

Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Bortfall av brønnbarrierer i forbindelse med kabeloperasjon på Draugen innretningen.	Aktivitetsnummer 005093016

Gradering		
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig	

Sammendrag
<p>Hendelsen oppstod på Draugen 4.12.2010 i forbindelse med en kabeloperasjon i brønn 6407/9-A-01. A/S Norske Shell (Shell) var operatør og Seawell AS (Seawell) var entreprenør for kabeloperasjonen. Hendelsen ble meldt Ptil samme dag. Formål med kabeloperasjonen var å erstatte en gassløftventil.</p> <p>For å erstatte gassløftventilen, må brønnsikringsventilen først hentes ut av brønnen. I det brønnsikkerhetsventilen ble trukket gjennom ventiltreet satte den seg fast. Gjenværende barrierelement i ventiltreet, øverste arbeidsventil, ble blokkert.</p> <p>Normalisering av denne hendelsen med reetablering av brønnbarrieresituasjonen ble gjennomført 8.12.2010. For å begrense risiko forbundet med denne brønnen ble brønnsikringsventilen kjørt tilbake i brønnen. Deretter ble det satt to mekaniske broplugger i brønnen over brønnsikringsventilen. Øvrige ventiler i ventiltreet ble stengt, trykkprøvd og akseptert.</p> <p>I granskingen av denne hendelsen er det benyttet konsulentbistand fra Wellbarrier AS. Hensikten var å innhente en faglig uavhengig vurdering av barriersituasjonen og barriereskissene i de ulike fasene av hendelsen. "Evaluation of well barriers during Wireline activities" fra Wellbarrier datert 11.1.2011 er vedlegg til granskingsrapporten.</p> <p>Hendelsen medførte ikke skade på personell, omfanget av materiell skade innvendig i ventiltre var ikke kjent på tidspunktet for hendelsen, men hendelsen innebar storulykkepotensiale i situasjonen med <u>kun en</u> gjenværende barriere mot hydrokarbonutstrømming fra brønnen.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-2	Godkjent av / dato Erik Hörnlund, 25.3.2011
Deltakere i granskingsgruppen Monica Ovesen og Ola Heia	Granskingsleder Stig Sandal

Innhold

1	Sammendrag	3
1.1	Kort sammendrag av hendelsen	3
1.2	Årsak til hendelsen:	4
1.3	Identifiserte avvik	4
1.4	Identifiserte forbedringspunkt	4
2	Innledning	5
2.1	Fremgangsmåte	5
2.2	Mandat for gransking	6
3	Hendelsesforløp	7
3.1	Beskrivelse av kabeloperasjonen	7
3.2	Hendelsesoppfølging	7
4	Hendelsens potensial	9
4.1	Faktisk konsekvens	9
4.2	Potensiell konsekvens	9
5	Observasjoner	10
5.1.1	Mangelfull styring	11
5.1.2	Mangelfull risikovurdering	12
5.1.3	Mangelfulle brønnbarrierer	12
5.1.4	Mangelfulle brønnbarriereskisser	13
5.1.5	Mangelfull brønnkontroll	13
5.1.6	Mangelfull daglig rapportering av bore- og brønnaktiviteter	14
5.2	Forbedringspunkter	14
5.2.1	Personellsikkerhet	14
5.2.2	Kompetanse	14
5.2.3	Styrende dokumenter på innretningen	15
5.2.4	Brønnbarrierer	15
5.2.5	Kuttefunksjon i hovedventil	16
5.2.6	Sikring av verktøystreng	16
6	Diskusjon omkring usikkerheter	17
6.1	Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen	18
7	Vedlegg	22

1 Sammendrag

1.1 Kort sammendrag av hendelsen

Hendelsen oppstod på Draugen i forbindelse med en kabeloperasjon i brønn 6407/9-A-01. Brønnen var komplettert og satt i drift i 1994. Siden januar 2010 har brønnen vært innstengt. Planlegging av kabeloperasjonen ble igangsatt i 4. kvartal 2009.

Det ble under en planlagt test oppdaget at den hydraulisk opererte hovedventilen i ventiltreet ikke holdt tett, noe som ville medføre reparasjon eller utskifting. Kabeloperasjonen ble derfor utsatt inntil hovedventilen hadde blitt utbedret. I slutten av november 2010 var hovedventilen blitt reparert, og utførelsen av den planlagte kabeloperasjonen kunne starte opp igjen.

Kabeloperasjonens primære formål var å skifte ut eksisterende gassløftventil. For å komme til gassløftventilen må brønnsikringsventilen trekkes ut.

Ved trekking av BSV satte denne seg fast i ventilhode og hindret operering av øvre og nedre hovedventiler. Kabelverktøystrengen ble frigjort fra sikkerhetsventilen, trukket helt ut av brønnen og plassert i avhengingsanordningen (tool-catcher) i sluserøret (lubricator). Arbeidsventilen (swab-valve) på ventiltreet ble stengt.

