over flere år vært høyt på SNA. På tidspunkt for hendelsen foregikk både boring og brønnintervensjon samt opprigging av et nytt brønnintervensjonstårn.

I månedsskiftet oktober/november skiftet SNA boreentreprenør fra Prosafe til Odfjell drilling. Odfjell overtok ca. 80 % av Prosafe sitt SNA personell. Likevel var det flere blant Odfjells boremannskap som var nye på SNA under hendelsen. I tillegg hadde Statoils boreleder sin første tur på SNA.

Siden september 2003 har det på SNA blitt varslet fire alvorlige hendelser (Statoil intern kategori "rød") hvorav to brønnhendelser og to andre hendelser (fallende gjenstand, alvorlig personskada). I Snorre organisasjonen er det en generell oppfatning av at SNA er blant Statoil innretningene som har dårligst HMS rangering/statistikk.²

Erfaringer fra granskingsgruppens befarings tyder på at det er et godt arbeidsmiljø på innretningen.

2.3 Brønnhistorie og status for P-31A før hendelsen

Brønn P-31 ble boret som observasjonsbrønn i 1994. Hensikten var å samle geologiske data for å optimalisere brønnbanen til brønnens horisontalseksjon. Sidesteget P-31A ble boret og komplettert første halvåret av 1995. Brønnen var opprinnelig planlagt som en produksjonsbrønn, men ble tidlig i 1996 konvertert til injeksjonsbrønn for vekselvis injeksjon av gass eller vann (WAG). Brønnen ble imidlertid fortrinnsvis brukt som gassinjektor frem til innstenging i desember 2003.

Følgende forhold oppsummerer problemer ved boring og komplettering av brønnen:

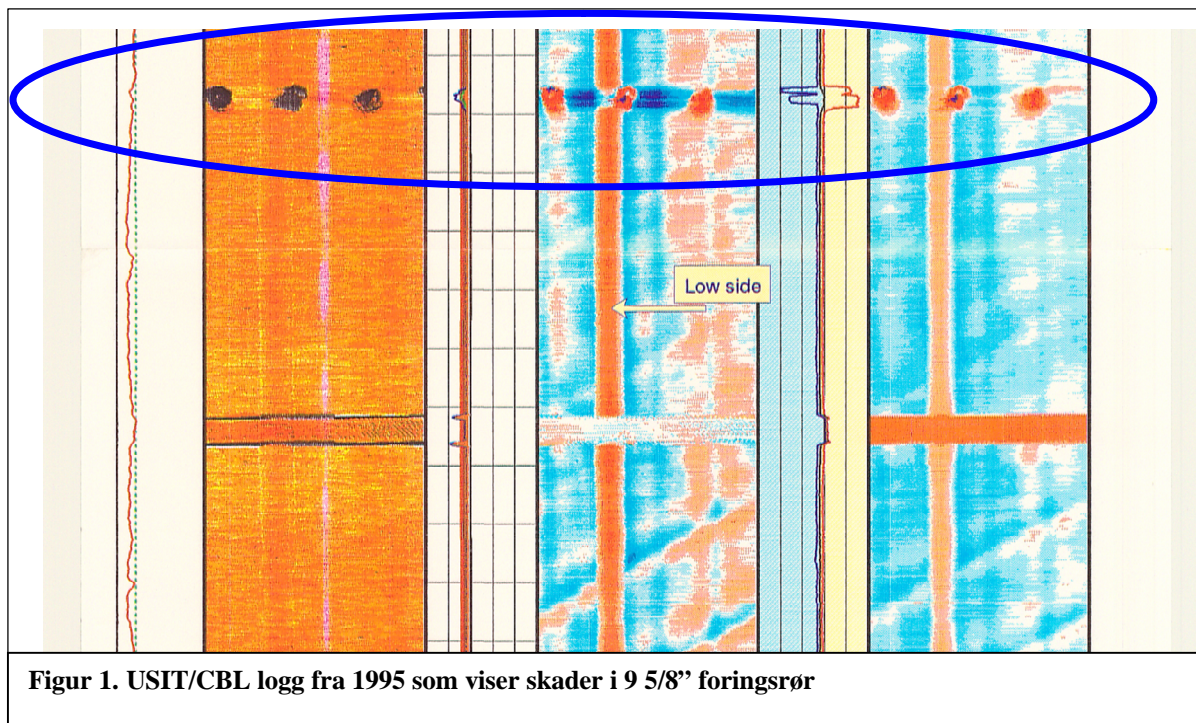
- Under boring av brønnen P-31 i 1994 oppsto det problemer ved kjøring av 13 3/8" føringsrør i 16" brønnseksjon. Føringsrøret måtte kuttes og et nytt brønnspor ble sidestegboret før observasjonsbrønnen ble ferdigstilt. 30" lederør, 18 5/8" føringsrør og ovenfor nevnte 13 3/8" føringsrør fra operasjonen i 1994 er de samme som er i bruk i ny brønn P-31A.
- Under sementering av 5 1/2" forlengelsesrør i sidesteget P-31A i 1995, satte borestrengen seg fast. Dette førte til en langvarig fiske- og utfresingsoperasjon som igjen resulterte i omfattende føringsrørslitasje i 9 5/8" føringsrør. Etter påfølgende opprensning viste logging/trykktesting at det var spylt 2-3 hull med høytrykkvaskeverktøy på 1561 mMD (meter measured depth) (se figur 1).³
- En scab-liner med ukonvensjonell diameter (7 5/8") og en lengde på 2578 m ble installert for å tette hullene i 9 5/8" føringsrør samt for å styrke integriteten på store deler av røret. Brønnen ble deretter trykktestet til 255 bar. Dette var en nedgradering av trykkspesifikasjonen til denne brønnseksjonen fra opprinnelig 345 bar. Etter

² Ref. måltavlen i Statoil (MIS).

³ Ref. dokumentlisten pkt.42. USIT/CBL- logg fra 18. mars 1995 Schlumberger MAXIS 500 Field logg

trykktesten ble brønnen komplettert med 5 ½” produksjonsrør. Brønnen ble startet opp i mai 1995.

- I forbindelse med en brønnkampanje⁴, i regi av Norsk Hydro, i juni 2001 ble det målt omfattende korrosjon i produksjonsrøret. I tillegg ble det konstatert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. For å styrke integriteten ble det derfor satt en ny overlappsforing, en 4” ”straddle”, i nederste del av produksjonsrøret.



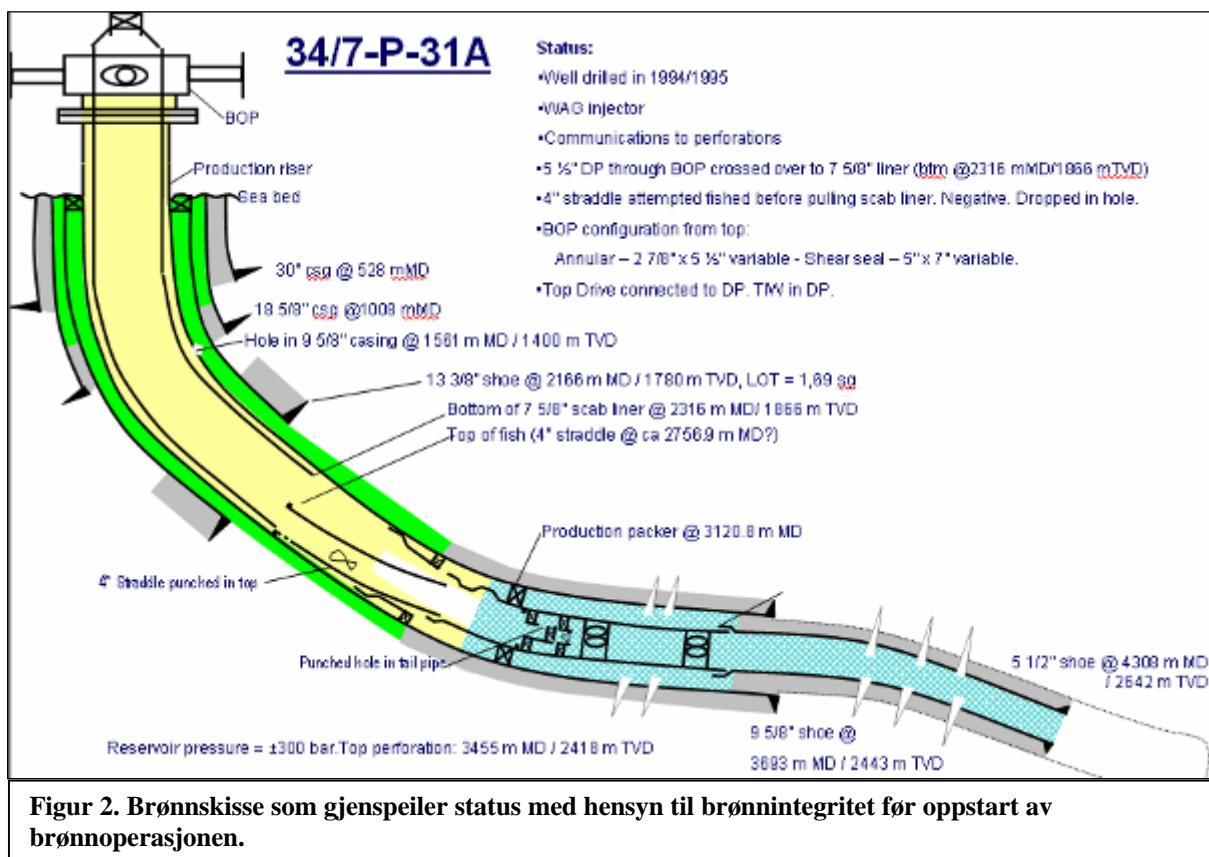
I desember 2003 ble det igjen observert lekkasje mellom produksjonsrør og -ringrom. Påfølgende trykktesting medførte oppsprekking av 9 5/8” foringsrør, ”casing burst”. Dette ble konstatert etter at trykket gikk til 194 bar og deretter falt til 94 bar. Statoil besluttet derfor å stenge inn brønnen. Lekkaspunkt og alvorlighet av lekkasjen har ikke blitt analysert. Under innstengningen ble brønnbarrierer etablert med bl.a. en plugg rett ovenfor reservoarseksjonen og brønnen ble fylt med saltlake.⁵

Brønnen ble betraktet som ”kompleks”. Dette var relatert til (se figur 2):

- Forhold som gir brønnen redusert integritet (korrosjon, lekkasjer).
- Ukonvensjonell brønnkomplettering med svært mange små kompletteringselementer.
- Ytterligere kompletteringselementer som ble installert i brønnen i forbindelse med reparasjoner (Scab-liner og straddle)
- Nedihullbrønnstyringsventiler

⁴ Kampanjen gikk under betegnelsen ”Null hull kampanje”

⁵ CaCl₂/CaBr₂-brine med 1.47 s.g.



3 HENDELSESFORLØP

Dette kapittelet beskriver det faktisk hendelsesforløpet, basert på opplysninger innhentet i granskningen. Aktivitetene er beskrevet i kronologisk rekkefølge. Beskrivelse av vurderinger refererer seg til de vurderinger som ble gjort av involvert personell under hendelsesforløpet. Kapittelet er delt i tre hoveddeler.

Første del har hovedfokus på planleggingen av brønnoperasjonen og gjelder tidsrommet fra våren 2004 til oppstart på SNA den 16.11.2004. Andre del har hovedfokus på oppstart av brønnoperasjonen og fram til brønnen kom ut av kontroll den 28.11.2004. Tredje del beskriver i all hovedsak tiltak som ble utført for å ivareta situasjonen da brønnen kom ut av kontroll.

3.1 Første del: Planlegging av operasjonen

Brønnoperasjonen som skulle utføres på brønn P-31 A kalles slissegjenvinning ("slot recovery"). Dette er en forberedende operasjon som skal klargjøre for boring av et senere sidesteg, i dette tilfelle P-31 B.

Brønn P-31 A ble konstatert skadet og stengt inn i desember 2003. Det er ikke klart når beslutning om oppstart av planleggingsarbeidet for slissegjenvinning og det nye sidesteget ble tatt. Ptil fikk informasjon om første planleggingsfase våren 2004. Da ble første utkast for "Recommendation to drill" (RTD) forelagt lisensen.

Statoil Snorre A reservoarutvinning (SNA RESU) nedsatte et prosjektlag for planlegging av hhv slissegjenvinning på brønn P-31 A og boring av sidesteget P-31 B. Det første kjente formelle møtet i planleggingen ble avholdt 17.6.2004.

Programingeniøren som fikk oppgaven med å planlegge aktiviteten startet innsamling av historisk brønndata i juli 2004. Oppsummeringen av brønnstatus kom frem i en presentasjon gitt til SNA RESU. Presentasjonen viste de mange utfordringene som vedrørte brønnintegriteten i P-31A.⁶

I løpet av september til midten av november 2004 ble det avholdt flere detaljplanleggingsmøter i regi av prosjektlaget for slissegjenvinning. Her deltok flere kontraktører blant annet for boreslam, sementering, kompletteringselementer/plugger, kutting eller perforering av eksisterende rør. Borentreprenør var ikke involvert i disse møtene.

I opprinnelig plan for slissegjenvinning (september 2004) er det tatt hensyn til mangler ved brønnens integritet. Reservoarseksjonen skulle ikke åpnes og sementeres. Det skulle settes ytterligere en plugg (sement) ovenfor planlagt kutt i produksjonsrør for å gi en mer robust løsning. Dette kommer frem av anbefaling som ble gitt av Statoil hovedkontor (Brønnteologi Støttefunksjon) den 31.8.2004. Anbefalingen innebar å sementere eller sette mekanisk plugg over såkalt "polished bore recepticle" (PBR) etter trekking av 5 1/2" produksjonsrør. En 2 7/8" HE3 plugg, skulle fungere som barriereelement under trekking av produksjonsrør og scab-liner.

I løpet av oktober 2004 ble imidlertid den opprinnelige planen forandret. Årsaken var at reservoar SNA RESU, i andre detaljplanleggingsmøte 1.10.2004, foreslo at reservoar-seksjonen i brønn P 31A skulle sementeres ved "trykksementering". Hensikten var å unngå kommunikasjon med det senere sidesteget P-31B.⁷ Boring og brønn SNA RESU ønsket imidlertid å unngå sementering fordi dette kompliserte planleggingen og gjennomføring av slissegjenvinningen.

I månedsskiftet oktober/november overtok Odfjell borekontrakten og samtidig ca 80 % av Prosafe sitt SNA personell.

I et forberedende møte for RTD 27.10.2004, etterkom boring og brønn ønskene fra reservoargruppen. I det tredje detaljplanleggingsmøtet, 2.11.2004, ble det opprinnelige operasjonsprogrammet endret og tilpasset beslutningen.

Ulike metoder ble vurdert. To av alternativene var å trekke pluggen i 2 7/8" halerøret ("tail pipe") eller å punktere halerøret ovenfor denne pluggen. Fagpersonell fra leverandører og prosjektlaget i SNA RESU vurderte at metoden med størst sannsynlighet for suksess var punktering. De besluttet derfor å punktere halerør for å kunne pumpe sement forbi HE3 plugg og inn i reservoar-seksjonen.

Opprinnelig plan var å trekke 5 1/2" produksjonsrør før punktering av halerøret. Etter kutting og trekking av produksjonsrør ville man få en overgang fra 9 • " til 5 1/2", noe som ville føre

⁶ Ref dokumentlisten pkt. 13: "Snorre A-P-31 A, Pull completion & prepare for side-track, Statoil" og pkt.14: "Snorre A-P-31 A Slot Recovery Operation – Schematics".

