

Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Hydrokarbonlekkasje Oseberg A 17.6.2013	Aktivitetsnummer 001053028

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>Den 17.06.13 inntraff en hydrokarbonlekkasje på Oseberg A.</p> <p>Oseberg A var i normal drift da hendelsen inntraff. En av operasjonene som foregikk var gassinjeksjon i brønn B-41, mens brønn B-45 produserte til testseparator. B-41 og B-45 er tandembrønner.</p> <p>Ustabil strømming (slugging) fra B-45 resulterte i at testmanifolden stengte ned som følge av høyt trykk. På grunn av at B-41 og B-45 er tandembrønner var ikke gassinjeksjonen tilstrekkelig isolert fra testmanifolden, og dette resulterte i at manifolden trykkes opp ytterligere av injeksjonssystemet. Trykket fra manifolden ble avblødd til fakkelen. Dette resulterte i at det ble erodert hull i trykkavlastningslinjen.</p> <p>Ca. klokken 07:04 fikk sentralt kontrollrom første gassalarm. Uteoperatører bekreftet like etterpå at det var gass i modulen.</p> <p>Klokken 07:06 aktiverte kontrollrommet manuell nødavstengning (NAS) nivå 2.0. Dette koblet ut tennkilder, stengte ned og startet sekvensiell trykkavlastning av hele prosessanlegget. På grunn av at lekkasjen var i fakkelsystemet fortsatte det å strømme gass ut i modulen til trykkavlastningen var fullført.</p> <p>Beredskapsorganisasjonen mobiliserte og personell mønstret.</p> <p>Det ble sluppet ut ca 85 kg gass. Lekkasjeraten var initielt rundt 0,1 kg/s.</p> <p>Ingen personer ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt ned i 4 dager som følge av hendelsen.</p> <p>Potensielle konsekvenser er vurdert til å være eksplosjon og brann begrenset til modulen hvor hendelsen oppstod. Hadde det vært personell i umiddelbar nærhet av lekkasjepunktet kunne det ha medført tap av liv.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-1	Godkjent av / dato Kjell Marius Auflem / 19.12.2013
Deltakere i granskingsgruppen Ove Hundseid, Eirik Duesten	Granskingsleder Øyvind Lauridsen

Innhold

1	Sammendrag.....	3
2	Innledning.....	5
3	Hendelsesforløp	6
4	Direkte og bakenforliggende årsaker	10
	4.1 Direkte årsaker	10
	4.2 Bakenforliggende årsaker	10
	4.2.1 Erosjon som følge av sandproduksjon	10
	4.2.2 Trykkavlastingslinjens tilkoblingspunkt på testmanifolden	10
	4.2.3 Strupesktivens plassering i forhold til rørbend.....	11
	4.2.4 Sikring av god arbeidspraksis.....	12
5	Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser	13
	5.1 Faktiske konsekvenser	13
	5.2 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen.....	13
	5.2.1 Sannsynlighet for antenning	13
	5.2.2 Konsekvensene ved eksplosjon	14
	5.2.3 Konsekvenser ved brann	14
6	Observasjoner.....	16
	6.1 Avvik.....	16
	6.1.1 Mangelfull overtrykkssikring av testmanifold.....	16
	6.1.2 Manglende risikovurdering i forbindelse med bruk av utjevnings- og trykkavlastingssystemet til gassinjeksjon	17
	6.1.3 Mangelfulle arbeidsprosesser for drift av brønner og prosessanlegg.....	17
	6.1.4 Mangler ved inspeksjonsprogrammet	18
	6.1.5 Mangler ved design for å håndtere sandproduksjon.....	18
	6.2 Forbedringspunkter	19
	6.2.1 Sandstrategi.....	19
	6.2.2 Visning av detektorenes plassering i høyden.....	19
	6.3 Andre observasjoner	20
	6.3.1 Bruk av slegge ved åpning av ventil	20
	6.3.2 Sikring av hendelsessted	20
	6.3.3 Brann og eksplosjonsstrategi	20
	6.3.4 Brønnedesigntrykk	20
	6.3.5 Tap av hovedkraft.....	20
	6.3.6 Mønstring og debrief.....	20
	6.3.7 Statoils granskningsrapport.....	21
7	Barrierer som har fungert	21
8	Diskusjon omkring usikkerheter	21
9	Vedlegg.....	22

1 Sammendrag

Hendelsesforløp

Den 17.06.13 inntraff en hydrokarbonlekkasje på Oseberg A som er en del av Oseberg Feltsenter.

Oseberg Feltsenter var i normal drift da hendelsen inntraff. En av operasjonene som foregikk var gassinjeksjon i brønn B-41 mens brønn B-45 produserte til testseparator. B-41 og B-45 er tandembrønner, dvs. at de er koblet opp til samme stikk og ventil på test- og produksjonsmanifold.

Ustabil strømming som veksler mellom gass og væske (slugging) fra B-45 resulterte i at testmanifolden stengte ned som følge av høyt trykk. På grunn av at B-41 og B-45 er tandembrønner var ikke gassinjeksjonen tilstrekkelig isolert fra testmanifolden, og dette resulterte i at manifolden ble trykket opp ytterligere av injeksjonssystemet.

Kontrollromsoperatøren observerte dette og åpner trykkavlastingslinjen til fakkelen på testmanifolden for å blø ned trykket.

Ca. klokken 07:04 fikk sentralt kontrollrom første gassalarm og ba operatører gå ut og sjekke i M-modulen for å se om det var gass der. To operatører gikk inn på mesaninnivå og observerte mye "gass" som en tett sky høyt oppe i modulen. Like etter kom en tredje operatør inn i M-modulen, og ga beskjed til kontrollrom over radio at det er gass. De evakuerte deretter området.

Klokken 07:06 aktiverte kontrollrommet manuell nødavstengning (NAS) nivå 2.0 fra kritisk alarm panel. Dette koblet ut tennkilder, stengte ned og startet sekvensiell trykkavlastning av prosessanlegget. På grunn av at lekkasjen var oppstått i fakkelsystemet fortsatte det å strømme gass ut til trykkavlastningen var fullført.

Beredskapsorganisasjonen ble mobilisert og personell mønstret.

Direkte og bakenforliggende årsaker

Brønnene på Oseberg Feltsenter begynte omkring år 2000 å produsere sand. Brønnene testes mot testseparator for å finne akseptabel produksjonsrate i forhold på sandproduksjon. I brønntesting produseres det derfor sand inn i systemet. Testmanifoldens trykkavlastingslinje er ugunstig med tanke på sandproduksjon:

- linjens tilkobling til manifolden gjør at sand kan akkumuleres i linjen
- det er installert et 90° bend direkte nedstrøms linjens strupeskrive. Dette gjør at sanden, som rives med i gasstrømmen, traff bendets yttervegg i svært stor hastighet

Dette resulterte i sanderosjon og det ble til slutt erodert hull i forbindelse med trykkavlastningen den 17.06.13.

Hovedgrunnen til at dette fikk utvikle seg over tid og til slutt å resultere i gasslekkasje var at det ikke var gjennomført en tilstrekkelig gjennomgang av anlegget for å verifisere at det kunne håndtere sandproduksjon.

Faktisk konsekvens

Basert på Statoil beregninger ble det sluppet ut 85 kg gass og mindre enn 15 liter olje. Lekkaseraten var initielt rundt 0,1 kg/s.

Ingen personer ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt ned i 4 dager som følge av hendelsen.

