

# Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel	Aktivitetsnummer
Hydrokarbonlekkasje på Ula P plattform 12.9.2012	010019010

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 12.9.2012 intr traff en omfattende hydrokarbonlekkasje på Ula-innretningen.</p> <p>Den direkte årsak til lekkasjen var brudd i boltene som holdt en ventil i utløpet på en separator sammen. På grunn av svetting i ventilen ble boltene eksponert for produsert vann med et høyt innhold av klorider og temperatur på ca 120 °C. Dette resulterte i kloridindusert spenningskorrosjon som svekket boltene slik at de til slutt røk.</p> <p>En forutsetning for materialvalget i ventilboltene er at disse ikke kommer i kontakt med mediet. Denne forutsetningen ble ikke fulgt opp i organisasjonen, etter at det ble oppdaget svetting i ventilen.</p> <p>Mengden hydrokarboner som strømmet ut i forbindelse med lekkasjen, er estimert til ca 20 m<sup>3</sup> olje og totalt 1600 kg. gass</p> <p>Olje som ble sluppet ut ble spredd til store deler av området P01 mesanin, det vil si at både utstyr, vegger og tak ble dekket av oljen. Det ble også observert mindre mengder olje på havet.</p> <p>Ingen personer ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt i 67 dager som følge av lekkasjen.</p> <p>Det er Petroleumstilsynets vurdering at hendelsen hadde potensiale for en storulykke, med risiko for tap av flere liv og betydelig materiell skade.</p>

Involverte	
Hovedgruppe	Godkjent av / dato
T-3	Hilda Kjeldstad
Deltakere i granskingsgruppen	Granskingsleder
Vidar Kristensen, Kjell-Gunnar Dørum, Ove Hundseid, Hanne Etterlid, Odd Hagerup, Odd Tjelta, Inger Helen Førland, Sigvart Zachariassen	Øyvind Lauridsen

## Innhold

<b>1</b>	<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>INNLEDNING</b> .....	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>HENDESESFORLØP</b> .....	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>SYSTEM- OG UTSTYRSFEIL</b> .....	<b>11</b>
<b>4.1</b>	<b>BYPASSVENTILEN</b> .....	<b>11</b>
<b>4.2</b>	<b>TENNKILDEUTKOBLING</b> .....	<b>12</b>
<b>4.3</b>	<b>BRANNVANNSYSTEMET</b> .....	<b>13</b>
<b>4.4</b>	<b>PROSESSIKRINGSSYSTEMET</b> .....	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>FAKTISKE KONSEKVENSER</b> .....	<b>14</b>
<b>6</b>	<b>HENDESENS POTENSIAL</b> .....	<b>15</b>
<b>6.1</b>	<b>POTENSIELLE KONSEKVENSER FOR DEN FAKTISKE LEKKASJEN</b> .....	<b>15</b>
6.1.1	MULIGHETEN FOR ANTENNING .....	15
6.1.2	POTENSIELLE KONSEKVENSER FOR DEN FAKTISKE LEKKASJEN GITT ANTENNING .....	15
6.1.3	POTENSIELLE KONSEKVENSER FOR MENNESKER, MILJØ OG MATERIELLE VERDIER PÅ DET FAKTISKE TIDSPUNKT FOR HENDELSEN .....	17
<b>6.2</b>	<b>POTENSIELLE KONSEKVENSER GITT UBETYDELIGE ENDREDE OMSTENDIGHETER</b> .....	<b>18</b>
6.2.1	TIDSPUNKT FOR NÅR HENDELSEN INNTRAFF .....	18
6.2.2	MULIGHETEN FOR ANTENNING .....	19
6.2.3	POTENSIELLE KONSEKVENSER GITT ANTENNING .....	20
6.2.4	POTENSIELLE HELSEKONSEKVENSER FOR PERSONELL SOM DELTOK I INNSATSLAG OG I NORMALISERINGSARBEIDET INKLUSIV RENGJØRING AV MODULENE .....	20
<b>7</b>	<b>DIREKTE OG BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER</b> .....	<b>22</b>
<b>7.1</b>	<b>DIREKTE ÅRSAK</b> .....	<b>22</b>
<b>7.2</b>	<b>BAKENFORLIGGENDE ÅRSAKER</b> .....	<b>22</b>
<b>8</b>	<b>OBSERVASJONER</b> .....	<b>23</b>
<b>8.1</b>	<b>AVVIK</b> .....	<b>23</b>
8.1.1	MANGELFULL OPPFØLGING AV FORUTSETNINGER FOR MATERIALVALG I VENTILEN .....	23
8.1.2	MANGELFULL DOKUMENTASJON PÅ VENTILEN .....	23
8.1.3	MANGELFULL GJENNOMFØRING AV OG OPPFØLGING AV EGNE ANALYSER .....	24
8.1.4	MANGELFULLE STRATEGIER OG PRINSIPPER FOR UTFORMING, BRUK OG VEDLIKEHOLD AV BARRIERER .....	25
8.1.5	MANGELFULL PASSIV BRANNSIKRING .....	25
8.1.6	MANGELFULL EKSPLOSJONSMOTSTAND .....	26
8.1.7	MANGELFULL OPPFØLGING AV IDENTIFISERTE AVVIK .....	26
8.1.8	MANGLER VED NØDAVSTENGNINGSSYSTEMET .....	27
8.1.9	MANGLER VED VEDLIKEHOLD AV PROSESSIKRINGSSYSTEMET .....	27

8.1.10	MANGLER I BEREDSKAPS- OG AKSJONSPLANER .....	27
8.1.11	MANGELFULL RISIKOVURDERING VED PLANLEGGING OG GJENNOMFØRING NORMALISERINGS- OG RENGJØRINGSARBEIDET .....	28
<b>8.2</b>	<b>FORBEDRINGSPUNKT</b> .....	<b>29</b>
8.2.1	SIKRING AV ETTERFYLLING AV VANNLÅSER DRENERINGSSYSTEMET .....	29
8.2.2	MANGELFULL VARSLING TIL PTIL.....	29
<b>8.3</b>	<b>ANDRE KOMMENTARER</b> .....	<b>29</b>
8.3.1	MANGLER VED VENTILLEVERANDØRENS OPPFØLGING AV VENTILPRODUSENTEN .....	29
<b>9</b>	<b>BARRIERER</b> .....	<b>31</b>
9.1	BARRIEREELEMENTER SOM SVIKTET .....	31
9.2	BARRIEREELEMENTER SOM FUNGERTE: .....	31
<b>10</b>	<b>DRØFTING AV USIKKERHETER</b> .....	<b>32</b>
<b>VEDLEGG B: REFERANSER</b> .....	<b>33</b>	
<b>VEDLEGG B – INTERVJUET PERSONELL</b> .....	<b>37</b>	

# 1 Sammendrag

## Hendelsesforløp

Den 12.9.2012 inntraff en omfattende hydrokarbonlekkasje på Ula.

Ula prosessplattform (P-plattform) var i normal drift da lekkasjen inntraff. Klokken 7:08:25 detekterer første gassdetektor hydrokarboner i separatormodulen P01 mesanin på P-plattform. Få minutter etter detekterer omtrent samtlige detektorer i modulen gass, noe som indikerer en stor gasslekkasje.

På dette tidspunkt befant det seg kun tre personer på P-plattformen, da det ble forberedt rød nødavstengningstest (ESD test). De registrerte at det var en stor lekkasje og evakuerte raskt over til boreplattformen (D-plattformen).

Klokken 07:08:44 gir andre gassdetektor høy alarm, noe som gir automatisk aktivering av gul nødavstengning (laveste nødavstengningsnivå, ESD 3) og generell alarm. Gul ESD kobler blant annet ut alle tennkilder som ikke er produksjons- eller sikkerhetskritiske, starter automatisk trykkavlastning og stenger seksjoneringsventiler, deriblant ventilene som skal isolere væskeutløpene på innløpsseparatoren (HP). På grunn av at lekkasjen oppsto som følge av brudd i en bypassventil over en nødavstengningsventil isolerer ikke denne aksjonen separatoren fra lekkasjepunktet. Vann, olje og gass fortsetter derfor å strømme ut av separatoren helt til det ikke lenger er overtrykk i den.

Beredskapsorganisasjonen mobiliseres og personell mønstrer i henhold til beredskapsplanen.

## Direkte årsak

Den direkte årsak til lekkasjen var brudd i boltene som holdt ventilen sammen. Materialet i boltene er austenittisk rustfritt stål. På grunn av lekkasje/svetting i ventilen ble boltene eksponert for produsert vann med høyt innhold av klorider og med temperatur på ca 120 °C. Dette resulterte i kloridindusert spenningskorrosjon som svekket boltene slik at de til slutt røk i forbindelse med en mindre trykkøkning i systemet som følge av en driftsforstyrrelse.

## Bakenforliggende årsak

Det ble oppdaget svetting utvendig på ventilen den 29.3.2012. Det ble gjort en risikovurdering og konkludert med at ventilen kunne byttes ved revisjonsstans sommeren 2013. En forutsetning for materialvalget i ventilboltene er at disse ikke kommer i kontakt med mediet (produsert vann). Da det ble oppdaget svetting i ventilen ble denne forutsetningen ikke fulgt opp i organisasjonen.

Det har vært tilsvarende korrosjonsproblemer på Ula tidligere og det var kjent for BP at dette er en korrosjonsproblematikk i systemet for produsert vann. I 2008 var det en hendelse på Ula hvor man fikk brudd på 2 av 4 bolter som følge av samme korrosjonsmekanisme. Det ble ikke etablert rutiner for å sikre at denne kunnskapen og erfaring ble inkludert i risikovurderinger i forbindelse med svetting, og erfaring ble ikke benyttet ved vurdering av den aktuelle svettingen.

### **Faktisk konsekvens**

BP har estimert mengden hydrokarboner som strømmet ut i forbindelse med lekkasjen til å være:

Olje: 20 m<sup>3</sup>

Gass: Totalt 1600 kg, ca 500 kg direkte fra separator og ca 1100 kg avdampet fra oljen

Produsert vann: 14 m<sup>3</sup>

Olje som ble sluppet ut ble spredd til store deler av området P01 mesanin, det vil si at både utstyr, vegger og tak ble dekket av oljen. Det ble også observert mindre mengder olje på havet.

Ingen personer ble skadet i hendelsen. Produksjonen var stengt i 67 dager som følge av lekkasjen.

### **Potensiell konsekvens**

Tidspunktet for når lekkasjen oppstod var etter vår oppfatning tilfeldig. Det betyr at det kunne ha oppholdt seg personell i modulen. De som oppholdt seg i nærheten av lekkasjepunktet kunne ha omkommet som følge av forbrenning fra varm damp og vann. Personell ellers i modulen kunne ha omkommet som følge av narkotiske effekter av gassen, dersom de ikke var i stand til å rømme umiddelbart på grunn av skade eller på grunn av redusert sikt.

Dersom hydrokarbonene var blitt antent kunne det ha ført til eksplosjon med påfølgende brann, eller kun brann. Personell i modulen ville da mest sannsynlig ha omkommet. Det kan ikke utelukkes at gassen kunne ha blitt antent under ubetydelig endrede omstendigheter. Dette ville ha ført til betydelige skader i prosessområdet.

Ula P-plattform har mangler både når det gjelder eksplosjons- og brannbeskyttelse. Det betyr at en eksplosjon eller brann kunne ha eskalert ut av modulen og satt store deler av P-plattformen i fare.

Det ble identifisert 11 avvik i granskningen:

- Mangelfull oppfølging av forutsetninger for materialvalg i ventilen
- Mangelfull dokumentasjon på ventilen
- Mangelfull gjennomføring av og oppfølging av egne analyser
- Mangelfulle strategier og prinsipper for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer
- Mangelfull passiv brannsikring
- Mangelfull eksplosjonsmotstand
- Mangelfull oppfølging av identifiserte avvik
- Mangler ved nødavstengningssystemet
- Mangler ved vedlikehold av prosessikringssystemet
- Mangler i beredskaps- og aksjonsplaner
- Mangelfull risikovurdering ved planlegging og gjennomføring av normaliserings- og rengjøringsarbeidet

## 2 Innledning

Den 12.9.2012 inntraff en hydrokarbonlekkasje i område P01 på BPs innretning Ula P. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet å gjennomføre en egen gransking av hendelsen.