⁷ Kommunikasjon mellom to brønnløp kan føre til uberegnelige strømningsmønstre i reservoaret og utilstrekkelig olje drenering.

til problemer med senere entring med punkteringsverktøy. Det ble derfor besluttet at punktering skulle utføres før produksjonsrøret ble kuttet og trukket.

Wireline-selskapet ønsket at halerøret skulle punkteres i brine (tung saltvannsløsning) før utskiftning av denne kompletteringsvæsken til boreslam. Det ble forventet et bedre resultat ved punktering i brine. Også dette ønsket ble etterkommet.

På det tredje planleggingsmøtet la SNA RESU prosjektlaget planer for:

- Punktering av halerør,
- Trekking av scab-liner i ett stykke og trekking av denne gjennom BOP.

I tillegg ble potensielle problemer med hullene i 9 5/8" fôringsrør, i forhold til punktering av halerør diskutert, uten at noe av dette ble identifisert som en risiko eller barrierebrudd.

Utover disse planleggingsmøtene var det flere møter med utstyrsleverandører om detaljer i planen. For eksempel ble det gjennomført møte med Weatherford og Red Baron angående kutting og trekking av 7 • " scab-liner og med Baker om perforering av 2 7/8" halerør.

Det fjerde og siste formelle planleggingsmøtet ble holdt 11.11.2004. På dette møtet deltok både leverandører og personell fra SNA RESU. Møtet startet med en gjennomgang av brønnens historikk, før hver enkel deloperasjon i programmet ble gjennomgått og diskutert.

En risikogjennomgang (peer assist/kollegagjennomgang) for hele programmet var planlagt 12.11.2004. Risikogjennomgangen ble utsatt pga. møtekollisjon og påfølgende nedprioritering hos deltakerne.

Programmet ble forelagt SNA RESU ledelsen for verifisering, anbefaling og godkjenning:

- Verifisert av ledende boreingeniør 15.11.2004.
- Verifisert av ledende brønningeniør 16.11.2004.
- Anbefalt av boreoperasjonsleder 15.11.2004.
- Godkjent av SNA RESU leder 16.11.2004.

Følgende deloperasjoner var nå planlagt og godkjent i slissegjenvinningsprogram.⁸

1. Punktering av halerør.
2. Utskiftning av saltlake med oljebasert slam.
3. Kutting og trekking av 5 1/2" produksjonsrør.
4. Kutting og trekking av 7 5/8" scab-liner. (Under denne deloperasjonen skjedde hendelsen).
5. Sementering av brønnens reservoarseksjoner.
6. Kutting og trekking av 9 5/8" fôringsrør.

3.2 Andre del: Avslutningsfasen av planlegging og oppstart av brønnoperasjonen

Operasjonene i nabobrønnen P-32 gikk raskere enn planlagt og oppstarten på P-31A kom derfor tidligere i gang. Riggen ble flyttet (skiddet) den 16.11.2004.

⁸ Ref. dokumentliste pkt. 12 "Snorre A Slot Recovery Program, 34/7-P-31 A, RA-Snorre-00219, November 2004"

Den 16.11.2004 ble det avholdt utreisemøte med boreledelsen for dagskiftet. På dette infomøtet ble brønnprogrammet presentert ved hjelp av en powerpoint-presentasjon. På møtet deltok fra Statoil: Boreoperasjonsleder, programingeniør, boreleder dag og fra Odfjell Drilling deltok: Boreoperasjonssjef, boresjef natt (boresjef dag var ikke på utreisemøte p.g.a. flyproblemer), borer og assisterende borer.

Den 19.11.2004 ble planlagt risikogjennomgang (peer assist/kollegagjennomgang) kansellert. Dette er den samme gjennomgangen som var utsatt fra den 12.11.2004.

Samme dag startet slissegjenvinningsoperasjonen på SNA etter montering av BOP og stigerør for boring.

Det oppstod flere problemer i første fase av operasjonen. Blant annet ved kutting/perforering av 5 1/2" produksjonsrør (pkt. 3 i programmet). Her oppstod det natt til 21.11.2004 en utstrømning av brønnvæske i form av diesel og gass.⁹ Hendelsen ble gransket internt i Statoil.

21.11.2004: Boremannskapet punkterte 2 7/8" halerør. Denne operasjonen åpnet for reservoartrykk/kontakt med hydrokarbonførende lag i reservoaret. Primærbarriere besto nå av 1.47 s.g. tung saltlake (brine).

Kl. 1930 samme dag ble oljebasert boreslam presset (bullheadet) med 1.47 s.g. og med maks 100 bar pumpetrykk inn i brønnen og det ble etablert en ny primærbarriere. Saltlaken ble presset ut av brønnen og inn i nærbrønnsområdet til reservoarseksjonen.

Den 23.11.2004 sendte boreleder dag en e-post til programingeniør med kopi til boreoperasjonsleder. Henvendelsen gjaldt om det krevdes søknad om unntak for uttrekking av 7 5/8" scab-liner uten BOP-rams, dvs. holdefunksjon i BOP. Programingeniør svarte samme dag til boreleder: "Slik jeg tolker det slipper vi dette (unntakssøknad) så lenge vi trekker en liner som ikke er ute i åpent hull."

Den 24.11.2004 var det et møte mellom programingeniør og fungerende fagansvarlig for sementering fra hovedkontoret. Hans faste stilling er ledende brønningeniør i TO RESU. Hensikten med møtet var, i følge innkallingen, å diskutere trykksementeringen av reservoarseksjonen. Resultatet av møtet ble at planen ble justert på følgende punkt: En skulle punktere hull i toppen av scab-liner før kutting. Hensikten var å utjevne for ev. gass og trykk bak scab-liner. Bare denne delen av brønnbarrieresituasjonen ble vurdert i dette møtet.

Samme dag ble det holdt utreisemøte for boreledelse natt. Agenda var den samme som for utreisemøtet med boreledelse dag. Tilstede i møtet var fra Statoil: Boreoperasjonsleder, programingeniør, boreleder natt. Boreleder natt var sist på SNA i 1997 og borekontraktørens boresjef natt var på sin første tur på SNA. Fra Odfjell Drilling deltok operasjonssjef, borer og assisterende borer natt.

23.-24.11.2004 ble 5 1/2" produksjonsrør kuttet og trukket. Det viste seg imidlertid at produksjonsrøret bare delvis var blitt kuttet og at den nedre del med innvendig 4" rør (straddle) fulgte med under trekkingen. Det var ikke utstyr om bord slik at man kunne trekke dette gjennom BOP. Utstyret ble derfor bestilt fra land. På grunn av lang ventetid på utstyret ble det vurdert å kjøre nedre del av 5 1/2" produksjonsrør med 4" straddle tilbake i brønnen.

⁹ Ref. dokumentlisten pkt. 51. RUH 283229 "Utilsiktet utstrømning av gass/diesel".

I et møte mellom en brønnteknolog fra brønnkontrollgruppen ved hovedkontoret (HK) og programingeniør den 25.11.2004 ble deloperasjonen ”punktering og trekking av 7 • ” scab-liner diskutert. Igjen er det bare deloperasjonen som diskuteres.

I perioden 23.-25.11.2004 ble den operative detaljplanen for punkt 3 og punkt 4 i programmet, omarbeidet på innretningen:

Punkt 3: Kutting og trekking av 5 ½” produksjonsrør, tilpasses de operasjonelle problemer som oppsto i forbindelse med kutting av 5 ½” produksjonsrør.
Detaljprosedyre for dropp av
5 ½” produksjonsrør med 4” straddle utarbeides.

Punkt 4: Kutting og trekking av 7 5/8” scab-liner i slissegjenvinningsprogrammet ble splittet opp i to underpunkter:

- a. Punktering av scab-liner.
- b. Kutting og trekking av scab-liner.

Hensikten med punkt a) var å utjevne eventuelt gasstrykk bak scab-liner.

Detaljplanene ble ferdigstilt av boreleder og boresjef, henholdsvis den 25. og 26.11.2004. Risikovurderinger i forbindelse med å ta scab-liner igjennom BOP ble samtidig fjernet fra detaljplan.¹⁰

Den 25.11.2004 ble det i landorganisasjonen gjennomført risikoanalyser (HAZOP), for to deloperasjoner i programmet.

HAZOP Nr. 1: omhandler ”Dropp av 5 ½” produksjonsrør med 4” straddle”. Dokumentet ble godkjent og signert av SNA RESU leder, når det var ferdig.

HAZOP Nr. 2: omhandler ”Perforering og trekking av scab-liner”. Dokumentet ble ikke signert/godkjent av SNA RESU leder.

Den 25.11.2004 ble produksjonsrør med straddle skrudd løs fra arbeidsstrengen. Rørdelene ble kjørt inn i brønnen og droppet.

Scab-liner ble punktert den 27.11.2004. Mannskapet ventet i en time og observerte brønnen for gass. Opphengsankeret (liner hanger) i toppen av scab-liner ble deretter kuttet og trukket. Så startet mannskapet med å trekke selve scab-liner ut av forankringspunktet i bunnen (PBR).

En forventet ”U-tube” effekt, på grunn av at saltlake bak scab-liner var tyngre enn boreslammet, ble ikke observert. Denne effekten skulle i henhold til detaljprogrammet, ha gitt en trykkøkning på 32 bar i slamsystemet. Den forventede trykkendringen ble imidlertid ikke registrert. Under trekkingen stoppet mannskapet jevnlig opp og observerte brønnen for volumendringer.

¹⁰ Ref. dokumentlisten pkt. 38 og 55. E-post korrespondanse mellom programingeniør og boreleder datert 23.11.2004.

Det viste seg senere at spydet (casing spear) som festet borestrengen/arbeidsstrengen til scab-liner, hadde ingen eller defekt pakning. En "u-tube" effekt var derfor ikke mulig å observere.

Samme kveld ble for første gang swabbing¹¹ registrert. I første del av en uttrekking er ikke swabbing ansett som unormalt. Det swabbes på dette tidspunkt ca. 2 m³ reservoarvæske¹² i 2. og 3. stand.¹³ Som kompensierende tiltak for observert swabbing beskriver borerapporten at de "trekker scab-liner sakte og observerer jevnlig".

28.11.2004 i perioden fra kl. 0000 til kl. 0215 trakk boremannskapet et borerør (single) men swabbing fortsatte. Boreleder natt valgte å stoppe opp og diskuterte situasjonen med boresjef og boreleder dag. Brønnen ble da igjen forsøkt sirkulert ned gjennom scab-liner og opp ringrommet på utsiden av denne. Det ble observert lavt sirkulasjonstrykk og rask retur av borevæske til overflaten. Dette var en nytt tegn på at spydet ikke hadde nødvendige pakninger eller at pakningene var defekte, dvs. sirkulasjonen gikk gjennom spydet og ikke gjennom scab-liner.

De observerte at brønnen tok slam, dvs. at volumbalansen i brønnen virket tilfredsstillende og det gikk like mye boreslam inn i brønnen som det kom ut.

Under videre trekking av scab-liner måtte de flere ganger, av ulike årsaker, bruke overpull. Dette betyr at trekraften som ble brukt var større enn vekten av scab-liner.

Kl. 0500 sto toppen av scab-liner under BOP. Før boremannskapet trakk denne gjennom BOP stoppet de opp og observerte om det var forandringer i brønnvolumet (flowcheck). Brønnen viste ingen volumendringer. Scab-liner ble trukket videre gjennom BOP og blokkerte kutte- og holdefunksjonen.

Den 28.11.2004, kl. 0700 – 0715 skiftet natt- til dagskift.

I tidsrommet kl. 0800 – 1530 fortsatte dagskiftet å trekke scab-liner. Swabbing med til sammen ca. 4 m³ volumøkning ble observert og det ble også målt slamtap tilsvarende 31 m³. I dette tidsrommet ble operasjonen observert i kortere og lengre perioder med flowcheck. Brønnen ble igjen tolket til å være stabil og boremannskapet fortsatte å trekke scab-liner etter hver flowcheck.

I løpet av dagen hadde boreleder løpende kontakt med plattformsjef og vakthavende boreoperasjonsleder på land for å informere om utviklingen i brønnen.

3.3 Tredje del: Brønnkontrollsituasjonen utvikler seg

Samme dag kl.1530 ble ringromsikringsventil på BOP stengt, for første gang, som følge av innstrømning. Denne ventiltypen var den eneste av tre typer sikringsventiler som da var anvendbar i BOP. Drivrørsventil (Kelly cock) ble montert og tårnboremaskin (top drive) ble skrudd inn.

¹¹ Swabbing er en uønsket stempeleffekt som kan oppstå under uttrekking av rørstrenger.

¹² 2 m³ gass under reservoarforhold, tilsvarer rundt 20 m³ ved havbunnen og 200 m³ ved atmosfærisk trykk.

¹³ Ett borerør/en "single" = ca 9m . Ett stand = ca 27m. = 3 borerør/"single"

Etter en kort periode med trykkøkning, gikk brønnen imidlertid på tap. Ca. kl. 1630 ble ringromsikringsventil i BOP igjen åpnet, for å pumpe slam som kompensasjon for slamtap. Det ble pumpet til sammen ca. 25 m³ boreslam inn i arbeidstreng og ringrom. Brønnen ble forsøkt sirkulert uten at man fikk boreslam i retur. Frem til kl. 1800 ble brønnen observert og borerapporten konstaterte ytterligere tap på totalt 13 m³.

De tiltagende problemene med brønn P-31A utover ettermiddagen var tema på det faste møtet i plattformledelsen kl 1700. Den planlagte beredskapsøvelsen ble avlyst som følge av situasjonen.

Ca kl. 1800, etter at det ble gjort et forsøk på å revers-sirkulere brønnen (ned ringrom og opp arbeidstrengen) ble det observert en tilbakestrømning av brønnvæsker. Denne utviklet seg i uønsket retning. På nytt ble ringromsikringsventil stengt i BOP. Ustabiliteten i brønnen viste seg å være økende med kraftig trykkøkning til ca.130 bar i løpet av 2 timer.

Boreleder natt kom på vakt kl. 1830 og nattskift startet sitt skift i 1900-tida.

For å få kontroll over brønnen hadde SNA ca. kl. 1900 slamreserver på ca 250 m³ med oljebasert slam (OBM). Boremannskapet var i ferd med å blande ytterligere 40 m³ OBM. Slampumpene holdt nødvendig mottrykk innvendig i arbeidstrengen. Boreslam kunne presses inn (bullheading) i brønnen gjennom arbeidstrengen. Ringromsikringsventil i BOP var stengt og ringrommet kunne sirkuleres ut via struperør (choke line) eller trykkesett via dreperør (kill line). Verken kuttefunksjon, rørsikringsventil (pipe ram/holddefunksjon) eller drivrørventil var tilgjengelig på dette tidspunkt. Drivrørventilen var dekket av skjørtene rundt tårnboremaskin og kunne ikke opereres. Drivrørventilen må kunne stenges for å sette inn "kill stand" med innvendig BOP (rørstykke med tilbakeslagsventil) på trykksatt system.

Kl. 1905 kalte plattformsjefen sammen driftsleder, produksjonsingeniør, fagansvarlig produksjon og sikkerhetsleder til et krisemøte om situasjonen i brønn P-31 A. I møtet ble det besluttet å mønstre beredskapsledelsen i beredskapssentralen. Det ble kjørt en "stille alarm" for å mobilisere beredskapsledelsen, dvs. via personsøkere.

Kl. 1914 ble det detektert gass i kjølevannet til Vigdis kompressorene. Man antok at årsaken var innvendig lekkasje. Sentralt kontrollroms (SKR) operatør blokkerte derfor gassdetektorene for å hindre at hovedkraft ble koblet ut. Produksjon fra Snorre UPA og Vigdis UPA ble stoppet.