Potensielle konsekvenser

Potensielle konsekvenser er vurdert til å være eksplosjon og brann begrenset til modulen hvor hendelsen oppstod. Hadde det vært personell i umiddelbar nærhet av lekkasjepunktet kunne det ha medført tap av liv.

Avvik

Det ble identifisert fem avvik i granskningen:

- Mangelfull overtrykkssikring av testmanifold
- Manglende risikovurdering i forbindelse med bruk av utjevnings- og trykkavlastingssystemet til gassinjeksjon
- Mangelfulle arbeidsprosesser for drift av brønner og prosessanlegg
- Mangler ved inspeksjonsprogrammet
- Mangler ved design for å håndtere sandproduksjon

2 Innledning

Den 17.6.2013 kl 06:58 ble det iverksatt trykkavlastning av testmanifold på Statoils innretning Oseberg A. Dette medførte en hydrokarbonlekkasje i trykkavlastningslinjen. Lekkasjen ble detektert kl 07:04. Etter hvert ble det detektert gass i flere moduler på hoveddekk.

Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet samme dag å gjennomføre en egen gransking av hendelsen med utreise til Oseberg A ettermiddagen den 18.6.2013.

Granskningsgruppens sammensetning:

- Eirik Duesten, Konstruksjonssikkerhet
- Ove Hundseid, Prosessikkerhet
- Øyvind Lauridsen, granskningsleder, Organisatorisk sikkerhet

Gransking har vært gjennomført gjennom intervju med personell i land- og offshore-organisasjonen, gjennom vurdering av styrende dokumenter, Statoils egen granskningsrapport og gjennom en verifikasjon på Oseberg A, herunder undersøkelser på hendelsesstedet. I tillegg har det blitt lagt til grunn analyser og rapporter som har blitt utarbeidet på bestilling fra Statoils granskningsgruppe. Statoil har lagt godt til rette for at vi kunne gjennomføre vår gransking.

Mandat for granskingen:

Klarlegge hendelsens omfang og forløp, med vektlegging av sikkerhetsmessige, arbeidsmiljømessige og beredskapsmessige forhold.

- a. *Vurdere faktiske og potensiell konsekvens*
 1. *Påført skade på menneske, materiell og miljø.*
 2. *Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø.*
- b. *Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold (MTO), i et barriereperspektiv.*
- c. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.*
- d. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- e. *Drøfte barrierer som har fungert. (Det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke.)*
- f. *Vurdere aktørens egen granskingsrapport (vår vurdering formidles i møte eller per brev)*
- g. *Vurdere hendelsen i lys av Statoils gjennomførte forbedringsinitiativ for å redusere HC lekkasjer*
- h. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- i. *Anbefale - og bidra i - videre oppfølging*

3 Hendelsesforløp

Dette kapittelet beskriver hendelsen, og hendelsesforløpets tidslinje inkludert relevant historikk.

Oseberg feltcenter omfatter de tre plattformene Oseberg A, B og D, som er bundet sammen med broer i den sørlige delen av Oseberg-feltet.

Oseberg A er en betongplattform med prosessutstyr og boligkvarter, mens **Oseberg B** har stålunderstell med bore-, produksjons- og injeksjonsutstyr. **Oseberg D** er en stålplattform med gassprosesserings- og eksportutstyr.

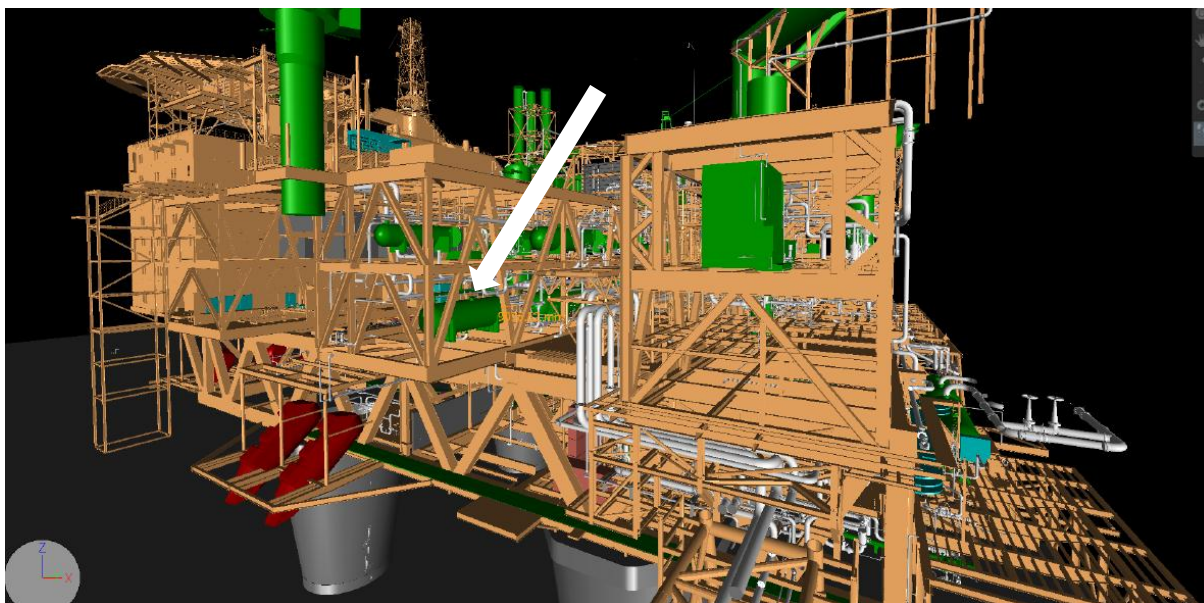


Figur 1 Oseberg feltcenter, kilde Statoil.no

Hendelsen skjedde i M02-modulen som er en prosessmodul. Se Figur 2



Figur 2 Bilde av prosessmodul M. Bildet er hentet fra Statoils granskningsrapport. Pilen er lagt inn for å indikere hvor lekkasjen oppstod i M02.



Figur 3 Modell av prosessmodul M. Modellen er hentet fra Statoils granskningsrapport. Pilen er lagt inn for å indikere hvor lekkasjen oppstod i M02.

Hendelsesforløp

I 1995 ble det vanlig å injisere gass i brønner (bullheading).

Ca. år 2000 begynte enkelte brønner å få problemer med sand, det ble da iverksatt noen tiltak med studier og sanddetektorer.

14.06-2013 Det ble det besluttet å injisere gass i brønn B-41, og brønnen ble i forbindelse med dette satt i utjevningsmodus. Bullheadingen startet 15.06-2013

17.06-2013 Klokken 01:10 stengte testseparator og testseparatormanifold ned da det ble høyt trykk i testmanifold og testseparator. Trykket i testmanifold ble blødd av med avblødningsventilen før testseparator igjen ble satt i drift klokken 01:30.

Klokken 06:54 kom det alarm om høyt trykk på testseparator og testmanifold, og noen sekunder senere stengte testmanifold ned på grunn av høyt trykk etter en slug fra Brønn B-45. Alarm for høyt trykk var på 24 barg, mens nedstengning for høyt trykk var på 26 barg. Trykket kom opp i 59,3 barg i testmanifolden. Master og vingventil stengte også på brønn B-41 og B-45 som begge står mot testseparator.

Klokken 06:57 fortsatte trykket og stige i testmanifolden, på grunn av at gass lakk fra injeksjonsmanifold som ikke stengte ned. Trykkøkningen kom hovedsakelig fra lekkasje gjennom choke ventil, mens noe kan ha kommet via lekk rotorkventiler.