Granskningsgruppens sammensetning:

- Øyvind Lauridsen, granskningsleder, Organisatorisk sikkerhet
- Kjell-Gunnar Dørum, Prosessikkerhet
- Ove Hundseid, Prosessikkerhet
- Odd Hagerup, Konstruksjonssikkerhet
- Vidar Kristensen, Teknisk sikkerhet<sup>1</sup>
- Hanne Etterlid, Prosessikkerhet<sup>1</sup>

I tillegg har følgende bidratt med faglige innspill

- Odd Tjelta, Teknisk sikkerhet
- Inger Helen Førland, Beredskap,
- Sigvart Zachariassen, Fysisk kjemisk arbeidsmiljø,

Gransking har vært gjennomført gjennom intervju med personell i land- og offshore-organisasjonen, gjennom vurdering av styrende dokumenter, BPs egen granskningsrapport og gjennom en verifikasjon på Ula. Det har også vært intervju hos ventilleverandøren Score. I tillegg har det blitt lagt til grunn analyser og rapporter som har blitt utarbeidet på bestilling fra både BPs granskningsgruppe og Ptil. BP har lagt godt til rette for at vi kunne gjennomføre vår gransking.

---

<sup>1</sup> Har ikke deltatt i siste fase pga av jobbskifte

### 3 Hendelsesforløp

Dette kapittelet beskriver hendelsen, og hendelsesforløpets tidslinje inkludert relevant historikk frem til og med de første dagene av oppryddings- og reparasjonsarbeidet for å få prosessanlegget tilbake til normal driftssituasjon.

Ula-komplekset består av tre plattformer, bolig-, bore- og produksjonsplattform forbundet med gangbruer som vist på bildet nedenfor.



Figur 1. Ula komplekset

Hendelsen skjedde i prosessanlegget på P-plattformens mesanindekk i modul P01.



Figur 2: Ula produksjonsplattform. Modulenes plassering er tegnet inn på bildet.

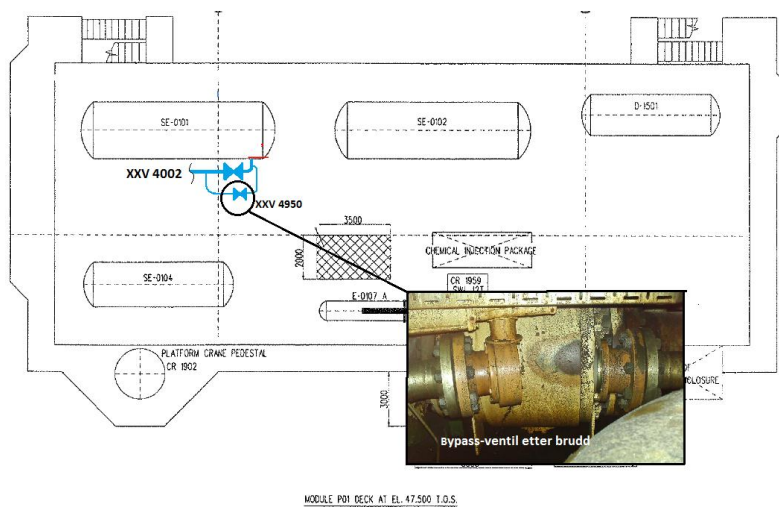
I 1994 ble det installert en bypassventil over nødavstengningsventilen på produsert vannutløp fra separatoren. Ventilen står normalt i stengt posisjon. Den benyttes til trykkutligning i forbindelse med oppstart.

I 2004 ble bypassventilen byttet ut med ny ventil på grunn av at den opprinnelige ventilen sto fast i stengt posisjon.

29. mars 2012 inspiseres linjen ventilen står installert i, og da oppdages det oppbygging av et saltlag på ventilen som følge av en liten lekkasje/svetting. Etter en vurdering av svettingen besluttet det å erstatte ventilen i forbindelse med revisjonsstans i 2013. Lekkasjen registreres i en svettelogg og inspiseres ca annenhver uke.

12. september 2012 var produksjonsplattformen i normal produksjon. Det skulle etter planen utføres en test av rød nødavstengning (høyeste nødavstengningsnivå) samme dag, og det var i derfor redusert bemanning på P-plattformen. Det var kun tre prosesssteknikere på plattformen.

Klokken 07:06:59 oppstår en feil som medfører at en av gasskompressorene (UGU) automatisk stenger ned. Dette resulterer i at trykket i innløpsseparatoren (HP), som leverer gass til kompressoren, stiger fra ca 18 til ca 24 barg, noe som er innenfor designtrykket. Dette er den utløsende årsak til at boltene i 4" bypassventilen, XXV-4950, på separatorens vannutløp brister. Trykket i linjen splitter ventilen som vist på Figur 3, og produsert vann og deretter olje og gass strømmer med høy rate ut på mesanindekk i P01.



**Figur 3: P01 Mesanindekk. Viser plassering av bypass ventilen i modulen og bilde av ventilen etter bruddet**

Klokken 07:08:25 går den første gassdetektoren på P01 mesanindekk i lav alarm. Klokken 07:08:37 går den første gassdetektoren på mesanindekk i høy alarm. Prosesssteknikerne på P-plattformen blir informert om dette av operatør i kontrollrommet. De tre befinner seg på ulike steder på plattformen og går i retning av P01 for å sjekke ut gassdeteksjonen. Alle tre oppdager at det strømmer store mengder vanddamp/gass ut av ventilasjonspanelene til modulen. Alle tre evakuerer da over til D-plattformen.

Klokken 07:08:44 gir andre gassdetektor høy alarm, noe som gir automatisk aktivering av gul nødavstengning (laveste nødavstengningsnivå, ESD 3) og generell alarm, ref. /83/. Gul ESD kobler blant annet ut alle tennkilder som ikke er produksjons- eller sikkerhetskritiske, starter



automatisk trykkavlastning og stenger seksjoneringsventiler, deriblant ventilene som skal isolere væskeutløpene på HP-separatoren. På grunn av at lekkasjen oppsto som følge av brudd i en bypassventil over en nødavstengningsventil, isolerer ikke nødavstengningsventilen separatoren fra lekkasjepunktet, og vann, olje og gass fortsetter å strømme ut av separatoren helt til det ikke lenger er overtrykk i den.

P01 mesanin fylles med gass og i løpet av de neste to til tre minutter etter første gassdeteksjon gir omtrent samtlige gassdetektorer i området høy alarm.

Kokken 7:12 varsles Ekofisk, Hovedredningsentralen (HRS) og båter i området.

Klokken ca 07:17 etableres det framskutt skadestedsledelse på D-plattformen med sikt til P01 mesaninmodul, ref. /3/. Her observeres det damp/gassky ut fra modulen, og det observeres olje på sjøen. Det registreres at de tre personer som var på P-plattformen har kommet seg over til D. I tillegg hadde en stillasmontør, som var på vei over til P for å sette en «tag» på et stillas, snudd på gangbroen, (jf. intervju).

Klokken 07:18:21 aktiveres oransje nødavstengning på P-plattformen (ESD 2-P) fra kontrollrommet. Dette ble gjort for å oppnå fullstendig utkobling av alle tenkilder på P. På grunn av at styringssystemet (nodene) til brann- og gassdeteksjonssystemet er plassert på P-plattformen kobles dette systemet ut ved ESD 2-P. Dette resulterer i at brann- og gassdeteksjon ikke lenger kan overvåkes fra kontrollrommet. Det pågår imidlertid installering av nytt B&G-system på P slik at systemet kan holdes i drift også etter en ESD 2-P. Dette systemet er ikke overtatt av drift, men installeringen var kommet så langt at det kunne benyttes til å sjekke gassnivåene på P.

Klokken 07:23 har en oversikt over alt personell ombord, ref. /3/.

Klokken 07:28 besluttes det å sende et brannlag sammen med en operatør (alle med røykdykkerutstyr) til P01 mesanin for å lokalisere hvor lekkasjen hadde oppstått, ref. /3/ og intervju.

Klokken 07:30 varsler HRS Ptil om lekkasjen.

Klokken 07:37 Forus Alarm Sentral (FAS) informeres av plattformsjefen, ref. /3/.

Klokken 07:40 HRS informerer Ptil om at lekkasjen er reell.

Klokken 07:45 brannlaget bekrefter at lekkasjen er under kontroll, ref. /3/.

Klokken 07:57 røykdykkere entrer P01 mesanin modulen, ref. /3/ og /85/. Det opplyses i intervju at det var olje og sand på dekket og at hele modulen var dekket med olje. Det var i følge BP ikke utslag på hydrokarboner, ref. /85/.

Klokken 08:00 HRS informerer Ptil om at lekkasjen er stoppet og at BP jobber med å lokalisere lekkasjepunkt.

Klokken 08:24 besluttes det å sikre radioaktiv kilde i HP-separator og røykdykkere sendes inn sammen med skadestedsleder og en operatør de to sistnevnte med filtermaske, dette avsluttes kl 09:00. Det var ikke utslag for radioaktivitet og hydrokarboner ref. /3/ og /85/.

Ca. klokken 08:30 avblåses mønstring (intervju).

Klokken 09:15 HRS informerer Ptil om at situasjonen ble avklart rett før klokken 09:00.

Klokken 09:20 BP varsler muntlig om lekkasjen til Ptil.

Ca. 2-3 timer etter lekkasjen var personell med filtermasker og kjeledresser inne for å sjekke modulen (intervju).

Klokken 14:16 BP bekrefter skriftlig varslingen til Ptil.

Ca. klokken 16 foretok en samlet beredskapsgruppe en befarings i området med filtermaske. Gruppen var ledsaget av 2 personer fra brannlaget. Det var ikke utslag for hydrokarboner, ref. /85/.

Den 13.9 orienterte BP muntlig Ptil om omfanget av lekkasjen.

Den 13.9 ble det sendt inn personell i området for å sjekke detektorer, ventilisering og tilbakestillte oransje nedstengning. Ifølge BP var det ikke utslag på gass eller radioaktivitet, ref. /85/.

Den 14.9 ble det etter avtale med BPs granskningsgruppe igangsatt rengjøring med svaberkost og slamsuger. Personellet brukte engangsdress, gummistøvler og filtermaske, ref. /85/.

Den 14.9 oppdaterer BP skriftlig Ptil om hendelsen.

Den 16.9 ble det igangsatt rengjøring med høytrykksvasking. Ut fra måling av hydrokarboner ble det satt krav til at det skulle brukes personlig åndedrettsvern ved alt arbeid. Personell som skulle utføre høytrykksvasking brukte overtrykksmaske på grunn av aerosolproblematikk. Det ble gjennomført gjentatte målinger av hydrokarboner. Etter 4-5 dager var det ikke utslag da mye av fraksjonene fra HP-separatoren var fjernet i forbindelse med vaskingen, ref. /85/.

## 4 System- og utstyrsfeil

I avsnittene nedenfor er systemfeil og utstyrsfeil som ble avdekket som følge av hendelsen beskrevet.

### 4.1 Bypassventilen

I 1994 ble det installert en bypassventil over nødavstengningsventilen for produsert vann ut fra innløpsseparatoren. Ventilen benyttes i forbindelse med oppstart og er under normal drift i stengt posisjon. I 2004 ble den byttet ut med ny ventil på grunn av at den opprinnelige ventilen sto fast i stengt posisjon.

Ved inspeksjon av linjen i 29.3.2012 ble det oppdaget oppbygging av et saltlag på ventilen som følge av en liten lekkasje/svetting. En arbeidsordre ble etablert for å bytte ut ventilen med frist for gjennomføring i revisjonsstans i 2013. En «svettelogg («seep register») ble etablert for å følge utviklingen av svettingen, ref. /50/.