Som følge av den uavklarte situasjonen på brønn P-31A, besluttet plattformsjef ca. kl. 1930 å iverksette manuell prosessavstengning (PAS 3.4).¹⁴ Produksjon stanser, men hovedkraft og vanninjeksjon fortsetter. Deretter ble det foretatt varsling i henhold til rutine. Blant annet ble beredskapsfartøy (Ocean Knarr) og helikopter (på Oseberg og Staffjord B), Statoils vaktentral på Forus, Hovedredningssentralen på Sola (HRS) og Ptil varslet. Det ble samtidig utløst generell alarm med påfølgende mønstring av personell til livbåter.

Utskrift fra hendelsesloggen fra SKR viser at det ble detektert gass i modul W07 (rom W 38-1, dekk under boredekk) og utvendig på modul W11, (kjellerdekk vest) og modulene P17 og P18 (Vigdis-modulen som ligger nær fakkell i 7. og 8. etasje). Figur 3 og 4 viser tidslinje og sted for gassdeteksjon på innretningen.

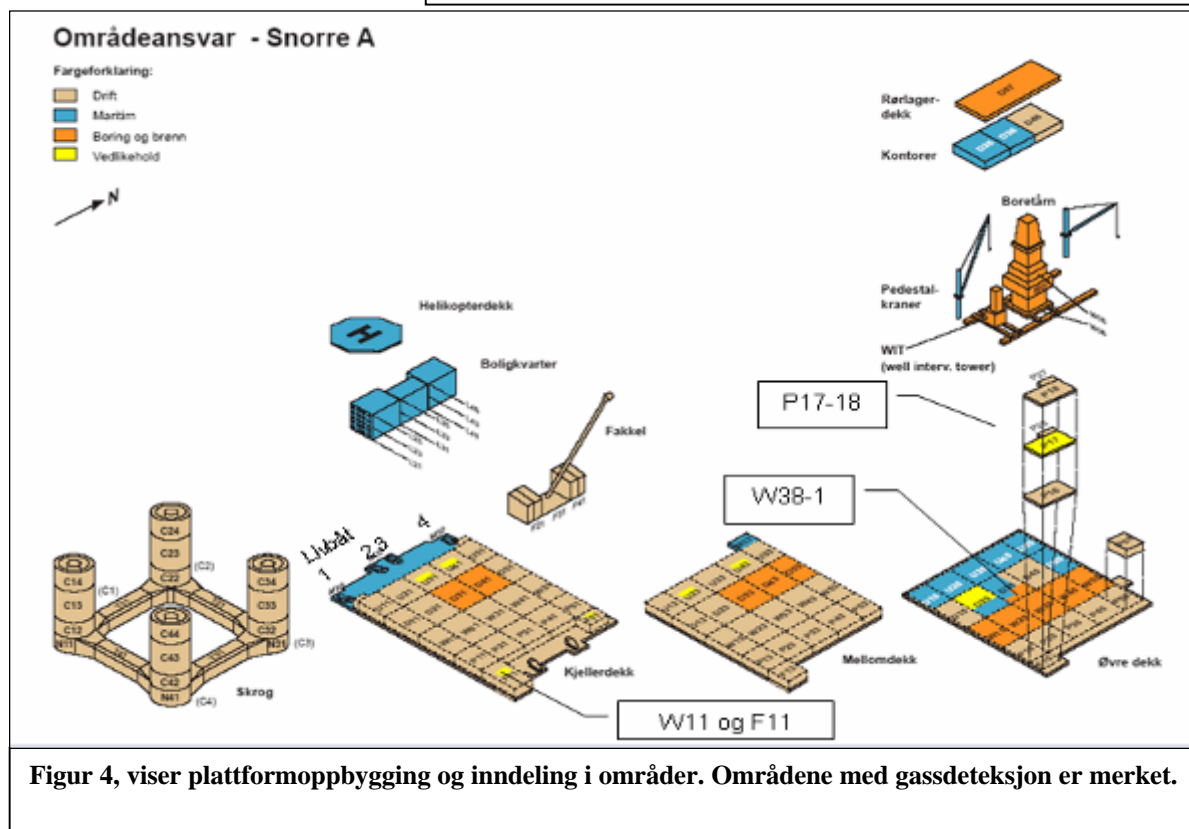
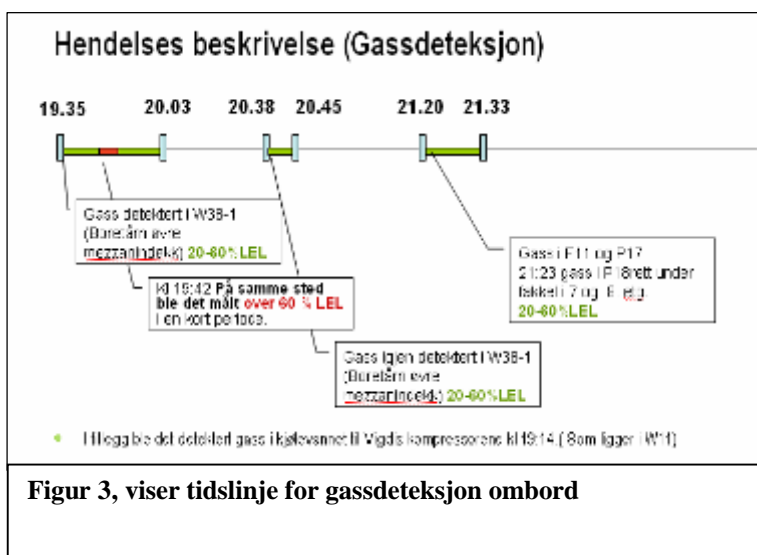
¹⁴ Ref. Dokumentliste pkt. 68: "Snorre SKR-logg" (Side 165-168).

En detektor i rom W 38-1, dekk under boredekk, viste kl. 1942 over 60 % LEL. Gass hadde sivet gjennom ringromsikringsventil i BOP og ut ved "bell nipple". Denne gasslekkasjen ble stoppet ved at en økte trykket i hydraulikklinjen til ringromsikringsventil, fra 1000 psi til 1500 psi.

Med bakgrunn i situasjonen startet evakueringsplanleggingen ca. kl 2030. Hensikten var å få ikke-essensielt personell bort fra innretningen.

Bruk av helikopter ble med bakgrunn i vindretning og i samråd med pilotene vurdert som sikkert.

Personell oversikt (POB) var klar kl. 2042, 72 min. etter alarm. Årsaken til sen POB var primært stor aktivitet på boredekk.



Mellom kl. 2058 og 2205 ble første fase av helikopterevakueringen gjennomført. Bemanningen ble redusert fra 216 til 75 personer. Til dette ble to helikopter brukt. En Bell 214 fra Statfjord B og en Super Puma fra Oseberg. Personellet ble evakuert til naboinnretningene Snorre B og Stena Don. Blant de evakuerte var også SNAs ROV (fjernstyrt miniubåt) mannskap. På grunn av dette var det senere ikke tilgjengelig ROV ombord.

De gjenværende 75 på SNA var: Borepersonell som deltok i brønndrepingen og personell i beredskapssentralen. I tillegg ble innsatslag fra beredskapsorganisasjonen holdt i beredskap i livbåt 1.

Ca. kl. 2100 ble bølgehøyder oppgitt til 2,1-3,4 m. Det var 15 knop vind av nordlig retning og god sikt. Temperatur var 7 °C i luften og 6 °C i sjøen.

Brønnkontrolltiltak pågikk for å drepe brønnen. På dette tidspunkt var de eneste mulige tiltakene å pumpe boreslam både gjennom arbeidsstrengen med scab-liner og/eller ned gjennom ringrom. Frem til kl. 2100 synker trykket i borestreng/ringrom fra 130/80 bar til 10/4 bar.

Ca kl. 2100 ble skjørtene rundt tårnboremaskin bekreftet demontert og drivrørventilen ble stengt kl. 2110.

Kl 2120 ble det detektert gass på utsiden av modul F11. I minuttene etter gikk det flere utvendige gassalarmer i samme område. Personell ble sendt for å sjekke området, og oppdaget da at sjøen "kokte" av gass. Da beredskapsledelsen fikk melding om dette, ble nødavstenging (NAS 2) aktivert manuelt. Dermed stoppet også hovedkraft. Innretningen gikk over på nødkraft dvs. store deler av anlegget ble spenningsløst, blant annet for å fjerne tennkilder. NAS 2 medfører også stans av ventilasjon, overtrykk, undertrykk og at brannpumpene starter automatisk.

Som følge av gass på sjøen vurderte en kl. 2138 første gang full evakuering med livbåt dropp.

Etter NAS 2 ble det konstatert lavt brannvannstrykk i ringledning sør, øst og nord. I tillegg ble det registrert i alarmlisten¹⁵ fra SKR, 3 ulike fellesalarmer fra 3 forskjellige brannpumper.¹⁶ Hovedkraftutfallet førte også til en falsk alarm på røykdeteksjon i ROV konteiner.

En var på SNA tidlig oppmerksom på at gassutblåsning fra sjøbunnen kunne utgjøre en fare for tap av oppdrift og stabilitet.¹⁷ En SKR-operatør ble derfor satt til å følge kontinuerlig med på strekkraften i hvert stag. Det ble ikke registrert endringer på strekket i stagene i løpet av hendelsen.

Etter kl. 2125¹⁸ ble også boremodulen drevet med nødkraft. Brønnkontrollarbeid ble mindre effektivt pga vesentlig redusert krafttilførsel bl.a. til heisespill, rotasjon og slampumper. Fram til midnatt fikk de ikke de pumperater som var tilstrekkelig for å motvirke innstrømningen.

¹⁵ Ref dokumentlisten pkt. 32 "Hendelseslogg, alarmliste"

¹⁶ Se kapittel 7.2 Gass i brannvann

¹⁷ Se kapittel 7.6 Fare for tap av stabilitet og oppdrift

¹⁸ Ref dokumentlisten pkt 68. "Snorre SKR logg",

I denne fasen ble det diskutert flere alternative løsninger for å få kontroll med brønnen, blant annet full sementering. Sementpumpene er drevet av dieselmotorer og dermed uavhengig av hovedkraft. På grunn av at motor og sementeringsrom tar inn luft fra undersiden av innretningen, utgjorde dette en fare med hensyn på innsuging av gass, og de kunne ikke benyttes. Det ble iverksatt tiltak for å snu luftinntaket for motor fra utvendig til innvendig luft og samtidig tette luftinntaket til rommet. Dette ble gjort for at sementpumpene skulle kunne brukes senere.

Ca. kl. 2145 ble det tatt et kort avbrudd i helikopterevakueringen for å vurdere om det var fare for gass på helikopterdekket. På grunn av gunstig vind vurderte en at evakueringen kunne fortsette. Første fase av evakueringen ble avsluttet kl. 2205.

Manuell trykkavlastning startet kl. 2150.

Etter stengning av drivrørsventilen, kunne "kill stand" med innvendig BOP monteres. Denne kom på plass og drivrørsventilen ble åpnet kl. 2155. Det ble nå satt en vanlig 5 1/2" rørstreng inn i arbeidsstrengen.

Mangel på kraft til brønndreping medførte at det kl. 2245 ble besluttet å starte hovedkraften igjen. Valget sto mellom å evakuere eller å få hovedkraften tilbake. Beslutningsgrunnlag for å starte hovedkraften, var blant annet at det ikke var detektert gass på innretningen siden kl. 2133. Dette ble likevel betraktet som en kritisk aktivitet av beredskapsledelsen om bord.

Fartøyet Normand Mjølne var i området og hadde ROV ombord. Inspeksjon av brønnrammen, for å få oversikt over hva som skjedde på havbunnen, kunne likevel ikke gjennomføres. ROVen hadde ca. 600 m kabel og havdypet er på 310 m. Gassky og fare for antennelse medførte at fartøyet måtte holde avstand og ROV hadde derfor ikke tilstrekkelig rekkevidde.

Normand Mjølne ble deretter holdt i høy FIFI-beredskap (fire-fighting) sammen med Ocean Knarr. Dette innebar at fartøyene hadde hovedmaskineriet i gang slik at tid for å få full effekt på FIFI-monitorene ble redusert fra 12-14 minutter til 2-3 minutter for å sikre en kort responstid for brannvann, dersom gassen ble antent.¹⁹

Personellet som hadde vært mønstret til livbåt 1 fra kl. 1930 ble gitt anledning til å hente varme tepper etc. Personell i livbåt 1 var plaget av støy fra brannpumpene og fra nødgeneratorene. Dette gjorde det også vanskelig å høre PA-meldinger inn i livbåten. Ca kl. 2250 ble personell flyttet til livbåt 4, på grunn av observasjoner av mye gass i sjøen under livbåt 1.

Kl. 2352 var den kritiske aktiviteten med å starte hovedkraften i gang. Samtidig dreide vinden mot vest og avtok slik at det var nærmest vindstille rundt midnatt. SNA var for andre gang forberedt på en hurtig evakuering og ba om forhøyet helikopterberedskap.

Kl. 0017 ber Statoil Ptil om utvidet sikkerhetssone. Denne ble utvidet til en radius på 2000 m og en høyde lik 3000 fot.²⁰

¹⁹ Hensikten med FIFI er bl.a. å lage en vannskjerm under livbåtene for skjerming i fm. eventuelt full evakuering med livbåttdropp

²⁰ Normalt har sikkerhetssonen en høyde og radius på 500m

Da ventilasjonssystemet stoppet, mistet også de lokale utstysrom ventilasjonsluften. For å unngå for høy temperatur, ble dørene åpnet. I tillegg mistet noen rom overtrykkbeskyttelsen. Personell ombord gikk vaktrunder for å overvåke disse områdene.

For å hindre overoppheting ble to vifter forsøkt startet opp igjen. Disse står i to lokale utstysrom som begge inneholder UPS (Uninterruptible power supply). UPS rom i F11 ble deretter kjørt med resirkulasjon av luft, men resirkulasjonssystem for luft i UPS rom i F51 virket ikke. Her ble dørene satt åpne og personell holdt vakt. I tillegg ble ventilasjonen startet i boligmodulen. Dette kunne gjøres etter at luftinntaket var snudd til inntak over taket av boligmodulen.

Trykkavlesninger ved midnatt viste et innstengningstrykk på 154 bar innvendig i arbeidsstrengen og 46 bar i ringrommet. Med hovedkraft tilgjengelig kunne arbeidsstrengen strippes (trykkes) inn i brønnen kl. 0015. Rørventilen (pipe ram) ble deretter stengt rundt 5 1/2" arbeidsstreng.

I perioden mellom ca. kl. 0125-0130 ble ytterligere 40 personer evakuert, i 3 helikopter løft. Innsatslag fra livbåt 4 ble da evakuert etter mer enn 6 timer i livbåt. Det var etter dette 35 personer igjen ombord.

Kl. 0100 ble boreslam presset inn i brønnen og trykkene sank noe fram til kl. 0230. Etter dette var det tomt for opprinnelig blandet OBM, inklusiv planlagte reservevolum.

Mellom kl. 0230 og 0400 blandet boremannskapet 80 m³ ny OBM. I denne perioden var det ikke ferdigblandet slam om bord og de kunne dermed bare overvåke brønnen. Trykket steg igjen til rundt 120 bar innvendig i arbeidsstrengen og 84 bar på ringromsiden.

Fakkelen er loggført som bekreftet slukket kl. 0315. 21

Kl. 0330 hadde vinden dreiet mot sørsørvest og styrken økte til 17-19 knop.

