

# Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Gasslekkasjen på Statoil Mongstad den 25.10.2016	Aktivitetsnummer 001902037

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>Gasslekkasjen på Mongstad den 25.10.2016 oppstod da en operatør, etter at det var oppdaget gass i området, forsøkte å operere en ventil. Korrosjon under isolasjon (KUI) hadde ført til at rørstussen som ventilen var montert på, var gjennomrustet, og stussen med ventil knakk av slik at gassen fikk fritt utløp. Nødavstengning og manuell trykkavlastning ble satt i verk med det samme, og aktivering av fabrikkalarmen gjorde at personellet evakuerte anlegget.</p> <p>Under ubetydelig endrede omstendigheter kunne gasslekkasjen ha ført til tap av menneskeliv. Faktiske konsekvenser var utslipp av hydrogen- og hydrokarbongass til ytre miljø og stopp i produksjonen i det berørte anlegget.</p> <p>I 2012 var det også en alvorlig hendelse på Mongstad som skyldtes KUI, den gangen en damplekkasje. Hendelsen ble gransket av både Statoil og oss. Andre lekkasjer kommer i tillegg til disse, så KUI er et kjent problem på Mongstad.</p> <p>Granskingen vår påviste fire avvik: Anlegget var ikke blitt forsvarlig vedlikeholdt, det manglet risikovurdering, det var ikke informert om risikoene ved utføring av arbeidet og personellkontrollen var mangelfull under evakueringen.</p> <p>I tillegg identifiserte vi fire forbedringspunkt: Manglende system for nødtrykkavlastning, manglende gassdeteksjon, fabrikkalarm som ikke har tiltenkt effekt i hele anlegget og mangelfull radiokommunikasjon.</p>

Involverte	
Hovedgruppe T-Landanlegg	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinsen / 6.3.2017
Deltakere i granskingsgruppen  Bryn Aril Kalberg, Jorunn Bjørvik	Granskingsleder  Morten Andre Langøy

## Innhold

1	Sammendrag .....	3
2	Innledning .....	3
3	Forkortelser og forklaringer .....	4
4	Bakgrunn .....	4
4.1	Kort beskrivelse av A-1200 anlegget .....	4
4.2	Korrosjon under isolasjon (KUI) .....	6
4.3	Overflateprosjektet .....	8
4.4	Anleggets tilstand .....	9
5	Gasslekkasje 25. oktober 2016 .....	10
5.1	Innsatspersonellets håndtering av hendelsen .....	11
5.2	Fabrikkalarm – evakuering .....	11
5.3	Radiokommunikasjon .....	12
5.4	Varsling til myndighetene .....	12
5.5	Undersøkelser etter hendelsen .....	12
5.5.1	Befaring, intervjuer, dokument- og systemgjennomgang .....	12
5.5.2	Undersøkelser av rør og brudd .....	12
5.5.3	Eksplisjonsanalyser .....	14
5.6	Vurdering av Statoil sin gransking etter hendelsen .....	15
6	Hendelsens potensial .....	15
7	Observasjoner .....	15
7.1	Avvik .....	16
7.1.1	Anlegget har ikke blitt forsvarlig vedlikeholdt .....	16
7.1.2	Mangelfull risikovurdering før oppstart av aktivitet .....	16
7.1.3	Mangelfull informasjon om risiko .....	17
7.1.4	Mangelfull personellkontroll ved evakuering .....	17
7.2	Forbedringspunkt .....	17
7.2.1	Manglende system for nødtrykkavlastning av A-1200 .....	17
7.2.2	Mangelfull gassdeteksjon .....	18
7.2.3	Fabrikkalarm har ikke ønsket effekt i hele anlegget .....	18
7.2.4	Mangelfull radiokommunikasjon .....	18
8	Andre kommentarer: .....	19
8.1	Kategorisering av konsekvens av hendelse ved første varsling .....	19
8.2	Barrierer som har fungert: .....	19
9	Drøfting av usikkerheter .....	19
9.1	Eksplisjonslaster .....	19
10	Dokumenter .....	19
11	Vedlegg .....	20

## 1 Sammendrag

Gasslekkasjen på Mongstad den 25.10.2016 oppstod da en operatør, etter at det var oppdaget gass i området, forsøkte å operere en ventil. Korrosjon under isolasjon (KUI) hadde ført til at rørstussen som ventilen var montert på, var gjennomrustet, og stussen med ventil knakk av slik at gassen fikk fritt utløp. Nødavstengning og manuell trykkavlastning ble satt i verk med det samme, og aktivering av fabrikkalarmen gjorde at personellet evakuerte anlegget.

Under ubetydelig endrede omstendigheter kunne gasslekkasjen ha ført til tap av menneskeliv. Faktiske konsekvenser var utslipp av hydrogen- og hydrokarbongass til ytre miljø og stopp i produksjonen i det berørte anlegget.

I 2012 var det også en alvorlig hendelse på Mongstad som skyldtes KUI, den gangen en damplekkasje. Hendelsen ble gransket av både Statoil og oss. Andre lekkasjer kommer i tillegg til disse, så KUI er et kjent problem på Mongstad.

Granskingen vår påviste fire avvik: Anlegget var ikke blitt forsvarlig vedlikeholdt, det manglet risikovurdering, det var ikke informert om risikoene ved utføring av arbeidet og personellkontrollen var mangelfull under evakueringen.

I tillegg identifiserte vi fire forbedringspunkt: Manglende system for nødtrykkavlastning, manglende gassdeteksjon, fabrikkalarm som ikke har tiltenkt effekt i hele anlegget og mangelfull radiokommunikasjon.

## 2 Innledning

Gasslekkasjen på Mongstad oppstod i forbindelse med overflatevedlikehold. Gassen bestod hovedsakelig av hydrogen (85 %) og resten hydrokarboner. Den 31. oktober besluttet vi å granske hendelsen.

### Granskningsgruppens sammensetning:

Morten Andre Langøy	- Konstruksjonssikkerhet, granskingsleder
Jorun Bjørvik	- Prosessintegritet
Bryn Aril Kalberg	- Logistikk og beredskap

Granskingen er gjennomført i form av intervjuer, befaring av anlegg, dokumentgjennomgang og undersøkelser, samt analyser utført av eksterne konsulenter og Statoils materiallaboratorium.