Klokken 06:58 ble avblødningsventilen åpnet for å blø av trykk i manifold til testseparator.

Ca. klokken 07:04 fikk sentralt kontrollrom første gassalarm og uteoperatører ble bedt om å sjekke om det var gass i M modulen. To operatører gikk inn på mesaninnivå og observerte mye gass som en tykk sky høyt oppe i modulen. Like etter kom en tredje operatør inn i M-modulen på hoveddekk, og bekreftet over radio til kontrollrommet at det var gass.

Fra klokken 07:04 til 07:09 fikk 21 gassdetektorer i område M04 hoveddekk, M03 hoveddekk, M02 hoveddekk og M01 hoveddekk alarm om 10 % LEL (Lower Explosion Limit). Da alle gassdetektorer var under 20 % LEL ble ikke automatisk nødavstengning aktivert.

Klokken 07:06 aktiverte kontrollrommet manuell nødavstengning (NAS) nivå 2.0 fra kritisk alarm panel. Dette medførte at alle brønner ble stengt inn med ving- og masterventiler.

Klokken 07:07 ble mønstringsalarm aktivert.

Klokken 07:07 mistet beredskapssentralen hovedstrøm i 20 sekunder.

Ca klokken 07:07.30 kom PA melding om hendelsen.

Ca klokken 07:07.30 startet første møte i beredskapssentralen.

Kontrollrommet startet manuell trykkavlastning av prosess system B klokken 07:07 med 4 separatorer og manifold.

Klokken 07:08 ble brannvann utløst i område M04 mesanin fra kontrollrom

Klokken 07:10 fikk 2 par linjegassdetektorer på toppdekk utslag med 10 % LEL. Gassen var nå spredd over store deler av prosessmodulene.

Kontrollrommet startet manuell trykkavlastning av prosess system A klokken 07:10 med 4 separatorer og manifold.

Klokken 07:09 kom første gassdetektor i 20 % LEL i område M02 hoveddekk, klokken 07:11 kom det en detektor til i samme område med 20 % LEL, og da utløste brannvann fra logikk i aktuelt område. Dette medførte også automatisk aktivering av NAS 2.1.

Klokken 07:12 ble brannvann utløst i område M04 hoveddekk fra kontrollrom.

HSR, SAR helikoptre, andre helikoptre i området samt beredskapsfartøyer blir varslet ca klokken 07:12

Klokken 07:15 fikk ikke kontrollrommet åpnet EV-0054 på linjen mellom Oseberg-D og Oseberg-A.

Ca klokken 07:20 ble det klart at det manglet livbåtmannskap på livbåt 3.

Ca klokken 07:32 var det oversikt over alle 308 personer om bord (POB).

Klokken 07:29 ble brannvann utløst lokalt ute i område M03 hoveddekk i følge alarmloggen.

Klokken 07:42 var trykkavlastningen på Oseberg A ferdig med under 0,01 barg trykk.

Klokken 08:29 begynte trykket å avta på gassrør mellom Oseberg A og Oseberg D som var det siste segmentet med trykk etter at vedlikeholdspersonell hadde fått åpnet trykkavlastningsventilen.

Klokken 08:59 var trykkavlastning av anlegget ferdig.

Ca Klokken 09:15 ble mønstringen avsluttet og plattformen normalisert.

4 Direkte og bakenforliggende årsaker

4.1 Direkte årsaker

Slugging i brønn B-45 gir utilsiktet nedstengning av testmanifold/testseparator.

På grunn av samtidig bullheading på tandem brønnen B-41 og at det bare var strupeventil med lekkasjen mot testmanifold resulterte dette i en trykkoppbygging i manifolden.

Lekkasje gjennom Rotork- manifoldventiler fra andre brønner kan i tillegg ha medvirket til trykkoppbygging i testmanifold.

Nødtrykkavlastningsventil ble brukt som operasjonsventil for å redusere trykket i manifold.

Uhensiktsmessig tilkoblingspunkt for trykkavlastingslinjen på testmanifolden gjør at det akkumuleres sand i trykkavlastingslinjen.

Uhensiktsmessig design med strupeskiye foran rørbend medfører at det dannes en jetstråle med innhold av sand som rammer rørbend og eroderer hull.

4.2 Bakenforliggende årsaker

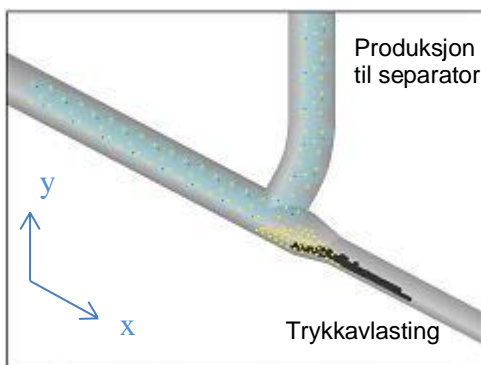
4.2.1 Erosjon som følge av sandproduksjon

Sandproduksjon har vært en problemstilling på Oseberg A siden 2000-tallet. Det ble da gjort et større arbeid som blant annet inkluderte oppgradering av sanddeteksjonssystemet, beregninger av forventet sandproduksjon, erosjonsrater og gjennomgang av inspeksjonsprogrammet.

Filosofien for sandproduksjon er at en ikke skal ha sandproduksjon fra brønner i drift. Det vil si at brønnene ikke skal produsere mer enn 1 gram/sek. Kontrollrommet får alarm dersom sandproduksjon går over denne grensen og brønnen skal da strupes ned til en får «sandfri» rate. Testmanifolden benyttes for å teste brønnene for å finne «sandfri» rate. Det vil derfor produseres sand inn i testmanifolden i forbindelse med at en justerer inn produksjonsraten. Ved trykkavlastning og testing av manifoldens trykkavlastingsventil har sand, som er blitt produsert inn i manifolden, blitt dratt med og resultert i erosjon i trykkavlastingslinjen. Det er to forhold ved designet av trykkavlastingsystemet som er svært ugunstige med tanke på sandproduksjon fra brønnene. Disse er beskrevet avsnittene nedenfor.

4.2.2 Trykkavlastingslinjens tilkoblingspunkt på testmanifolden

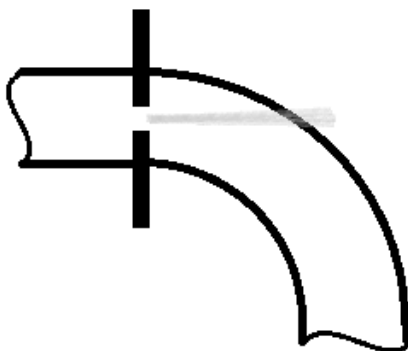
Trykkavlastingslinjen har en ugunstig tilkobling til manifolden som gjør at sand som produseres inn manifolden akkumuleres i trykkavlastingslinjen. Normalt tilkobles trykkavlastingslinjer i et høypunkt 90° på rørsegmentet som skal trykkavlastes slik at det er gassen som bløser av til fakkell. Dette er også med på å redusere sandmengden som følger med gassen inn i fakkelsystemet.



Figur 4 Tilkobling trykkavlastning, kilde Statoils granskingsrapport

4.2.3 Strupeskiens plassering i forhold til rørbend

På grunn av at strupeskiens som skal begrense gassraten til fakkel er plassert direkte foran et 90° bend har jettstrålen fra skiven resultert i svært høy hastighet på sanden før den traff bendet. Dette har resultert i at det har blitt erodert hull i bendet som vist på skissen og bilde nedenfor.