Kl. 0400 ble 80 m³ med ny OBM bekreftet ferdigblandet. Slammet ble presset inn i brønnen inntil en var tom for andre gang. Etter kl. 0530 var det ikke OBM ombord. På grunn av gassen på sjøen og rundt innretningen var det heller ingen mulighet for å ta inn forsyningsbåt med slam. Det ble da registrert følgende trykkforhold: 32 bar innvendig trykk i arbeidsstrengen og 55 bar på ringromsiden.

På dette tidspunkt ble flere alternative tiltak vurdert: Sementering, bruk av sjøvann eller oppblanding av nødslam med de tilsetningsstoffer som var tilgjengelige på SNA. Det ble besluttet å blande opp vannbasert slam (WBM) med følgende komponenter; vann, barytt og bentonitt. Mellom kl. 0400 og kl. 0915 blandet mannskapet opp 160 m³ med vannbasert slam med 1.8 s.g.

I tiden mellom kl. 0530 og 0915 foregikk det bare overvåkning av brønnen.

²¹ Se kapittel 7.5 Fakling og trykkavlastning

Bruk av WBM ble av beredskapsledelsen om bord, vurdert til å være et siste forsøk på å stoppe innstrømmingen i brønnen. Hensikten med å avvente bullheading var at en ønsket å ha tilstrekkelig volum under denne siste bullheadingen med WBM.

Før oppstart av bullheading med WBM kl. 0900 ba SNA for 3. gang om forhøyet evakueringsberedskap i forbindelse med en kritisk fase.

Før bullheading med WBM startet ble det registrert trykk på 72 bar i ringrommet og 156 bar i arbeidsstrengen. Bullheading ble satt i gang kl. 0915 og kl. 1022 ble det konstatert 0 bar på ringromsiden og 0 bar i arbeidstreng. På dette tidspunkt var det også tomt for WBM, 8-10m³ sto da igjen som rest i tankene.

4 HENDELSENS POTENSIAL

4.1 Faktiske konsekvenser

Hendelsens faktiske konsekvenser er relatert til økonomisk tap. Hoveddelen av tapet er relatert til utsatt produksjon på Snorre-feltet. SNA og Vigdis produserer til sammen ca. 200.000 fat olje per dag. Produksjonen var stanset fra hendelsen 28.11.2004 og er etter tre måneder enda ikke tilbake på normalt nivå. Årsaken var at det måtte gjennomføres omfattende og kostbare normaliseringstiltak før produksjonen kunne starte opp igjen.

Havbunnsundersøkelser viser et krater på vestre side av brønnrammen på 8 x 3 meter, samt to krater med diameter 2,5 og 3 meter. I tillegg er det registrert flere mindre krater i retning mot nordvestlige forankring. Mens krateret med diameter 3 meter ligger på østsiden dvs. i brønnbanen. Disse kratrene gir en indikasjon på stor kraft.

Innsatsen fra gjenværende personell på SNA var avgjørende for at hendelsen ikke ble mer omfattende.

4.2 Potensielle konsekvenser

Dette er en hendelse med storulykkes potensial og er en av de mest alvorlige vi har sett på norsk sokkel.

Ved ugunstige værforhold eller svært små endringer i brønnforløpet ville det ikke vært mulig for personellet på SNA å få kontroll over situasjonen. Hadde situasjonen fått utviklet seg kunne dette i verste fall ha ført til tap av innretningen med påfølgende tap materielle verdier og miljøskader. Sannsynligheten for tap av menneskeliv ville også vært stor.

Gassutstrømningsraten ble i ettertid estimert til 20-30 kg/s, av Statoil. Ved ugunstig vær ville det ha dannet seg en gassky. Denne ville sannsynligvis ha kommet i kontakt med en tennkilde på innretningen. Dette kunne ha ført til:

- Antennelse av gassky.
- En vedvarende brann.
- Eskalering av til brann til stigerør.

En utblåsning på boredekk ville ha økt muligheten for antennelse som følge av nærhet til flammebom.

En antennelse av gass kunne videre ha medført:

- Tap av menneskeliv. Vanskelig/risikofull evakuering av gjenværende personell.
- Svekkelse av innretningens struktur og i verste fall tap av innretningen.
- Mulige skade påført underliggende bunnramme av havarert/synkende innretning.

Bunnrammen inneholder 42 brønnhoder. Ved skade på denne kunne en ha fått utstrømning av gass og olje fra reservoaret. Dette ville ha ført til en alvorlig miljøforurensning.

Antall eksponerte personer varierte utover i hendelsesforløpet. På innretningen var det i utgangspunktet 216 personer. Av disse ble 117 evakuert i tidlig fase. I tiden kl 2200 - kl 0130 var det 75 personer om bord. Da ble 40 personer evakuert. De resterende 35 personene var involvert i arbeidet med å stoppe utstrømningen og ble værende om bord til hendelsen var under kontroll ca kl. 1030.

5 OBSERVASJONER

Observasjonene er delt opp i tre kategorier.

- Avvik.
I denne kategorien finnes observasjonene hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkter.
I denne kategorien er observasjoner hvor Ptil ikke har nok opplysninger til å kunne si at det er brudd på regelverket.
- Barrierer som har fungert.
Dette er en kategori som viser overensstemmelse med regelverket.

Kapittel 5.1 beskriver 28 avvik. Flere av avvikene gjentar seg i fasene planlegging og gjennomføring.. I tillegg kan de relateres både til svikt hos enkeltpersoner og grupper hos Statoil og boreentreprenøren og omfatter både ledelse og underordnede på land og på innretningen. Blant de gjentagende avvikene er:

- Manglende etterlevelse av styrende dokument.
Disse avvikene er i all hovedsak knyttet til styrende dokument i fm planlegging av bore- og brønnoperasjoner²² samt prosedyre for brønnkontroll i fm bore- og kompletteringsoperasjoner.²³ Manglende etterleves av prosedyrer gjentar seg i alle faser av operasjonen men spesielt under planleggingen.
- Manglende forståelse for og gjennomføring av risikovurderinger
Dette forekommer i stor grad i planleggingsfasen men også i utførende fase. Granskingen viser både nedprioritering av risikogjennomganger, manglende forståelse for helhetlig risiko og i et tilfelle at risikobidrag fjernes fra detaljprogrammet.
- Mangelfull ledelses involvering.
Vi ser liten grad av ledelsesinvolvering under planlegging. Planlegging synes også å bære preg av mangelfull styring av ressurser. Det sørges heller ikke for at

²² Ref. dokumentliste pkt 26.WR0442 "Planning of Drilling & Well Operations"

²³ Ref. dokumentliste pkt 31.WR0436 "Drilling and completion operations"

kompetanseenheter hentes inn i nødvendig grad for å avdekke mangler i forhold til risikovurdering eller i forhold til opplæring i prosedyrebruk. Det er også avdekket mangelfulle kontrollrutiner i fm godkjenning av program.

- Mangelfull kontroll med bruk av styrende dokument.
Avdelingen i Statoil (Prosesseier B&B) som utarbeider og kontrollerer bruk av styrende dokumenter, har gjennom intern revisjon²⁴ ikke klart å avdekke mangler.
- Brudd på krav til brønnbarrierer.
I planleggingen foretas det ikke en vurdering av hvilke konsekvenser de forskjellige deloperasjonene og innspill om endringer underveis får for det totale brønnbarrierebildet. Trykktester av brønnbarrierer ble ikke planlagt. De gjenåpnet en brønn som hadde vært stengt på grunn av mangelfull integritet. Komplexiteten og den mangelfulle integriteten til brønnen var kjent.

Tre av avvikene 14, 22 og 25 var direkte utløsende årsaker til at hendelsen inntraff. Disse er knyttet til krav om brønnbarrierer. De øvrige avvikene er bakenforliggende årsaker. Disse var etablert i planleggingsfasen og lå som latente feil. Ved senere utførelse av brønnoperasjonen gav disse et vesentlig bidrag til at hendelsen kunne skje.

I kapittel 5.2 angis 8 observerte forbedringspunkter. Disse observasjonene er av en slik art at Statoil bør vurdere funnene.

I kapittel 5.3 beskrives barrierer som har fungert.

5.1 Observerte avvik

Nummereringen av avvikene er i henhold til MTO diagrammet, (vedlegg 1) som viser hendelsesbeskrivelsen i kronologisk rekkefølge.

5.1.1 Avvik 1. Anvendt metode i internrevisjon avdekker ikke mangelfull etterlevelse av styrende dokument

Revisjonen i juni 2004²⁵ ble gjennomført som en ”spørreskjemaundersøkelse” uten verifisering av faktisk etterlevelse av styrende dokument. Denne metoden var ikke egnet til å avdekke manglende etterlevelse og fungerte ikke etter hensikten.

Bevis:

Prosesseier B&B avdekket ikke i denne revisjonen manglende etterlevelse av prosedyrer. Flere funn fra hendelsen samsvarte ikke med resultat fra intern revisjon.

Krav:

- *Styringsforskriften § 21 om oppfølging krever at den ansvarlige skal følge opp at alle elementene i eget og andre deltakers styringssystem er etablert og fungerer etter hensikten, og at det er et forsvarlig helse-, miljø- og sikkerhetsnivå.*

²⁴ Ref. dokumentliste pkt. 66: ”Rapport etter intern revisjon Snorre RESU i juni 2004” (gjennomført av prosesseier B&B)

²⁵ som 24

5.1.2 Avvik 2. Milepæler i planleggingen er ikke gjennomført i hht styrende dokumenter

Styrende dokumenter setter krav til at ”workshop” skal gjennomføres i fm planleggingen. På disse møtene er det krav til at utførende personell på innretningen involveres. Styrende dokumenter setter også krav til at det avholdes et internt ”metodevalgsmøte” der hovedprinsipper for gjennomføringen velges.

Bevis:

Statoil har ikke kunnet framlegge dokumenter på at det er gjennomført workshop eller metodevalgsmøte.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer krever at det skal sikres at prosedyrer brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner*
- *WR0442 ”Planning of Drilling & Well Operations”*
- *WD0609 Utarbeidelse av endelig metodevalg kapittel 2. og 2.3*

5.1.3 Avvik 3. Planlegging med mangelfulle brønnbarrierer ved punktering av halerør

I planleggingen ble det 2.11.2004 tatt beslutning om å punktere 2 7/8” halerør. Dette skulle gjøres før trekking av scab-liner. Ved punktering av halerøret ville brønnen bli åpnet for kommunikasjon med reservoartrykk på maksimalt 325 bar.

Bevis:

Det var fra tidligere kjent at sekundærbarriere etter testing i desember 2003, kun var spesifisert til et trykk på 94 bar. Ingen tiltak ble iverksatt for å analysere eller bedre barrierespesifikasjonen på sekundærbarrieren før halerøret skulle punkteres.

Det ble planlagt uten ny testing av sekundær brønnbarriere.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer krever at det under utføring av bore- og brønnaktiviteter til enhver tid skal være minst to uavhengige og testede brønnbarrierer etter at forankringsrøret er satt.*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging som krever at det ved planlegging av aktiviteten skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet og at planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til endringen i risiko.*

5.1.4 Avvik 4. Konsekvens av endring i planleggingen ikke tilstrekkelig analysert

I opprinnelig plan var barrierestatus i tråd med regelverket. Planen ble endret etter innspill fra SNA RESU reservoaravdeling og fra wirelineselskap om trykksementering av reservoarseksjonen. Endringen medførte at barrierestatus ikke lenger ville være i tråd med regelverket.

Bevis:

Endringen i operasjon ble ikke håndtert på en slik måte at usikkerhet og risiko ble synliggjort i hht. Statoils styrende dokument, og dermed ble ikke konsekvens av endring tilstrekkelig belyst.

Krav:

- *Styringsforskriften § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier som sier at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst.*

- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging som krever at planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til endringen i risiko.*

5.1.5 Avvik 5. Mangelfull erfaringsoverføring i fm. brønnintegritet

Programmet gjenspeiler ikke kunnskap om brønnens mangelfulle integritet.

Bevis:

Erfaringsdata fra desember 2003 viser at brønnen bare tålte et trykk på 94 bar. Dette ble ikke tatt hensyn til i planleggingen.

Krav:

- *Styringsforskriften § 18 om innsamling, bearbeiding og bruk av data krever at data blir samlet inn, bearbeidet og brukt til å sette i verk korrigerende og forebyggende tiltak, deriblant forbedring av systemer og utstyr.*

5.1.6 Avvik 6. Planlegging med endret brønnbarriere ved kutting av scab-liner

I møtet den 2.11.2004 ble det besluttet å kutte scab-liner i en situasjon hvor det ville være åpning til reservoartrykk gjennom punktert halerør. På samme møtet ble også hullet i 9 5/8" foringsrør diskutert uten at mangelfulle brønnbarrierer ble vurdert.

Bevis:

Prosjektlagets diskusjon viser at de var kjent med hullene i 9 5/8" foringsrør. Likevel viser endelig plan at konsekvens av endret barrierestatus ikke ble vurdert.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer krever at det under utføring av bore- og brønnaktiviteter til enhver tid skal være minst to uavhengige og testede brønnbarrierer etter at forankringsrøret er satt.*

5.1.7 Avvik 7. Risiko vurdering i fm planlegging av trekking av scab-liner

Det ble planlagt å trekke scab-liner, noe som ville ha medført at risikobildet ville endres. Bl.a. kunne swabbing oppstå som følge av liten klaring mellom scab-liner og 9 5/8" foringsrør og som følge av "gelling".

Bevis:

Det ble planlagt å trekke scab-liner, uten at samlet risiko ble vurdert i forhold til uønskede effekter på primærbarrieren. Endelig plan viser at samlet risiko ikke ble vurdert.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet*

5.1.8 Avvik 8. Planlegging med trekking gjennom BOP

Det ble planlagt med trekking av 7 5/8" scab-liner (med ukonvensjonell diameter). Dette ville ført til at holde- og kuttefunksjonen i BOP ikke var funksjonsdyktig. Det ble planlagt med en situasjon som senere ville gi mangelfull brønnkontroll.

Bevis:

Samlet risiko ble ikke vurdert. Kompenserende tiltak inkluderes ikke i programmet. Dette førte til at BOP senere ble blokkert i åpen stilling.

Krav:

- *Innretningsforskriften § 48 om brønnkontrollutstyr krever at brønnkontrollutstyr skal utformes og skal kunne aktiveres slik at det ivaretar både barriereintegritet og brønnkontroll. (Jmfør innretningsforskriften § 83 nr. 2 om ikrafttredelse. Innhold i innretningsforskriften § 48 er den samme som fremgår av tidligere boreforskrift av 1992.)*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet.*

5.1.9 Avvik 9. Manglende ledelsesinvolvering i fm prioritering av kollegagjennomgang

Det er krav til at en kollegagjennomgang (Peer assist) gjennomføres i hht styrende dokument fordi denne operasjonen er i en kompleks brønn med omfattende kjente skader. RESU leder er ansvarlig for innkalling.

Bevis:

Som følge av møtekollisjon/dårlig oppmøte ble møtet ikke prioritert den 12.11.2004 men utsatt til den 19.11.2004, og deretter kansellert. Ledelsen involverte seg ikke og sørget ikke for gjennomføring, styring eller prioritering av kollegagjennomgang.

Krav:

- *Styringsforskriften § 11 om bemanning og kompetanse krever at den ansvarlige skal sikre tilstrekkelig bemanning og i alle faser av petroleumsvirksomheten.*
- *Styringsforskriften § 9 om planlegging krever at de ressursene som er nødvendige for å utføre de planlagte aktivitetene, skal stilles til rådighet for prosjekt- og driftsorganisasjoner.*
- *WR 0442 "Planning of Drilling & Well Operations"*

5.1.10 Avvik 10. Mangelfulle godkjenningsrutiner

Styrende dokument setter krav til konkrete milepæler²⁶ i brønnplanlegging, blant annet slik at det kunne oppdages mangler vedrørende brønnbarrierer.