### Mandatet for granskingen:

1. Klarlegge hendelsenes omfang og forløp
  - a. Kartlegge og vurdere sikkerhetsmessige og beredskapsmessige forhold.
  - b. Kartlegge vurderinger som ble gjort i forkant av hendelsen.
2. Beskrive faktisk og potensiell konsekvens.
3. Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold
  - a. Observerte avvik fra krav, fremgangsmåter og prosedyrer.
  - b. Forbedringspunkter.
4. Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.
5. Vurdere hendelsen i forhold til tidligere gransking med damplekkasje i 2012 og eventuelle relevante tilsynsaktiviteter på Mongstad.

6. Identifisere ev regelverksbrudd, anbefale videre oppfølging, samt foreslå bruk av virkemidler.
7. Vurdere aktørens egen gransking etter hendelsen.
8. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev i henhold til mal.

### 3 Forkortelser og forklaringer

A-1200	Isomeriseringsanlegg
ALARP	As Low As Reasonable Possible
AT	Arbeidstillatelse
DAL	Dimenisoning accidental load/dimensjonerende ulykkeslast
H <sub>2</sub>	Hydrogengass
ISO	Isolasjon, stillas og overflatebehandling
KUI	Korrosjon under isolasjon
OFP	Overflateprosjektet
PS	Performance standard (Ytelseskrav)
PS1	Performance standard – Containment (barriere mot lekkasje)
TIMP	Technical Integrity Management Program
TR	Technical requirement – Intern Statoil standard
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
SYNERGI	System for registrering, analysering, bearbeiding og oppfølging av ulykker, tilløp og uønskede hendelser

## 4 Bakgrunn

### 4.1 Kort beskrivelse av A-1200 anlegget

Første trinn av Statoil Mongstad ble bygd i 1974. Anlegget ble utvidet og oppgradert i 1989, blant annet med krakkeranlegg. Isomeriseringsanlegget (A-1200 anlegget) er et katalytisk prosessanlegg hvor lett nafta blir oppgradert til høyverdig bensinkomponent. Dette anlegget ble tatt i bruk i 1982. Oversikt over Statoil Mongstad og plassering av A-1200 anlegget er vist i Figur 1 og 2, kilde Statoil.



Figur 1: Oversiktsbilde av Statoil Mongstad med rød pil som markerer lokasjon av A-1200-anlegget.



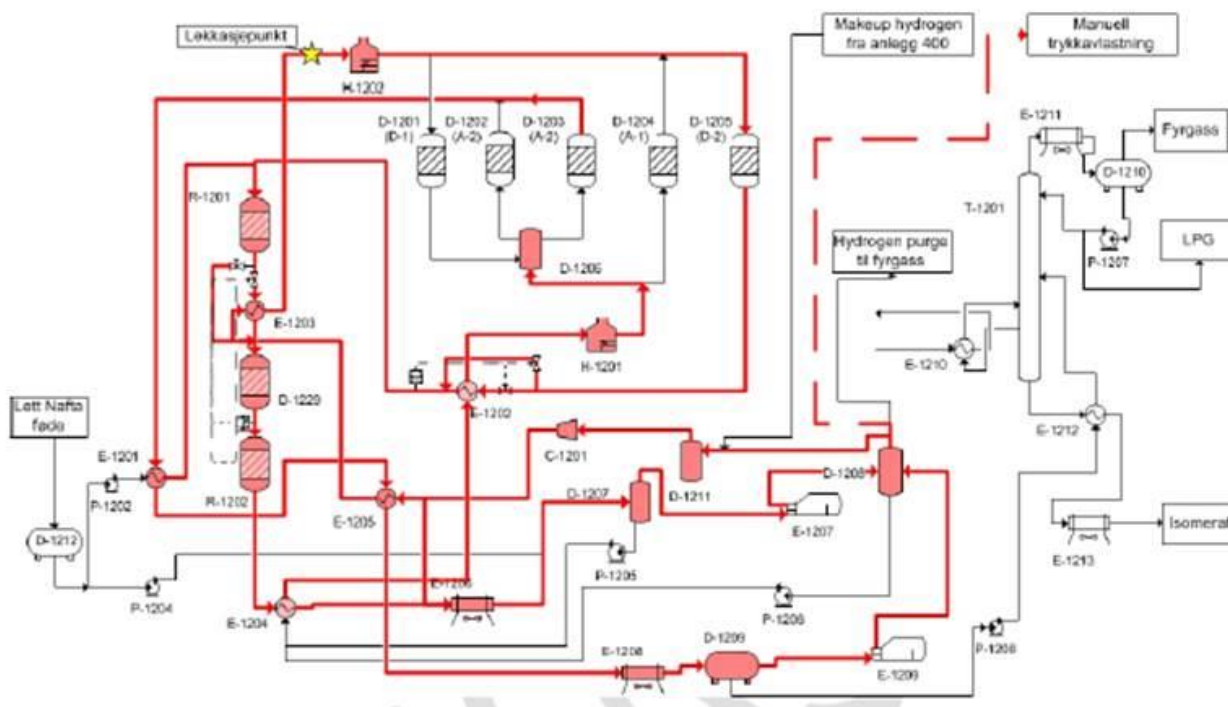
Figur 2: Oversiktsbilde av Statoil Mongstad med rød pil som markerer lokasjon av A-1200-anlegget.

A-1200-anlegget består av delene:

- adsorpsjon
- reaktor
- stabilisator

En forenklet prosesskisse av A-1200 anlegget er vist i Figur 3. Lekkasje skjedde i en lavpunkt dreneringsstuss i resirkulasjonslinjen med hydrogenrik gass i reaktordelen av anlegget, i linjen inn til ovnen, H-1202. Lekkasje punkt er markert med en stjerne i figuren.

Operasjonsbetingelsene i linjen var 20 barg og ca. 170 °C. Gassen besto av ca 85% hydrogen, resten var hydrokarboner. Anlegget har ikke system for automatisk eller fjernstyrt trykkavlastning. Mulighet for manuell trykkavlastning er markert med stiplet linje på skissen nedenfor. Ventilene for trykkavlastning er plassert på bakkenivå.



Figur 3: Forenklet prosessskisse av A-1200. Lekkasje punkt markert med stjerne i øvre venstre hjørne.