Da ventilen med bolter og tetninger (pakninger) ble skiftet i 2004 ble den erstattet med en ventil med samme spesifikasjon som den opprinnelige (like for like). Dette var i henhold til selskapets policy å benytte samme spesifikasjon ved utskiftning av utstyr selv om den ikke var i samsvar med siste revisjon av NORSOK M-001 eller selskapets siste materialspesifikasjon.

Vi har ikke identifisert årsakene til at svettingen oppstod. Dette kan skyldes feil montering, kvalitet på tetningsmateriale, slitasje, forurensning, temperatursvingninger, aldring av pakningsmateriale, feil dimensjon etc. Dette kan i ettertid ikke avklares da ikke alle pakningene ble funnet etter hendelsen.

Skadeanalyse av bypassventilen er utført av Exova A/S, ref. /63/. Brudd i bolter på 4" ventil skyldes klorid spenningskorrosjon av rustfritt stål, austenittisk materiale, AISI 316 og AISI 304.<sup>2</sup>

Ventil er levert med pakninger, bolter og ferdig malt. Analysene fra Exova bekrefter at det er produsert vann fra innsiden av ventilen som har forårsaket bruddene i boltene.

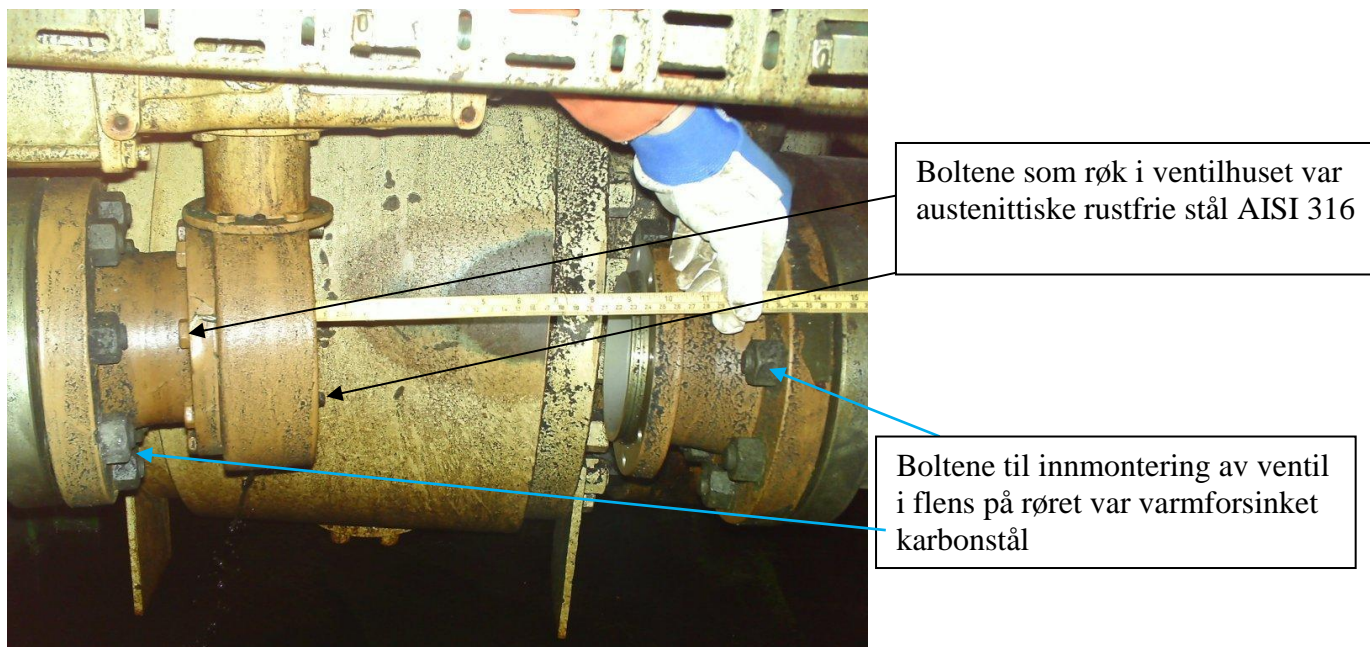
Korrosjon på "valve bearings" og tegn til sprekker (spenningskorrosjon) i bolter "valve stem adaptor" viser at vann må ha kommet fra innsiden. "Valve stem bearing" av karbonstål vil korrodere i CO<sub>2</sub> og kloridholdig produsert vann. Likeledes er det spaltkorrosjon på "valve stem adaptor". Vanligvis forventes ikke inntrengning av korrosivt medium til dette området.

Det betyr at flere (alle) tetninger innvendig i ventilen har sviktet mot "stuffing box"/ aktuatorsiden. Små mengder produsert vann kan ha trengt ut ved "stuffing box" og trengt inn mellom ventilhus og flens og fuktet bolthull og bolter.

---

<sup>2</sup> Analyser av materialer i ventilen bekrefter at ASTM A354 Gr. CD4MCu er benyttet i ventilhus, flenser, kule, ventilsete og ventilstamme. Boltene bekreftes å være av henholdsvis ASTM A351 Gr. B8M (AISI 316) og A2-70 (AISI 304) i henhold til ventiltegning 01 09 1334 CE01 fra produsent. For "Valve bearing" 1 og 2 viser analysene karbonstål, antatt AISI 1522 og for "stuffing box" AISI 316 mens de skulle ha vært ASTM A354 Gr. CD4MCu (superdupleks).

Analysen tyder videre på at boltene har røket i ulike tidsrom. Første bolt kan ha røket uten at det har gitt lekkasje til omgivelsene. Siden flere av boltene har brudd mellom ventilhus og flens er brudd vanskelig å oppdage da boltene ikke faller ut, mutter er dekket av maling og bolt holdes på plass. Når flere bolter ryker vil det til slutt ikke være styrke nok i de resterende boltene som er redusert av spenningskorrosjon.



**Bilde 4:** Viser ventilhusboltene av AISI316 med brudd og boltene til innmontering av ventilen i rørsystemet av varmforsinket karbonstål

Austenittiske rustfrie stål som AISI 304/316 er utsatt for klorid spenningskorrosjon ved temperaturer over ca. 60 °C når de er utsatt for kloridholdig miljø som produsert vann eller sjøvann/sjøsprøyt og spenninger. Austenittiske rustfrie stål som AISI 304/316 er i tillegg utsatt for spaltkorrosjon og "pitting".

Materialsertifikatet for ventilen angir 25 % Cr superdupleks for hus, flenser og bolter, A351 GrCD4Mcu. Analysen på sertifikatet fra produsent bekrefter 25 % Cr superdupleks for hus og flenser, men boltene er analysert til å være av AISI 316, A193 GrB8M. Hadde boltene vært i superdupleks som anført i spesifikasjonsdelen på sertifikatet ville boltene sannsynligvis ha tålt eksponeringen for produsert vann.

## 4.2 Tennkildeutkobling

Ved aktivering av ESD-2P skal alle tennkilder på P-plattformen kobles ut. Dette inkluderer også ventilasjonssystemene som sørger for overtrykk i lokale utstysrom. Dette resulterer i at de ikke lenger er beskyttet mot gassinntrengning og alle tennkilder i rommene skal derfor automatisk kobles ut. Noe av utstyret i slike rom har batteriback-up (UPS) som leverer strøm ved bortfall av strømtilførselen. Disse batteriene må derfor også kobles fra for å gjøre utstyret spenningsløst. I forbindelse med hendelsen feilet en av disse batteribryterne og det resulterte i at det fortsatt var tennkilder i rommet etter at overtrykksbeskyttelsen var koblet ut.

### 4.3 Brannvannsystemet

Ved aktivering av ESD 2-P ble også brannpumpen på P-plattformen koblet ut, og var derfor ikke tilgjengelig dersom det hadde oppstått behov for brannvann. Nødavstengningssystemet skal normal ikke koble ut brannpumper, og dette skyltes en designfeil. Pumpen på P-plattformen er en av tre tilgjengelig brannpumper på Ula-komplekset. De to andre pumpene var fortsatt tilgjengelig og i stand til å forsyne P-plattformen med tilstrekkelig brannvann om det skulle blitt nødvendig.

### 4.4 Prosessikringssystemet

Bruddet i bypassventilen resulterte i at væsknivået i separatoren begynte å falle. Dersom nivået faller under et visst nivå skal prosessikringssystemet stenge ned prosessanlegget. For separatoren detekteres dette av en nivåbryter LSSL-4005. Ved deteksjon av lavt nivå stenges blant annet brønnstrømmen inn til separatoren. Nivåbryteren feilet under hendelsen ved at den først detekterte lavt nivå ca. to minutter etter at nivået var kommet under detektorens setpunkt. Dette resulterte i at prosessanlegget fortsatte å produsere helt til brann- og gassdeteksjonssystemet detekterte gass i modulen. Prosessanlegget ble da stengt ned av nødavstengningssystemet. Dersom LSSL-4005 hadde fungert som den skulle ville den ha redusert væskemengden som lakk ut ved at den hadde stengt innløpet til separatoren tidligere.

Prosessikringssystemet stenger kun ned produksjonen og starter ikke trykkavlastning av separatoren. Automatisk trykkavlastningen aktiveres av brann- og gassdeteksjonssystemet. Trykkavlastning ville ikke ville ha startet tidligere dersom nivåbryteren hadde virket, men volumet som lakk ut ville ha blitt redusert.

Ifølge vedlikeholdsprogrammet skulle nivåbryteren vært testet årlig. Bryteren har imidlertid ikke blitt testet de siste tre år før hendelsen, ref. /97/.

## 5 Faktiske konsekvenser

Basert på beregninger og vurderinger utført av BP, ref. /40/, ble det sluppet ut ca. 14 m<sup>3</sup> produsert vann, ca. 20 m<sup>3</sup> med olje og 1600 kg gass herav ca. 500 kg med gass fra den ødelagte ventilen og ca. 1100 kg med gass som fordampet/kokte av fra olje som ble sluppet ut. Det ble detektert gass av alle gassdetektorer i P01 mesanin, samt av en detektor i P01 hoveddekk. Vi har ingen innvendinger til de beregninger og vurderinger som er gjennomført av BP på dette området, og legger derfor vurderingene i referanse /40/ til grunn i denne rapporten.

Olje som ble sluppet ut ble spredd til store deler av området P01 mesanin, det vil si at både utstyr, vegger og tak ble dekket av oljen. I tillegg var det olje på dekket i tilnærmet hele området. Basert på observasjoner kom også olje ut av området, med det resultat at olje rant ned på utsiden av modul P01 og P02.

Det ble også observert olje på havet. Hvor mye olje som ble sluppet ut på havet har vi ikke hatt et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere i denne granskningen. BP har vurdert utslippet til å være mindre enn 1 m<sup>3</sup>.

I tillegg er det andre materielle og økonomiske konsekvenser av hendelsen, som at produksjonen var stengt i 67 dager og kostnadene forbundet med opprydding og utbedringer.

## 6 Hendelsens potensial

### 6.1 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen

I dette kapitlet gis det en vurdering av de potensielle konsekvensene for den faktiske lekkasjen som inntraff den 12. september. Det legges til grunn at tidspunktet for når hendelsen inntraff, antall personer på P-plattformen samt lekkasjens rate og varighet er det samme som beskrevet i kapittel 5 ovenfor. Hovedforskjellen på vurderingene i dette kapitlet og i kapittel 5 er at en her vurderer muligheten for antenning og de potensielle konsekvensene en etterfølgende brann og/eller en eksplosjon kunne ha resultert i.

#### 6.1.1 Muligheten for antenning

##### Umiddelbar antenning

Mulighet for at lekkasjen kunne ha antent umiddelbart eller i løpet av det første minuttet av hendelsesforløpet er vurdert som liten eller ikke eksisterende. Til tross for at vannet som først lakk ut inneholdt noe gass, ref. /40/, var utbredelsen av gass i området på dette tidspunktet for liten til at atmosfæren ville være brennbar.