Bevis:

Programmet ble godkjent uten at det var bekreftet at disse milepælene var nådd. Programmet ble verifisert/kontrollert, anbefalt og godkjent med mangelfull brønnbarrierestatus.

Programmet ble godkjent med mangler, dette indikerer signatur fremfor kontroll.

Krav:

- *Styringsforskriften § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst.*
- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer krever at det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*

5.1.11 Avvik 11. Signaturside ikke i henhold til styrende dokument

Signaturside i slissegjenvinningsprogram²⁷ er ikke i henhold til styrende dokument. Styrende dokument stiller krav til kontroll, verifisering og godkjenning.

Bevis:

²⁶ Beskrevet i avvik 2 (metodevalgsmøte/work shop), avvik 9(kollegagjennomgang) og avvik 12(total risikogjennomgang)

²⁷ Ref. dokumentliste pkt. 12.: "Snorre A Slot Recovery Program 34/7-P-31 A", RA-Snorre-00219, November 2004

Signaturpunkt vedrørende boreoperasjonsleders ”verifisering” er endret til ”anbefaling”.
Format for godkjenning er ikke i henhold til styrende dokument.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer som krever at det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*
- *WR0442 Planning of Drilling & Well Operations.*

5.1.12 Avvik 12. I planleggingen kanselleres møte for vurdering av samlet risiko

Det er krav til en kollegagjennomgang for vurdering av total risiko for slike operasjoner dvs. i en kompleks brønn med omfattende kjente skader. Det planlagte møtet for total risikogjennomgang 12.11.2004, blir først utsatt en uke til etter godkjenningen av brønnprogrammet. Den 19.11.2004 ble den totale risiko gjennomgangen kansellert.

Bevis:

Utsagn fra intervju viste at møtet ble kansellert. Bekreftelse på at møtet ble gjennomført foreligger ikke. Risikobidrag ble ikke vurdert i en sammenheng.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll både enkeltvis og samlet.*
- *Styringsforskriften § 15 om kvantitative risikoanalyser og beredskapsanalyser, krever at det skal utføres kvantitative risikoanalyser som gir et nyansert og mest mulig helhetlig bilde av risikoen*

5.1.13 Avvik 13. Manglende erfaringsoverføring etter tidligere hendelser

Statoils styrende dokumenter stiller krav til at noenlunde identiske hendelser som forekommer flere ganger i løpet av kort tid, skal gjennomgås samlet. Hvis de ikke er gransket tidligere, skal det gjennomføres en samlet gransking.

SNA har i perioden september 2003 og fram til denne hendelsen, hatt fire alvorlige hendelser. To av disse er brønnhendelser. I samme periode har det vært flere mindre alvorlige brønnhendelser som ikke ble gransket av Statoil.

Bevis:

Statoil kunne ikke dokumentere at det var gjennomført en samlet vurdering, gjennomgang eller gransking etter gjentakende alvorlige og mindre alvorlige hendelser på SNA.

Krav:

- *Styringsforskriften § 19 om registrering, undersøkelse og gransking av fare- og ulykkessituasjoner krever at situasjoner som opptrer hyppig skal undersøkes grundig ved gransking.*
- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer krever at det skal sikres at prosedyrer brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*
- *WR0015. ”Håndtering av uønskede hendelser og HMS data i UPN”, kapittel 6.1.4 ”Hendelser som gjentar seg”..*

5.1.14 Avvik 14. Gjennomføring av punktering av halerør

Den 21.11.2004 ble 2 7/8” halerør punktert i henhold til program. Brønnen ble da åpnet for kommunikasjon med reservoartrykk på maksimal 325 bar. Sekundærbarriere var etter testing i desember 2003 trykkspesifisert til bare 94 bar.

Bevis:

Ptil har ikke blitt forelagt dokumentasjon på at det ble iverksatt tiltak for å analysere og sikre sekundærbarrieren i forhold til maksimalt trykk, før halerøret ble punktert. Det foreligger heller ikke dokumentasjon på at sekundærbarriere ble testet til forventet trykk.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer stiller krav til minst to uavhengige og testede brønnbarrierer etter at forankringsrøret er satt.*
- *Styringsforskriften § 2 om barrierer krever at det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon.*

5.1.15 Avvik 15 Utførende ledd stopper ikke operasjonen før punktering av halerør

Ved punktering av halerør ble brønnen åpnet for kommunikasjon med reservoartrykk. Utførende boremannskap med boreoperasjonsleder, boreleder og boresjef som fagpersoner iverksatte ikke full stans av operasjonen f. eks med begrunnelse at situasjonen ikke var forsvarlig.

Bevis:

Operasjonen stoppes ikke som følge av mangelfull barrierestatus.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer*

5.1.16 Avvik 16. Mangelfull avviksbehandling

Boreleder natt etterspurte i e-post 23.11.2004 til programingeniør, med kopi til boreoperasjonsleder om "er det OK å trekke 7 5/8" scab-liner uten casing rams?".²⁸ Og i tillegg stilles det spørsmål om "finnes et unntak liggende som man benytter når 9 5/8" liner kjøres." Programingeniør svarer i e-post samme dag "Slik jeg tolker det slipper vi dette"²⁹ så lenge vi trekker en liner som ikke er ute i åpent hull". Han henviser til Statoils styrende dokument WR0436 "Drilling & completion operation," kapittel 4.1.1. om "BOP og Drillstring valves".

Bevis:

Henvisning til tidligere (utgått) unntak med annen type liner, viser mangelfull forståelse for avviksbehandling. Det at forespørselen ikke ble sendt linjeveien fører til at den ikke ble avviksbehandlet på korrekt måte av linjen. Ut fra tidligere avviksbehandling vet vi at programingeniør er kjent med styrende dokument for avviksbehandling.³⁰

Korrespondansen viser at begrepet "åpent hull" ikke er forstått av de involverte.

Det finnes ingen dokumentasjon på at dette ble behandlet videre.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer som krever at det skal sikres at prosedyrer brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*
- *WR0011 "Unntak, forbedring og avvik"*

²⁸ Kutte /holde funksjon i BOP

²⁹ Unntakssøknad

³⁰ Ref. synergi nr 36064

5.1.17 Avvik 17 Uklar prosedyre for bore- og kompletteringsoperasjoner

Styrende dokument WR0436 ”Drilling & completion operations” kapittel 4.1.1. ”BOP & drillstring valves” bruker følgende funksjonelle begrepene: ”midlertidig (temporarily) passering gjennom BOP” og ”åpent hull”.

Bevis:

Her skulle det gjennomføres en langvarig uttrekking av en 2578m lang scab-liner. Tekkingen foregikk uten oppdeling i brønnen. I tillegg var det er åpning til reservoar, dvs. ”åpent hull”.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer som krever at det skal sikres, at prosedyrer utformes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner*

5.1.18 Avvik 18. Mangelfull godkjenning av HAZOPer

Det ble av landorganisasjonen gjennomført to del-HAZOPer som dekker hver sin del av programmet. Begge ble utarbeidet 25.11.2004 dvs. etter ferdigstillelse av programmet. Styrende dokument³¹ setter krav til gjennomføring av risikoanalyser. Disse skal bl.a. ferdigstilles i god tid og signeres etter gitte rutiner.

Bevis:

HAZOPene har uklar status. RESU leder SNA har godkjent HAZOP 1, men HAZOP 2 er ikke godkjent. Begge er gjennomført etter ferdigstillelse av programmet.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer som krever at det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.*
- *AR03 ”Drilling, well and production activities”, kapittel 2.10.2 ”Hazard analysis”*

5.1.19 Avvik 19. HAZOPer er ikke formidlet til utførende ledd

Personell fra SNA ble ikke involvert i gjennomføring av de to HAZOPene. Det er uklart om personell på SNA ble gjort kjent med resultatene fra HAZOP 1 og 2, eller om disse ble lagt ut på Statoils interne datanettverk. Vi forutsetter at slik informasjon skal formidles aktivt til rett tid.

Bevis:

Utsagn fra intervjuer viser at ingen av HAZOPene var kjent for utførende ledd på innretningen.

Krav:

- *Styringsforskriften § 12 om informasjon krever at det skal sikres at den nødvendige informasjonen blir formidlet til relevante brukere til rett tid.*

5.1.20 Avvik 20. Fagekspertisen vurderer ikke samlet risiko

Den 24.11.2004 var det et møte mellom programingeniør og fungerende fagansvarlig for sementering fra hovedkontor (HK) Forus³². På dette møtet ble en mindre endring foreslått. Det ble nå bestemt at en skulle punktere scab-liner for å ha en kontrollert utjevning av trykket, før kutting og trekking. (Tidligere planer omfattet punktering av halerør)

³¹ Ref dokumentliste pkt. 27.AR03 ”Drilling, well and production activities”, kapittel 2.10.2 ”Hazard analysis”

³² Til daglig er ledende brønningeniør i TO RESU-organisasjonen.

Den 25.11.04 var det et nytt møte, denne gangen mellom programingeniør og en brønnteolog fra brønnkontrollgruppen ved HK. Her diskuteres/verifiseres igjen endring foreslått dagen før.

Bevis:

Det framgår ikke av brønnprogrammet at konsekvens av denne endringen i forhold til status på brønnbarrierer og risiko, blir korrekt vurdert eller sett i en sammenheng.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll både enkeltvis og samlet. Planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til risiko og til endringen i risiko.*

5.1.21 Avvik 21. Risikobidrag fjernes fra detaljprogrammet

Detaljplan på SNA for kjøring av scab-liner igjennom BOP ble endret og ferdigstilt av boreleder og boresjef den 26.11.04. Dette er en direkte følge av e-post korrespondanse mellom boreleder og programingeniør den 23.11.2004. Avgjørelsen om å fjerne risikobidraget ble tatt på sviktende grunnlag.

Bevis:

I endret detaljplan fjernes risikobidrag. I den første detaljplanen var det fokusert på risiko, i tilknytning til å ta scab-liner gjennom BOP.³³

Krav:

- *Styringsforskriften § 8 om beslutningsunderlag og beslutningskriterier krever at før det treffes beslutninger skal den ansvarlige sikre at problemstillinger som angår helse, miljø og sikkerhet, er allsidig og tilstrekkelig belyst.*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll.*

5.1.22 Avvik 22. Scab-liner punkteres, kuttet og trekkes

Den 27.11.2004 ble scab-liner punktert og kuttet i hht programmet. Samme dag begynte trekkingen av scab-liner. Gjennomføring av punktering, kutting og trekking av scab-liner førte til at barrieren i brønnen skifter status.

Bevis:

Framlagt dokumentasjon viser at sekundærbarrieren ikke var i forhold til forventet trykk i en brønnkontrollsituasjon. Det ble ikke gjennomført trykktest av ny sekundærbarriere.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer stiller krav til minst to uavhengige og testede brønnbarrierer etter at forankringsrøret er satt.*
- *Styringsforskriften § 2 om barrierer krever at det skal være kjent hvilke barrierer som er ute av funksjon eller er svekket.*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsyttere til risiko og til endringen i risiko*

³³ Ref. dokumentlisten pkt 49. Første versjon av detaljplan "Pull 7 5/8"scab-liner" av 24.11.2004 og endret detaljplan "Pull 7 5/8"scab-liner" av 26.11.2004,

5.1.23 Avvik 23. Manglende forberedelse for brønnkontrollsituasjon

Boremannskapet under ledelse av boresjef la ikke til rette for effektive og umiddelbare brønnkontrolltiltak. I boreentreprenørs "Gylne regler" stilles det bl.a. krav til at kompenserende tiltak som kill stand, skal være tilgjengelig når toppen av scab-liner går gjennom BOP.

Bevis:

Utsagn fra intervju viser at boreentreprenør ikke fulgte egne "Gylne regler". Kill stand, var ikke tilgjengelig.

Krav:

- *Innretningsforskriften § 48 om brønnkontrollutstyr krever at brønnkontrollutstyr skal utformes og skal kunne aktiveres slik at det ivaretar både barriereintegritet og brønnkontroll. (Jmfør innretningsforskriften § 83 nr. 2 om ikrafttredelse.)*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever planleggingen skal ta hensyn til statusen for viktige bidragsytere til risiko og til endringen i risiko.*
- *Odfjell Drillings "Gylne regler"*

5.1.24 Avvik 24. Mangelfulle brønnbarrierer ved trekking av scab-liner gjennom BOP

Den 28.11.2004, umiddelbart etter kl. 0500 ble scab-liner trukket gjennom BOP. Når 7 5/8" scab-liner trekkes gjennom utblåsningsikringen blokkeres primært funksjonen til øvre og nedre rørsikringsventil og sekundært funksjonen til kutteventilen. Det er ingen mulighet for å kutte eller holde scab-liner.

Bevis:

Det framkommer av intervjuer at scab-liner ble trukket gjennom BOP uten at Statoil sikret at risiko ble vurdert og kompenserende tiltak ble etablert.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer krever at det under utføring av bore- og brønnaktiviteter til enhver tid skal være minst to uavhengige og testede brønnbarrierer etter at forankringsrøret er satt.*

5.1.25 Avvik 25. Manglende risikovurdering i fm swabbing

Den 27.11.2004 om kvelden, under trekking av scab-liner, observerte de for første gang swabbing. Flere kjente forhold kunne føre til og forsterke swabbing som ansees som viktig bidragsyter for risiko. Bl.a. kunne swabbing oppstå som følge av liten klaring mellom scab-liner og 9 5/8" foringsrør og som følge av "gelling".

Ved kommunikasjon med hydrokarbonførende soner vil swabbing føre til at det suges gass og annen formasjonsvæsker inn i brønnen. Blanding av gass og boreslam reduserer egenvekten til borevæsken og boreslammets barrierefunksjon påvirkes.

Svikt i primærbarrieren (boreslammet) etter swabbing er en av de årsakene som utløser hendelsen på P-31A. De lykkes ikke å gjenopprette primærbarrieren etter swabbing

Bevis:

Under intervju og i daglig borerapport framkommer at boreledelsen var usikker på status på primærbarrieren og iverksatte tiltak (flowcheck). Tiltakene viste seg å være utilstrekkelige. Det ble utført andre aktiviteter i brønnen enn de som hadde til hensikt å gjenopprette barrieren.

Boreledelsen var kjent med effekten av ”gelling” fra tidligere hendelser³⁴. Detaljplanene viste at det ikke ble tatt hensyn til tidligere hendelser og swabbing var ikke satt opp som risikomoment.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer stiller krav til at dersom en barriere svikter, skal det ikke utføres andre aktiviteter i brønnen enn de som har til hensikt å gjenopprette barrieren.*
- *Aktivitetsforskriften § 27 om planlegging krever at den ansvarlige ved planlegging av aktiviteter sikrer at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll.*
- *Styringsforskriften § 22 om forbedring som krever at det skal legges til rette for at erfaringskunnskap fra egen virksomhet kan bli brukt i forbedringsarbeid.*

5.1.26 Avvik 26. Drivrørventil var blokkert

Drivrørventilen var blokkert av skjørtene rundt tårnboremaskinen og kunne derfor ikke stenges. Sikringsventilen fungerer som kompenserende tiltak ved blokkering av andre funksjoner i utblåsningssikringen.

Bevis:

Utsagn fra intervju og daglig borerapport viser at drivrørventil (Kelly cock) ikke var tilgjengelig da brønnkontrollsituasjonen utviklet seg og ringromsikringsventil i BOP ble stengt.