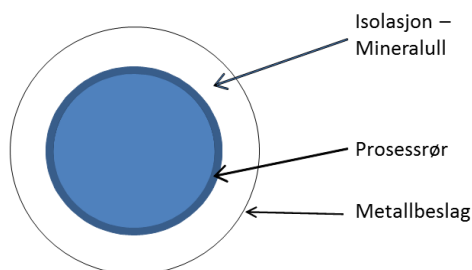
## 4.2 Korrosjon under isolasjon (KUI)

Korrosjon under isolasjon (KUI) er en av de største utfordringene som petroleumsindustrien står overfor på eldre anlegg (Næss, 2016). Omfanget av isolering er meget stort grunnet behov for å bevare termisk energi og kontrollere varmestrømming. Hovedårsaken til isolering på Mongstad er å beholde energien i rør og utstyr for å oppnå effektive raffineringprosesser. Det er også andre grunner til at isolering er benyttet, som gjort rede for i for eksempel NORSOK R-004 (NORSOK, 2006). Generelt består et isolasjonssystem av selve den isolerende massen med en værbeskyttelse på utsiden. Beskyttelsen på utsiden kan være en metallkappe eller tjæreapp. På innsiden av isolasjonen er selve røret eller utstyret med eller uten et beskyttende belegg, se Figur 4 for illustrasjon.

KUI arter seg med høyere korrosjonshastigheter på stål med isolasjon enn stål uten isolasjon eksponert for samme miljø. Hovedårsaken til akselerert korrosjon er vann som har trengt inn i isolasjonen. I moderne systemer benyttes i større grad andre metoder, som overflatebehandling av rørene, rør med korrosjonsmotstandige materialer, hydrofobe (vannavstøtende) materialer i isolasjonen og vanntette kapslinger ytterst, i enkelte tilfeller med drenering.

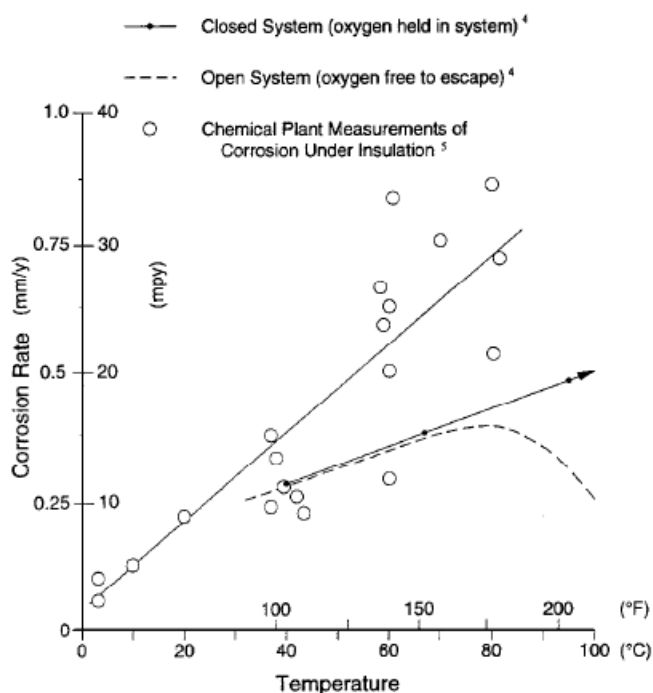
Historisk ble det benyttet mye mineralull i forbindelse med isolering. Dette er også benyttet på Mongstad. Det er vanskelig å få en god oversikt over omfanget av KUI. Kartleggingsarbeidet er tid- og ressurskrevende. Ofte må en bygge stillas for tilkomst og all isolering må kles av. Det er en stadig utvikling av metoder for å inspisere og detektere KUI uten å kle av isolasjonen, men fortsatt er den vanligste metoden visuell inspeksjon etter avisolering. Normalt jobber en med en risikobasert tilnærming til dette kartleggings- og

utbedringsarbeidet. På sterkt korroderte rør eller tanker er det fare for at selve avisoleringen og inspeksjonen kan medføre lekkasjer. Denne risikoen må også styres.



Figur 4: Illustrasjonsskisse av isolert rør.

For vanlig stål ved høye temperaturer (80-90 °C) kan en ha en generell korrosjon på 0,5 mm/år, mer enn 10 ganger raskere enn i vanlige antagelser i beregninger. På kjemiske anlegg kan en få dobbelt så rask korrosjon som dette pr år. Andre utfordringer knyttet til isolering og KUI utbedring kan være klorider i miljøet og korrosiv vannkondensering på ståloverflate, ikke optimale inspeksjonsmetoder, mangelfull overflatebehandling av rør og utstyr, prosessdesign, dårlig kapsling av isolasjon, tilkomst, kostnader og investeringsbetraktninger, (Næss, 2016).



Figur 5: KUI for karbonstål, korrosjonsrate som funksjon av temperaturen og system (åpent – open eller innelukket - closed), (NACE , 2010).

For temperaturer over 100 °C, utenfor kurven i Figur 5 kan det være at økningen i korrosjonshastighet reverseres ved ytterligere temperaturøkning. Dette er anleggsspesifikk kunnskap.

I 2012 hadde man på Mongstad en alvorlig hendelse med damplekkasje på grunn av KUI. Sammendrag fra Ptil sin granskingsrapport (Petroleumstilsynet, 2013): *Under normal drift*

*oppstod det den 8.11.2012 en kraftig damplekkasje på Mongstad. Ingen ble alvorlig skadet i hendelsen, og de materielle skadene var små. Hendelsen hadde imidlertid et stort skadepotensial, med fare for tap av flere liv. Et to tommers damprør revnet tvert av og store mengder overhettete damp og vann, beregnet til 16,9 kg/s, strømmet ut med stor hastighet (...) Lekkasjen oppstod på grunn av kraftig korrosjon under isolasjonen.*

### 4.3 Overflateprosjektet

Petroleumstilsynet gjennomførte tilsyn med KUI på Mongstad i 2016. (Petroleumstilsynet, 2016) Under tilsynet informerte Statoil Mongstad om at de jobber målbevisst med overflatevedlikehold og korrosjon under isolasjon. Et eget overflateprogram startet 2006 da det var mye lekkasjer. Ressursbruken på overflate-vedlikehold ble økt i 2015 og budsjettet ble ytterligere økt for 2016. For utarbeidelse av strategi og utførelse av arbeidet benyttes TR 1987 «Preventive Activities for Static Process Equipment and Load-Bearing Structures». Overflatevedlikeholdet er ifølge Statoil intensivert og effektivisert ved at man bringer inn mer områdeprioritering i tillegg til prioritering ut fra risiko. Selv om dette koordineres med notifikasjons-jobber, ble det under tilsynet opplyst at det er en utfordring å få utbedret sikkerhetskritiske system fort nok.