Den frigjorte verktøystrengen blokkerte for utblåsningssikringsventilen som følge av at lengden på sluserøret ikke var tilstrekkelig. Det var kun en gjenværende barriere ved videre modifikasjon og ombygging av verktøystrengen til senere kjøresekvenser.

I denne fasen ble det identifisert et avviksforhold og dette førte til at risikoanalyser for utskifting og modifisering av verktøystrengen med kun en tilgjengelig barriere ble utført. Den nye verktøystrengen ble koplet til brønnsikringsventilen og satt tilbake i brønnsikringsventilens nippelprofil. Deretter ble det satt to mekaniske broplugger i brønnen over brønnsikringsventilen. Øvrige ventiler i ventiltreet ble stengt, trykkprøvd og akseptert.

Kabeloperasjonen var planlagt for bruk av verktøystrenger som var lengre enn den tilgjengelige lengden mellom sluserørets avhengingsanordning og skjærventil på kabeloperasjonens utblåsningssikring. Denne bruk av lang verktøystreng medfører økt risiko som følge av at det hindrer bruk av relevante barrierer i en nødssituasjon. I denne situasjonen var mulighetene til å kutte kabelen forhindret og i tillegg var ventiler i ventiltreet blokkert. Risikobidraget for denne aktuelle hendelsen var ikke identifisert i operatørens opprinnelige kabeloperasjonsprogram. Den var heller ikke identifisert i den revidert planen etter at hendelsen med bortfall av brønnbarrierer hadde oppstått.

Hendelsen medførte ikke skade på personell, men det ble registrert begrenset materiell skade og storulykkepotensialet var til stede med en gjenværende barriere mot hydrokarbonutstrømming fra brønnen.

A/S Norske Shell (Shell) er operatør på Draugen innretningen og Seawell AS (Seawell) er entreprenør for utførelse av kabeloperasjoner. Brønnsikringsventilen var en leveranse fra Halliburton av typen "Wireline Retrievable Sub Surface Safety Valve". Gassløftventilen var en leveranse fra Schlumberger Norge AS.

1.2 Årsak til hendelsen:

Den direkte årsaken til hendelsen var at brønnsikringsventilen ble fastkjørt i ventiltreet. Det er ikke uvanlig at skade på ventilpakninger oppstår ved trekking av utstyr ut av brønnen. Ved fastkjøring av utstyr forekommer det tilfeller med økt belastning på utstyret som følge av slag og drag (jaring opp og ned) for å frigjøre verktøystrengen.

Sikre metoder for å hindre fastkjøring i ventiltre ved kabeloperasjoner er ikke mulig å etablere, men robuste løsninger, analyser og riktig forståelse av den risiko som kan forventes, vil kunne bidra til å forebygge bortfall av brønnbarrierer dersom en fastkjøring oppstår.

1.3 Identifiserte avvik

- Mangelfull styring
- Mangelfull risikovurdering
- Mangelfulle brønnbarrierer
- Mangelfulle brønnbarriereskisser
- Mangelfull brønnkontroll
- Mangelfull daglig rapportering av bore- og brønnaktiviteter

1.4 Identifiserte forbedringspunkt

- Personellsikkerhet
- Kompetanse
- Styrende dokumenter på innretningen
- Brønnbarrierer
- Kuttefunksjon i hovedventil
- Sikring av verktøystreng

2 Innledning

I forbindelse med Shell sitt vedlikehold av brønner på Draugen var det identifisert et behov for å erstatte en mangelfull gassløftventil. Hensikten med brønnintervensjonen var å oppgradere til ny type ventil som var kvalifisert som brønnbarriereelement. For å erstatte gassløftventilen lengre ned i brønnen må brønnsikringsventilen trekkes ut av brønnen.

Det oppstod en hendelse idet brønnsikringsventilen var i ferd med å trekkes gjennom ventiltreet. Verktøystreng med brønnsikringsventil satte seg fast i ventiltreet. Gjenværende barriereelement i ventiltreet var øverste arbeidsventil, de øvrige ventilene i ventiltreet ble blokkert av brønnsikringsventilen.

Petroleumstilsynet (Ptil) ble varslet om hendelsen og vurderte hendelsen som alvorlig og besluttet å gjennomføre en granskingsaktivitet.

2.1 Fremgangsmåte

Hendelsen ble varslet av Shell den 4.12.2010 kl. 1600 og det ble gjennomført et telefonmøte mellom Shell og Ptil den 6.12.2010. Basert på egen vurdering og sammenholdt med opplysningene som kom frem i møtet, ble granskingsgruppen i Ptil umiddelbart etablert.

