

Granskingsrapport

COA INV

Intern ulykkesgransking

Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Klassifisering.: Internal	Status: Endelig
Rapport nr.: A 2016-17 MMP L2	Dato: 13.01.2017
Utløpsdato: 13.01.2022	Synergi nr.: 1489103

Kortfattet beskrivelse:

Tirsdag 25. oktober 2016 ca. kl. 13:15 inntraff en hendelse i anleggsdel A-1200 på Mongstad under Inspeksjonsarbeid i forbindelse med Overflateprosjektet. (OFP)

Inspektør hadde varslet driftsoperatør om at hans personbåren gassmåler ga utslag under inspeksjon av avisolert 6" rør for hydrogenrik prosessgass (rør PF-12038) i nærheten av en 1" rørstuss med ventil og blindlokk.

Driftsoperatøren oppdaget at ventilen på rørstussen sto i åpen posisjon og forsøkte å stenge denne. Under forsøket på å stenge ventilen løsnet hele stussen fra hovedrøret hvorpå det oppsto en H2 lekkasje fra trykksatt 6" hovedrør. Trykk ca. 20 barg, temp. 165 - 170 grader C.

SKR ble varslet over radio om å stenge ned A-1200. Evakueringsalarm ble umiddelbart iverksatt med påfølgende evakuering og nedstenging av anlegget.

Ingen ble fysisk skadet ifm hendelsen.

Lekkasjen var så stor og driftsoperatøren var så nær lekkasjen at utfallet sannsynligvis kunne blitt fatalt dersom den lettantennelige hydrogenlekkasjen hadde antent.

Granskingsgruppa vurderer dette som en **Mulig Alvorlighetsgrad Rød 1. Dødsulykke**

Området ble avsperrert. Ptil varslet.

Granskingsgruppe:

Geir Støkken Østby	Granskingsleder	COA INV
Anders Bager	Medgransker	SSU SSEP WES
John Lage Bergan	Sakkyndig prosess og rafineringsprosesser	TPO TCA CMD
Lars Tronstad	Sakkyndig teknisk sikkerhet og risikostyring	F SST TSW
Jakob Enerhaug	Sakkyndig korrosjon og inspeksjon	TI TCW MTW
Sandra Stang Pletten	Medlem	TPO MON PRTS
Bjørn Steinar Hansen	VO	MON PA PROBF

Godkjent av:

 Granskingsleder COA INV

13/01/2017
Dato

Godkjent av:

 VP Investigation COA INV

13/01/2017
Dato

Frigitt av oppdragsgiver:

 SVP Ops MMP PM

19/01/2017
Dato

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Innhold

1	Sammendrag	3
2	English summary	6
3	Mandat og gjennomføring av granskingen	10
4	Bakgrunnsinformasjon.....	12
5	Hendelsesforløp og beredskap	17
6	Konsekvenser	26
7	Årsaker.....	39
8	Arbeidsprosesser, krav og barrierer	50
9	Ledelse og Styring.....	54
10	Tilsvarende hendelser	56
11	Anbefalinger for læring	61
12	Forkortelser og begreper	65
13	Referanser	67
App A	:Intervjulist..... Error! Bookmark not defined.	
App B	: Konsekvensmodellering av lekkasje på Mongstad	69
App C	: Beredskap	94
App D	: Stillasbygging og tennkilder.....	96
App E	: Materialtekniske undersøkelser	98
App F	: Lekkasjeprofil.....	102
App G	: Arbeidsordre 23737630 «23A12, H-1201 og H-1202, AO for AT-uttak»	103
App H	: Innspill til OFP A-1200.....	106