Figur 5 Prinsippskisse for strupeskiene og bend



Figur 6 Hull erodert i bend, foto: Statoil

Gjennom intervju har vi fått opplyst at trykkavlastingsventilen benyttes regelmessig for å trykkavlaste testmanifolden. Ut fra dataene vi har mottatt er det vanskelig å få oversikt over

hvor ofte trykkavlastingsventilen benyttes i drift og testes, men i følge Statoils granskingsrapport opereres ventilen rundt 40 ganger i året.

4.2.4 Sikring av god arbeidspraksis

Det er ikke etablert tilstrekkelige arbeidsprosesser for drift av brønnene og prosessanlegget. Dette resulterte i at trykkavlastningslinjen ble brukt operasjonelt uten at denne bruken var vurdert med tanke på sandproduksjon og behov for inspeksjon, se avvik 6.1.3. Det var også manglende risikovurdering som nevnt i avvik 6.1.2.

5 Hendelsens faktiske og potensielle konsekvenser

5.1 Faktiske konsekvenser

Basert på Statoil beregninger ble det sluppet ut 85 kg gass og mindre enn 15 liter olje. Noe av oljen har fulgt vannet fra brannvannsanlegget til sjø. Det ble observert mindre mengder olje på dekk etter at brannvannsanlegget var stengt ned, men det kan ikke stadfestes om det kom fra lekkasjen. Lekkasjen var i modul M02. Gassen spredte seg også til modulen M03, M04 og M10.

Produksjonen var som et resultat av hendelsen stengt ned i 4 dager.

Hendelsen skjedde rundt klokken 7 på morgenen, og det var ingen aktive arbeidstillatelser på Oseberg A.

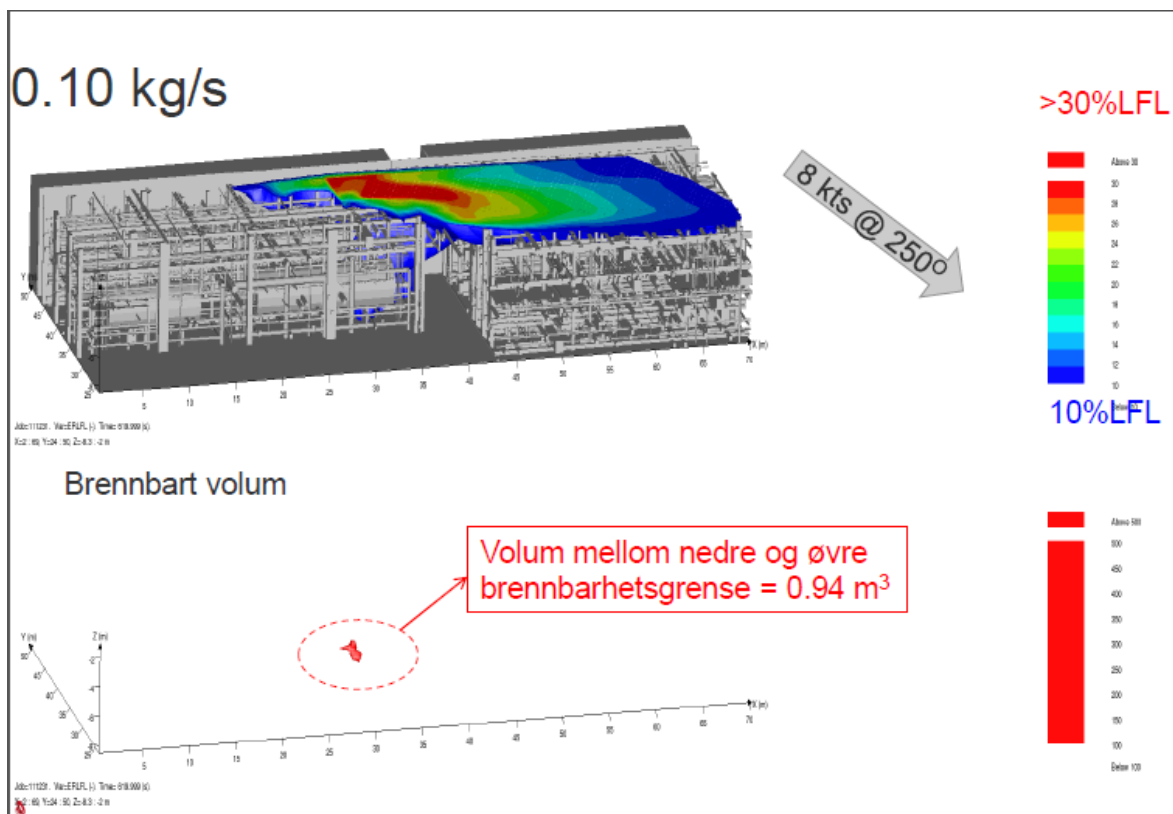
Av materielle skader begrenser de seg til rørbendet som det ble erodert hull i.

5.2 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen

I dette kapitlet gis det en vurdering av de potensielle konsekvensene for den faktiske lekkasjen som inntraff den 17.juni.

5.2.1 Sannsynlighet for antenning

Ingen av gassdetektorene detekterte gass i eksplosiv blanding. Det vil si at lekkasjen ikke var stor nok til å gi høy nok konsentrasjon av gass for å nå eksplosiv blanding der gassdetektorene var plassert. Det vil imidlertid være et område rundt lekkasjen hvor en har eksplosiv blanding, i dette tilfellet kan det se ut som om det har vært begrenset til umiddelbar nærhet til lekkasjepunktet. Simuleringer utført av Statoil angir at det har vært eksplosiv blanding i et volum på ca. 1 m³ i nærheten av utslippspunktet. Figur 7 viser simulering av utslippet. Detektorer var imidlertid primært plassert høyt oppe i modulen slik at bevegelse og konsentrasjon av gasskyen før de nådde detektorene er usikker. Data fra tester rapportert til Risikonivå Norsk Petroleumsvirksomhet (RNNP) viser at Oseberg A kommer dårlig ut på pålitelighet for gassdeteksjon, i 2012 er feilfrekvensen seks ganger høyere enn gjennomsnittet for norsk sokkel samme år. Prosessområdet er et klassifisert området og det skal i utgangspunktet ikke være tenkilder i områdene som ble eksponert for gass. En kan imidlertid ikke utelukke at det kan være feil på elektrisk utstyr i området rundt lekkasjepunktet som kan resultere i at det er tenkilder i området. Sannsynligheten for antenning vurderes imidlertid til å være lav.