Det oppstod en uavklart situasjon på innretningen og fremdrift i operasjonen ble satt på hold inntil selskapets plan for videreføring av brønnintervensjonen forelå. Risikovurderinger og en evaluering av ulike metoder for å frigjøre verktøystrengen med brønnsikringsventilen ble igangsatt. Som kompenserende tiltak i denne prosessen ble arbeidsventilen trykkprøvd og kontinuerlig overvåket i tidsrommet frem til normalisering kunne igangsettes.

Da normaliseringsprosessen ble iverksatt var opprinnelig utførende personell delvis forhindret i å delta i samtaler. Dette vanskeliggjorde granskingsgruppens sitt arbeid med tid og sted for å gjennomføre samtaler relevant personell.

Granskingsgruppen valgte derfor den 7.12.2010 å innkalle til et oppstartmøte i Shells lokaler i Tananger. I møtet orienterte Ptil om vårt mandat for gjennomføring av granskning og hvilke opplysninger og dokumenter selskapene skulle fremlegge. Shell orienterte om status for situasjonen med sine planer for å igangsette normalisering.

Det ble gjennomført samtaler med personell fra Shell og Seawell i perioden 9-10.12.2010. Samtalene ble foretatt hos Shell i Tananger og hos Seawell i Dusavika. Det ble i tillegg utført en telefonsamtale med ansvarlig brønnleder for utførelse av brønnintervensjon på Draugen innretningen. Det var en åpen dialog i samtalene og Shell og Seawell sørget for god tilrettelegging under gjennomføring av granskningen.

2.2 Mandat for gransking

Vårt mandat for granskingen av hendelsen på Draugen innretningen:

- 1) Klarlegge hendelsesforløp og omfang, vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker samt operatørs – A/S Norske Shell - oppfølgingstiltak
- 2) Beskrive faktisk og potensiell konsekvens; påført skade på menneske, miljø og materiell, samt å vurdere potensialet for skade på menneske, miljø og materiell
- 3) Vurdere sikkerhetsmessige og beredskapsmessige forhold samt operasjonelle, tekniske og styringsmessige forhold knyttet til hendelsen
- 4) Identifisere eventuelle regelverksbrudd - avvik fra krav, framgangsmåter og prosedyrer - samt anbefale videre oppfølging og identifisere eventuelt behov for bruk av virkemidler
- 5) Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter og uklarheter
- 6) Utarbeide oversendelsesbrev og granskingsrapport i henhold til mal.

3 Hendelsesforløp

3.1 Beskrivelse av kabeloperasjonen

Program og planlegging av aktiviteten ble opprinnelig påbegynt i 2009. Planlagt tidspunkt for denne brønnintervensjonen var februar 2010, men det viste seg at det var behov for å utbedre den hydraulisk opererte hovedventilen i ventiltreet. Derfor ble brønnintervensjonen utsatt inntil hovedventilens funksjon var akseptert. I november 2010 var brønnen plugget og innestengt med to mekaniske broplugger satt mellom brønnsikringsventilen og ventiltre. Formålet med brønnintervensjonen var å fjerne disse to pluggene, trekke ut BSV og derved erstatte GLV med en ny type ventil som var kvalifisert som et brønnbarriereelement. Brønnintervensjonen var estimert til å ta åtte dager.

Det var planlagt å benytte en standard oppriggingsplan og kabeloperasjonsutstyr for aktiviteten. Av denne planen følger det at verktøystrengen ville være lengre enn tilgjengelig lengde i sluserøret og blokkere BOP ventilene. Det ble ikke foretatt risikovurderinger og det ble ikke identifisert kompensierende tiltak for å ivareta behovet for å ha to tilgjengelige barrierer med verktøystrengen plassert i øverste posisjon i sluserøret.

På tidspunktet for hendelsen var kabeloperasjonsmannskapet i ferd med å trekke den ettermonterte innsatstype brønnsikringsventilen (BSV) i gassløftbrønnen 6407/9-A-01. I det verktøystrengen med BSV skal passere øverste delen av brønnen blir den sittende fast i ventiltreet. Det blir utført gjentatte forsøk på å få BSV frigjort og som et resultat av disse forsøkene ble skjærpinnen i trekkeverktøyet kuttet. Dette innebærer at det i fortsettelsen ikke var mulig å trekke BSV ut av brønnen.

I situasjonen som nå oppsto ble BSV forlatt i brønnen samtidig med at verktøystrengen måtte trekkes ut for gjenoppbygging. Dermed ble BSV stående i ventiltre og blokkerte muligheten til å operere ventilene i ventiltreet med unntak av den manuelle arbeidsventilen. Følgelig ble verktøystrengen trukket ut av brønnen og arbeidsventilen stengt.