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

1 Sammendrag

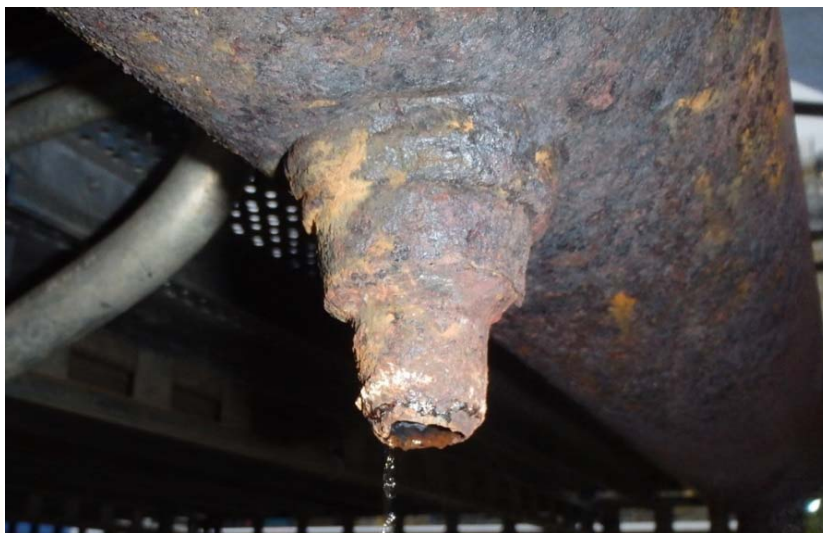
Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentagelse og for å oppnå en forbedring av HMS nivået. Arbeidet er utført etter granskingsgruppas beste evne, og er basert på vurdering av tilgjengelig kunnskap og informasjon. Granskingsgruppa har ikke foretatt noen vurdering av de juridiske sider av hendelsen, herunder ift årsaker, ansvar eller lignende forhold.

1.1 Hendelsen

Tirsdag 25. oktober 2016 ca. kl. 13:15 inntraff en hendelse i anleggsdel A-1200 på Mongstad under Inspeksjonsarbeid i forbindelse med Overflateprosjektet (OFP).

Inspektør hadde varslet driftsoperatør om at hans personbårne gassmåler ga utslag under inspeksjon av avisolert 6" rør for hydrogenrik prosessgass (rør PF-12038) i nærheten av en 1" rørstuss med ventil og blindlokk.

Driftsoperatøren oppdaget at ventilen på rørstussen sto i åpen posisjon og forsøkte å stenge denne. Under forsøk på å stenge ventilen løsnet hele stussen fra hovedrøret hvorpå det oppsto en H2 lekkasje fra trykksatt 6" hovedrør. Trykk ca. 20 barg, temp. ca. 165 - 170 grader C.



Figur 1.1.1 Ventil og avreven stuss

SKR ble varslet over radio om å stenge ned A-1200. Evakueringsalarm ble umiddelbart iverksatt med påfølgende evakuering og nedstenging av anlegget.

Ingen ble fysisk skadet ifm hendelsen.

Petroleumstilsynet ble varslet om hendelsen etter gjeldende krav.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

1.2 Konsekvenser

Hendelsen medførte ingen fysisk skade på personell.

Granskingsgruppa har klassifisert hendelsen med høyeste

Faktisk alvorlighetsgrad. Gul 3 – Olje-/Gasslekkasje - 0.1-1.0 kg/s

Initiell lekkasjerate er 0.51 kg/s,

Ved ubetydelig endrede omstendigheter kunne utfallet av hendelsen ført til:

Mulig Alvorlighetsgrad Rød 1. Dødsulykke

Dersom lekkasjen hadde antent ville det oppstått en umiddelbart flash brann med påfølgende kontinuerlig jet-flamme som hadde truffet stillasgolv og spredd seg utover og oppover i en viss utstrekning. Tilstedeværende personell ville ikke ha klart å rømme raskt nok, med den følge at utfallet sannsynligvis kunne blitt fatalt for en til flere personer.

Hendelsen klassifiseres med høyeste alvorlighetsgrad **Mulige Alvorlighetsgrad Rød 1**

1.3 Årsaker

Tabell 1.3.1 Oppsummering av årsaker (detaljert årsaksbeskrivelse i kap.7)

Utløsende årsaker Handlinger	Bakenforliggende årsaker		
		Ledelse og styring	
Utvendig korrosjon på stuss til ventil	<p>Stuss med nedbrutt maling eksponert mot vann/oksygen ved temperatur i kondensasjonsområdet</p> <p>Overflatebehandling på stuss og ventil foreldet/avslitt</p> <p>Rør, stuss og ventil ikke nærvist inspisert eller vedlikeholdt siden ny – 1983 (34år)</p>	<p>Gjennomføring av overflateprogrammet (OFP) ligger flere år på etterskudd</p> <p>A-1200 ikke prioritert i overflatevedlikehold fra 2007</p> <p>Volum i «Overflateprosjektet» (OFP) flyttet fra år til år</p> <p>Mangelfull gjennomføring av overflatestrategi</p> <p>Mangelfull vedlikeholdsstyring</p>	Økonomi og resurs tilgang
Driftsoperatør forsøkte å stenge ventilen	Driftsoperatør identifiserte at ventilen sto i åpen posisjon	<p>Inspektør kontaktet Driftsoperatør pga liten lekkasje rundt ventil</p> <p>Nøyaktig lekkasjepunkt ikke lokalisert</p> <p>Korrosjonsskade på stuss ble ikke identifisert av inspektør</p>	Uvisst i hvilken grad utførende personell ble gjort i stand til å gjøre riktige risikovurderinger av teknisk tilstand