I rapporten identifiserte vi et forbedringspunkt knyttet til en markant økning i antall lekkasjer forrige år. I svarbrevet uttrykte Statoil Mongstad følgende (Statoil, 2016): «Vi ser en økning i lekkasjer i begge kategorier, men det er i kategori 2 (Kategori 1: Hydro-karboner/giftige kjemikalier/høye trykk og høy temp, og Kategori 2: Andre medier (damp/vann/luft/nitrogen)) at det er størst økning. Dette er en konsekvens av den avgjørelsen som var gjort med å prioritere områder med flest høykrisiske rør inn i overflateprogrammet på midten av 2000-tallet, som igjen gjør at mindre kritiske rør og områder får et for langt vedlikeholds intervall. Vi ser fortsatt at denne avgjørelsen som korrekt.»

Statoil skriver videre «Ved oppstart av overflateprosjektet vart områder med flest høykrisiske rør prioritert, dette kan ha ført til at andre områder med flest lavkrisiske rør har fått et for langt vedlikeholds intervall. Dette har vært en bevist avgjørelse for å få kontroll på de mest risikofylte områdene. Lekkasetrenden det refereres til<sup>1</sup>, sammen med andre kurver vi har på portefølje av korrektive jobber på overflate og korrosjon, gir oss fortløpende et grunnlag for å vurdere hvordan tilstanden og risikoen utvikler seg. Utvikling i tilstand og risiko blir dokumentert og fulgt opp gjennom PSI i TIMP. TIMP danner grunnlaget for løpende vurdering av pågående tiltak og behov for iverksettelse av nye tiltak.»

Under granskingen kom det fram en bekymring ved Statoil Mongstad om at overflatevedlikeholdet ikke holder tritt med forventet korrosjon. Det er også en usikkerhet at en ikke kjenner tilstanden til A-1200 anlegget. Statoil Mongstad skriver i svarbrevet etter Ptils tilsyn med KUI (Statoil, 2016): «Fokus i PSI i TIMP er å beskrive tilstanden på barrieren og hva som må til for å heve tilstand og karakter for å få kontroll over situasjonen. Bakenforliggende årsaker blir ikke fullt ut belyst i TIMP.

Overflateprosjektet - OFP - er planlagt gjennomført i A-1200 anlegget gjennom seks arbeidspakker hvorav tre skal gjennomføres i løpet av 2016 og de resterende i 2017. Hendelsen skjedde i forbindelse med inspeksjonsaktivitet på den første arbeidspakken.

---

<sup>1</sup> I Ptils tilsynsrapport



Området var avisolert og delvis innebygget med presenning. Anlegget var i full drift mens OFP foregikk.

Ved Ptils tilsyn med KUI (Petroleumstilsynet, 2016) opplyste Statoil Mongstad at de benytter en «fortropp» før inspeksjoner i områder med forventet korrosjon basert på mulige degraderingsmekanismer. Fortroppen har spesiell fokus på å redusere risiko knyttet til arbeidet med avisolering. Ptil har forespurt Statoil om risikovurderinger og tiltak for operatørsikkerhet i forbindelse med arbeidet i A-1200 uten at dette kunne dokumenteres.

#### 4.4 Anleggets tilstand

Raffineriet er bygget under et annet regelverksregime og med bruk av andre standarder enn de som benyttes i dag. A-1200 anlegget ble satt i drift i 1982 og det er kravene fra den gang som gjelder. Det er utarbeidet en lokal sikkerhetsstrategi for Mongstad, hvor gap er identifisert i forhold til dagens regelverk. En strategi for oppgradering er etablert.

Det gjennomføres jevnlig tilstandsvurderinger (TIMP) som både identifiserer avvik fra dagens standarder og svekkelser i fysisk tilstand på anlegget. Tilstandsvurderinger gjennomføres både på det enkelte barriereelement (PS) og på hver anleggsdel. Resultatene for de enkelte PSene danner grunnlaget for å angi tilstand på det enkelte anlegg. I tillegg til TIMP vurderinger inngår uavhengige Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) gjennomganger, inspeksjoner og notifikasjoner i vurderingen av tilstand. A-1200 anlegget hadde på hendelsestidspunktet karakter D, på en skala fra B hvor alle vesentlige funksjonskrav til systemet er oppfylt til F hvor utstyret har alvorlige feil eller mangler slik at kritiske sikkerhetsfunksjoner ikke vil fungere i en aktuell ulykkessituasjon. Karakter D vil si at det er feil eller mangler ved systemet som over tid vil kunne medføre svikt i enkelte sikkerhetsfunksjoner eller redusert pålitelighet eller det er en usikkerhet av reell tilstand grunnet manglende vedlikehold eller dokumentasjon.

Statoil Mongstad sin tilstandsvurderinger for A-1200 anlegget i forkant av hendelsen viser at manglende oversikt over tilstand når det gjelder korrosjon under isolasjon (KUI) har vært et hovedproblem. Det har i vurderinger for A-1200 anlegget lenge vært påpekt, også i TIMP, et behov for å inkludere anlegget i overflateprogrammet.

I tillegg til usikkerhet om reell tilstand er svekkelser i viktige barriereelementer for å håndtere en eventuell gasslekkasje identifisert i TIMP. Det er identifisert mangelfull dekning av gassdetektorer i anlegget og det er ingen mulighet for fjernstyrt trykkavlastning av A-1200 anlegget. Det finnes en mulighet for manuell trykkavlastning ute i felt. Dette systemet er ikke identifisert med tag, og dermed ikke klassifisert som sikkerhetskritisk utstyr.

En rekke studier har vært gjennomført knyttet til gassdeteksjon og trykkavlastning i A-1200 anlegget og resten av Mongstad. Forslagene for gassdeteksjon og trykkavlastning i A-1200 anlegget har ikke blitt gjennomført.

KUI har vært en kjent utfordring på Mongstad over tid. Overflateprogrammet på Mongstad krever betydelige ressurser i form av personell og penger. I henhold til Statoils egen granskings-rapport (Statoil, 2017A) ble det i 2011 og 2012 gjennomført betydelig kutt i programmet for å redusere kostnadene på Mongstad. Dette bidro til at programmet ble liggende flere år på etterskudd i forhold til behovet. Statoils egen granskning beskriver at det ikke er synlig at beslutninger som gjelder gjennomføringsprogresjon av overflateprogrammet

tas med bakgrunn i teknisk tilstand av anleggene, risikovurderinger eller etablerte strategier for programmet. Dette ble også bekreftet i våre samtaler på anlegget der det fra flere pekes på problemet med stadig å være på etterskudd med overflatevedlikehold.