##### Forsinket antenning

I tidsrommet fra den første detektoren detekterte gass i P01 mesanin (ca. 1½ minutt etter at lekkasjen startet) og frem til segmentet det lakk fra var trykkløst (ca. 11 minutter etter at lekkasjen startet), var det en brennbar konsentrasjon av gass i store deler av P01 mesanin-området. Til tross for at en har utstyr som er sertifisert og godkjent for sone<sup>3</sup> 1 eller 2, kan det være feil på utstyret som gjør at det er en tennkilde i området.

Granskningsgruppen har ikke funnet det hensiktsmessig å vurdere hvor sannsynlig det var at hendelsen potensielt kunne ha antent<sup>4</sup>. Vi kan imidlertid ikke utelukke at lekkasjen, under ubetydelige endrede omstendigheter, kunne ha blitt antent.

#### 6.1.2 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen gitt antenning

En antenning av lekkasjen ville enten resultere i en eksplosjon etterfulgt av en brann eller kun en brann. Det avgjørende for hva utfallet kunne ha blitt er tidspunktet for når antenningen hadde inntruffet, størrelse og konsentrasjon på gasskyen samt lokasjonen til tennkilden. I dette kapitlet gis det først en vurdering av de potensielle konsekvensene av en eksplosjon, deretter en vurdering av konsekvensene av en potensiell brann.

---

<sup>3</sup> Områder på plattformen må klassifiseres i soner med hensyn til sannsynlighet for gass tilstede.

<sup>4</sup> Å ta utgangspunkt i generiske tennsannsynligheter for forskjellige type utstyr, for så å bruke disse i modeller for å beregne tennsannsynligheter for ulike skystørrelser (slik man typisk gjør i en QRA-sammenheng), er etter vår vurdering en lite hensiktsmessig og lite formålstjenlig tilnærming for å vurdere muligheten for antenning av en spesifikk hendelse. Det er tilsvarende heller ikke et tilstrekkelig grunnlag å ta utgangspunkt i områdeklassifiseringen for å vurdere muligheten for antenning. Den relevante problemstillingen er hvorvidt denne hendelsen, på denne innretningen, på dette tidspunktet kunne ha antent, ikke hva generiske data eventuelt måtte kunne gi av informasjon. En mer faglig forsvarlig tilnærming vil derfor etter vår vurdering ha vært å vurdere teknisk tilstand i forhold til mulige feilmodi, vedlikehold, test- og inspeksjonsrutiner og historikk på den enkelte potensielle tennkilde, kombinert med en detaljert vurdering av gasskonsentrasjonen i det enkelte delområdet av modulen under hendelsesforløpet. Først da vil en kunne ha et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere om muligheten for antenning var liten eller stor. En slik vurdering har vi ikke funnet hensiktsmessig som en del av granskingen, da den ville være veldig omfattende, samt at den ikke ville ha bidratt nevneverdig for å ivareta granskningsgruppens mandat.

### 6.1.2.1 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen gitt eksplosjon

Gitt veggen i P01 sine egenskaper til å kunne motstå eksplosjonslaster (0,05 barg), ref. /43/, og gitt antenning av gass inne i området under hendelsen, er det vår vurdering at veggen med stor sannsynlighet ville blitt eksponert for ulykkeslaster betydelig over veggens tålegrense. Dette er i samsvar med vurderinger gjort i ref. /81/.

Det vil etter vår vurdering ikke være mulig å vurdere konsekvensene av potensielle eksplosjoner på en tilstrekkelig nyansert måte, uten å gjennomføre nye simuleringer, hvor en legger til grunn relevante lekkasjesenario og den spesifikke utformingen av området. For eksempel hva de videre konsekvensene kunne blitt dersom eksplosjonen hadde skadet veggen i P01, andre segmenter og barriereelementer inne i P01 eller de omkringliggende moduler.

### 6.1.2.2 Potensielle konsekvenser for den faktiske lekkasjen gitt brann

Det er ikke utført egne studier og analyser i regi av granskningsgruppen for å avklare hva de potensielle konsekvensene av en brann kunne ha blitt. Vi har derfor valgt å legge til grunn mottatte studier og analyser som BP har utført for Ula, herunder ref. /44/ og /4/.

I risikoanalysen for Ula, ref. /4/, fremkommer det at en diffus gassbrann er vurdert som det dimensjonerende brannscenario i modul P01. Dette er videre gjentatt i gjeldende ytelsesstandarder for passiv brannbeskyttelse for Ula, ref. /19/. Det er uklart for oss hvorfor en diffus gassbrann er blitt valgt som dimensjonerende for modul P01. For aktuelle lekkasjemedier og trykkforhold vil en i et hendelsesforløp kunne få ulike branntyper som jetbrann, spraybrann, diffus gassbrann og pølbrann. Risikoanalysen for Ula gir etter vår vurdering ikke et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere potensialet i hendelsen den 12. september dersom den hadde resultert i en brann.

I brannanalysen for Ula som ble gjennomført i 2009, ref. /44/, har en derimot vurdert både gassbranner og væskebranner. I et eget notat, ref. /77/, gis det en beskrivelse av de scenarioene en har vurdert i brannanalysen, samt hvilke input og forutsetninger en har lagt til grunn i analysen. Noen av antakelsene en har lagt til grunn er følgende:

- Trykk: 27 barg, temperatur: 124 °C, volum: 85 m<sup>3</sup>. Tetthet for væsken: 710 kg/m<sup>3</sup>.
- Prosessegment 1 (segment 1 fra risikoanalysen) blir isolert fra nabosegmenter både på væske- og gassiden.
- Trykkavlastning fungerer – reduserer trykket i tanken ned til 7 barg i løpet av 15 minutter.
- Væskevolumet i tanken vil utgjøre 50 % av tankvolumet.
- Weir-platen tilegnes ingen effekt på lekkasjen.

Scenario 1 i analysen er et fullt brudd i MP- eller HP-separatoren. Det er for dette scenarioet antatt at all væske, 29 tonn, blir sluppet ut på en slik måte at lekkasjeraten er den samme som den totale fordampningsraten fra den største pølen som kan oppstå (avgrenset av dreneringshull og kapasiteten på dreneringssystemet), gitt at væsken blir oppvarmet av en brann. Basert på denne tilnærmingen legger man i denne analysen til grunn at dette scenarioet vil være dekkende for alle potensielle væskelekkasjer.

Selv om forholdet mellom væske og gass i separatoren under hendelsen, ref. kapittel 5, var forskjellig fra de forutsetningene/ inputen brukt i brannanalysen fra 2009, er det vår vurdering at scenario 1 i brannanalysen fra 2009 vil være et relevant utgangspunkt for å vurdere



potensialet i hendelsen den 12. september. Det påpekes at dette kun gjelder for den perioden som simuleringene i analysen dekker (ca. 20 minutter).

Når det gjelder gassen som ble sluppet ut fra separatoren, samt gassen som dampet av fra oljen (som følge av høy temperatur i oljen), har vi valgt å vurdere dette i kapittelet om potensielle eksplosjoner ovenfor. Vi har med andre ord ikke vurdert potensialet i andre senario enn det som er dekt av senario 1 i brannanalysen fra 2009.

Det er ikke påført passiv brannbeskyttelse på bærende konstruksjoner i P01 mesanin. Basert på brannstudiene utført i 2009, ref. /44/, vil konsekvensen av en antent væskebrann av denne størrelsen og varighet være tap av bæreevne og store deformasjoner, når en ser bort fra effekten av brannvann. En har derimot ikke vurdert de videre konsekvensene av disse deformasjonene, herunder potensialet for spredning til annet utstyr og til andre underliggende nivåer og moduler.

Det er heller ikke påført passiv brannbeskyttelse på prosessutstyr i P01. I ref. /81/ konkluderes det med at utfallet av en brann av denne størrelsen trolig ville resultert i at det meste av utstyret i P01 ville blitt ødelagt, noe som igjen tilsier at en brann ville fått tilgang til hydrokarboner fra andre segmenter som går via P01. Våre vurderinger er sammenfallende med ref. /81/ på dette området. Vi har ikke gjort noen vurderinger av når, og eventuelt fra hvilke segmenter en ville kunne få tilførsel av hydrokarboner.

Som omtalt i kapittel 4.3 ville ikke brannpumpen på P-plattformen startet dersom det hadde blitt behov for brannvann etter at ESD 2-P ble aktivert. Brannpumpene på Q- og D-plattformen ville hatt tilstrekkelig kapasitet til å dekke brannvannsbehovet i P01 og P02.

Vi har i granskningen ikke gjort vurderinger av hvorvidt trykkavlastningslinjer, brannvannslinjer og deres oppheng ville vært tilgjengelig i tilstrekkelig tid dersom det hadde oppstått en brann. Vi har heller ikke vurdert effekten som brannvann potensielt kunne ha hatt på det potensielle brannforløpet og de lastene det kunne ha generert. De potensielle konsekvensene ved brann i dette tilfellet ville uansett vært omfattende selv om disse barrierene hadde fungert som tiltenkt.

Vår konklusjon er at en brann i dette tilfellet kunne ha ført til omfattende skader på større deler av innretningen.

### **6.1.3 Potensielle konsekvenser for mennesker, miljø og materielle verdier på det faktiske tidspunkt for hendelsen**

Hvor de tre personene på P-plattformen faktisk oppholdt seg da hendelsen inntraff var etter vår vurdering tilfeldig. Oppgaven deres var å søke etter feil på instrumentluft, og det var derfor tilfeldig at ikke en eller flere av dem var inne i den berørte modulen. Uten antenning kunne konsekvensen av å bli eksponert for vanndamp, varm olje eller gass etter vår vurdering blitt alvorlige personskader eller tap av liv (se også 6.2.1). Personell kunne også ha blitt truffet av fragmenter fra den ødelagte ventilen (bolter m.m.).

Lekkasjen ville kunne antenne etter ca. 1½ minutt, slik at de som ikke var blitt skadd umiddelbart ville ha mulighet for å komme seg ut av P01 mesanin hvis de oppholdt seg i motsatt ende av modulen. Personer som på grunn av skader eller som ikke var i stand til å

orientere seg på grunn av dampskyen ville ikke vært i stand til å rømme og ville ha kunnet omkommet ved en antennelse av lekkasjen.

Tidspunktet for når lekkasjen eventuelt hadde antent vil ha vært av betydning for hvorvidt personell som oppholdt seg i P01 ville ha blitt skadet eller ikke. De tre som befant seg på P-plattformen da hendelsen inntraff gikk mot ulykkesstedet for å finne ut hva som skjedde. Dette er i overensstemmelse med handling for alarmreaksjonslag beskrevet i beredskapsplanens vedlegg D, hvor det står at områdetekniker drift på U1a skal sjekke ut området før mønstring, ref /99/. Det kan derfor ikke utelukkes at en eller flere av de tre hadde vært nærmere ulykkesstedet, og kunne blitt eksponert for en potensiell brann eller eksplosjon.

Konsekvenser for personell i andre områder på P-plattformen ville i all hovedsak avhenge av nivå på ulykkeslaster og installasjonens evne til å håndtere/motstå disse. Et forhold som det er vanskelig å avklare detaljert er hvordan røyk og varmelaster fra en brann, i etterkant av en kraftig eksplosjon, ville påvirket rømningsmulighet mot brolandingsplassen på P-plattformen. Ptils vurdering er at det også kunne oppstått fataliteter eller alvorlige skader på personell som ved eventuell antenning oppholdt seg utenfor P01 mesanin. Basert på mottatte analyser og utredninger er det imidlertid vår vurdering at broen over til D-plattformen sannsynligvis ville vært tilgjengelig etter en eventuell eksplosjon og brann i P01 mesanin.