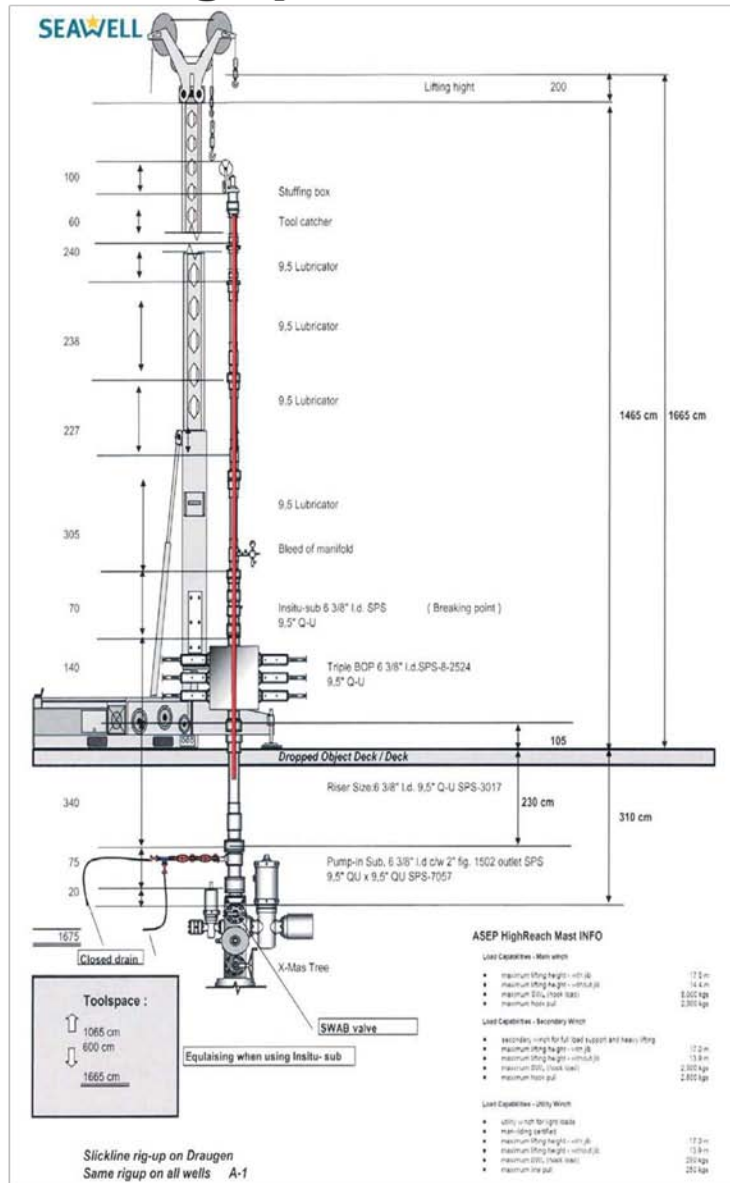
3.2 Hendelsesoppfølging

Shell vurderte ikke hendelsen som alvorlig med behov for nærmere oppfølging eller gransking. Hendelsen ble bekreftet lukket av Shell i en e-post mottatt av granskingsgruppen den 16.12.2010.

W/L rig-up on well 6407/9-A-01

Length of W/L-toolstring:
13,83 meter

Available length from stuffing-box to top of BOP:
11,40 meter



4 Hendelsens potensial

4.1 Faktisk konsekvens

Omfanget av materiell skade innvendig i ventiltre var ikke kjent på tidspunktet verktøystrengen ble fastkjørt. Det ble ikke registrert skade på personell og det var ingen lekkasje til ytre miljø som følge av hendelsen.

I planlegging og styring av denne kabeloperasjonen ble ikke alle bidragsytere til opprettholdelse av brønnbarrierer tilstrekkelig vurdert. Dette omfattet forhold som valg av utstyr, kvalitet til risikovurderingene og beslutninger som var foretatt for de ulike operasjonsfasene i brønnintervensjonsprogrammet.

I utførelsen av brønnintervensjonen var det ikke utført en tilstrekkelig risikovurdering med hensyn til fastkjøring av brønnsikringventilen (BSV) i ventiltreet. Valget av verktøystrenger og konsekvensreducerende tiltak ved bortfall av brønnbarrierer var ikke tatt med i risikovurderingen.

I videre utførelse opererte selskapet med manglende brønnbarrierer i de ulike fasene av brønnintervensjonen. Dette medførte et økt risikonivå for aktiviteten der brønnbarriereelementer i operasjonen ikke ble tilstrekkelig vektlagt. En hovedårsak til dette var at selskapets system for å bruke brønnbarriereskisser ikke var tilstrekkelig utviklet for alle de ulike fasene av kabeloperasjonen.

Idet hendelsen var et faktum oppstod en situasjon med manglende styring av robusthet i forbindelse med utstyrvalg under normalisering av hendelsen. Dette omfatter manglende tilgjengelighet av barrierer i form av ventiler, oppveid brønnvæske og manglende bemanning til pumpeenheter.

Det var ikke innrapportert data fra denne aktuelle brønnen i Petroleumstilsynets database for daglig rapportering bore- og brønnaktiviteter, "Common Drilling Reporting System".