Figur 7 Simulering av gassutslipp som er basert på detektorutslag. Figuren er hentet fra Statoils granskningsrapport

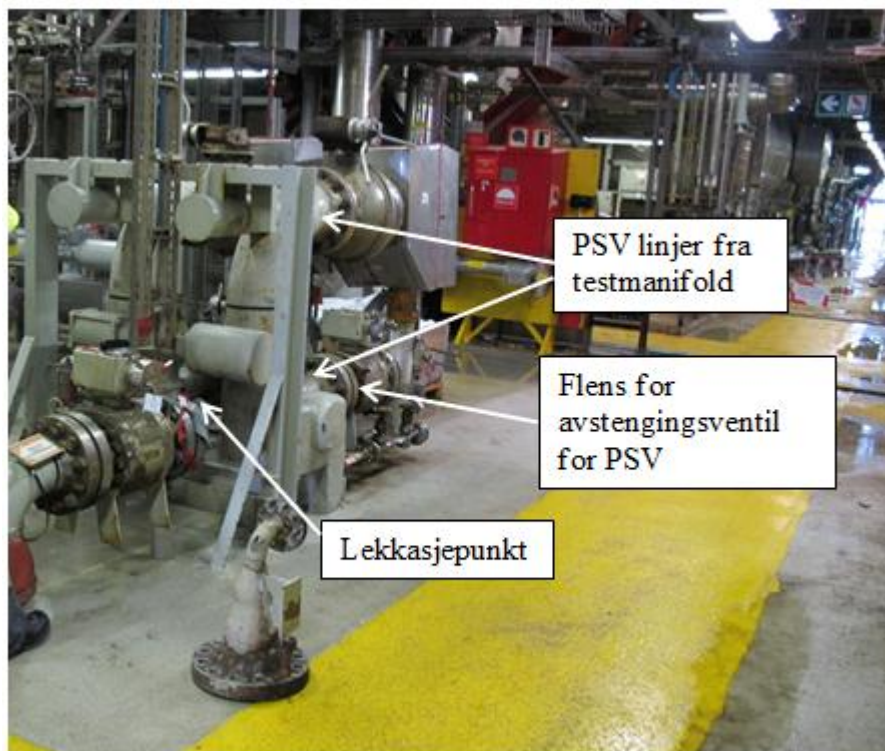
5.2.2 Konsekvensene ved eksplosjon

Det er usikkert hva konsekvensene ville vært ved en eksplosjon. Dette på grunn av at det er usikkert hvor stort volum det var av gassen som var i en eksplosiv blanding. Statoils simuleringer angir imidlertid et volum på ca. 1 m³ og dette er ikke tilstrekkelig til å gi en eksplosjon som kan forårsake ytterligere skader og gasslekkasjer i prosessanlegget.

Der var ingen personer i modulen da lekkasjen oppstod, men alarm-reaksjonslaget ble sendt til modulen for å sjekke hvor alvorlig hendelsen var. Dersom hendelsen hadde ført til en eksplosjon ville det vært potensial for tap av liv. Tidspunktet for hendelsen må betegnes som tilfeldig, og det kunne ha vært personell tilstede i området.

5.2.3 Konsekvenser ved brann

Dersom gassen hadde antent ville det resultert i en jetbrann med 0,1 kg/s med varighet på 10-15 minutt. I og med at lekkasjen oppstod i fakkelsystemet ville brannen vært tilført gass helt til trykkavlastningen var avsluttet etter ca. 30 minutter.



Figur 8 Trykksikringsventil (PSV) i umiddelbar nærhet til lekkasjepunktet

Sikkerhetsventilene for testmanifolderen står i umiddelbar nærhet av lekkasjepunktet og ville blitt eksponert av en jetbrann. Figur 8 viser arrangementet. Spesielt flensen på avstengingsventilen oppstrøms PSVen er utsatt på grunn av at den ikke er beskyttet av passiv brannbeskyttelse. En jetbrann kunne resultere i lekkasje og ytterligere tilførsel av gass til brannen frem til testmanifolderen var trykkavlastet. Det er usikkert hva konsekvensene ville vært som følge av lekkasje i linjene oppstrøms og nedstrøms PSVene. Vi vurderer imidlertid sannsynligheten for eskalering ut av modulen for å være lav på grunn av at trykkavlastningen i modulen fungerte som den skulle.

6 Observasjoner

Ptil's observasjoner deles generelt i tre kategorier:

- Avvik: I denne kategorien finnes observasjoner hvor Ptil mener det er brudd på regelverket.
- Forbedringspunkt: Knyttes til observasjoner hvor vi ser mangler, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise brudd på regelverket.
- Andre observasjoner

6.1 Avvik

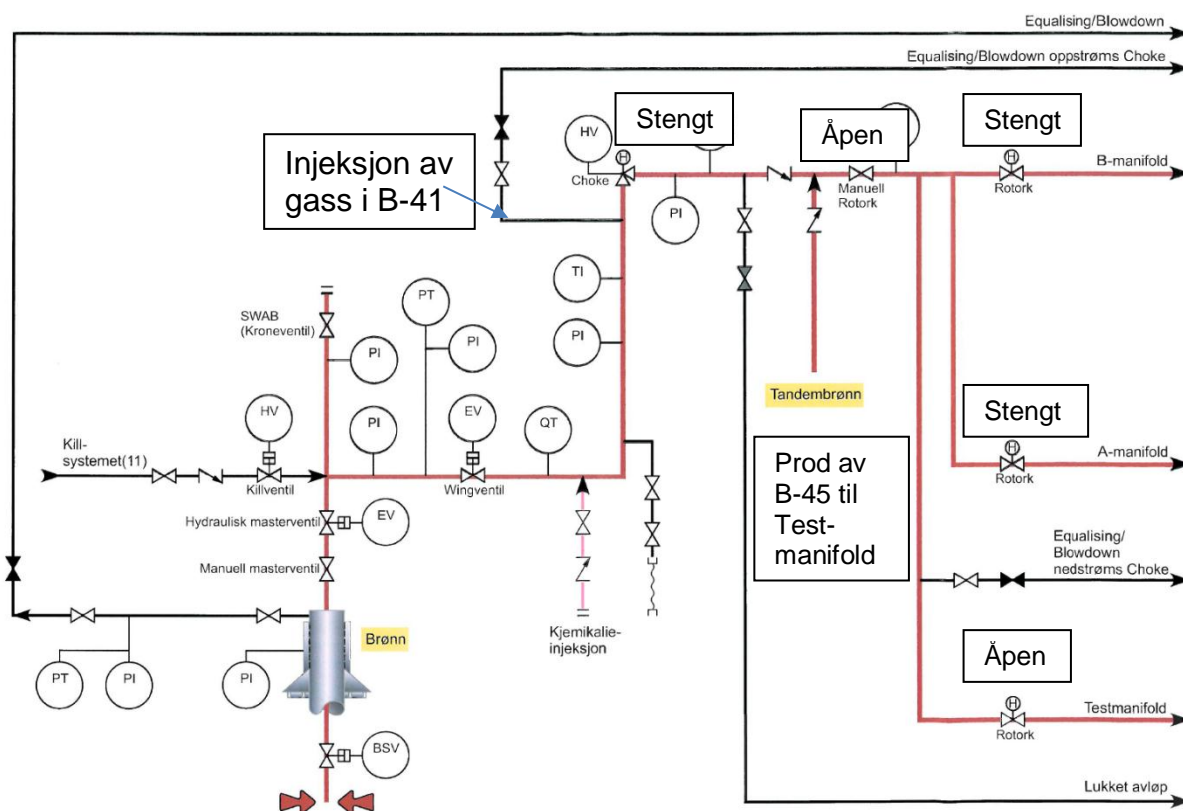
6.1.1 Mangelfull overtrykkssikring av testmanifold

Avvik:

I forbindelse med at det ble injisert gass i brønn B-41 ("bullheading") samtidig som brønn B-45 ble kjørt mot testseparator var det ikke etablert primærsikring mot overtrykk av testmanifolden.