En antennelse ville medført at søk og redning etter eventuelt savnet/skadet personell på P-plattformen kunne vært problematisk eller umulig i perioden inntil brannen var under kontroll.

Når det gjelder de potensielle konsekvensene for miljø, er det etter vår vurdering lite trolig at hendelsen ville ha resultert i en større eller langvarig oljelekkasje. Mengden olje som potensielt kunne ha blitt sluppet ut ville trolig vært begrenset til oljen i prosessanlegget på P-plattformen, fratrukket den oljen som eventuelt hadde brent opp i en brann. Hvorvidt tap av bæreevne som følge av brann eller eskalering til andre områder som følge av eksplosjon kunne ha medført lekkasjer fra stigerør på P-plattformen har vi ikke vurdert.

Vi har ikke tatt stilling til de potensielle konsekvensene for materielle verdier dersom hendelsen hadde resultert i en brann eller eksplosjon, utover å påpeke at det trolig ville ha resultert i omfattende materielle skader og langvarig produksjonsstans.

## **6.2 Potensielle konsekvenser gitt ubetydelige endrede omstendigheter**

### **6.2.1 Tidspunkt for når hendelsen inntraff**

Årsaken til at lekkasjen inntraff på dette tidspunkt var trykkoppbyggingen i HP-separatoren, som følge av utilsiktet stans av UGU-kompressoren. Det er derfor etter vår vurdering ingen sammenheng mellom de utførte forberedelsene til den planlagte ESD-testen, og de utløsende årsakene til lekkasjen. Etter vår vurdering kunne derfor hendelsen potensielt ha inntruffet på et hvilket som helst tidspunkt på døgnet, og den kunne også ha inntruffet en annen dag.

Hadde hendelsen skjedd på et annet tidspunkt kunne følgende betingelser ha vært gjeldende:

- Volumet med væske og gass i HP-separatoren kunne vært et annet, siden væsknivået hadde blitt senket som en del av forberedelsene til ESD-testen. Gitt den samme lekkasjen ville dette ha ført til at en større mengde olje hadde blitt sluppet ut, og derigjennom en større andel gass i modulen som følge av avkokning.

- Det kunne ha oppholdt seg en rekke personer inne i P01 både på mesanindekk og på hoveddekk. Vi har derimot ikke tatt stilling til hvor mange personer som potensielt kunne ha befunnet seg inne i området, eller hvor personell potensielt kunne ha befunnet seg inne i P01 mesanin. Vi legger derimot til grunn utsagn fremkommet i intervju om at det av og til kunne oppholde seg mer enn 10 personer i området på dagtid for eksempel i forbindelse med vedlikeholdsaktiviteter. Basert på disse opplysningene er det vår vurdering at en rekke personer potensielt kunne ha blitt eksponert for vann- og oljedamp med temperaturer på 120 °C. De kunne videre ha blitt eksponert for farlige konsentrasjoner av gass. Konsekvensene av denne eksponeringen kunne ha blitt alvorlige personskader eller død. Følgende beskrivelse av potensielle konsekvenser er basert på Proactimas rapport<sup>5</sup>, ref. /84/, som ble utarbeidet for BP på Ptils anmodning:
  - *Hvis personell var blitt eksponert for damp eller varmt produsert vann i den initielle fasen i nærheten av lekkasjepunktet er det antatt at omfattende og potensielt dødelig forbrenning ville oppstå i løpet av få sekunder.*
  - *Damp fylte rask hele modulen og reduserte sikten. Personell i modulen ville sannsynligvis miste orienteringen og bli fanget i modulen. Etter kort tid ville de ha opplevd narkotiske effekter av å inhalere etan og metan. Personell som oppholdt seg i motsatt ende av modulen ville sannsynligvis være i stand til å rømme før de ble fanget av dampskyen.*
  - *Gass fra den ustabile/gassholdige oljen fylte raskt modulen og fortrengte luften her. Personellet i modulen ville ha blitt utsatt for narkotiske effekter og kvelning.*
  - *Kort tid etter at gasslekkasjen brøt igjennom (2-3 min) var gassutslippet antakelig lavere enn den mengde som ble ventilert ut av området gjennom louvveggen og andre åpninger. Likevel er det antatt at gasskonsentrasjonen ville forbli dødelig de neste 15 til 20 minutter og akutt toksisk i ytterligere 15-20 minutter. En time etter lekkasjen er det antatt at det meste av gass ville være ventilert ut av modulen.*
- Vindretningen og vindhastigheten kunne ha vært en annerledes. Gass og damp kunne da ha spredt seg til andre områder på innretningen, noe som igjen kunne ha resultert i at en eksponerte andre potensielle tenkilder. En annen vindretning og -hastighet ville også ha påvirket ventilasjonen inn og ut av området, som igjen ville påvirke størrelsen på den brennbare skyen og tilhørende eksplosjonslaster.

Hvorvidt lekkasjen kunne ha oppstått på en annen måte, det vil si hvorvidt en kunne ha fått en mindre hullstørrelse dersom kun én eller noen av boltene hadde røket, har vi ikke vurdert. Det vil si at vi har lagt til grunn det faktiske bruddet og hullet for de videre vurderingene.

Vi vil videre i denne rapporten diskutere de ovenfor nevnte forholdene i vurderingene av potensielle konsekvenser. Kun forhold som ikke er omtalt i kapittel 6.1, og/eller forhold som medfører at vurderingene i kapittel 6.1 endres, er inkludert.

### 6.2.2 Muligheten for antenning

I vurderingene av konsekvensene av hendelsen utført av DNV, ref. /81/, har en identifisert en rekke tenkilder som kunne blitt eksponert ved endrede vindretning og vindhastighet som beskrevet ovenfor. Siden tidspunktet for når hendelsen inntraff var tilfeldig, samt at hendelsen også kunne ha inntruffet uten at UGU-kompressoren hadde trippet, kan en ikke utelukke

<sup>5</sup> Ptils oversettelse av Proactimas engelske rapport

denne kompressoren som en potensiell tennkilde dersom hendelsen hadde inntruffet på et annet tidspunkt. Som nevnt i kapittel 4.2 ble heller ikke alle tennkildene koplet ut ved aktivering av ESD 2-P.

### **6.2.3 Potensielle konsekvenser gitt antenning**

#### **6.2.3.1 Potensielle konsekvenser gitt eksplosjon**

Som påpekt i avvik 8.1.3, er de eksplosjonsanalyser som er utført området P01 mesanin etter vår vurdering ikke tilstrekkelig som et grunnlag for å vurdere potensialet i denne hendelsen.

Det påpekes at resultatene fra eksplosjonsanalysen utført i 2004, ref. /82/, indikerer at fyllingsgraden og eksplosjonslastene i vurderte områder i stor grad er påvirket av ventilasjonen. Dette gjelder også for andre vindretninger og vindhastigheter som ville ha påvirket ventilasjonen i P01, og de brennbare konsentrasjoner inne i modulen.

På grunn av størrelsen på lekkasjen ville en mest sannsynlig ha hatt en eksplosiv atmosfære i modulen selv med andre vindretninger og hastigheter.

#### **6.2.3.2 Potensielle konsekvenser gitt brann**

Andre vindretninger og/eller andre vindhastigheter under et potensielt branntilløp ville etter vår vurdering i liten grad være av betydning for potensialet. Brannen ville ha dekket hele eller store deler av modulen, uavhengig av vinden. Andre vindretninger og/eller andre vindhastigheter ville derimot ha vært av betydning for spredningen av røyk, og derigjennom også av betydning for tilgjengeligheten til rømningsveier lokalt på P-plattformen og for muligheten til å rømme over broen til D-plattformen.

### **6.2.4 Potensielle helsekonsekvenser for personell som deltok i innsatslag og i normaliseringsarbeidet inklusiv rengjøring av modulene**

#### **6.2.4.1 Potensielle helsekonsekvenser for personell som var inne i modulen de første timene etter lekkasjen**

Klokken 07:57 entrer røykdykkere P01 mesaninmodulen, ref. /3/ og /85/. Det opplyses i intervju at det var olje og sand på dekket og at hele modulen var dekket med olje. På dette tidspunkt kunne det fortsatt være helsefarlige konsentrasjoner av gass inne i modulen. Det var likevel ikke utslag på hydrokarboner, ref. /85/. Personellet var etter vår vurdering tilstrekkelig beskyttet mot eksponering for hydrokarboner av røykdykkerutstyret med friskluftstilførsel.

Klokken 08:24 besluttet det å sikre radioaktiv kilde i HP-separator, og røykdykkere sendes inn sammen med skadestedsleder og en operatør, de to sistnevnte med filtermaske, dette avsluttes kl 09:00. Det var ikke utslag for radioaktivitet og hydrokarboner, ref. /3/ og /85/. Det er anslått at en time etter lekkasjen var det meste av gassen ventilert ut av modulen, ref. /84/, men dette var ikke fullgodt verifisert og vi vurderer at halvmaske med filter kan ha gitt utilstrekkelig beskyttelse, dersom det ikke er gjennomført personlig tetthetstesting av ånderettsvern i forkant.

#### **6.2.4.2 Potensielle konsekvenser for personell som deltok i normaliseringsarbeidet inklusiv rengjøringen**

Den 13.9 ble det sendt inn personell i området for å sjekke detektorer, ventilisolerings og tilbake stille oransje nedstengning. Det var ikke utslag på gass- og radioaktivitetsmålingen, ref. /85/. Det ble ikke gjennomført sikkerjobbanalyse før dette arbeidet ble gjennomført./101/

Den 14.9 ble det etter avtale med BPs granskningsgruppe igangsatt rengjøring med svaberkost og slamsuger. Personell brukte engangsdress, gummistøvler og filtermaske. Det ble gjennomført SJA forut for dette arbeidet, ref. /69/.

Den 16.9 ble det igangsatt rengjøring med høytrykksvasking. Ut fra måling av hydrokarboner ble det satt krav til at det skulle brukes personlig åndedrettsvern ved alt arbeid. Personell som skulle utføre høytrykksvasking brukte overtrykksmaske på grunn av aerosolproblematikk. Det ble gjennomført gjentatte målinger av hydrokarboner. Etter 4-5 dager var det ikke utslag da mye av fraksjonene fra HP-separatoren var fjernet i forbindelse med vaskingen, ref. /85/. Det ble gjennomført SJA forut for dette arbeidet, ref./68/ og /70/.

Arbeidet med rengjøring pågikk i to uker. Basert på tilgjengelig informasjon konkluderer Proactima med at personellet involvert i normaliseringen og rengjøringen har vært godt beskyttet gjennom hele rengjøringsperioden, og at det ikke er økt helsefare hverken fra utslippet eller fra rengjøringsoperasjonene, ref. /84/. Proactimas konklusjon kan være basert på utilstrekkelig informasjon, jf. kapittel 6.2.4.1. Det er uklart hvorvidt gassforekomst i området ble verifisert med relevant metodikk.

## 7 Direkte og bakenforliggende årsaker

### 7.1 Direkte årsak

Den direkte årsaken til lekkasjen var brudd i boltene som holdt ventilen sammen. Materialet i boltene er austenittiske rustfrie stål AISI 316. Kloridspenningskorrosjon kan oppstå i dette materialet ved temperatur over ca. 60 °C. På Ula har produsert vann et høyt innhold av klorider og temperatur på ca. 120 °C slik at da boltene kom i kontakt med vannet utløstes denne type korrosjon raskt. Grunnen til at boltene kom i kontakt med vannet er etter granskningsgruppens vurdering lekkasje i innvendige tetninger i ventilen.

### 7.2 Bakenforliggende årsaker

Det ble oppdaget svetting utvendig på ventilen den 29.3.2012. Det ble gjort en risikovurdering og konkludert med at ventilen kunne byttes ved revisjonsstans sommeren 2013, ref. /9/ og /50/. Teknisk autoritet på materialer ble ikke involvert i denne vurderingen (jf. intervju).