4.2 Potensiell konsekvens

I denne hendelsen med en gjenværende barriere i brønnhodeområdet ble de videre aktivitetene i området utført med storulykkesrisiko. Hovedbidragsytere til en storulykkesituasjon i brønnområdet er fallende gjenstander i forbindelse med opprigging og utskiftning av verktøystreng. En annen høy risiko er at kabelbrudd kan medføre at verktøystrengen faller ukontrollert innvendig i brønnen.

Selskapet valgte å videreføre brønnintervensjonen samtidig med at produksjonen fra øvrige brønner på innretningen ble opprettholdt. I en slik situasjon med en gjenværende barriere og verktøystreng fastkjørt i ventiltreet, har selskapet en plikt til å vurdere forsvarlighet i videreføring av operasjonen og behovet for nedstegning av produksjon ved normalisering av brønnintervensjonen.

Ved ombygging og modifisering av verktøystrengen var det en stor utfordring med risiko for at et kabelbrudd ville medføre økt skade på den eneste gjenværende barrieren som var arbeidsventilen. Selve oppriggingen med en kabeloperasjonsmast uten stillas, uten boretårn til å assistere. Uten tilgjengelig pumpekapasitet for drepevæske på innretningen i en brønnkontrollsituasjon. I en slik videreføring av operasjonen vil marginene for å opprettholde tilstrekkelig forsvarlighets nivå være svært begrensede.

5 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i tre kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttet til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.
- Overensstemmelse/barrierer som har fungert: Benyttes ved påvist overensstemmelse med regelverket.
- I tilknytning til observasjonene i rapportens kapittel 5 er det vist til bestemmelser (krav) i HMS-forskrifter som gjaldt på tiden for hendelsen. De aktuelle bestemmelsene er likelydende eller i hovedsak videreført i de nye HMS-forskriftene som trådte i kraft 1.1.2011. Til orientering er det i vedlegg D til oversendelsesbrev tatt inn en tabell som viser hvilke bestemmelser i de nye forskriftene som viderefører tidligere bestemmelser anvendt i kapittel 5. Vi viser forøvrig til informasjon om de nye forskriftene på www.ptil.no.

5.1.1 Mangelfull styring

Avvik:

I forbindelse med selskapets planlegging og styring av denne brønnintervensjonen ble ikke alle bidragsytere til risiko tilstrekkelig vurdert. Bidragsyterne til dette ble ikke tilstrekkelig identifisert i planene for utførelse på innretningen.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtale og ved gjennomgang av daglig arbeidsbeskrivelse at følgende punkter utgjorde mangler i planlegging og styring av operasjonen:

- risikoforhold var ikke tilstrekkelig belyst i selskapets brønnintervensjonsprogram
- planen var å bruke en verktøystreng som var lengre enn den tilgjengelige sluserørlengden, noe som førte til at verktøystrengen blokkerte utblåsningssikringen (BOP)
- verktøystrengen utelukket tilgang til relevante barrierer i denne nødssituasjonen og muligheten til å kutte kabelen i en nødssituasjon
- det var kun en barriere tilgjengelig ved modifisering av verktøystrengen mellom hver kjøresekvens etter fastkjøring av brønnsikringsventilen (BSV)
- i og med at verktøystrengen blokkerte for BOP og arbeidsventil i operasjonsfasene med å frigjøre BSV fra ventiltre var eneste gjenværende barriere øverste sluserørpakning
- ved en eskalering av hendelsen med videre tap av brønnkontroll var det ikke utarbeidet en egen aksjonsplan for denne brønnintervensjonen
- selskapets vurdering av situasjonen innebar at øvrige brønner på innretningen i denne nødssituasjonen med bortfall av brønnbarrierer ikke ble nedstengt
- selskapets vurdering av situasjonen innebar at en ikke så behov for å foreta en intern gransking

Krav:

styringsforskriften § 3 om styring av helse, miljø og sikkerhet

styringsforskriften § 9 om planlegging jf. aktivitetsforskriften § 27 om planlegging

styringsforskriften § 19 om registrering, undersøkelse og gransking av fare- og ulykkessituasjoner

aktivitetsforskriften § 77 om brønnkontroll

5.1.2 Mangelfull risikovurdering

Avvik:

Det var ikke utført en tilstrekkelig risikogjennomgang med hensyn til valg av utstyr til opprigging, verktøystreng og konsekvensreduserende tiltak ved bortfall av brønnbarrierer.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtale og ved gjennomgang av risikomatrise og daglig arbeidsbeskrivelse fra gjennomføringen av brønnintervensjonen:

- behovet for tilstrekkelig høyde ved opprigging av sluserør i brønnområdet ble ikke vektlagt
- utfallet med denne type fastkjøring av BSV i ventiltre var ikke identifisert i risikogjennomgangen i forkant av aktiviteten
- det ble ikke utført konsekvensreduserende tiltak på innretningen ved fastkjøringen av BSV i ventiltre
- bortfall av barrierer var ikke tilstrekkelig vektlagt i risikogjennomgangene som ble utført i forbindelse med brønnintervensjonene

Krav:

styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon § 13 om generelle krav til analyser og § 15 om kvantitative risikoanalyser og beredskapsanalyser

5.1.3 Mangelfulle brønnbarrierer

Avvik:

Det var mangelfulle brønnbarrierer i ulike faser av brønnintervensjonen.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtale og ved gjennomgang av daglig arbeidsbeskrivelse at det ikke var tilstrekkelig kvalifiserte brønnbarrierer i tre av ni ulike faser av operasjonen.