Inspeksjon av anlegget etter hendelsen 25. oktober identifiserte 19 funn som måtte repareres før oppstart.

## 5 Gasslekkasje 25. oktober 2016

Det ble bygget stillas for første arbeidspakke i OFP og området ble skjermet med en midlertidig løsning bestående av et presenningstak og duk på sidene (vegger). Det var lufting oppe og nede på veggene. Rørgaten ble avisolert og klar for inspeksjon.

Tidsangivelsene er mottatt fra Statoil (Statoil, 2016A) og er i overenstemmelse med informasjon fra intervju.

Tirsdag 25.10.2016 like etter kl 1300 blir operatør 1 oppropt av en inspektør med oppfordring om å komme til A-1200. Inspektøren ber om avklaring da han har fått utslag på sin gassmåler<sup>2</sup> ved en drenerings-ventil på et lokalt lavpunkt på linjen inn til oven H-1202. Det ser ut som at ventilen står noe åpen, og det blir antatt at det kan være pakkboksen som lekker. Operatør 1 går ned for å hente ventilnøkkel og smørespray. Inspektøren venter oppe på stillaset, men trekker seg noen meter bort fra ventilen.

Operatør 1 kommer opp igjen, ser seg om, orienterer seg, og ser etter utganger og rømningsveier.

Kl.13:10:29 tar operatør 1 ventilnøkkelen og gir ventilen et lett «kakk», og står plutselig med ventil og stuss i hånden, hengende etter nøkkelen. Gasstrømmen fra 1"-stussen treffer stillasgulvet en halv meter under bruddstedet. De som sto i nærheten beskriver en «infernalisk støy» fra gasstrømmen.

Operatør 1 kommer seg ned, treffer personell som han signaliserer til at de må komme seg bort. Operatør 1 forsøker å gi beskjed til kontrollrommet over radio om at de må kjøre nødavstengning og fabrikkalarm. Men kontrollrommet oppfatter ikke tydelig hvilken beskjed operatøren 1 gir.

Operatør 2, som er ved kompressorbygget, oppfatter at operatør 1 forsøker å gi beskjed til kontrollrommet og gir selv beskjed over radio om at kontrollrommet må kjøre nødavstengning og fabrikkalarm.

Kl.13:11:38 blir nødstopp aktivert fra kontrollrom, kl 13:11:39 stopper kompressor og kl 13:11:42 er mengde gjennom føderør H-1202 indikert til null. Samtidig kjøres fabrikkalarm.

Inspektøren har tatt seg ned fra stillaset, han hører fabrikkalarmen og evakuerer.

Fungerende driftslederassistent (arbeidsleder ute) for B-området arbeidet med nytt skilt på pumpe, nord for A-1200. Han hører kraftig støy og oppfatter mumling på radio: A-1200 –

---

<sup>2</sup> Materialtekniske undersøkelser har seinere bekreftet at det var en reell lekkasje da rørveggen var gjennomkorrodert.

nødstopp – alvorlig. Han går direkte til ventilene for trykkavlastning og starter på eget initiativ åpning av ventilene.

Operatør 1 ser at det er en operatør som er i gang med å åpne trykkavlastningsventilene og løper til for å hjelpe.

Operatør 2 løper til A-1200 og ser at to personer arbeider med å åpne for trykkavlastning. Han hører fabrikkalarmen og ser mye personell (20 – 30 stk) som kommer ut av A-800 anlegget (Revamp) som ligger like nord for A-1200. Han jager disse bort fra området og hjelper til med å åpne for trykkavlastning.

Kl.13:11:43 er det fra hendelseslogg i kontrollrommet registrert stor trykkreduksjon i føderør H-1202, dette betyr at det er åpnet for trykkavlastning.

Operatørene som er ved trykkavlastningsventilene starter arbeidet med å kople opp for nitrogenspyling av føderør H-1202.

Kl.13:16:36, 4 min og 53 sek etter åpning for trykkavlastning, er trykket i føderør H-1202 nede i 1,37 barg.

Systemet er tilnærmet trykkløst ca 10 min etter at det ble åpnet for trykkavlastning.

Etter hendelsen og før gjenopptak av arbeidet med overflateprosjektet ble Statoil Mongstad pålagt av Statoil sin konserngranskning å tømme anlegget for prosessgass før videre inspeksjon.

## **5.1 Innsatspersonellets håndtering av hendelsen**

Det er B-skiftet som er på arbeid denne dagen. Samtidig er A-skiftet inne for gjennomføring av beredskapsøvelse. Når hendelsen oppstår er A-skiftet ute i anlegget, klar for innsats.

Samtidig med at fabrikkalarmen kjøres kl. 13:11 mobiliseres beredskapsorganisasjonen. Innsatspersonell samles øst for A-1200. Innsatslag/røykdykkere er klar til innsats når anlegget er trykkavlastet.

Innsatsleder spør kontrollrom om det er utslag på gass i området basert på de faste gassdetektorene. Men det er dårlig dekning av faste detektorer i området, slik at innsatspersonellet må basere seg på egne gassmålere. Det etableres en branngardin (vannspray) rundt området.

Røykdykkere går inn for å klarere området. Fra kontrollrommet har de fått beskjed om at det totalt er 17 personer på 2 skriftlige arbeidstillatelser og 2 personer på 1 muntlig arbeidstillatelse, som er knyttet til området. Ingen av disse er i området når røykdykkerne går igjennom det. Røykdykkerne sjekker ut området fram til stuss – ingen utslag på gassmålere. For å sikre utlufting skjærer røykdykkere opp innkledningen/duk.

Innsats avsluttes.

## **5.2 Fabrikkalarm – evakuering**

Flere av personene som var i området og i det tilstøtende området A-800 Revamp har uttalt at de ikke hørte fabrikkalarmen. Dette står i motstrid til operatør 2 som opplyser at han hørte fabrikkalarmen samtidig med at han løp inn i A-1200 hvor støyen fra utblåsing kommer fra.