Materialer for rør og ventiler i produsert vannsystem er valgt ut fra at vannet er saltholdig, korrosivt og høy temperatur på 120 °C. Utvendig har materialene maling som korrosjonsbeskyttelse, også bolthodene i ventilhuset, se figur 4. En forutsetning for materialvalget (AISI 316) i disse boltene er at disse ikke kommer i kontakt med mediet. Denne forutsetningen ble ikke fulgt opp i organisasjonen da det oppstod svetting i ventilen.

Kloridspenningskorrosjon var beskrevet i risikovurderinger for Ula. Risiko basert inspeksjonsprogram (RBI) er beskrevet i dokumentet 310-20044-017 "Risk assessment Ula", ref. /96/. Problemstillingen var beskrevet i inspeksjonsprogram/inspeksjonstegninger som også beskrev andre korrosjonsformer.

Ventilen ble som ble installert i 2004 var kjøpt inn i henhold til opprinnelig materialspesifikasjon for Ula. BPs filosofi for å erstatte ventiler på eksisterende anlegg var at det byttes "like for like", altså benytte opprinnelig spesifikasjon. BP hadde imidlertid utarbeidet ny materialspesifikasjonen for bolter. Denne spesifiserte andre materialer som ville ha forhindret denne type brudd. Det var ikke rutiner for å sjekke spesifikasjonen opp mot nyeste versjon slik at en fanger opp erfaringer og ny kunnskap. Ved innmontering i rørsystemet på Ula var det derimot benyttet bolter i henhold til BP nye materialspesifikasjon og NORSOK M-001, dvs. varmforsinket karbonstål.

Det har vært tilsvarende korrosjonsproblemer på Ula tidligere og det var kjent for BP at dette er en korrosjonsproblematikk i systemet for produsert vann. I 2008 var det en hendelse på Ula hvor man fikk brudd på 2 av 4 bolter som følge av samme korrosjonsmekanisme. Det ble ikke etablert rutiner for å sikre at denne kunnskapen og erfaring ble inkludert i risikovurderinger i forbindelse med svetting og erfaring ble ikke benyttet ved vurdering av den aktuelle svetting.

Gjennom intervjuene framstod ansvarsforholdene for statisk utstyr noe uavklart, blant annet eierskap til inspeksjonsresultater for statisk utstyr.

## 8 Observasjoner

Ptil's observasjoner deles generelt i to 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.

### 8.1 Avvik

#### 8.1.1 Mangelfull oppfølging av forutsetninger for materialvalg i ventilen

##### Avvik

Da svettingen ble oppdaget ble ikke problemstillingen med klorid spenningskorrosjon i systemet for produsert vann inkludert i risikovurderingen som lå til grunn for BPs beslutning om å vente med erstatte ventilen til revisjonsstansen 2013.

##### Begrunnelse:

Etter at det ble oppdaget svetting i ventilen ble det gjort en risikovurdering og konkludert med at ventilen kunne byttes ved revisjonsstans sommeren 2013, ref. /50/. En forutsetning for materialvalget i boltene er at disse ikke kommer i kontakt med mediet. BP var kjent med korrosjonsmekanismene i systemet for produsert vann. Disse var beskrevet i risikovurderinger og inspeksjonsprogrammet for Ula, ref. /96/

Det har vært tilsvarende korrosjonsproblemer på Ula tidligere og det var kjent for BP at dette er en korrosjonsproblematikk i systemet for produsert vann. I 2008 var det en hendelse på Ula hvor man fikk brudd på 2 av 4 bolter som følge av samme korrosjonsmekanisme. Det ble ikke etablert rutiner for å sikre at denne kunnskapen og erfaring ble inkludert i risikovurderinger i forbindelse med svetting. Denne kunnskapen og erfaring ble ikke benyttet ved vurdering av den aktuelle svetting, ref. /83/.

Gjennom intervju kom det fram at inspeksjonsresultatene ikke ble sjekket ut med relevant materialkompetanse slik at risiko for korrosjon ble identifisert. Det kom videre fram at ansvarsforholdene for statisk utstyr var uklart, blant annet eierskap til inspeksjonsresultater for statisk utstyr.

##### Krav:

*Styringsforskriften § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier, § 20 om registrering, undersøkelse og granskning av fare- og ulykkessituasjoner og § 23 om kontinuerlig forbedring.*

#### 8.1.2 Mangelfull dokumentasjon på ventilen

##### Avvik:

Det er ikke dokumentert at nødavstengningsventilen tilfredsstiller regelverkets krav til brannmotstand og det er mangelfull dokumentasjon på materialsertifikat.

##### Beskrivelse:

Tilsendt dokumentasjon på brannmotstand er et «Statement of Conformity» fra QA Manager, hos ventilleverandøren, Somagrep datert 12.11.2012, ref. /92/. Dette er ikke verifiserbar dokumentasjon på at ventilen levert 2002 er i overensstemmelse med krav til brannmotstand.

På materialsertifikatet er det oppført to ulike materialer for boltene, superdupleks i spesifikasjonen og AISI 316 i analysen./30/ Det ser ikke ut til at dette er fanget opp i kvalitetskontrollen.

Krav:

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg for utvinning av petroleumsforekomster m.v., fastsatt av Oljedirektoratet 3. april 1978 med senere endringer 1.juli 1980, kapittel 8.4.1 om nødavstengningsventiler, jf. 6.4.1 om generelle branntekniske krav til materialer og utstyr.*

*Rammeforskriften § 23 om generelle krav til materiale og opplysninger og § 19 om verifikasjon.*

### **8.1.3 Mangelfull gjennomføring av og oppfølging av egne analyser**

Avvik

Det er ikke gjennomført analyser som gir et tilstrekkelig og formålstjenlig beslutningsunderlag for å vurdere risikoen relatert til eksplosjoner i modul P01 og P02 på Ula P-plattformen.

Begrunnelse:

Basert på gjennomgåtte dokumenter, herunder en vurdering av tidligere gjennomførte eksplosjonsanalyser for Ula P-plattformen, ref. /43/ og konsekvensvurderinger utført i forbindelsen med BPs interne granskning, ref. /81/, er det vår oppfatning at BP på tidspunktet hvor lekkasjen inntraff ikke i tilstrekkelig grad hadde vurdert konsekvenser av mulige eksplosjonsforløp i området P01 mesanin. Det vil etter vår vurdering ikke være mulig å vurdere konsekvensene av potensielle eksplosjoner på en tilstrekkelig nyansert måte, uten å gjennomføre nye simuleringer, hvor en legger til grunn relevante lekkasjesenario og den spesifikke utformingen av området.

De analyser, med tilhørende resultater, som BP per dags dato har lagt til grunn som en del av grunnlaget for å vurdere at risikoen i modul P01 er akseptabel, er basert på mangelfulle forutsetninger og input, ref. /4/, /43/ og /82/. Blant annet er analysene gjennomført på et for overordnet nivå til å kunne gi et tilstrekkelig nyansert bilde av hva potensielle konsekvenser av eksplosjoner i modul P01 vil kunne bli. Eksempelvis har en lagt til grunn en grovmasket utstysrgeometri og layout for P01 mesanindekk med basis i utformingen i P02 hoveddekk. Videre er det ikke lagt til grunn de lekkasjesenario som kan oppstå på P01 mesanindekk. Det er heller ikke tilstrekkelig vurdert konsekvensene av ulike vindretninger og vindhastigheter ved potensielle eksplosjoner på innretningen.

Krav:

*Styringsforskriftens § 16 om generelle krav til analyser*

*Styringsforskriftens § 17 om risikoanalyser og beredskapsanalyser*



### 8.1.4 Mangelfulle strategier og prinsipper for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer

#### Avvik:

Strategiene og prinsippene som var lagt til grunn for utforming, bruk og vedlikehold av barrierer var mangelfulle.

#### Begrunnelse:

Områderisikokart og barrierestrategi for P01 Separasjonsmodul, ref. /27/, var ikke utformet slik at de kunne gi relevant personell en felles forståelse av grunnlaget for kravene som var stilt, deriblant hvilken sammenheng det var mellom risiko- og farevurderinger og kravene til den enkelte barriere i dette området. Det fremkom eksempelvis ikke hvilke svakheter implementerte løsninger har i forhold til å kunne håndtere en eksplosjon eller brann i dette området, ref. kapittel 6.1.2 ovenfor, utover generelle betraktninger om branner og eksplosjoner.

Områderisikokart og barrierestrategi for P01 Separasjonsmodul, ref. /27/, dekket ikke andre fare- og ulykkessituasjoner enn hydrokarbonlekkasjer.

Det fremkom ikke hvilke krav som gjaldt til vedlikehold og testing av barrierene, verken i strategidokumentet eller i de ytelsesstandardene som den viser til, ref. eksempelvis /19/. Det er også eksempler på at testprogram ikke har blitt gjennomført, jf. avsnitt 8.1.9.

Konsekvensene av avvik fra krav i ytelsesstandarder var ikke i tilstrekkelig grad vurdert. Det fremkom heller ikke en vurdering av alvorligheten av avvik, hvorvidt det er et avvik fra regelverket, når avviket ble oppdaget, hvorvidt avviket er vurdert som akseptabelt eller ikke og hvilke beslutninger som eventuelt er tatt med tanke på oppfølging av avviket. Eksempler på dette er avvik beskrevet på side 10 i ytelsesstandard for passiv brannbeskyttelse, ref. /19/.

#### Krav:

*Styringsforskriften § 5 om barrierer.*

### 8.1.5 Mangelfull passiv brannsikring<sup>6</sup>

#### Avvik

Prosessområde P01 mesanin har mangelfull passiv brannsikring slik at det ikke hindrer en væskebrann i å spre seg.

#### Begrunnelse:

Det er ikke gjennomført tilstrekkelig tiltak for å redusere konsekvensene av en eventuell væskebrann i P01, ref /98/:

- Det er ikke påført passiv brannbeskyttelse på prosessutstyr
- Det er ikke påført passiv brannbeskyttelse på bærende konstruksjon
- Mangelfull klassifisering og oppfølging av nødavstengningsventiler, herunder den aktuelle ventil XXV-4950.

#### Krav:

---

<sup>6</sup> I forbindelse med dette avvik ble det den 23.11.2012 gitt pålegg til BP

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg for utvinning av petroleumsforekomster m.v., fastsatt av Oljedirektoratet 3. april 1978 med senere endringer 1.juli 1980, kapittel 6.1 generelle krav til passiv brannsikring, 6.5 om atskillelse av områder og 8.4.3 om seksjonering.*

### **8.1.6 Mangelfull eksplosjonsmotstand<sup>7</sup>**

#### Avvik

Brannvegg i P01 retning sør har for lav eksplosjonsmotstand i forhold til dimensjonerende eksplosjonslast for P01.

#### Begrunnelse:

Eksplosjonsfarlige områder eller rom skal så vidt mulig utformes slik at produksjonsanleggets bærende deler, tak og vegger ikke vil rase sammen eller spres (blåses) utover ved en eventuell eksplosjon. Brannveggen for P01 har for lav eksplosjonsmotstand i forhold til dimensjonerende eksplosjonslast, ref. /43/ og /81/.

Frekvensen for å få eksplosjonstrykk høyere enn veggens designtrykk (0,05 barg) overstiger akseptkriteriet på  $10^{-4}$  per år, ref. /43/.

#### Krav:

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg for utvinning av petroleumsforekomster m.v., fastsatt av Oljedirektoratet 3. april 1978 med senere endringer 1.juli 1980, kapittel 6.5 om atskillelse av områder og 6.5.1 om dimensjonering og plassering av brannskiller med tilhørende retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter, Oljedirektoratet 1981 kapittel 4.2.2 om dimensjonerende ulykkessituasjon.*

### **8.1.7 Mangelfull oppfølging av identifiserte avvik**

#### Avvik

Installasjon av skum i overrislingsanlegg for P01 var identifisert og planlagt gjennomført som kompenserende tiltak i søknad fra 2005 om forlenget levetid for Ula. Dette var fortsatt ikke gjennomført da hendelsen inntraff.