- med BSV fastkjørt i ventiltreet med verktøystrengen påkoplet var barrieresituasjonen utilstrekkelig
- under nedrigging av kabeloperasjonsutstyr med verktøystreng etter å ha koplet fra den fastkjørte BSV var barrieresituasjonen utilstrekkelig
- ved utførelse av kabeloperasjoner for å frigjøre BSV fra ventiltreet var barrieresituasjonen utilstrekkelig

Se vedlegg fra Wellbarrier, rapport nr. SPF 101204, Rev. 01: "Evaluation of well barriers during Wireline activities" kapittel 4.4, 4.6 og 4.9 for utfyllende informasjon.

Krav:

styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, andre ledd og § 2 om barrierer aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer

5.1.4 Mangelfulle brønnbarriereskisser

Avvik:

Det var mangelfull bruk av brønnbarriereskisser i forhold til anvendelse og omfang av de ulike faser av brønnintervensjonen.

Begrunnelse:

Ved gjennomgang av dokumenter i tilknytning til kabeloperasjonene kom det fram at:

- det var ikke utarbeidet brønnbarriereskisser i arbeidsbeskrivelsen for de ulike fasene av kabeloperasjonene
- brønnbarriereskissen som ble anvendt begrenset seg til å beskrive en produksjonsbrønn under vanlige driftsforhold

Krav:

*aktivitetsforskriften § 72 om brønnprogram og § 76 om brønnbarrierer
styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, andre ledd og § 2 om barrierer*

5.1.5 Mangelfull brønnkontroll

Avvik:

Det var manglende robusthet av utstyr for gjenoppretting av barrierene ved tap av brønnkontroll.

Begrunnelse:

Gjennom samtaler og ved dokumentgjennomgang kom det frem at:

- brønnen var en utstrømningskilde med innstengningstrykk på 22 bar
- ved tap av brønnkontroll er innretningen uten boretårn for gjenoppretting av brønnbarrierer
- ved en eskalering av denne hendelsen er innretningen uten andre umiddelbare intervensjonsmuligheter
- borevæskelanlegget på innretningen ble ikke anvendt for brønnkontroll ved tidspunktet for hendelsen
- sementpumpeenheten på innretningen var ikke bemannet på tidspunktet for hendelsen
- vedlikeholdsstatus til sementpumpeenhet var ikke kjent for utførende personell

Krav:

*styringsforskriften § 23 om kontinuerlig forbedring
styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, andre ledd og § 2 om barrierer
aktivitetsforskriften § 77 om brønnkontroll
aktivitetsforskriften § 42 om vedlikehold*

5.1.6 Mangelfull daglig rapportering av bore- og brønnaktiviteter

Avvik:

Det var ikke rapportert daglig bore- og brønnaktiviteter for denne brønnen til Petroleumstilsynets database, "Common Drilling Reporting System" (DDRS).

Begrunnelse:

Ved gjennomgang av DDRS ble det verifisert at:

- det er ikke innrapporterte data fra denne brønnen i forbindelse med brønnintervensjon

Krav:

opplysningspliktforskriften § 17 om rapportering av bore- og brønnaktiviteter

5.2 Forbedringspunkter

5.2.1 Personellsikkerhet

Forbedringspunkt:

Det er behov for å forbedre personellsikkerheten ved opprigging og gjennomføring av kabeloperasjoner.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtaler og ved dokumentgjennomgang at det er en etablert praksis i industrien for opprigging til kabeloperasjoner med bruk av mast på lukedekk, se figur 1. Det er mange risikoforhold for personell som utfører arbeid i brønnområdet. Draugen innretningen er ikke utstyrt med boretårn og modulbasert tårn for kabeloperasjoner ble ikke brukt. Det fremkom under granskingen at selskapet ikke hadde vurdert behovet for utvikling av løsninger som forbedrer personellsikkerheten på lukedekket.

Krav:

*rammeforskriften § 8 om forsvarlig virksomhet
innretningsforskriften § 9 om anlegg, systemer og utstyr
styringsforskriften § 3 om styring av helse, miljø og sikkerhet*

5.2.2 Kompetanse

Forbedringspunkt:

Shells interne krav til gjennomføring av regelverkskurs for personell i Seawell AS ble ikke etterlevd.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtaler og ved dokumentgjennomgang (TS02 pkt. 4.2.1) at ledende personell fra Seawell AS på innretning ikke tilfredstilte Shells interne krav om å gjennomføre familiariseringskurs i HMS regelverket.