Etter hendelsen ble det ifølge intervjuer observert to personer som kom ut av et arbeidstelt i A-800 etter at fabrikkalarmen var avsluttet. Ptil stilte spørsmål om dette og Statoil foretok en gjennomgang av personellister. Vi fikk bekreftet at det var to personer fra en leverandør som ikke hadde møtt på mønstringsplass og som følgelig ikke hadde vært ute av raffineriet. Dette var ikke kjent da «faren over» ble aktivert og personellet fikk adgang til raffineriet igjen.

### **5.3 Radiokommunikasjon**

Flere blant personellet som var direkte involvert i hendelsen tok i intervjuer opp problemene med nye digitale radioer, at de har dårlig dekning, spesielt inne i store stålkonstruksjoner. Også kraftig støy kan føre til at radiokommunikasjonen svikter.

### **5.4 Varsling til myndighetene**

Statoil varslet nødetatene politi, brann og helse (trippelvarsling).

Våre nedtegninger viser at vi ble varslet telefonisk klokken 13:39, det vil si mindre enn en halv time etter at hendelsen inntraff.

### **5.5 Undersøkelser etter hendelsen**

#### **5.5.1 Befaring, intervjuer, dokument- og systemgjennomgang**

I forbindelse med vår gransking intervjuet vi totalt 16 personer. Intervjuene ble gjennomført ved Statoils driftskontor på Mongstad i periodene 2. - 4. og 17. november. Statoil hadde en observatør til stede som også tilrettela intervjuene etter oppsatt timeplan.

Granskningsgruppen hadde fri tilgang til dokumenter og det ble gjennomført egne undersøkelser i TIMP og Synergi den 17. november.

Ekspløsjonsanalyser er utført av Gexcon på oppdrag av Statoil og materialtekniske undersøkelser er utført ved Statoil sin materialavdelingen i Trondheim.

#### **5.5.2 Undersøkelser av rør og brudd**

Materialtekniske undersøkelser er utført ved Materialavdelingen i Statoil, Trondheim (Statoil, 2016) som konkluderer med at lekkasjen og bruddet skyldes korrosjon under isolasjon. Røret har hatt betydelig utvendig korrosjon, noe som har gitt reduksjon i rørveggen slik at det ikke var noe igjen i deler av omkretsen. Det har vært ubetydelig innvendig korrosjon. I Figur 6 **Feil! Fant ikke referanseilden.** og Figur 7 vises hovedrør og stuss med brudd for å illustrere konfigurasjonen. Videre får en et inntrykk av utbredelsen av korrosjon. Alle bilder i dette avsnittet er fra Statoil.



Figur 6: Hovedrør med stuss hvor bruddet skjedde. Stussen ble seinere fjernet for materialtekniske undersøkelser. Rundt stussen ser en utbredelse av utvendig korrosjon som har forgått under isolasjonen.

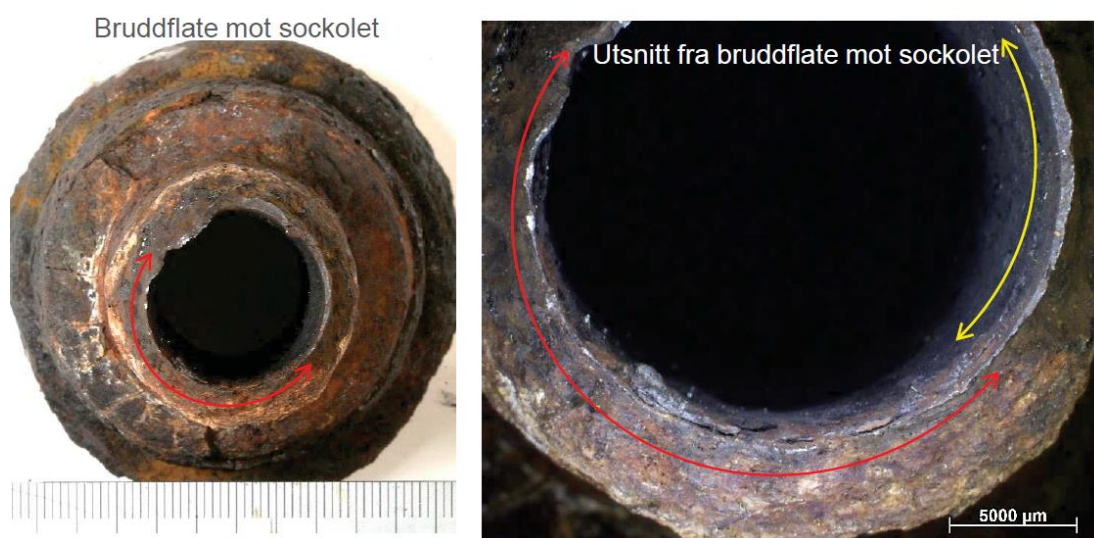


Figur 7: Konfigurasjon av grenrøret med stuss til hovedrør på toppen, pakkboksventil og blindflens. Bruddsted angitt med pil. Ventilrattet ble skadet ved fall etter hendelsen. Målestokk i mm.



Figur 8: Utsnitt fra bruddsted. Målestokk i mm.

Visuell og makrofraktografisk undersøkelse (Statoil, 2016) viste at i området hvor bruddet hadde oppstått var veggtykkelsen tynnet ned mot 0 mm omtrent rundt halve rørets omkrets. Bruddet fremsto som gjennomkorrodert før hendelsen, se Figur 9. Resterende del av omkretsen viste en morfologi forenelig med et rent overbelastningsbrudd. Innvendig hadde rørdelene et tykt oksydsjikt men var ikke betydelig korrodert. Opprinnelig tykkelse på rørveggen er ikke kjent, og det er ikke gjort beregninger av korrosjonshastigheter.



Figur 9: Foto av motstående bruddflater. Røde piler angir område der veggtykkelsen er tynnet ned til 0 mm. Gul pil (høyre foto) viser hvor bruddet har en 45° forplantning og fremstår som et overbelastningsbrudd.

Det er gjort noen grove beregninger på reststyrke i rørtverrsnittet ved brudd og sannsynlighet for at rørstussen ville kunne ryke uten ytre belastning. Dette samsvarer med at det ble «tatt litt i» ved operasjon av ventil. Det utelukkes ikke at rørstussen kunne falt ned etter «noe» tid (Statoil, 2017).