Krav:

- *Innretningsforskriften § 48 om brønnkontrollutstyr krever at brønnkontrollutstyr skal utformes og skal kunne aktiveres slik at det ivaretar både barriereintegritet og brønnkontroll. (Jamfør innretningsforskriften § 83 nr. 2 om ikrafttredelse.)*

5.1.27 Avvik 27. Sen kontroll med personelloversikt

POB oversikten var klar etter 72 minutter. En av årsakene til sen personelloversikt var at borepersonell var opptatt i forbindelse med aktiviteter på boredekk og at noen få personer ikke hadde fått med seg evakueringsalarmen. Dagens planlagte øvelse ble avlyst og dette kan ha ført til misforståelser.

Bevis:

Beredskapsplanen for SNA har et ytelseskrav på 25 minutter. Bilder av aksjonstavle SNA³⁵, viser at POB oversikt ikke var etablert innenfor ytelseskravet.

Krav:

- *Aktivitetsforskriften § 68 d) personellet på innretningen kan evakueres raskt og effektivt til enhver tid, Håndtering av fare- og ulykkesituasjoner*
- *Aktivitetsforskriften § 22 om prosedyrer krever at det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner*

³⁴ Ref. Hendelse på brønn P-02 i september 2003.

³⁵ Ref dokumentlisten pkt.56. Bilder av aksjonstavle SNA 28-29/11/04

5.1.28 Avvik 28. Mangelfull loggføring

Statoil har ikke krav til loggføring med tidsangivelse for aksjonsliste/logg fra beredskapsrom. Innhenting av nøyaktige tidsangivelser på informasjon fra hendelsen blir dermed vanskeliggjort. Manglende registrering vanskeliggjør klargjøring av hendelsesforløpet.

Bevis:

Logg fra SNA, 2.linje Sandsli og 3. linje Forus, angir i flere tilfeller tid for mottak av informasjon om tiltak og ikke tid for faktisk utførelse.

Krav:

- *Styringsforskriften § 19 om registrering, undersøkelse og gransking av fare- og ulykkessituasjoner krever at den ansvarlige skal sikre at inntrufne fare- og ulykkessituasjoner blir registrert for å hindre gjentagelse.*

5.2 Forbedringspunkt

5.2.1 Klassifisering av hendelser

Utsagn fra intervjuer og rapport etter hendelse på samme brønn den 21.11.2004 ” Utsiktet utstrømning av gass/diesel RUH 28 3229 ” viser at denne hendelsen klassifiseres som rød, men klassifisering utfordres av ledelsen på land. Hendelsen ble først nedgradert men likevel gransket som rød og senere anbefalt oppgradert av Statoils egen granskingsgruppe. Land ledelsens utfordring av klassifisering av hendelser, kan gi uheldige utslag.

5.2.2 Kommunikasjon

Det oppstod problemer på SNA med å få kontakt med 2. linje beredskap (Sandsli) pga feil oppgitte telefonnr. Ptil og Hovedredningssentralen (HRS) hadde problemer med å få kontakt med 2. linje beredskap.

Ptil ble av beredskapsvakt i Statoils bedt om å ta direkte kontakt med plattformsjef (PLS) på SNA. I denne samtalen ba PLS om at det ikke ble tatt direkte kontakt med innretningen. SNA ble igjen kontaktet ca. kl. 2100 fordi det ikke ble oppnådd kontakt med 2. linje Sandsli. Ptil har fått kritikk fra beredskapsledelsen på SNA for den siste telefon samtalen.

Statoil søkte om utvidet sikkerhetssone hos HRS. Slike henvendelser skal gå til Ptil.

Rutiner i Ptil i fm telefonkontakt nr. 2 vil bli vurdert.

5.2.3 Røykdeteksjon i ROV konteiner

Utskrift fra ”Hendelses logg” viste at det ble detektert røyk i ROV konteiner samtidig med NAS 2 aktivering. I etterkant er det blitt opplyst at dette skjer hver gang hovedkraften faller ut, med andre ord: Falsk alarm. Årsaker er at konteineren er koblet opp som midlertidig utstyr selv om den har stått ombord på SNA i mange år.

5.2.4 Eksponering av personell

Innsatspersonell fra beredskapslag satt i livbåt 1 (senere overflyttet til livbåt 4) i ca 6 timer, fra kl. 1930 og fram til kl. 0130, da 2. pulje med evakuering ble gjennomført. Innsatspersonell i tilsvarende scenarier bør ikke eksponeres for unødvendig fare.

5.2.5 Registreringssystem for POB

Forbedret system for registrering av personell. Det tok 72 min før SNA fikk oversikt over personell ombord. 2. linje Sandsli og SNA opererte med forskjellig POB etter kl 0130. Registreringssystemet ombord foregår med telling av lugarnummer ved ombordstigning i livbåt. På land (2. linje) registreres og telles personell med navnelister.

5.2.6 Problemer med start av livbåter.

Problemer i etterkant med å starte livbåt 1 og 4. I etterkant av hendelsen startet ikke livbåt nr 1 og 4 under test. For livbåt 1 ser dette ut til å være forårsaket av luft i dieselsystemet. For livbåt 4 er dette forårsaket av at prosedyren sier at kontakt til ladekabel skal fjernes ved ombordstigning, se figur 5. Dette medførte at når personell satt i livbåten ble batteriet tappet. Når en skiftet over til reservebatteri startet livbåten. Prosedyre for klargjøring av livbåt bør vurderes i lys av dette.



Figur 5 Viser inngang til livbåt med kontakt og ladekabel

5.2.7 Stillingsbeskrivelser, krav til stillinger

Med bakgrunn i mottatte dokumenter og intervjuer, er det uklart hvordan Statoil tydeliggjør ansvar og stiller kompetansekrav til personell i ulike stillinger i forhold til styrende dokumenter.

Stillingsbeskrivelser som Statoil overleverte Ptil er utdaterte og viser dårlig samsvar med aktuell organisasjonsform. Ptil ble informert om at stillingsbeskrivelser i praksis ikke brukes lenger men at krav til stillinger defineres gjennom krav eller anbefalinger i styrende dokumenter. Ansvaret for at personell lærer opp i forhold til styrende dokumenter ligger hos linjelederen/ledende fagingeniør.

Statoil bør ha et system som er tydelig nok til å vise sammenhenger mellom krav som settes til ulike stillinger og det ansvaret som styrende dokumenter definerer for stillingen. Statoil bør sikre at personellet til enhver tid er klar over sitt ansvar og har den nødvendige kompetansen til å utføre aktiviteter på en sikker måte.

5.3 Barrierer som har fungert

Beredskap og evakuering: Bemanning av beredskapssentral og mønstring ombord foregikk iht. plan. Ivaretagelse av situasjonen med de vurderinger som ble gjort i løpet av natten synes å ha avverget en negativ utvikling av situasjonen.

Varsling ble gitt, bekjempelsestiltak iverksatt og normalisering /ivaretagelse av personell foregikk i henhold til etablerte planer.

Etter en vurdering av vindretning og ettersom det ikke var gassdeteksjon på eller i nærheten av helidekk, ble bruk av helikopter for evakuering vurdert til å være forsvarlig også etter at det ble oppdaget gass på sjøen.

Livbåter ble ikke tatt i bruk under denne hendelsen. Bruk av livbåtene ble imidlertid vurdert. En situasjon med gassutblåsning på havbunnen er ikke vurdert å være problematisk mht at en har mulighet til å ta luft til motor innenfra (gassflasker).

Evakueringen ble gjennomført i to større puljer (9+3 løft). Til dette ble Bell 214 fra Staffjord B og Super Puma fra Oseberg benyttet. Flytiden til Stena Don og Snorre B er hhv 3 og 4 minutter.

6 VURDERINGER OG DISKUSJON AV USIKKERHETER

I dette kapittelet diskuteres områder hvor det er motstridende informasjon gitt under intervjuer eller hvor granskingen ikke har kunnet avdekke eksakt hendelsesbeskrivelse eller hvor årsakssammenhengene synes å være tilstede uten at dette kan dokumenteres.

I kapittel 6.1 og 6.2 diskuteres betydningen av forskjellige organisatoriske endringer ut fra en totalvurdering. Ptil mener at omorganiseringer, bruk av konsulent og skifte av borekontraktør kan ha hatt betydning for manglende prioritering av ressurser i forbindelse med planleggingen. Utarbeidelse av programmet har ikke hatt høy status og var ikke i nødvendig grad vurdert som en kritisk aktivitet. Det fikk dermed aldri prioritert, til tross for at det er arbeid i brønn med åpning til reservoar.

6.1 Boreentreprenørs deltakelse i planleggingen

Ut fra intervjuer med involvert personell framgår det at boreentreprenør ikke var involvert i noen av planleggingsmøtene før oppstart av brønnarbeidet. Utsagn tyder på at årsaken kan ha vært skifte av boreentreprenør. Odfjell Drilling, den nye boreentreprenøren på Snorre, ble mobilisert i månedsskiftet oktober/november. 80 % av personellet fulgte overtakelsen. I etterkant har Statoil informert om at Prosafe boresjef og representant fra land deltok i flere av disse møtene. Dette framgår ikke av framlagt dokumenter. Ut fra dokumentasjon er det grunn til å tro at boreentreprenør ikke deltok i planleggingen i henhold til Statoils interne krav.

6.2 Organisatoriske endringer av betydning for hendelsen

Saga Petroleum ASA var opprinnelig operatør for SNA. Norsk Hydro overtok operatøransvaret 1.1.2000 fram til Statoils overtakelse 1.1.2003. Etter justeringer i forbindelse med overtakelsen i januar 2003 og fram til høsten 2004 har det ikke vært større utskiftninger i organisasjonen. Organisasjonen har i stor grad bestått av tidligere Saga og til dels Hydro personell.

For denne hendelsen ser vi at arbeidsmetoder i liten grad involverer kompetansemiljøer fra hovedkontoret dvs. den øvrige Statoil organisasjonen. Det kan dermed se ut som at overgang til Statoils arbeidsmetoder og innføring i styrende dokumenter har tatt for lang tid.

I tiden umiddelbart før hendelsen og parallelt med planleggingen foregikk det prosesser knyttet til flere organisatoriske endringer både i landorganisasjonen og på SNA. Det forelå planer for rotasjon for ledene boreingeniør, ledende brønningeniør samt brønnoperasjonsleder. I tillegg skulle øverste leder for Snorre (leder RESU SN) over i ny stilling. Snorre fikk derfor

som planlagt ny leder samme dag som hendelsen. For SNA organisasjonen var det planlagt en økning for ledelsen om bord, dette ble først iverksatt etter hendelsen.

Programingeniøren som ble satt til å utarbeide brønnprogrammet var innleid som konsulent for Statoil. Planleggingen ble i stor grad overlatt til programingeniøren uten stor grad av styring, veiledning, involvering og prioritering fra overordnet ledelse.

Fra våren 2004 foregikk det også forhandlinger om utskifting av boreentreprenør. I november skiftet SNA boreentreprenør fra Prosafe til Odfjell drilling. Odfjell overtok ca 80 % av Prosafe sitt SNA personell. Likevel var det flere blant Odfjells boremannskap som var nye på SNA under hendelsen. I tillegg hadde Statoils boreleder sin første tur på SNA.

Omorganiseringer, bruk av konsulent og skifte av borekontraktør kan ha hatt betydning for prioritering av ressurser i forbindelse med planleggingen.

I tillegg til utfordringer i forbindelse med planleggingen ble oppstarten på P-31A fremskyndet fordi brønnarbeider på P32 ble ferdig før tiden. Dette kan ha ført til en ”stresstet situasjon”.

6.3 Møtedeltakelse

Innkalling til møter og deltakerbekreftelser viser en lav prioritering av de planleggingsmøtene som ble gjennomført. Granskingsgruppen har ikke verifisert reelt oppmøte.

6.4 Gjennombruddspunkt for utblåsning

På et tidspunkt er status på brønnsituasjonen at ingen kvalifiserte brønnbarrierer er tilgjengelige. Brønnen blåser ut til havbunnen. Trykkforholdene på boredekk indikerer at utblåsningen hadde betydelig energi. En utblåsning på boredekk hindres i første fase bare av ringromsikringsventil og mottrykk fra slampumpe.

Den eneste sikre konklusjonen er at utblåsningen startet i undergrunnen og sprenget grunnformasjoner opp til havbunnen.³⁶ Gjennombruddspunktet for gassutblåsningen er mest sannsynligvis over Utsira formasjonen, men andre scenarier kan ikke utelukkes.

Lokalisering av gjennombruddspunkt har betydning for å avdekke teknisk integritet for foringsrørene utenfor 9 5/8” foringsrør. Dette er viktig erfaringsoverføring i forbindelse med planlegging av framtidige bore- og brønnaktiviteter på Snorre.

6.5 Utslipp til ytre miljø /Gassvolum

Granskingen har ikke fokusert på effekten av at personell eksponeres for hydrokarboner. Årsaken til dette er at det i liten grad var gass om bord. Utsatt personell hadde i tillegg bærbare gassmålere med seg i uteområdene.

Et foreløpig anslag av utslipp til sjø gjennom hull i foringsrør/undergrunnen er estimert til ca. 180 m³ oljebasert slam. Dette estimatet er usikkert.

³⁶ Kalt ”Underground blowout with shallow breach”

Hydrokarbonutslipp til luft er estimert til å utgjøre 20-30 kg/s under hendelsen. Utslippet strakk seg over en periode på ca 12-13 timer. Det ble oppdaget gass på sjøen ca kl 2130 og utblåsningen var stanset dagen etter ca kl 1030. Det ble detektert gass i kjølevann til Vigdis kompressorer allerede kl 1914.

7 ANDRE MOMENTER AV BETYDNING UNDER HENDELSEN

Utover observasjonene beskrevet i kapittel 4 vil følgende momenter av betydning for denne og senere hendelser utdypes.

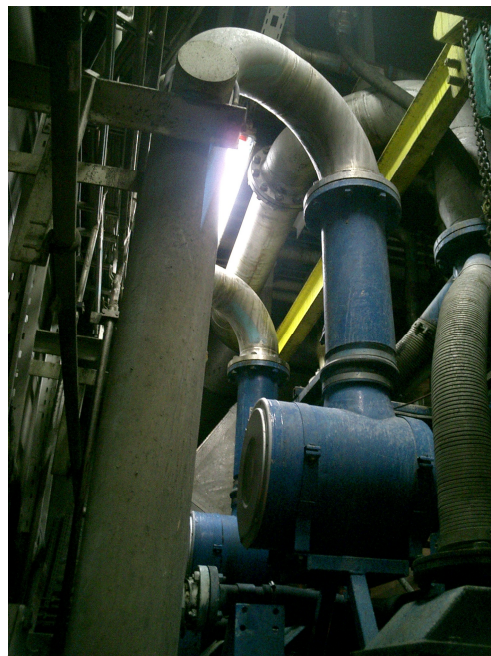
7.1 Luftinntak for sementeringspumpe

Sementpumpene er drevet av dieselmotorer og er uavhengig av hovedkraft. Luftinntaket til motor for sementeringspumper og luftinntaket til sementeringsrom er plassert under innretningen. I denne situasjonen med gass på/fra sjøen, utgjorde dette en fare med hensyn på innsuging av gass, og pumpene kunne ikke benyttes. Tiltak for å snu luftinntaket for motor og ventiler i sementeringsrom ble iverksatt. Luftinntak ble frakoblet slik at motoren skulle trekke luft fra rommet. Samtidig ble luftinntaket for selve sementeringsrommet tettet. På denne måten ble det gjort klart for at sementpumpene skulle kunne brukes senere, se figurene 6 og 7.