Krav:

aktivitetsforskriften § 19 om kompetanse jf. styringsforskriften § 11 om bemanning og kompetanse.

5.2.3 Styrende dokumenter på innretningen

Forbedringspunkt:

Selskapets system for å gjøre styrende dokumenter tilgjengelig på innretning kan forbedres.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtale med utførende personell at datasystem for styrende dokumenter ikke var tilgjengelig på innretningen.

Krav:

styringsforskriften § 3 om styring av helse, miljø og sikkerhet

5.2.4 Brønnbarrierer

Forbedringspunkt:

Selskapets akseptkriterier for gjeninnsetting av brønnsikringsventil i ventilprofil i brønnen i denne nødssituasjonen kan forbedres.

Begrunnelse:

I normaliseringsfasen ble BSV-ventilen gjeninnsatt, trykkprøvd og akseptert. En slik operasjon medfører at BSV-ventilen ikke var i en verifisert sikker posisjon i brønnen. Dersom skjærpinnen i kjøreverktøyet ikke er korrekt kuttet, medfører det at verifikasjonen av korrekt satt ventil er ufullstendig. Dette innebærer risiko for at ventilen kommer løs og i verste fall beveger seg ukontrollert oppover i brønnen.

Se vedlegg fra Wellbarrier, rapport nr. SPF 101204, Rev. 01: "Evaluation of well barriers during Wireline activities" kapittel 4.10 for utfyllende informasjon.

Krav:

*styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, andre ledd og § 2 om barrierer
aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer*

5.2.5 Kuttefunksjon i hovedventil

Forbedringspunkt:

Det var behov for å forbedre selskapets vurdering omkring anvendelse av kuttefunksjon av hovedventil og bruk av midlertidig kutteventil.

Begrunnelse:

Den hydrauliske hovedventilen var kvalifisert med kutte- og tettefunksjon for kabel. Slik operasjonen var planlagt ifølge selskapet skulle denne hovedventilfunksjonen erstatte kravet om å ha en midlertidig kutteventil (safety-head) opprigget. I tilfeller der behov for å gjennomføre en kutteoperasjon oppstår, etterspør vi selskapets vurdering om å foretrekke bruk av hydraulisk hovedventil i forhold til å anvende den midlertidig ekstra kutteventilen.

Se vedlegg fra Wellbarrier, rapport nr. SPF 101204, Rev. 01: "Evaluation of well barriers during Wireline activities" kapittel 6 for utfyllende informasjon.

Krav:

*styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon, andre ledd og § 2 om barrierer
aktivitetsforskriften § 76 om brønnbarrierer*

5.2.6 Sikring av verktøystreng

Forbedringspunkt:

Det var behov for å forbedre selskapets bruk av sikringsanordning ved avhenging av verktøystreng.

Begrunnelse:

Det fremkom i samtaler og ved gjennomgang av daglig arbeidsbeskrivelse at sikringsanordning (kabelklemme) ikke var brukt i normaliseringsfasen. Risikoforhold i en situasjon med kabelbrudd vil kunne medføre at verktøystreng faller ukontrollert med risiko for å skade arbeidsventil og BOP.

Krav:

*styringsforskriften § 1 om risikoreduksjon
innretningsforskriften § 9 om anlegg, systemer og utstyr*

6 Diskusjon omkring usikkerheter

Det kan være usikkerhet knyttet til at granskingsgruppen ikke identifiserte tilstrekkelig grunnlag for å verifisere forholdene omkring denne hendelsen ute på innretningen. Det var også selskapets oppfatning at alle detaljer vedrørende hendelsen kunne formidles ved samtaler på land og ved gjennomgang av dokumenter. Vår oppfatning er at forholdene ved hendelsen var så alvorlige at selskapets plikt til å reetablere brønnbarrierene måtte ha prioritet.

Det er ikke kommet frem direkte motstrid i enkeltpersoners synspunkter i samtaler og ved verifikasjon av dokumenter. I forbindelse med tilgang til styrende dokumenter på innretningen var det ulik oppfatning hos leverandør til brønntjenester i forhold til kabeloperatørs tilgang til styrende dokumenter.