### 5.5.3 Eksplosjonsanalyser

Gexcon har på oppdrag fra Statoil utarbeidet et notat som ser på mulige konsekvenser av hendelsen (Gexcon, 2016). Notatet dekker følgende scenarier:

- Gasspredning fra den faktiske hendelsen
- Eksplosjonslaster ved forsinket tenning av hendelsen

- Brannlaster ved tidlig tenning av hendelsen
- Gasspredning hvis lekkasjen hadde skjedd under ordinær drift
- Eksplosjonslaster ved forsinket tenning hvis lekkasjen hadde skjedd under ordinær drift

Vi har ingen kommentarer til forutsetninger som er gjort for simuleringene eller valgte case. Initiell gasslekkasjerate er beregnet til 0,51kg/s

Simuleringer av gasspredning for den faktiske hendelsen viser at maksimal størrelse på den brennbar skyen er 120m<sup>3</sup>. Simuleringene viser at store deler av den nordlige delen av A-1200 anlegget ville blitt innhyllet i forbrenningsprodukter dersom gasskyen hadde blitt antent. Det simulerte makstrykket for dette scenariet er 0,6 barg. Simulert makstrykk overstiger eksplosjonslaster for anlegget som er identifisert i Total risiko analysen (TRA). Simulerte eksplosjonslaster dersom lekkasjen hadde skjedd under normal drift er lavere. Innbyggingen i forbindelse med inspeksjonsjobben gjør at simulerte eksplosjonslaster overstiger eksplosjonslaster definert i TRA.

En brannsimulering viser at ved antennelse ville operatøren nærmest lekkasjen og potensielt også inspektøren blitt utsatt for dødelig varmestråling.

## 5.6 Vurdering av Statoil sin gransking etter hendelsen

Vi har gjennomgått rapporten (Statoil, 2017A) og vurderer at Statoils beskrivelse av hendelsen og forløpet til hendelsen i hovedsak er i overensstemmelse med våre funn. Granskningsgruppa i Statoil vurderer hendelsen som en Mulig Alvorlighetsgrad Rød 1. Dødsulykke.

## 6 Hendelsens potensial

### Faktisk konsekvens:

- Utslipp av H<sub>2</sub> og hydrokarbon gass til ytre miljø
- Stopp i produksjon på A-1200-anlegget

### Potensiell konsekvens:

Ved ubetydelig endrede omstendigheter:

- En eventuell antennelse av gassen, enten umiddelbart etter at lekkasjen startet eller noe senere, kunne ført til ett eller flere dødsfall.
- Rørstussen kunne falt av ved en senere anledning under normal drift og gass kunne ha antent ved oppvarmingsovnen. Dette ville medført skader på anlegget. Skader på mennesker ville vært avhengig av hvor mange som befant seg i nærområdet. Det kunne også blitt et større utslipp av H<sub>2</sub> og hydrokarbon gass til ytre miljø.

## 7 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

## 7.1 Avvik

### 7.1.1 Anlegget har ikke blitt forsvarlig vedlikeholdt

**Avvik:**

Manglende vedlikehold medførte at korrosjon under isolasjon på prosessrør ikke ble oppdaget og utbedret, som igjen førte til gasslekkasje.

**Begrunnelse:**

Det foreligger kortsiktige planer og budsjetter for det årlige vedlikeholdet. Men ved gjennomgang av dokumenter og ved intervjuer kom det fram at det totale langsiktige behovet for overflatevedlikehold (inspeksjon og utførelse) basert på risikovurderinger av anlegget som helhet og deler av anlegget spesifikt, ikke har blitt tilstrekkelig reflektert i konkrete planer eller budsjetter.

Den langsiktige planlegging og prioriteringen av vedlikeholdsarbeidet har vært utilstrekkelig, og gjenspeiler ikke utbredelse og risiko forbundet med korrosjon under isolasjon.

Vi fikk opplyst at det ikke er drift- eller kapasitetsmessige begrensninger til hinder for å kunne forsere vedlikeholdsarbeidet.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift § 58 om vedlikehold krever at ansvarlige skal sikre at landanlegg og deler av disse holdes ved like, slik at de krevde funksjonene ivaretas i alle faser av levetiden.*

### 7.1.2 Mangelfull risikovurdering før oppstart av aktivitet

**Avvik:**

I forbindelse med planlegging og oppstart av overflateprogrammet i A-1200 anlegget var det ikke sikret i tilstrekkelig grad at viktige bidragsyttere til risiko og endring av risiko ved avisolering og påfølgende arbeid ble holdt under kontroll.

**Begrunnelse:**

Gjentatte vurderinger av A-1200 anlegget og PS for "containment" viser at det er stor usikkerhet knyttet til reell tilstand på rør når det gjelder korrosjon under isolasjon. Avisolering og inspeksjon av A-1200 anlegget gjennomføres mens anlegget er i drift. I et korrosjonsvekket anlegg kan selve avisoleringen og inspeksjonen medføre lekkasjer. Statoil Mongstad har ikke i tilstrekkelig grad vurdert behovet for kompenserende tiltak for å håndtere kjente svekkelser i anlegget i kombinasjon med nye risikoer som oppstår som følge av planlagte aktiviteter i forbindelse med avisolering og inspeksjon.

- Anlegget har ikke automatisk trykkavlastning eller mulighet for fjernstyrt trykkavlastning.
- Deler av anlegget har dårlig / manglende dekning av gassdetektorer.
- TIMP rapport har identifisert dårlig kontroll med potensielle tennkilder (varme flater)
- Mangler ved dokumentasjon på anlegget. Lokale dreneringsstusser som typisk kan være ekstra utsatt for korrosjon er ikke inkludert på tegningsunderlag.

**Krav:**



*Teknisk og operasjonell forskrift § 55 om planlegging. Ved planlegging av aktiviteter på landanlegg skal den ansvarlige sikre at viktige bidragsyttere til risiko holdes under kontroll, både enkeltvis og samlet*

### **7.1.3 Mangelfull informasjon om risiko**

**Avvik:**

I forbindelse med planlegging og oppstart av overflateprogrammet i A-1200 anlegget var ikke endret risiko kommunisert til operatørene.

**Begrunnelse:**

Det har gjennom intervjuer kommet fram at risiko knyttet til arbeidet med avisolering av anlegget ikke var kommunisert til driftsoperatørene i A-1200-anlegget. Det var for eksempel ikke kommunisert til operatørene hvilke forholdsregler de skulle ta grunnet anleggets svekkede tilstand.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift § 53 om informasjon om risiko ved utføring av arbeid. Det skal sikres at arbeidstakerne gis informasjon om helserisiko og risikoen for ulykker ved det arbeidet som skal utføres.*

### **7.1.4 Mangelfull personellkontroll ved evakuering**

**Avvik:**

Systemet for personellkontroll sikret ikke at det var full kontroll over personell ved evakuering og ved gjenopptagelse av arbeidet etter hendelsen.