#### Begrunnelse:

Det var ikke installert skum i overrislingsanlegg for P01 for å begrense en væskebrann til tross for at dette var listet som et kompenserende tiltak som var planlagt gjennomført i søknad om levetidsforlengelse for Ula i 2005, ref. /89/. Tiltaket er av BP identifisert som mindre komplisert å implementere og til å gi en høy nytteverdi, ref. /93/. Tiltaket var fortsatt ikke gjennomført da hendelsen inntraff i 2012.

#### Krav:

*Styringsforskriften § 22 om avviksbehandling.*

---

<sup>7</sup> I forbindelse med dette avvik ble det den 23.11.2012 gitt pålegg til BP

### 8.1.8 Mangler ved nødavstengningssystemet

#### Avvik

Nødavstengningssystemet stenger ned startsystem for brannpumpe.

#### Begrunnelse:

Ved aktivering av oransje nødavstengning (ESD 2-P) isoleres startbatteriene for dieselmotor som driver brannvannspumpen på P-plattformen slik at pumpen ikke kan startes dersom det skulle oppstå behov for brannvann, ref. /94/ og /95/.

#### Krav:

*Innretningsforskriften § 82 nr. 2, jf. forskrift for produksjons- og hjelpesystemer på produksjonsanlegg for utvinning av petroleumsforekomster m.v., fastsatt av Oljedirektoratet 3. april 1978 med senere endringer 1.juli 1980, kapittel 8.6: om utstyr unntatt nødavstengning*

### 8.1.9 Mangler ved vedlikehold av prosessikringssystemet

#### Avvik

Vedlikeholdsprogrammet for deler av prosessikringssystemet er ikke gjennomført i henhold til planen.

#### Begrunnelse:

Nivåbryter LSSL-4005 som feilet i å stenge ned prosessanlegget var mangelfullt vedlikeholdt. I følge vedlikeholdsprogrammet skal nivåbryteren funksjonstestes årlig. Det er ikke utført funksjonstest i 2010, 2011 eller 2012. I 2009 ble nivåbryteren testet to ganger på grunn av at den feilet på første test, ref. /97/.

#### Krav:

*Aktivitetsforskriften § 45 om vedlikehold*

### 8.1.10 Mangler i beredskaps- og aksjonsplaner

#### Avvik

Beredskapsplanen og aksjonsplan er ikke oppdatert med krav til evakuering av P-plattformen og gir mangelfull beskrivelse av aksjoner i forbindelse med hydrokarbonlekkasje.

Laminerte aksjonsplaner i beredskapssenter er ikke oppdatert i henhold til gjeldende beredskapsplan.

#### Begrunnelse:

Beredskapsanalysen for Ula, ref. /100/, sier at «Dersom det oppstår en fare- og ulykkessituasjon på P plattformen er viktigste tiltak å evakuere over til sikker plattform innen 5 minutter». Dette gjelder i følge ytelseskravene blant annet ved hydrokarbonlekkasje. Det er også beskrevet som kompenserende tiltak i unntakssøknad vedrørende mangelfull brannbeskyttelse av hovedstruktur i prosessområdene P01 og P02 på Ula datert 4.11.2010, ref. /87/. Det er opplyst og dokumentert at kravet inngår i øvelser, slik at det er allment kjent på Ula.

Det framgår imidlertid ikke av beredskapsplanen eller aksjonsplanen at personell skal evakuere P-plattformen innen 5 minutter hvis det oppstår en fare- eller ulykkessituasjon. Hverken den gjeldende beredskapsplan eller aksjonsplan gir noen retningslinjer for blant annet iverksetting av oransje ESD (ESD 2-P). Det blir derfor opp til det enkelte beredskapsteam å huske på og treffe beslutning om aktivering<sup>8</sup>.

I beredskapssentralen som er en del av det sentrale kontrollrommet er det plassert laminerte aksjonsplaner som beskriver aksjoner og ansvarlig for de enkelte definerte fare og ulykkessituasjoner (DFU-er). I intervju ble det opplyst at de laminerte aksjonsplanene ble benyttet og at det var en forenklet fremstilling av aksjonsplanen i beredskapsplanen. Plansjen for aksjoner i forbindelse med gasslekkasje-eksplosjon er ikke oppdatert i henhold til gjeldende beredskapsplan og det er uoverensstemmelser mellom de to planene, både i form, aksjoner og ansvar for utføring av aksjoner. For eksempel står det i gjeldende plan «Ikke start overrissing», mens det i den laminerte står «Vurder bruk av deluge».

Krav:

*Aktivitetsforskriften § 76 om beredskapsplaner*

### **8.1.11 Mangelfull risikovurdering ved planlegging og gjennomføring normaliserings- og rengjøringsarbeidet**

Avvik

Mangelfull sikkerhetsmessig klarering ved planlegging og gjennomføring av normaliseringsarbeidet og rengjøringen av modulen.

Begrunnelse:

Sikkerjobbanalyser (SJA) ble ikke gjennomført forut for entring av modulen for tilbakestilling og yrkeshygienisk kompetanse ble ikke benyttet i sikkerjobbanalysene eller vurderinger før rengjøringen begynte.

Forut for entring den 13.9 for å sjekke detektorer, ventilisolering og tilbakestille ESD 2-D ble det ikke gjennomført SJA, dette var av BP begrunnet med at arbeidets art ikke var slik at det krevde SJA, ref. /101/. Etter vår vurdering ville entring av modulene som var tilsølt med hydrokarboner i seg selv kunne utgjøre en risiko uavhengig av hvilket arbeid som skal utføres og ville derfor være underlagt krav om sikkerhetsmessig klarering før det utføres. SJA er det verktøy som BP normalt benytter til sikkerhetsmessig klarering.

I de tre SJA-ene som ble gjennomført forut for rengjøringen av modulene som startet den 14.9 er det under punktet kompetanse identifisert at andre burde ha deltatt i SJA-møtet, det er ikke spesifisert hvem som burde ha deltatt. Det deltok ikke personell med yrkeshygienisk kompetanse i SJA eller i vurderingene, ref. /68/,/69/ og /70/. Det er imidlertid opplyst at sikkerhetsleder har foretatt måling av hydrokarboner før og under arbeidet i modulene og at disse målinger også omfattet flyktige organiske komponenter, ref. /84/.

Krav:

*Aktivitetsforskriften § 30 om sikkerhetsmessig klarering av aktiviteter og § 36 om kjemisk helsefare.*

*Styringsforskriften § 14 om bemanning og kompetanse.*

---

<sup>8</sup> Oransje ESD ble aktivert i hendelsen for å utkople tennkilder.

## 8.2 Forbedringspunkt

### 8.2.1 Sikring av etterfylling av vannlåser dreneringssystemet

#### Forbedringspunkt

Selskapets rutiner for å sikre at vannlåser i åpent dreneringssystem er væskefylt slik at de hindrer spredning av gass kan forbedres.

#### Begrunnelse:

Det er etablert rutiner for etterfylling av vannlåsene i åpent dreneringssystem i P01 for å hindre gassspredning gjennom dreneringssystemet. Hver dreneringsbrønn inneholder to avløp, ett som går til oppsamlingstank og et overløp som går over bord. Ved samtaler med utførende personell kom det fram at kun avløpet til tank ble etterfylt med vann. Prosedyren for etterfylling presiserer ikke at begge avløp skal etterfylles med vann. Tørre vannlåser gjør at gass kan trenge gjennom de gasstette dekkene i modulen via dreneringssystemet.

#### Krav:

*Styringsforskriften § 5 om barrierer*

### 8.2.2 Mangelfull varsling til Ptil

#### Forbedringspunkt

BP varslet ikke umiddelbart om hendelsen per telefon til Ptil.

#### Begrunnelse:

HRS informerte/varslet Ptil tre ganger før BP selv varslet Ptil direkte. Det var da 2:12 timer siden hendelsen (Ptil ble varslet 09:20). Først dagen etter ble Ptil informert om omfang og alvorlighetsgrad av hendelsen.

#### Krav:

*Styringsforskriften § 29 om varsling og melding til tilsynsmyndighetene av fare- og ulykkessituasjoner*

## 8.3 Andre kommentarer

### 8.3.1 Mangler ved ventilleverandørens oppfølging av ventilprodusenten

Score har ikke i tilstrekkelig fulgt opp egne produsenter av ventiler.

Score A/S, Randaberg, er BPs ventilleverandør, de foretar vedlikehold, service, modifikasjoner, reparasjoner på ventiler både på deres verksted og offshore. Dette selskapet har vært benyttet i en årrekke og leverte den aktuelle ventilen med pakninger og bolter som ble skiftet i 2004. Score er sertifisert iht. ISO 9001:2008.

BP gjennomførte en revisjon mot Score A/S i mai 2011. Et av funnene den gang var at Score A/S ikke hadde en plan for oppfølging av leverandører og underleverandører, ref. /90/.

Score A/S eller Score Group Ltd kan ikke dokumentere at de har gjennomført oppfølging av ventilleverandøren rundt tidspunktet for levering av den aktuelle ventil, ref /91/.

## 9 Barrierer

### 9.1 Barriereelementer som sviktet

- Pakninger i ventilen sviktet slik at boltene som holdt sammen ventilen ble eksponert for produsert vann.
- Boltene røk som følge av kloridindusert spenningskorrosjon.
- Prosessikringssystemet stengte ikke ned produksjonen som følge av sen deteksjon av lavt væsknivå i separatoren (nødavstengningssystemet aktiverte senere nedstengning som følge av gassdeteksjon).
- Ved aktivering av ESD 2-P koples overtrykksbeskyttelsen ut også i rom hvor det er tennkilder som ikke ble koplet ut.
- Brannvannspumpen på P-plattformen ble utkoplet ved aktivering av ESD 2-P.

### 9.2 Barriereelementer som fungerte:

- Gassdetektorene registrerte gasslekkasjen under to minutt etter at lekkasjen startet, ref. /83/.
- Nødavstengning, tennkildeutkopling<sup>9</sup> og trykkavlastning ble aktivert ved bekreftet gassdeteksjon.
- Evakuering fra P-plattformen ble hurtig gjennomført.
- Beredskapsorganisasjonen ble raskt mobilisert.
- POB-kontroll ble etablert på 15 minutt.
- Personell ga tilbakemelding om at de hadde opplevd at beredskapsledelsen hadde håndtert situasjonen på en bra måte.

---

<sup>9</sup> Tennkildeutkopling på laveste nivå (sveisekontakter og 220 V uttak)

## 10 Drøfting av usikkerheter

Alle pakninger ble ikke funnet og det er dermed ikke dokumentert hva som var årsaken til lekkasjen, som for eksempel skade, degradering, slitasje eller om alle pakninger var montert i ventilen.

På materialsertifikatet er det oppført to ulike materialer for boltene, superdupleks i spesifikasjonen og AISI 316 i analysen. Det er ikke avklart om boltene ble levert med korrekt material eller om det var spesifikasjonen som var feil.

Det er uklart i hvilken grad vernetjenesten ble involvert i planlegging av normalisering og rengjøringsarbeidet, utover deltakelse i sikkerjobbanalyser. Det er motstridende opplysninger om dette, men informasjonen til vernetjenesten kunne etter vår vurdering ha vært bedre.

I hvilken grad personell ble eksponert for helseskadelige kjemikalier i forbindelse med entring av modulen med bare filtermaske de første par dager etter lekkasjen og under rengjøring er det etter vår vurdering ikke mulig å avgjøre sikkert med tilgjengelig informasjon.