Begrunnelse:

Brønn B-41 og B-45 er koblet opp med felles ventil mot test manifold (manuell Rotorkventil), derav kalt tandembrønner, se skissen nedenfor:



Figur 9 Arrangement for tandembrønn B-41 & B-45

Samtidig med at brønn B-45 var koblet opp mot testseparator ble det injisert gass i brønn B-41. Dette ble gjort via manifolden for trykkutligning og trykkavlastning (equalizing & blowdown manifolden) som er koblet opp mot brønnen oppstrøms produksjonsstrupeventil

(Choke). På grunn av at brønn B-45 var koblet opp mot test separator resulterte denne konfigurasjonen i at choken på brønn B-41 var eneste barriere mellom injeksjonsgassen og testmanifolden. Testmanifolden har design trykk på 75 barg mens injeksjonssystemet ikke har noen automatisk nedstengings-funksjon før trykket når 233 barg. Ved feilåpning eller lekkasje i choken vil det derfor ikke være noen nedstengingsfunksjon for manifolden som hindrer overtrykk slik regelverket krever.

Det er installert en nedstengingsfunksjon for høyt trykk på testmanifolden, men denne stenger kun ving- og masterventil på tandembrønnene, og påvirker således ikke oppkoblingen mot manifolden for trykkutligning og trykkavlastning.

Krav:

Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg for utvinning av petroleumforekomster m.v., fastsatt av Oljedirektoratet 3. april 1978 med senere endringer 1.juli 1980, kapittel 7.3 om prosessikringsutstyr og funksjoner, jf også innretningsforskriften § 34 om prosessikringssystem.

6.1.2 Manglende risikovurdering i forbindelse med bruk av utjevnings- og trykkavlastingssystemet til gassinjeksjon

Avvik:

I forbindelse med at trykkutliknings- og trykkavlastingssystemet (equalizing & blowdown systemet) ble tatt i bruk til gassinjeksjon kan det ikke dokumenteres at en har hatt en gjennomgang for å vurdere risiko og sikre at systemet er i henhold til regelverkets krav.

Begrunnelse:

I forbindelse med granskingen har vi fått opplyst at en ved gassinjeksjon i brønnene tidligere koblet seg opp til brønnene via kill-linjen på ventiltreet. Bruk av kill-linjen ved gassinjeksjon er beskrevet i System og Operasjonsmanualen (SO). Fremgangsmåten har senere blitt endret slik at en nå også benytter trykkutliknings- og trykkavlastingssystemet. Dette er mindre arbeidskrevende operasjonelt ved at det ikke er nødvendig å gjøre nye tilkoblinger på ventiltreet da en kun behøver å operere eksisterende ventiler i prosessanlegget.

Bruk av trykkutliknings- og trykkavlastingssystemet ved gassinjeksjon er ikke beskrevet i SO manualen (se også avvik 6.1.3). Det kan heller ikke dokumenteres at det er gjort en risikovurdering av at systemet ble tatt i bruk til gassinjeksjon.

Krav:

Styringsforskriften § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, aktivitetsforskriften § 27 om kritiske aktiviteter og § 30 om sikkerhetsmessig klarering av aktiviteter.

6.1.3 Mangelfulle arbeidsprosesser for drift av brønner og prosessanlegg

Avvik:

Det er ikke etablert tilstrekkelige arbeidsprosesser for drift av brønner og prosessanlegg.

Begrunnelse:

Gjennom intervju av personell i driftsorganisasjonen og ved gjennomgang av dokumenter er det kommet frem at det ikke er etablert eller oppdaterte arbeidsprosesser for:

- bruk av trykkutliknings- og trykkavlastingssystemet ved gassinjeksjon
- for oppstart av brønn i lavtrykksmodus etter nedstengning
- avblødning av trykk på testmanifold
- håndtering av slugging
- bullheading av tandembrønn

Flere av disse operasjonene gjøres under normal drift og har pågått i flere år uten at prosedyrer er utarbeidet eller oppdatert. Statoil presenterte i 2008 (ref: 20081209 Beskrivelse av standardisert driftsmodell for UPN saksunderlag til UPN SU ver. 1.ppt) viktigheten av en ensartet drift- og organisasjonsmodell. Se også Statoilboken om «styrende dokumentasjon» og «A-standard». I tillegg beskrives mål om standardisert drift av virksomheten på norsk sokkel, her legges det vekt på lik arbeidsmåte, mindre variasjon i driftsmodeller og andre punkter inne styring, erfaringsoverføring og organisasjonsform. For UPN Drift er det i dokumentet «Organisasjon, ledelse og styring» fastsatt følgende «At alle operasjonelle eller tekniske endringer idriftsettes først etter at løsning er godkjent av teknisk systemansvarlig/ teknisk fagansvarlig» og at «operasjonsdokumentasjonen er tilgjengelig».

Krav:

Styringsforskriften § 8 om interne krav og § 13 om arbeidsprosesser samt aktivitetsforskriften § 24 om prosedyrer.

6.1.4 Mangler ved inspeksjonsprogrammet

Avvik:

Inspeksjonsprogrammet for trykkavlastningslinjen for testmanifolden er mangelfull.

Begrunnelse:

Det utføres ikke inspeksjon av trykkavlastningslinjen fra testmanifolden, inkludert bendet som det ble erodert hull i. Vi fikk opplyst i intervju at trykkavlastningsventilen oppstrøms bendet testes hyppig. I tillegg åpnes trykkavlastningsventilen for å ta ned trykket i manifolden ved høyt trykk. Linjen har i følge opplysninger fra Statoil blitt operert ca. 40 ganger det siste året. Den benyttes med andre ord regelmessig uten at det har blitt vurdert behov for endringer i inspeksjonsprogrammet og det er heller ikke gjennomført analyser eller utarbeidet endringsordre i forbindelse med at trykkavlastningsventilen blir benyttet som avblødningsventil.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 45 om vedlikehold og § 47 om vedlikeholdsprogram, Styringsforskriften § 21 om oppfølging.

6.1.5 Mangler ved design for å håndtere sandproduksjon

Avvik:

Trykkavlastingssystemet for testmanifold er ikke egnet for brønner med sandproduksjon.

Begrunnelse:

Brønnene på Oseberg testes mot testseparator for å finne «sandfri» produksjonsrate. Dette gjør at det i forbindelse med testingen produseres sand inn i testmanifold. Avgrening fra manifolden er utformet på en slik måte at sand ledes inn og akkumuleres i

trykkavlastningslinjen. Strupesnivåets plassering direkte oppstrøms et 90° bend resulterer i at sanden i systemet gir svært høye erosjonsrater i bendet. Generelt er det svært høye strømningshastigheter i fakkelsystemet under en trykkavlastning og sand i systemet gir derfor også potensial for erosjon også nedstrøms bendet.

Anlegget på Oseberg A var opprinnelig ikke designet for sandproduksjon. Endringene i forutsetningene for design har ikke blitt tilstrekkelig fulgt opp.

Vi er i våre tilsynsaktiviteter mot Statoil blitt informert om at det er satt i gang et prosjekt for å utarbeide anleggsspesifikke barrierestrategier og områdespesifikke ytelseskrav (ref. tilsyn Barrierestyling i Statoil - aktivitet 001000141). Det er vår vurdering at dersom dette hadde vært på plass i henhold til regelverkets krav ville dette forhindre hendelsen.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 25 om bruk av innretninger og styringsforskriften § 5 om barrierer.

6.2 Forbedringspunkter

6.2.1 Sandstrategi

Forbedringspunkt:

Dokumentasjonen på sandstrategien til Oseberg Feltsenter kan forbedres.