7.2 Gass i brannvann

Kort tid etter at NAS 2 var aktivert viste ”Hendelses loggen” felles alarm fra brannpumpene A/B/D. Omtrent samtidig kom det opp alarm om lavt trykk i brannvanns ringledning nord, øst og sør (set punkt 11 bar). Under besøket på SNA ble dette tatt opp med en fagperson på brannvannsystemer. Basert på følgende argumentasjon mente han at reduksjon i ringlinjetrykket skyldtes gass som har kommet inn i sjøvannsinntakene til brannpumpene:

Brannpumpe A og C henter vannet fra undersiden av søyle 1 på nivå -37.5m under LAT. Inntakene er montert inne i en felles sjøkiste med åpning 1400x700mm mot sjø. Gass ble detektert i sjøvann retur fra Vigdis cooling medium. Disse detektorene er montert for å detektere gass fra Vigdis gasskjølere ved internt brudd i disse. Det at Vigdis prosessen var nedstengt og trykkavlastet, indikerte at denne gassen kommer fra sjøvannet. Sjøvannsinntaket ligger på -70m under LAT, i nesten vertikal linje under sjøkisten til brannvannsinntaket.



Figur 6 Luftinntak for dieselmotor til sementeringspumpe



Figur 7 Luftinntak for sementeringsrom

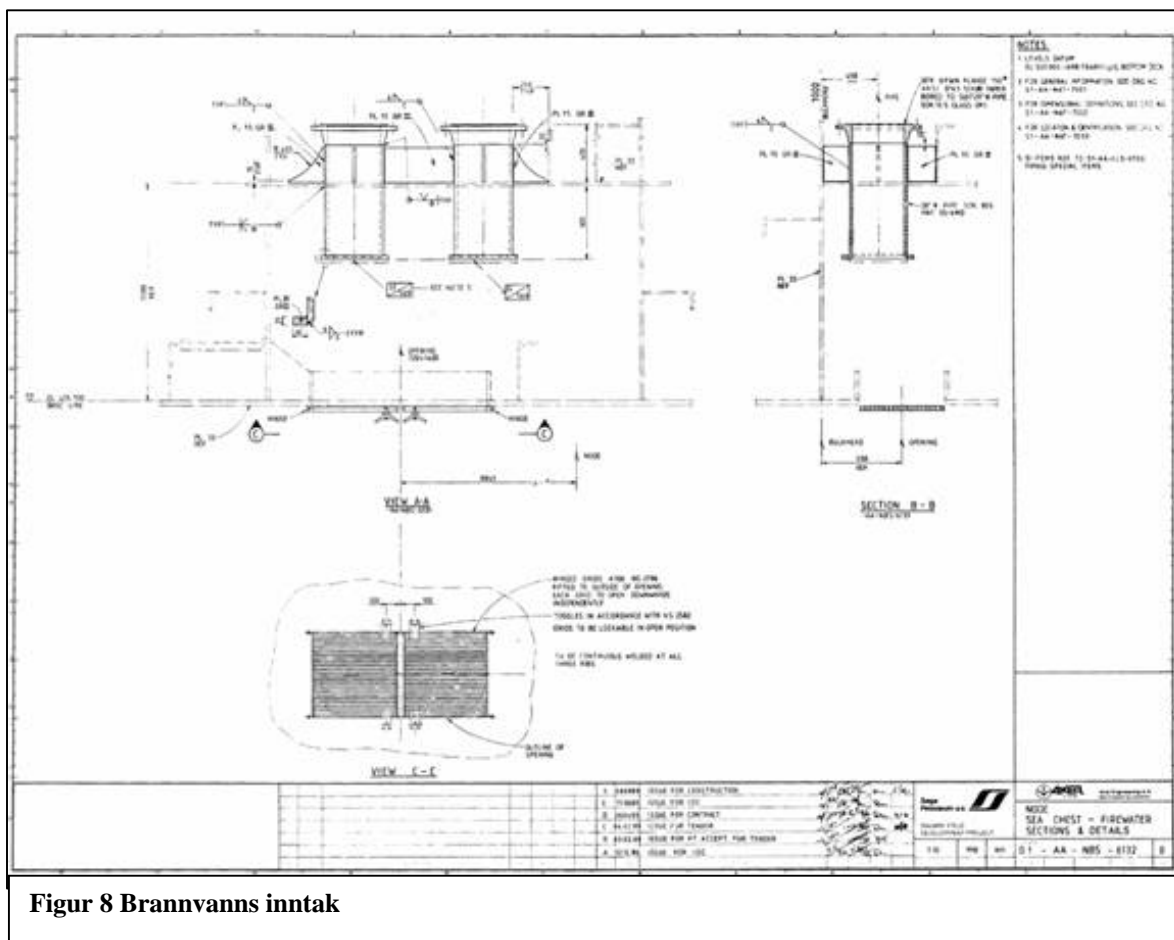
Brannpumpene ombord fungerer på følgende vis:

Brannvann løftes av sentrifugalpumper fra ca. 10m over bunn av søylene til boosterpumper plassert ca. 2 m over kjellerdekk. Pumpene er drevet av hydraulikkpumper påmontert brannpumpemotorer. Boosterpumpene øker trykket til ringlinjetrykk. Pumpene er direkte drevet av brannpumpemotorer.

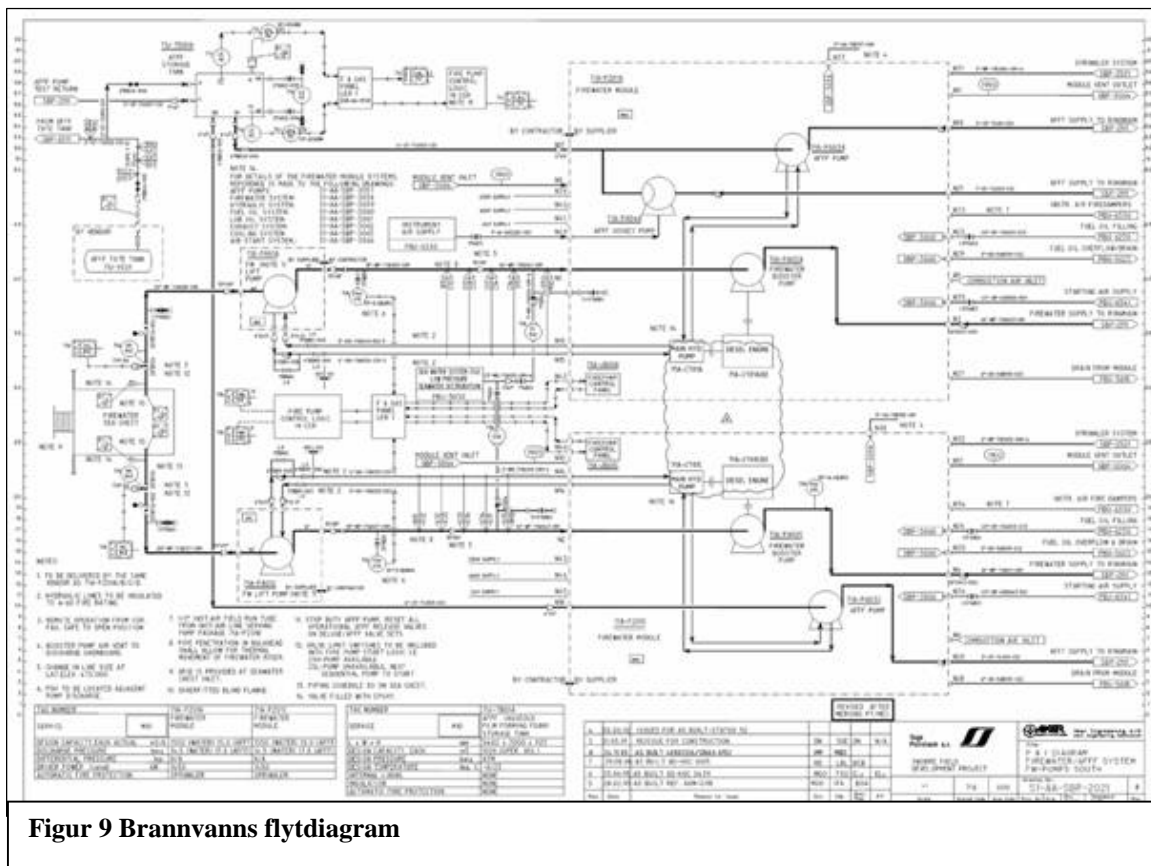
Det antas følgende grunn til at Pressure alarm low (PAL) ble utløst for ringledningen:

Gass fra sjøbunnen kom opp under søyle en. På grunn av bunnens utforming kan det samles opp en vesentlig mengde gass her. Denne gassputen vil følge flaten og noe vil havne i sjøkisten med åpning 700x1400mm. Fødevannsrørene til løftepumpen stikker 500mm ned i sjøkisten. Det vil kunne samles et betydelig gassvolum i kisten som til slutt kommer inn i inntaket til pumpe A og C. Denne gassen vil føre til at løftepumpen kaviterer, boosterpumpen mister fødestrykket og trykket på ringlinjen faller.

Hendelsesloggen fra SKR inneholdt flere fellesalarmer fra brannpumpene. Disse indikerer ikke nøyaktig årsak. En teori var at disse kunne være "overspeed" alarmer fra dieselmotorene eller andre alarmer som følge av "overspeed" før regulatoren justerte til korrekt turtall.



Figur 8 Brannvanns inntak



Figur 9 Brannvanns flyttdiagram

7.3 Gasspredning

Det ble detektert gass i sjøvanns retur fra Vigdis prosessen kl 1914. Kontrollromsoperatøren regnet med at årsaken var gasslekkasje i gasskjølerne til kompressoren.

Produksjonen fra Vigdis ble stoppet. Injeksjonsvannet som normalt tas fra kjølevannet til gasskjølerne ble rutet utenom kompressorene. Det ble likevel detektert gass fra to detektorer som måler hydrokarbongass i kammeret hvor oksygen fjernes fra injeksjonsvannet. Disse ble blokkert for å hindre utfall av hovedkraft.

Ca. kl. 1930 ble det på øvre mezzanindekk i boretårn detektert gass, en over og to under 60 % LEL. Gasslekkasjen her kom fra ringromsikringsventil i utbåingsssikring på BOP. Etter at stengetrykket på ringromsikringsventil ble øket til 1500 psi stoppet gasslekkasjen. Det ble på ny i en kort periode (kl. 2038 – 2045) detektert gass i samme modul.

Mellom kl 2120 og kl 2133 ble det detektert gass utvendig på modulene F11, P17, og P18. F11 ligger ca 32 m over havet. P18 ligger i 8. etg. som er ca 59 m over havet. Prosessanlegget var på denne tiden nedstengt og gassdeteksjonen varte bare i 13 minutter. På bakgrunn av dette er det grunn til å tro at gassen har kommet fra gasslutblåsningen på havbunnen. Det er forholdsvis kort avstand mellom fakkell og P18, men gasskonsentrasjonen var hele tiden under 60 % LEL.

7.4 Effekt av redusert kraftforsyning

Kraftforsyningen var normal fram til Nødavstenging (NAS 2) ble aktivert. Ved nødavstenging stoppet hovedkraften. De to nødkraftgeneratorene startet automatisk. Hovedkraft er total på 82 MW (3 x 20 MW og kabel fra Snorre B på 22 MW) Etter nødavstenging ble tilgjengelig kraft levert fra to nødgeneratorer på totalt 4 MW. Kabelen fra Snorre B ble også koblet ut. Denne reduksjonen av krafttilførsel førte til en del praktiske problemer, slik som:

- Kapasiteten til slampumpene ble redusert til 1/6 av normalt og alle operasjoner i boreområdet brukte vesentlig lengre tid en normalt. Dette vanskeliggjorde gjennomføring av en effektiv brønnkontrolloperasjon.
- Alle ventilasjonssystemer stoppet.
- Overtrykk-/undertrykkbeskyttede rom mistet over-/undertrykket. (Ved gass på utsiden av slike rom frakobles utstyret i rommet).
- Reduksjon til en luftkompressor som får kraft fra nødgeneratorene. I tillegg ble nødluftkompressor i modul D45 startet manuelt.

Hovedkraft ble startet opp igjen omkring midnatt. Dette ble vurdert til å være en risikabel operasjon. Etter en totalvurdering, hvor en blant annet la vekt på at det ikke var detektert gass på innretningen etter kl. 2133, ble hovedkraft startet opp igjen. Følgende områder ble da spenningsatt:

- Boreområdet.
- Hjelpeutstyrsoområdet.
- Boligmodulen.

For boligmodulen ble luftinntaket snudd slik at en tok inn luft over taket på boligmodulen. I uninterruptable power supply (UPS) rom F11 ble det kjørt med resirkulasjon av luft i rommet. Resirkulasjonssystem i UPS rom i F51 virket ikke. Her ble dørene satt åpne og personell holdt vakt.

7.5 Fakling og trykkavlastning

Rørledningen som fører gassen fra væskeutskiller til fakkelen er ”purget” med nitrogen under normal drift. Dette hindrer at det kommer luft inn i røret og dermed skaper en eksplosjonsfarlig blanding av gass/luft. Nitrogen produseres i eget anlegg på innretningen. Det er i tillegg en pilotflamme som brenner kontinuerlig i toppen på flammebommen. Denne vil antenne brennbare gasser som måtte komme ut av rørledningen fra væskeutskiller. Dette skjer blant annet ved trykkavlastning av rørledninger og prosessanlegget.

Ved denne hendelsen startet trykkavlastning av gasskompressorene automatisk ved utløsning av PAS 3.4 kl 1935. Manuell trykkavlastning ble iverksatt 25 minutter etter at NAS 2 aktivert kl 2150.

Fakkelen kunne ikke slukkes, fordi det ikke var nok nitrogen ombord. Det var nok nitrogen til å slukke flammen men ikke til å kjøle fakkeltuppen. Dette ville ha medført en umiddelbar selvantennelse idet HC-gasser på ny kom opp fakkelen. Det tok lang tid før flammen ble så liten at fakkelen kunne slukkes uten fare for selvantennelse.

Fakkell på SNA brant under hendelsen og var ref. Snorre SKR logg, bekreftet slukket kl. 0315.

Trykkavlastingen startet med Vigdis først. Ti minutter senere startet manuell trykkavlastning av gasseksport riser fra Snorre B (SNB). Denne rørledningen ble trykkavlastet fra SNB, men på grunn av problemer med en ventil på havbunnen, ble bare rørledningen fra SNB trykkavlastet ned til denne ventilen. Resten av rørledningen ble stående med trykk opp til nødavstengingsventilen på SNA. Trykkavlastning av gasseksportørledningen til Statfjord A startet fra Statfjord A kl. 2207. To minutter senere startet også trykkavlastning av gasseksportørledning på SNA. Prosessanlegget på SNA startet trykkavlastning kl. 2217.

Under hendelsesforløpet ble faklingen vurdert som en potensiell tennkilde for gass fra sjøen. Det ble vurdert å "kaldfakle", men uten hovedkraften hadde en ikke nitrogen til å slukke og kjøle ned fakkelen. Det var også usikkert om nitrogenanlegget ville vært i stand til å levere tilstrekkelige mengder nitrogen til dette formålet.