6.1 Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen

- Wellbarrier; Evaluation of well barriers during Wireline activities, rev. 1, 11.01.2011
- A/S Norske Shell E&P Draugen. Change Proposal 001 for Draugen A1. Guidelines Doc. A1 WRSSSV/GLV Replacement Draugen Platform December 2010, 06.12.2010
- Draugen A01 – WRSSSV Recovery operations / Toolstring break out with single well barrier
- Shell Deviation Control Form – 139687, 05.12.2010
- Shell; Well Barriers Schematic Draugen, last updated 06.01.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 7, 06.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 6, 05.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 5, 04.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 4, 03.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 3, 02.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 2, 01.12.2010
- Shell EP Wells daily operations report, report 1, 30.11.2010
- Bekreftelse av varsel/melding til Petroleumstilsynet om fare- og ulykkessituasjoner, 04.12.2010
- Risk Assesment Matrix for use in Incident Investigation & Reporting, rev 7, 10.10.2010
- Total risk analysis of Draugen
- Draugen Emergency Preparedness Analysis, A/S Norske Shell E&P, 01.01.2006
- Shell; Fountain Report (WRSSSV stuck across the Surface Xmas Tree). Status: Closed
- Shell Draugen; Arbeidstillatelse 9500073400, Wireline A1. Monitoring of lubricator. 04.12.2010
- Shell Draugen; Arbeidstillatelse 9500073303, Wireline A1. Run in hole. 04.12.2010
- Shell Draugen; Arbeidstillatelse 9500073302, Wireline A1. Run in hole. 03.12.2010
- Shell, Draugen platform Concurrent activities matrix

- Shell, Concurrent operations policy, rev.code 001, issued 04.06.07, review date 04.06.09
- Seawell, Slickline rig-op on Draugen, A-1
- Seawell, MS-0004113, WLE – Checklist between two runs, Revisjonsnummer 7, 27.10.2010
- Seawell; Checklist for wireline operations, Platform Draugen, Well A-01, 04.12.2010
- Seawell; prosedyre for brønnkontrolløvelser, Revisjonsnummer 6, 28.10.2010
- Well Services Draugen, DRAW40-Weather Deck W41, W42 & W43, SJA NR. 15385,
- Conduct Wireline Operations on Draugen Well A-01. SJA Responsible: RIS OLWE WSS NORSE-EPE-T-WD, 30.11.2010
- Well Services Draugen, DRAW40-Weather Deck W41, W42 & W43, SJA NR. 15427,
- Free WRSSSV in Surface Xmas Tree and Set in TRSSSV Nipple. SJA Responsible: Draugen daws NORSE-EPE-T-WD, 7.12.2010
- Well Services Draugen, DRAW40-Weather Deck W41, W42 & W43, SJA NR. 15426,
- Wireline Operations. Recover Toolstring # 11 and leak test Wireline BOP. SJA Responsible: Draugen daws NORSE-EPE-T-WD, 7.12.2010
- Well Services Draugen, DRAP43-DOP deck (Drop object deck), SJA NR. 15384, Rig Up Wireline on Well A-01. SJA Responsible: RIS OLWE WSS NORSE-EPE-T-WD, 30.11.2010
- Well Services Draugen, DRAW40-Weather Deck W41, W42 & W43, SJA NR. 15385, Conduct Wireline Operations on Draugen Well A-01. SJA Responsible: RIS OLWE WSS NORSE-EPE-T-WD, 30.11.2010
- Well Services Draugen, DRAW40-Weather Deck W41, W42 & W43, SJA NR. 15426, Wireline Operations. Recover Toolstring # 11 and leak test Wireline BOP. SJA Responsible: Draugen daws NORSE-EPE-T-WD, 7.12.2010
- EP WELLS DAILY OPERATIONS REPORT, Report 9, 08/12/2010, Well 6407/9-A-1, Wellbore 6407/9-A-1, Well Type Development, Company A/S NORSE SHELL, WBS No/API No
- Halliburton, Make Up / Running / Pulling procedures for Insert valve, 12.01.10 Released for customer review
- TECHNICAL STANDARD, UIE WELLS, WELL BARRIER REQUIREMENTS, (TS02), DEP 38.80.00.11 EPE, Revision 01, November 2010

- TECHNICAL STANDARD, WELL INTERVENTION WELL CONTROL, UIE (EPE) WELLS, (TS10), DEP 38.80.00.18 EPE, Revision 02, March 2010

- Wellservices POB/Crew Changes. Total POB for Wellservices Crew: 15- 07/12/10
- Deviation Control Form - 139687 STANDARDS APPROVED
- Draugen A1 Working against the single barrier of inflow tested swab valve
- Valid To: 12/31/2010

- Well Intervention Team (WIT) Bridging Document, utstedt 01.08.10

- Change Proposal 001 for Draugen A1. Guidelines Doc. A1 WRSSSV/GLV Replacement Draugen Platform December 2010, utstedt 06.12.10

- Draugen Platform, A01 Slickline WRSSSV/GLV, Replacement Guidelines, Revision 0

7 Vedlegg

B: Wireline activity barrier evaluation rev.1

C: Oversikt over gjennomførte samtaler.

D: Oversikt over relevante bestemmelser i tidligere og nye HMS-forskrifter.

E: Detaljert hendelsesbeskrivelse