Begrunnelse:

Det er ikke utarbeidet et dokument som beskriver sandstrategien for Oseberg Feltsenter. Arbeidet er påbegynt men ikke slutført. Det er etablert praksis at brønnene skal være «sandfri» i drift, dvs. produsere mindre enn 1 gram/s men en komplett strategi for anlegget er ikke utarbeidet. Vi refererer også til avvik 6.1.5.

Krav:

Styringsforskriften § 5 om barrierer og § 6 Styring av helse, miljø og sikkerhet

6.2.2 Visning av detektorenes plassering i høyden

Forbedringspunkt:

Visning av detektorers plassering i høyden på brann og gass skjerm i kontrollsystem kan forbedres.

Beskrivelse:

Ved gassalarm i kontrollrommet er det ikke mulig for operatør å få et raskt bilde av om gassen befinner seg høyt eller lavt i modulen. For å få denne oversikten må operatør inn i egen perm som er plassert i kontrollrom. Dette er en lite hensiktsmessig måte, da det ved gassalarmer er viktig for operatøren å operere raskt for å begrense omfanget av en eventuell gasslekkasje og rapportere til områdeoperatører hvor gassen befinner seg. Plasseringen i høyden er angitt på «Safety detection and alarm layout» tegninger, disse er tilsynelatende lite kjent eller brukt i sentralt kontrollrom.

Krav:

Innretningsforskriften § 21 om menneske-maskin-grensesnitt og informasjonspresentasjon

6.3 Andre observasjoner

6.3.1 Bruk av slegge ved åpning av ventil

Det ble forklart at det var problemer med å få åpnet EV-0054 på linjen mellom Oseberg D og Oseberg A. Mekaniker ble tilkalt og benyttet slegge på aktuatoren for å få denne til å bevege seg. Dette ble gjort med fullt trykk i røret. Denne fremgangsmåten er ikke nedfelt i noen prosedyrer, og har et potensiale for skade på mennesker og materiell. Vi har fått opplyst at det siden 2006 har vært problemer med denne ventilen. Den har siden blitt behandlet med jevne mellomrom. Ved testing av gassutslippssystemet den 01.06-2013 åpnet ventilen, men posisjonsindikatoren viste ikke at den nådde åpen posisjon. Innrapporterte testresultater på trykkavlastningsventil fra Oseberg D til RNNP viser at feilraten er 3,5 ganger høyere enn forventningsnivået i bransjen.

6.3.2 Sikring av hendelsessted

Ved ankomst Oseberg var området hvor hendelsen hadde funnet sted avsperrert og renvasket. Sluker var gjort rene og bend var demontert. Det er vesentlig vanskeligere å se for seg hendelsen og hvordan ting har foregått under hendelsen når det har foregått rengjøring og demontering på stedet. Det var tatt bilder, men det viste seg at en ikke hadde fått tatt bilder fra alle relevante vinkler.

6.3.3 Brann og eksplosjonsstrategi

Vi har fått opplyst at det ikke er utarbeidet en brann og eksplosjonsstrategi for Oseberg feltcenter, men at den er under utarbeiding. Eksplosjonsberegningene er gjennomført mens det er pågående arbeid med probabilistiske brannsimuleringer. Når det gjelder brannsimuleringer krever imidlertid regelverket at hvert brannområde skal kunne motstå største brannbelastning som kan oppstå uavhengig av frekvens. Det åpnes med andre ord ikke for å benytte probabilistiske brannsimuleringer for å redusere brannmotstanden til brannområdene.

6.3.4 Brønndesigntrykk

På brønnbarriereskissene er det oppgitt et brønndesigntrykk. Dette kan oppfattes som trykket brønnen er designet for å kunne motstå. Trykket er imidlertid definert som det største trykket som kan oppstå i brønnen ved gassfylt kolonne ned til reservoaret, også kalt "maximum shut in pressure" i NORSKOK D-010. Gjennom samtaler med personellet i driftsorganisasjonen kom det frem at det var ulike oppfatninger om hvordan brønndesigntrykk var definert. Det ble også oppfattet som at dette var det største trykk brønnen var designet for, på samme måte som begrepet designtrykk benyttes for prosessutstyr.

6.3.5 Tap av hovedkraft

I forbindelse med overgang fra brenngass til diesel mistet innretningen hovedkraften, slik at man mistet strømmen i beredskapsrommet. Dette har skjedd tidligere og Statoil har gjennomført dybdestudie og følger dette opp i egen sak.

6.3.6 Mønstring og debrief

Som følge av hendelsen ble broen mellom Oseberg B og A stengt slik at personell som befant seg på Oseberg B ikke kunne mønstre ved livbåtene på A. Livbåtmannskap til livbåt 3 på Oseberg A befant seg på Oseberg B på hendelsestidspunktet. Livbåt 3 ble imidlertid mønstret etter noen tid, av personer i livbåt 3 som tilfeldigvis hadde livbåt kompetanse.

Det tok 25 minutter før det var bekreftet opptelling av personell om bord (POB). Statoils interne krav for Oseberg Feltsenter er 18 minutter. RNNP data viser at mønstringstiden i 2012 var på 20,7 i gjennomsnitt (24 øvelser). Det innebærer at gjennomsnittet er høyere enn kravet og 4 av øvelsene har mønstringstiden vært over 25 minutter.

Det har ikke vært en systematisk gjennomgang for læring av erfaringer fra håndteringen av hendelsen i beredskapsledelsen og andre i beredskapsorganisasjonen, det har heller ikke vært gjennomført en systematisk debrief av personellet, slik at tilbakemelding til personell bare har vært gitt av enkelte ledere.

Det var imidlertid god tilbakemelding fra de vi har snakket med om beredskapsledelsens håndtering av situasjonen under hendelsen.

6.3.7 Statoils granskningsrapport

Statoils granskning er gjennomført på nivå to av konsernrevisjonen (COA INV). Beskrivelsen av hendelsesforløpet, de direkte og bakenforliggende årsakene til hendelsen er i alt vesentlig sammenfallende med våre data og vurderinger. Når det gjelder faktisk konsekvens tar vi de vurderinger som er gjort og de beregninger som Statoils granskningsgruppe har fått utført til etterretning (se også kapittel 8 om usikkerheter). Når det gjelder potensiell konsekvens er vi ikke enige i Statoils vurderinger. Statoil skriver at lekkasjen var utenfor gangvei. Etter vår vurdering hadde lekkasjepunktet retning mot gangvei og gassen har sannsynligvis strømmet ut i gangvei og det kunne vært personell tilstede i området. Statoil vurderer sannsynligheten for brann og eksplosjon som liten begrunnet i at tennkilde utkopling fungerte og at det ikke var andre tennkilder i området. Vår vurdering er at hendelsestidspunktet er tilfeldig og at det ikke kan utelukkes at der kunne ha vært tilstede tennkilder. Statoil bør i granskinger vurdere konsekvensen av antenning med tanke på å avdekke eventuell sårbarheter på innretningene, jf. styringsforskriften § 20 om registrering, undersøkelse og granskning av fare- og ulykkessituasjoner.

7 Barrierer som har fungert

Vi har ikke identifisert andre barrierer som har sviktet enn de som er nevnt ovenfor.

8 Diskusjon omkring usikkerheter

Ptil har ikke gjennomført egne beregninger på gassmengde og utbredelse av gasskyen. Vi baserer oss på Statoil sine egne beregninger, og vi har ikke verifisert disse beregninger. Beregningene gjenspeiler hendelsen slik vi oppfattet den ut fra de data vi har hatt tilgang til.