## Vedlegg B: Referanser

- /1/ Mandat for BPs interne granskning.
- /2/ Utskrift av alarmlogger og skjermbilder for gassdeteksjon under hendelsesforløpet.
- /3/ Beredskapslogg og kontrollromslogg fra 12. september 2012.
- /4/ Utdrag fra Risikopresentasjon av Ula-plattformene, DNV rapport nr. 2009-4126, rev 04, datert 11.04.2011, side 17-80, samt kapittel 9 Sensitivitet side 1- 9.
- /5/ P&ID og prosessflytskjema for Ula P-plattformen
- /6/ Nødlagsrapport ULA, datert 11.09.2012 kl 18:05.
- /7/ Lugaroversikt ULA, datert 20.09.2012 kl 15:32.
- /8/ PSV-sertifikat for PSV-4022, PSV-4023, PSV-4890, PSV-4891 og PSV-4892.
- /9/ Beskrivelse av svettelaggen, samt logg for svetting på XXV-4950.
- /10/ Trykktrender for HP-separator under hendelsesforløpet.
- /11/ Flytdiagram for separasjon, gass kompresjon og produsert vann.
- /12/ Inspeksjonsrutiner No. EPV 104, P 318, P353, utdrag av Tag Equipment history, failure mode, datert 21.09.2012,
- /13/ Vedlikeholdsrutiner: PM-002836, PM-006712, PM-014505, PM-002299, PM-013663.
- /14/ Prosedyre for beskrivelse av viktige arbeidsprosedyrer innenfor vedlikehold, BPN dokument nr.: 1.70.023, datert 02.03.2012.
- /15/ Performance Standard no. 3 – Fire and Gas Detection Systems, Doc.no. 70.S.76.0003, datert 28.08.2009.
- /16/ Performance Standard no. 4 – Emergency Shutdown ESD, Doc.no. 70.S.76.0004, datert 28.08.2009.
- /17/ Performance Standard no. 5 – Ignition Source Control, Doc.no. 70.S.76.0005, datert 10.06.2010.
- /18/ Performance Standard no. 7 – Control of Spills, Doc.no. 70.S.76.0007, datert 01.11.2008.
- /19/ Performance Standard no. 9 – Passive Fire Protection, Doc.no. 70.S.76.0009, datert 31.05.2010.
- /20/ Performance Standard n. 14 – Process Safety, Doc.no. 70.S.76.0014, datert 17.11.2008.
- /21/ Barrier mapping for Ula, PS 1 – Layout and Arrangement, datert 29.10.2010.
- /22/ Barrier mapping for Ula, PS 13 – Blowdown, datert 09.12.2010 – 21.12.2010.
- /23/ Barrier mapping for Ula, PS 8 – Active Fire Protection, datert 29.10.2010.
- /24/ Barrier mapping for Ula, PS 14 – Process Safety, datert 17.01.2011.
- /25/ Barrier mapping for Ula, PS 18 – Rescue and Safety Equipment, datert 29.10.2010.
- /26/ Organisasjonskart for BP Upstream – North Sea Region – Norway
- /27/ Områderisikokart og barrierestrategi for P01 Separasjonsmodul, Dok. Nr.:2006-4143, rev. 01, datert 21.06.2007.
- /28/ 14''-WW-4205-N3A- RBI og Inspeksjonsresultater, e-post fra BP, datert 21.09.2012.
- /29/ HSEE Directive No. 35 – Processing of undesired incidents and exemptions, datert 30.12.2011.
- /30/ Material sertifikat, 109181-0001, datert 28.01.2002.
- /31/ Rutiner for forebyggende vedlikehold, rutine nr: I 008, I 054, I 055, I 102, M 841, I 138.
- /32/ Tegning av kuleventil, Soma GEP, tegningsnummer: 01 09 1334 CE01.
- /33/ Tegning som viser plassering til bolter og deler fra ventilen etter hendelsen.
- /34/ Utdrag fra rapport etter Hazop for Ula – Crude Oil System, side A-43 til A-47, datert 30.01.2008.
- /35/ Valve testing job sheet, 109181-0001, datert 01.02.2002.
- /36/ Bilder tatt av BPs interne granskningsgruppe.

- /37/ Stillingsbeskrivelser: Ula/Tambar Area Operation Manager, Engineering Authority, Ula/Tambar Inspection and Corrosion Management Engineer, HSSE & Engineering Manager/S&OR Manager BP Norway, Maintenance & Tar Team Leader, Material & Corrosion Engineer, Mechanical System engineer for static equipment, Technical Safety Advisor, UT AST Mechanical Engineer, UT AST Electrical Engineer og Ula/Tambar OIM.
- /38/ Ula produced Water trends – Ionic Composition, e-post fra BP, datert 24. September 2012.
- /39/ BP Ula 2012 XXV 4950 Valve Failure – Protocol for Metallurgical Investigation, rev. 0B, datert 17.09.2012.
- /40/ Calculation report – Ula HP separator leak, datert 19.11.2012
- /41/ Hydrocarbon Release Reduction, UKCS-SOP-012, februar 2011.
- /42/ Appendix C – Process Accidents, Report no/DNV Reg No.: 2009-4126/ 128LG59-15, rev. 02, datert 11.04.2011.
- /43/ Attachment C-1 – Explosions summary, Report no.:2006-4143, rev.:01, datert 20.06.2007.
- /44/ Ula Future – Fire Analysis of ULA-P – Including AS-IS – and proposed segmented process system, document no.: 100141-B00003-001, rev. 02, datert 28.05.2009.
- /45/ MoC – Postponing Red ESD test 2011 to 2012, traction: 2012-EVENT-4115908, datert 08.03.2012.
- /46/ BP Audit report av Score AS, Report No.: 11204, datert 11.05.2011.
- /47/ Kontrakt mellom BP Norge AS og Score AS, datert 24.03.2011.
- /48/ 6WPR – Ula & Tambar Maintenance – Sept 2012.12.17
- /49/ BPN Technical Requirements to NORSOK STANDARD L-001 PIPING AND VALVES, BPN-L-001, Issue No.: 05, datert oktober 2003.
- /50/ Arbeidsordre KAO-093766, svetting I body på XXV-4950. Vann ut fra HP-SE, opprettet 29.03.2012.
- /51/ Kommentarer til Malingspilot Varme Duplex rør, ref. KOA-011609. datert 23.10.2009.
- /52/ RACI kart Corrosion Management
- /53/ RACI kart Mechanical Static
- /54/ Referat fra møte i koordinerende AMU 5. september 2012.
- /55/ Valve Specification, Brown & Root (U.K.) LTD, Specification No.: ULA3-G00-00-PI-4001, datert 11.05.1983.
- /56/ Corrosion Management Status Report – Ula/Tambar PU – Period 1Q 2012, datert 07.05.2012.
- /57/ Corrosion Management Status Report – Ula/Tambar PU – Period 2Q 2012, datert 14.08.2012
- /58/ Liste over overdue arbeidsordre (inkl. fremtidig overdue) på Ula, utskrift datert 30.09.2012.
- /59/ Shutdown Philosophy – Ula field, BPN document No.: 1.76.180, datert 02.03.2011.
- /60/ Integrity Management Strategy, BP Norway PU, BPN document No.: 1.70.121, datert 05.05.2010.
- /61/ Appendix 1 – Emergency Response Equipment, BPN document No.: 1.70.121, datert 07.10.2008.
- /62/ Appendix 6 – IM Strategy for Pressure Systems, BPN document No.: 1.70.121, ikke datert.
- /63/ Evaluation of Broken Valve Bolts, Exova AS, Document ref.: TRN201816, datert 08.10.2012.
- /64/ Bilder av aksjonsplaner for Ula anvendt under hendelsen, for brann i prosessområdet og for gasslekkasje – eksplosjon. Bildene ble tatt under offshoretur 22-24. oktober 2012.

- /65/ Kopi av aksjonsplan for Ula som beskriver hendelsene: Fare for brann og Brann.
- /66/ Sammendrag øvelser 2010, 2011 og 2012. Notat fra BP, datert 03.09.2012.
- /67/ Referat fra VO-HVO møte, møte nr. 11, datert 13.11.2010.
- /68/ SJA-002006 6, Rengjøring i oljeforurensede områder på P-plattform, datert 15.09.2012.
- /69/ SJA-002004 6, Arbeid i oljeforurenset område i P01 mezz., datert 14.09.2012.
- /70/ SJA-002018 6, Rengjøring på P-plattform, datert 19.09.2012.
- /71/ Utskrifter av skjermbilder i kontrollrom. datert 22.10.2012.
- /72/ Ula Incident Follow-Up plan, utskrift av planen mottatt 22.10.2012.
- /73/ Datablad DrägerSensor Smart PID – 83 19 100.
- /74/ Test certificate, X-am 7000 m/pumpe, TC-101125, datert 30.04.2012.
- /75/ Test certificate, X-am 7000 m/pumpe, TC-100577, datert 26.01.2012.
- /76/ Incident Report: 2012-IR-4231076, Materialsvikt på stuss til PSV for tank til FWS, datert 14.09.2012.
- /77/ Memo - BP, Ula platform: Process leak scenarios, DNV Energy, ref. no.: 11ZODHL-9/TMAR, datert 20.01.2009.
- /78/ Shutdown philosophy, Ula field, BPN document no.: 1.76.180, rev. no.: 01, datert 02.03.2011.
- /79/ Tabell over XXV'er med kritisk vurdering, regneark hentet fra prosedyre 1.70.029, datert 27.09.2012.
- /80/ Traction oppfølging av tiltak 539927.
- /81/ Ula-P incident –consequence assessment, DNV report No.:2012-1469, datert 06.11.2012.
- /82/ Memo - Ula explosion analysis, DNV Consulting, ref. no.:SJERN/63504734, datert 16.07.2004.
- /83/ Incident Investigation Report HP Separator Loss of Containment, Ula Platform, BP Norway. 10.12.2012
- /84/ Ula-P HP separator incident. Assessment of possible health consequences. Proactima, 8.2.2013
- /85/ BPs brev til Ptil 16.10.2012 «BPs svar på henvendelse 3.10.2013».
- /86/ Midlertidig unntak gis for Ula vedr mangelfull brannbeskyttelse av hovedstruktur i prosessområdene P01 og P02, Ptil 2010/596/Ovh, datert 15.12.2010.
- /87/ Unntakssøknad vedr. mangelfull brannbeskyttelse av hovedstruktur i prosessområdene P01 og P02 på Ula. BP Norge AS, datert 04.11.2010.
- /88/ Møtereferat, inkludert presentasjoner gitt i møte: Møte 24.06.2010 Ptil og BPN – BPN system for kartlegging og oppfølging av tekniske og operasjonelle barrierer.
- /89/ Søknad om samtykke til forlenget drift av Ula, 11.2.2005
- /90/ BP Audit report av 11.5.2011, rev 1, Report 11204
- /91/ E- mail fra Score A/S av 21.11.2012 vedr Audits mot Somagrep
- /92/ Statement of Conformity, Fire Safe Standard, Somagrep, 12.11.2012
- /93/ Unntakssøknad vedr. mangelfull brannbeskyttelse av hovedstruktur i prosessområdene P01 og P02 på Ula, 28.5.2010
- /94/ Ula ESD CE P platform P00-23-IN-5100-001, rev ZH. 13.4.2012
- /95/ E-post fra BP om Tripp av brannpumpe og telecom ved oransje ESD på Ula P 27.11.2012
- /96/ E-post fra BP den 21.9.2012 FW14 – WW- 4205-N3A-RBI og inspeksjonsresultater
- /97/ E-post fra BP den 2.1.2013 om PM program for utstyr som feilet,
- /98/ BPs brev til Ptil 14.11.2012 Svar på spørsmål relatert til brann og eksplosjonsbeskyttelse på Ula - Møte 09112012
- /99/ Beredskapsplanen for Ula feltet, dok 1.63.015, rev 17, datert 23.4.2012.
- /100/ Beredskapsanalysen Ula, Proactima, BP dokument nr 9.63.040 rev. 2, den 16.1.2008

/101/ E-post fra BP 17.4.2013 Svar på spørsmål ifm med granskning av hendelse på Ula  
/102/ E-post fra BP 17.4.2013 RE: Oppfølgingsspørsmål Ula granskning.

## **Vedlegg B – Intervjuet personell**

**Listen er ikke publisert på internett og er lagt i eget dokument.**