7.6 Fare for tap av stabilitet og oppdrift

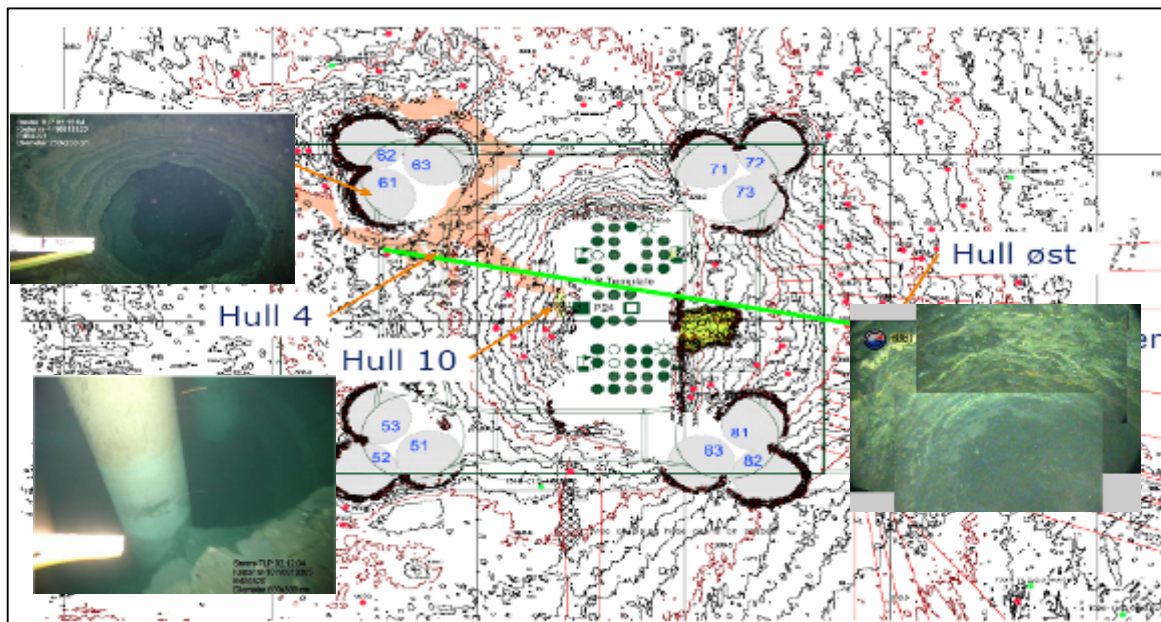
Når det gjelder oppdrift og stabilitet ble dette fulgt opp av en annet gruppe i Ptil. Granskingsgruppen ble holdt løpende orientert om status. Her er det bare tatt med forhold knyttet til selve utblåsningen. Hendelsen skjedde under gode værforhold. Vi har ikke vurdert mulige tilleggskonsekvenser om hendelsen hadde skjedd i storm.

7.6.1 Tap av strekkstag ved oppløfting av fundamentene

Personell som ble evakuert gav uttrykk for bekymring for oppdriften. Om ett fundament hadde fått bevegelser slik at strekkstagene mister festene, er det mulig at SNA ville ha havarert. SNA innretningen er dimensjonert for bortfall av to strekkstag, men ikke alle i ett hjørne. Beredskapsledelsen ombord sørget for at strekket i hvert av stagene ble overvåket fra sentralt kontrollrom. Dette holdt seg uendret under hele utblåsningen. Det ble likevel i ettertid konstatert at det hadde vært en mindre endring av strekket i ett eller flere strekkstag (Statoil: Vurderinger av målt strekkbalansefeil under gassutblåsning).

Havbunnsundersøkelser i ettertid, viser et krater på vestre side av brønnrammen (hull 10) på 8mx3m, samt to krater med diameter 2,5-3m (hull 4 og hull øst), se figur 10. I tillegg er det registrert flere mindre krater i retning mot det nordvestlige fundamentet. Det nærmeste krateret var ca. 30 cm fra veggen i fundamentet. Mens krateret med diameter 3m ligger på østsiden, det vil si over brønnbanen. Disse kratrene gir en indikasjon på stor kraft. Kratrene kan ha en dybde ned til lekkasjestedet.

Fundamentene for stekstagene består av tre sylindriske betongsylindere som er støpt sammen. Diameterne på sylindrene er 17m. De er presset 12-13m ned i leire. Fundamentene og innretningen er knyttet sammen med fire stålrør (strekstag) i hvert hjørne. Vekten av betongfundamentene og ballast er ca 7000 tonn. Strekket fra stagene er ca 6500 tonn - når det ikke er bølger. Dersom det blir storm vil det ekstra strekket, i hovedsak tas opp av friksjon mellom skjørteveggene og leira. Fundamentet har i utgangspunktet hatt en sikkerhetsfaktor på omlag 2 mot feil. Statoil har gjort analyser hvor de har tatt vekk all friksjonen fra en av de tre skjørtecellene. Det er en svært konservativ antakelse - ut fra de observerte kratrene. De fikk da en sikkerhet på 1,4 i en hundreårsstorm. NORSOK krever en sikkerhetsfaktor på minst 1,25.



Figur 10 viser krater på havbunnen

Statoil har analysert flere mulige forklaringer til endringene i strekket. Det er flere forklaringer som isolert sett kan ha bidra til økt strekkbalansefeil, men ikke i den grad det er observert. Det kan derfor ikke utelukkes at en bevegelse av fundamentene på i det nordvestre hjørnet har bidratt til strekkbalansefeilen. Det er utført en detaljert inspeksjon av overgang mellom fundamentet og sjøbunn. Ut fra denne inspeksjon kan en ikke se tegn til bevegelse eller rotasjon av betongfundamentet. Det er imidlertid usikkert om det er mulig å observere bevegelser på centimeter nivå. Omlag tre kubikkmeter gass ble drenert ut av bøttefundament i nordvestre hjørne etter utblåsningen. En senere avbløding viste at det ikke var kommet mer gass i fundamentene. Gassen i bøttefundamentene tilsier at det kan være krater innvendig. Volumet av gass tilsier at krateret neppe er stort. En kan imidlertid ikke utelukke at det under utblåsningen har vært høyere overtrykk, enn det som ble drenert ut 6.12.2004. Det er ikke observert sprekker i fundamentene. En drenering gjennom sprekker må i så fall ha kommet under bakkenivå – kanskje koblet til et av kratrene.

Når det har vært en uforklarlig endring av strekket i strekkstagene, betyr det at en ikke kan være helt sikre på hva som har skjedd. En kan derfor heller ikke si noe helt sikkert om sikkerheten til fundamentene eller strekkstagene under hendelsen, eller hva som ville ha skjedd med en full utblåsning.

7.6.2 Tap av oppdrift av skroget ved oppstrømming av gass

Modeller for gassutslipp under vann viser at det må store utslipp av gass til før andelen av gass i overflaten blir farlig. Med 300meter vanddyb vil gassen spre seg utover og bare deler av gassen vil nå havflaten i nærheten av innretningen. Omfanget av gass i overflaten vil blant annet avhenge av hvor sterke havstrømmene er.

Når det gjelder fare for tap av oppdrift og stabilitet av slakkforankrede innretninger, viser studier fra Sintef og observasjoner at utstrømning vil gi en "fontene-effekt" som skyver innretning/fartøy opp og ut fra området (jamfør undersøkelser og erfaringer med Jotun,

Åsgard og West Vanguard). Forholdet er likevel ikke så enkelt for en strekkstaginginnretning som SNA. SNA vil ikke bli løftet opp. Om SNA ble dradd ut, vil strekkstagene så bidra til at innretningen blir trukket innover mot normalposisjonen igjen. Innretningen vil da bevege seg til det eventuelt oppnås likevekt mellom laster som vil skyve den ut (gass-strømmen) og strekkstagene som vil dra den inn igjen.

Etter vårt skjønn kan økt strekk i strekkstagene som følge av gasstrømningen (når det dynamiske leddet er større enn reduksjon i tetthet), være et like sannsynlig scenario enn tap av oppdrift.

8 ANDRE UNDERSØKELSER

I mandatet er granskingsgruppen bedt om å identifisere behov for bistand, egne studier og bruk av konsulenter.

8.1 Behov for ytterligere studier

Følgende studier vurderes for å ytterligere å utdype årsakssammenhengene for hendelsen.

- Trykkrespons, brønnoperasjoner og under brønnkontrollsituasjon for denne hendelsen
- Foringsrørslitasje/ Brønnndesign/ Brønnbarrierer.
- Økt oppdrift / fonteneeffekt fra gass-strømmen;
- Tap av / redusert oppdrift på grunn av gassbobler;
- Gass under bøttefundamentene i ulike designkondisjoner;
- Utgraving av og krater i bøttefundamenter;
- Tap av sug under bøttefundamenter ved oppsprekking eller skade.

9 FORKORTELSER

SNA	Snorre A
POB	Personell Om bord
WBM	Water Based Mud (Vannbasert slam)
Ptil	Petroleumstilsynet
B&B	Boring og brønn
mMD	meter Measured Depth
UPA	Undervanns produksjonsanlegg
RUH	Rapportering av uønsket hendelse
SN-RE	Snorre resultatenheter
RESU	Reservoarutvinning
SKR	Sentralt kontrollrom
LEL	Lower Explosion Limit
NAS	Nødavstengingssystem
PAS	Prosessavstengingssystem
ROV	Remote operated vehicle (fjernstyrt miniubåt)
WR	Work recommendation (styrende dokument)
WD	Work description (arbeidsanbefaling)
s.g.	Specific gravity (egenvekt i SI systemet)
UPS	Uninterruptible power supply

PA	Public Announcement
HAZOP	hazard and operability study (Risikoanalyse)
MTO	Menneskelige tekniske og organisatoriske årsaker (granskingsmetodikk)
BOP	Blow out preventor
AR	Activity requirement

10 VEDLEGG

Vedlegg 1 MTO-Diagram

Vedlegg 2 Dokumentoversikt

Vedlegg 3 Deltakere i intervjuer

Vedlegg 1 MTO-Diagram

Vedlegg 2 Dokumentoversikt

Dokumentlogg i fm gransking av hendelse på Snorre 34/7-P31-A

1. Sak 1994/5054 -1 Well program 3417-P-31, Saga Petroleum a.s.
2. Sak 1994/5054-4 Final Well Report 34/7-P-31 Saga Petroleum a.s.
3. Sak 1994/5430-1 Well program 34/7-P-31A Saga Petroleum a.s.
4. Sak 1994/5430-2 Endring i boreprogram av 20.12.1994
5. Sak 1994/5430-4 Oppdaterte sider til boreprogram av 29.12.1994
6. Sak 1994/5430-8 Completion report av 15.6.1995
7. Sak 1994/5430-9 Informasjon om midlertidig isolering av 21.8.1995
8. Sak 1994/5430-10 Oppdatert brønntegning av 25.8.1995
9. Sak 1994/5430-11 Final well report Snorre TLP av 16.10.1995
10. Sak 1994/5430-12 Oppdatert brønntegning av 4.12.1995
11. Sak 1994/5430-13 Oppdatert brønntegning av 14.2.1996
12. Snorre A Slot Recovery Program 34/7-P-31 A, RA-Snorre-00219, November 2004
13. Snorre A-P-31 A Pull completion & prepare for side-track, Statoil
14. Snorre A-P-31 A Slot Recovery Operation – Schematics
15. Snorre Field Development Project, Geotechnical design premises S1-CC-YSD -0300 rev 0
16. Subject: Stabilitet i utblåsning
17. TLP Drilling Riser System
18. Drilling 60 Days Schedule – Week 48, 60d Schedule – SN Bore-og brønnakt. Plan
19. Statoil styrende dokument APP V Snorre A Beredkapsorganisasjon, WR1480, versjon 1.01, gyldig fra 04.02.2003
20. Organisasjonskart, Operation Norway. Odfjell Drilling rev. 01.11.04
21. Organisasjonskart, UPN TO, Statoil, Last modified 29.11.2004
22. Risk assessment: P-31A – Retrieve 7 5/8’’ scab liner, updated 25.11.2004
23. Risk assessment: P-31 A – Drop 5 1/2’’ tubing/ 4’’ straddle, updated 25.11.2004
24. Tegning – Snorre, NOC spennarmering
25. Tegning – Oversiktstegninger brønner brønnomr. Med manifoilsystemer
26. WR 0442”Planning of Drilling & Well Operations”
27. AR03, Drilling, well and production activities
28. WR0536 Requirements to well fluids and related equipment
29. WR0221 Overlevering av brønner, pluss tillegg “Tillegg til overlevering av brønner” Snorre SNA
30. WR0530 Well Control – well interventions
31. WR0436 Drilling and completion operations
32. Hendelseslogg, alarmliste 1
33. Hendelseslogg, alarmliste 2 (utgår inkludert I dok 32)
34. POB-liste, Personell om bord da hendelsen oppsto 28.11.04, mottatt 3.12.2004
35. Dagbokutskrift Normand Mjølne 01.12.2004, mottatt 3.12.2004
36. Logg fra Ocean Knarr, journalutdrag for søndag 28.11.2004, mottatt 3.12.2004
37. Erfaringer med gassutblåsning i brønn P 31. SNA Plattformsjef
38. E-post fra SNA boreleder med info om svar på forespørsler til landorg. Om 7 5/8 liner gjennom BOP/brønnbarrierer (Utdrag av WR0436)
39. WD0609 Brønnarbeid i Snorre reservoar
40. Beredkapslogg 2. linje Sandsli (Statoil)
41. E-post fra Statoils myndighetskoordinator, med Logg fra 2. og 3. linje og sentralt kontrollroms logg.
42. USIT/CBL- logg fra 18. mars 1995 Schlumberger MAXIS 500 Field logg (2CDer)
43. Sjekkliste alarm /øvelse Snorre plattformen (sjekkliste for varsling)
44. Helikopterinformasjon Snorre TLP
45. Baker Hughes INTEQ Mudlogg P-31A 27.11. – 02.12.2004
46. Odfjell Drilling “Borers gylne regler” av 12/06/2003
47. Unntak synergi nr. 36064 for brønn 34/7-P-26
48. E-post fra SNA sikkerhetsleder: Power point presentasjon med visualisering av gasslekkasje, evakuering samt brønnbekjempelse

49. Notater fra Programingeniør (Perm med sakspapirer fra programingeniør)
50. Sementerings problemer. Dok id RA 95-191/SBB Saga Petroleum AS
51. Gassutstrømningsrapport Utilsiktet utstrømning gass/diesel RUH 283229
52. E-post fra SNA byggeleder ang lavt trykk på brannvann
53. Statoils granskingsrapport med vedlegg (dok 2240-61) ikke utskrift
54. Detaljprogram for Snorre 34/7-P-31 A - Signert delprosedyre trekk streng
55. E-post: Svar fra Programingeniør til Boreleder SNA av 23/11/04
56. Bilder av aksjonstavle SNA 28-29/11/04 (dok nr 2240-17)
57. Sikkerhetsleders notater i fm "brønn P-31 ute av kontroll"
58. ROV-film Oceaneering
59. Video logg Oceaneering
60. Snorre A RESU utskrift fra MIS (målstyring i Statoil)
61. E-post fra SNA sikkerhetsleder: Erfaring fra SNA livbåtfører
62. E-post til JAN/Ptil av 29/11/04: Søknad om utvidet sikkerhetssone
63. Stillingsbeskrivelser
 - a) RESU leder (Snorre)
 - b) RESU enhets leder (Snorre A)
 - c) Boreoperasjonsleder
 - d) Boreleder
 - e) Ledende bore- og brønningeniører
 - f) Boreingeniører
64. WR0011 "Unntak, forbedring og avvik" Prosedyre for avviksbehandling
65. Rapport etter intern revisjon Snorre RESU i 2003 (gjennomført av prosesseier B&B)
66. Rapport etter intern revisjon Snorre RESU i juni 2004 (gjennomført av prosesseier B&B)
67. Stillingsbeskrivelse operasjonsingeniør.
68. "Snorre SKR-logg". (Side 165-168)

Vedlegg 3 Deltakere i intervjuer
(Unntatt publisering)