9 Vedlegg

A: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

- /1/ Statoils mandat gransking av uønsket hendelse utslipp gasslekkasje Oseberg Feltsenter OSF 17062013 -3
- /2/ Organisasjonskrat Oseberg Resultatenhet 13/832-6
- /3/ E-mail17.06.13 "TASK FORCE - 25EV0054" 13/832-7-1
- /4/ Granskingsrapport: Utfall av hovedkraft med påfølgende gasslekkasjer i brønnområde (brønn B-30) og prosessområde (M02) 13/832-7-2
- /5/ System og kontrolldiagrammer for test manifold og test separator 13/832-7-3
- /6/ Utdrag fra Siemens logg 13/832-7-4
- /7/ Møtereferat Velkomstmøte uke 24 – PV 13/832-7-5
- /8/ L-OSF-14965 - Lavtrykksproduksjon via testseparator 13/832-7-6
- /9/ Safety Detection and Alarm Layout diagrammer 13/832-7-7
- /10/ "Håndlaget" Oversikt over detektorlayout M02 13/832-7-8
- /11/ WELL BARRIER SCHEMATICS B-41 & B-45 13/832-7-9
- /12/ Plot fra aktuelle trykktransmittere 13/832-7-10
- /13/ Status manifoldventiler 13/832-7-11
- /14/ OSB system 13: oversiktstegning for plattform brønner 13/832-7-12
- /15/ Utdrag fra Styrende dokument: Tillegg til: Beredskap på norsk sokkel - Oseberg Feltsenter 13/832-7-13
- /16/ Utdrag fra Siemenslogg mottatt fra SKR 13/832-7-14
- /17/ Grafer over gassdetektorer og trykkgrafer mottatt fra SKR 13/832-7-15
- /18/ Organisasjonskart Oseberg feltsenter Pr. 2013-06-17 13/832-7-16
- /19/ Bilder av tavlene i beredskapsrommet på OSF 13/832-7-17
- /20/ Cause & Effect Diagram for SHUTDOWN LEVEL 4,1 og TEST MANIFOLD AND SUBSEA WELLS 13/832-7-18
- /21/ Utdrag fra SAP relater til BDV 13/832-7-19
- /22/ P&IDer for brønner med tilhørende testmanifold og testseparator 13/832-7-20
- /23/ ISO tegning rørbend 13/832-7-21
- /24/ AT 17062013 13/832-7-22
- /25/ Synergi 1364712, utfall av hovedkraft 13/832-7-23
- /26/ Synergi 1364701 25-EV-0054 åpnet ikke ved NAS 13/832-7-24
- /27/ SAP 227102191774-25EV 0054, indikator feiler 13/832-7-25
- /28/ Synergi 1364798 Nedsatt funksjon av brannbekjempelsesutstyr i områder rundt gasslekkasjestedet, M03 hoveddekk 17/6 13/832-7-26
- /29/ Aksjoner etterarbeid gasslekkasje 17.6.13 13/832-7-27
- /30/ PUB oversikt 16.06.2013 18:54 13/832-7-28
- /31/ Oversikt bemanning DV dag/natt 13/832-7-29
- /32/ Skiftrapport SKR SKIFTBEMANNING Logg dato:16.06.2013 13/832-7-30
- /33/ Registrerte RUH i forbindelse med gasslekkasje på M02 OSA 2013-06-17 13/832-7-32
- /34/ Oversik over ATer M01-M04 13/832-7-33
- /35/ Inspeksjonsprogram utført etter hendelse 13/832-7-34
- /36/ Presentasjon med bilder av hull i rørbend før demontering 13/832-7-35
- /37/ Inspeksjon ifm. Gasslekkasje 17/6 – 2013 13/832-7-36
- /38/ Beredskapsrapport Oseberg Feltsenter 13/832-7-37

- /39/ PDP - aksjoner ang. B-41 og B-45 13/832-9-2
- /40/ L-OSF-15257 - Bruk av drepesystemet 13/832-9-3
- /41/ OSEBERG FELTSENTER PRODUKSJONSPLAN UKE 25: 14. juni -20. juni 13/832-9-4
- /42/ OM01.01.02.01 - Gjennomføre kontinuerlig produksjonsoptimalisering 13/832-9-5
- /43/ Dok nr. TNE PRT HSET ST-10003 Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS)Oseberg Feltsenter 13/832-11-2
- /44/ 250713 Svar på spørsmål ifm Ptil gransking 13/832-11-3
- /45/ 060913 Info fra task i PDP. Brønn B-41 13/832-14-2
- /46/ 060913 Info fra task i PDP. Brønn B-45 252402 13/832-14-2
- /47/ 060913 Lokal praksis. Eq-bl.d system 252403 13/832-14-2
- /48/ 060913 Lokal praksis. Killsystem 252404 13/832-14-2
- /49/ 060913 Maks trykk ved bullheading 252405 13/832-14-2
- /50/ 060913 Sandproduksjon generelt på OSF_ info til intern granskingsgruppe 252406 13/832-14-2
- /51/ 060913 Brønnstatus 252407 13/832-14-2
- /52/ 060913 Rater 252408 13/832-14-2
- /53/ 060913 Rater 12.6.2013 252409 13/832-14-2
- /54/ 060913 Oppstart 252410 13/832-14-2
- /55/ 12 B-41 – oppstartforsøk etter lang tids innestenging 13/832-14-2
- /56/ Svar på spørsmål til Ptil 120913 255141 13/832-18-2
- /57/ 120913 Well trend B-41 255142 13/832-18-3
- /58/ 120913 Well trend B-41 x 255143 13/832-18-4
- /59/ 120913 Plott 255144 13/832-18-5
- /60/ Oppstartskriterier B-30 (og evt B-41) etter gasslekkasjen 120913 - Info i task Brønn B-30 og B-41 til Ptil 255145 13/832-18-6
- /61/ Logg som viser om trykkavlastningsventil 13-EV-804 har vært åpen eller stengt 120913 - Logg (åpen stengt) trykkavlastningsventil 13-EV-804 til Ptil 255146 13/832-18-7
- /62/ 120913 Bullheading av brønn til Ptil 13/832-18-8
- /63/ Informasjon ifm gransking av hendelse utslipp på Oseberg A 17062013 255151 13/832-19-1
- /64/ Antall ganger ventilen (13-EV-804) har vært i åpen posisjon med samtidig trykk på testmanifold 255152 13/832-19-2
- /65/ 200913 ISO-tegninger trykkavlastningslinjens tilkobling til testmanifolden 255153 13/832-19-3
- /66/ 200913 PID PZVer 13/832-19-4
- /67/ A DPN L2 2013-12 Granskingsrapport - Gasslekkasje grunnet erosjon i rørbend 13/832-20-1
- /68/ 141013 Handout Ptil 021013 Presentasjon Gasslekkasje OSF 17062013KBP-04 13/832-20-2
- /69/ 141013 Referat fra møte 021013 13/832-3
- /70/ Oppfølging av aksjoner etter møte 02102013 Oseberg - Vedr hendelse utslipp Oseberg A 17062013 13/832-21
- /71/ 20081209 Beskrivelse av standardisert driftsmodell for UPN saksunderlag til UPN SU ver 1.ppt
- /72/ Statoil-boken versjon 3.1. 2013
- /73/ E-post fra Statoil den 13.12.2013
- /74/ OMC01-004 - UPN Drift - Organisasjon, ledelse og styring Rev 3.1 Revisjonsdato: 26. Apr. 2013