**Begrunnelse:**

Etter hendelsen ble det ifølge intervjuer observert to personer som kom ut av arbeidstelt i A-800 Revamp, etter at fabrikkalarmen var avsluttet. Statoil bekreftet at det var to personer fra leverandør som ikke hadde møtt på mønstringsplass og som følgelig ikke hadde vært ute av raffineriet. Dette var ikke avklart da «faren over» ble kjørt og personell ble tatt inn i raffineriet igjen.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner. Den ansvarlige skal sikre at nødvendige tiltak blir satt i verk så raskt som mulig ved fare- og ulykkessituasjoner slik at personellet på landanlegget kan evakueres raskt og effektivt til enhver tid.*

## **7.2 Forbedringspunkt**

### **7.2.1 Manglende system for nødtrykkavlastning av A-1200**

**Forbedringspunkt:**

Ingen mulighet for fjernstyrt nødtrykkavlastning av A-1200 anlegget.

**Begrunnelse:**

Fjernstyrt nødtrykkavlastning var ikke et krav da anlegget ble bygd. I forbindelse med håndtering av funn fra TTS gjennomgang har gjennomførte ALARP vurderinger konkludert med at fjernstyrt nødtrykkavlastning for A-1200 anlegget bør implementeres.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, § 5 om barrierer og § 23 om kontinuerlig forbedring*

### **7.2.2 Mangelfull gassdeteksjon**

**Forbedringspunkt:**

Mangelfull dekning av gassdeteksjon i A-1200 anlegget.

**Begrunnelse:**

Det fremkom i mottatte TIMP vurderinger og intervjuer at deler av anlegget mangler totalt gassdeteksjon mens det i andre deler av anlegget er identifisert behov for utbedringer.

**Krav:**

*Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, § 5 om barrierer og § 23 om kontinuerlig forbedring*

### **7.2.3 Fabrikkalarm har ikke ønsket effekt i hele anlegget**

**Forbedringspunkt:**

Mongstad har ikke et alarmsystem som til enhver tid kan varsle alt personellet om fare- og ulykkessituasjoner.

**Begrunnelse:**

Flere av personene som var i området A-1200 og i det tilstøtende området A-800 Revamp har uttalt at de ikke hørte fabrikkalarmen.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift § 22 om systemer og utstyr for kommunikasjon*

### **7.2.4 Mangelfull radiokommunikasjon**

**Forbedringspunkt:**

Mongstad har ikke et kommunikasjonssystem som til enhver tid gjør det mulig å kommunisere internt på landanlegget.

**Begrunnelse:**

Flere blant personellet som var direkte involvert i hendelsen tok opp problemstillingen med nye digitale radioer og at disse har dårlig dekning, spesielt inne i store stålkonstruksjoner. Også kraftig støy kan føre til at radiokommunikasjonen svikter.

Ptil er kjent med at Mongstad selv har kartlagt problemet og at det er utarbeidet en «skisse» for optimalisering av nytt digitalt samband på Mongstad.

**Krav:**

*Teknisk og operasjonell forskrift § 22 om systemer og utstyr for kommunikasjon.*

## **8 Andre kommentarer:**

### **8.1 Kategorisering av konsekvens av hendelse ved første varslings**

Statoil har kategorisert hendelsen internt og i varsel til Ptil som potensiell fare for skade på utstyr og personell. Under granskningen ble det av mange uttrykt undring over at ikke død var en potensiell konsekvens. Ptil sin granskningsgruppe ble fortalt at dette var et resultat av konsernets beregningsmodell for gasslekkasjer. Gassen som lekket ut i denne hendelsen er ikke gitt som alternativ i modellen og en annen gass ble valgt i beregningen.

### **8.2 Barrierer som har fungert:**

Under hendelsen ble beredskapsorganisasjonen etablert som en barriere ved en eventuell eskalering av hendelsen. I dette i dette tilfellet var det ingen eskalering av hendelsen.

Nødvastengning ble iverksatt fra kontrollrom på innmeldt bekreftet gasslekkasje fra operatør.

## **9 Drøfting av usikkerheter**

Under intervjuene våre har vi fått sammenfallende beskrivelser av hendelsen og begivenhetene umiddelbart før og etter. Statoil har gitt oss all den informasjonen vi har bedt om, og vi har ikke avdekket motstridende opplysninger under granskningen.

### **9.1 Eksplosjonslaster**

Anlegget er opprinnelig designet ut fra vindlaster. Antennelse og eksplosjonslaster som overstiger verdier for dimensjonerende ulykkeslaster (DAL), er simulert, men konsekvensene er usikre.

## **10 Dokumenter**

Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskningen:

Gexcon. (2016). *Teknisk notat: Konsekvensmodellerinng av lekkasje Mongstad.*

Prosjektnummer: 100161.

NACE . (2010). *SP0198-2010, Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials-A Systems Approach .* NACE.

NORSOK. (2006, August). NORSOK Standard R-004. *Piping and equipment insulation, Edition 3.* NORSOK.

Næss, O. J. (2016). *Sektoroppgave Korrosjon under isolasjon.* Petroleumstilsynet.

Petroleumstilsynet. (2013). *Granskningsrapport etter damplekkasje på Mongstad 8.11.2012.* Petroleumstilsynet.

Petroleumstilsynet. (2016). *Tilsyn med overflatevedlikehold og korrosjon under isolasjon hos Statoil Mongstad.* Petroleumstilsynet.

Statoil. (2016). *Materialteknisk undersøkelse av havarert rørstuss fra Mongstad.* Statoil Materialavdelingen.

Statoil. (2016). REFERANSE: AU-MO-02860 - Svar på Ptil rapport etter tilsyn overflatevedlikehold og korrosjon under isolasjon 2016.03.07. Statoil.  
Statoil. (2016A). Tidslinje - Hydrogenlekkasje A-1200. E-mail 15.11.2016.  
Statoil. (2017). Estimat av kraft til brudd. E-mail 14.1.2017.  
Statoil. (2017A). *Granskningsrapport Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad*. COA INV Intern ulykkesgranskning.

## **11 Vedlegg**

A: Oversikt over intervjuet personell.