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

1.4 Arbeidsprosesser, krav og barrierer

Granskingen har identifisert avvik i forhold til styrende dokumentasjon:

Tabell 1.4.1 Oppsummering av avvik

Nr.	Referanse til krav	Beskrivelse av avvik
1	FR06 Drift og vedlikehold (O&M) OM202.201.02 Kartlegg sviktmøder og beslutt feilhåndterings-strategi - Mid & downstream	Mangelfull implementering av styrende dokumentasjon
2	ARIS R-109599 «Tildekking av stillas» og R-108509 «Sikkerhets-/beredskapsutstyr i tilknytning til plassering av stillas»	Stillasets omfang ble ikke vurdert med tanke på eventuell tennkilde-risiko forut for byggingen.
3	Statoilboken – Styringsmodell	Uoversiktlig dokumentasjon av beslutninger for OFP

1.5 Anbefalinger for læring

Numrene i parentes viser til detaljert tiltaksbeskrivelse i kap.11.

Anbefalte tiltak knyttet til ledelse og organisering av roller og ansvar:

- (1.1) Mongstad organisasjonen må dokumentere etterlevelse av grunnleggende krav i FR06
- (1.2) Implementere OM arbeidsprosesser for Vedlikeholdsstyring i hele organisasjonen på Mongstad
- (1.3) Sikre at intensjonen med OM-prosessen ivaretas selv om feilhåndteringsstrategi ikke programmeres i form av FV-program i SAP
- (1.4) Klare roller og ansvarsfordeling knyttet til teknisk tilstand og teknisk fagpersonell må beskrives i OMC04 for Mongstad
- (1.5) Forsterke beslutninger MON MC i henhold til Statoilboka – Styringsmodell

Anbefalte tiltak knyttet til å etablere og ivareta sikkert arbeide:

- (2.1) Mongstad bør forsterke C&L i hele vedlikeholdssløyfen
- (2.2) Mongstad bør benytte SJA til risikovurdering og risikostyring ifm AT for å sikre nødvendig risiko identifisering ved vedlikeholdsutførelse av forventet degradert utstyr
- (2.3) Statoil fagansvarlig inspeksjon bør få et tydelig eierskap til feilhåndteringsstrategi for korrosjonsutsatte isolerte rør
- (2.4) «Gassmåling for varmtarbeid MON, - classroom training» bør revideres

Anbefalte tiltak knyttet til teknisk sikkerhet:

- (3.1) Mongstad bør prioritere å innføre gassdeteksjon
- (3.2) Mongstad bør prioritere å innføre fjernoperert trykkavlastning
- (3.3) Mongstad bør etablere tydeligere knytning mellom gjennomføring av feilhåndteringsstrategi for utvendig korrosjon av isolerte rør (overflatestrategien) og karaktersetning av PS1

Anbefalte tiltak knyttet til beredskap:

- (4.1) Mongstad bør vurdere automatisk start av brannvannspumper ved trykkfall
- (4.2) Mongstad bør se på mulighetene for merking av rømningsveier forbi et hendelsessted
- (4.3) Mongstad må gjennomgå dimensjoneringen / kapasiteten på avløpssystemet i B3 området

2 English summary

The main purpose of this investigation in hindsight of the incident is to contribute to a constructive learning effect to prevent recurrence and to achieve an improvement of the safety level. The work is performed to the investigation groups' best ability, and is based on assessment of available knowledge and information. The investigation team has not made any assessment of legal aspects of the incident, including in relation to causes, liability or similar conditions.

In case of deviation between this English translation and the Norwegian text, the latter is governing.

2.1 The incident

On Tuesday 25 October 2016, at approximately 13:15, there was an incident in the A-1200 area at Mongstad during inspection work being performed in connection with the ongoing Surfaces Project. (OFP)

An inspector had notified a process operator that the alarm on his portable gas detector had been triggered while inspecting a 6" hydrogen pipe, from which the cladding and insulation material had been removed, close to a 1" pipe connection with a valve and blind flange.

The operator discovered that the valve on the pipe connection was open and tried to close it. While trying to close the valve, the whole connection broke loose from the main pipe, resulting in a hydrogen leak from the pressurised 6" main pipe. The pressure in this pipe was approximately 20 bar, with a temperature of around 165-170°C.

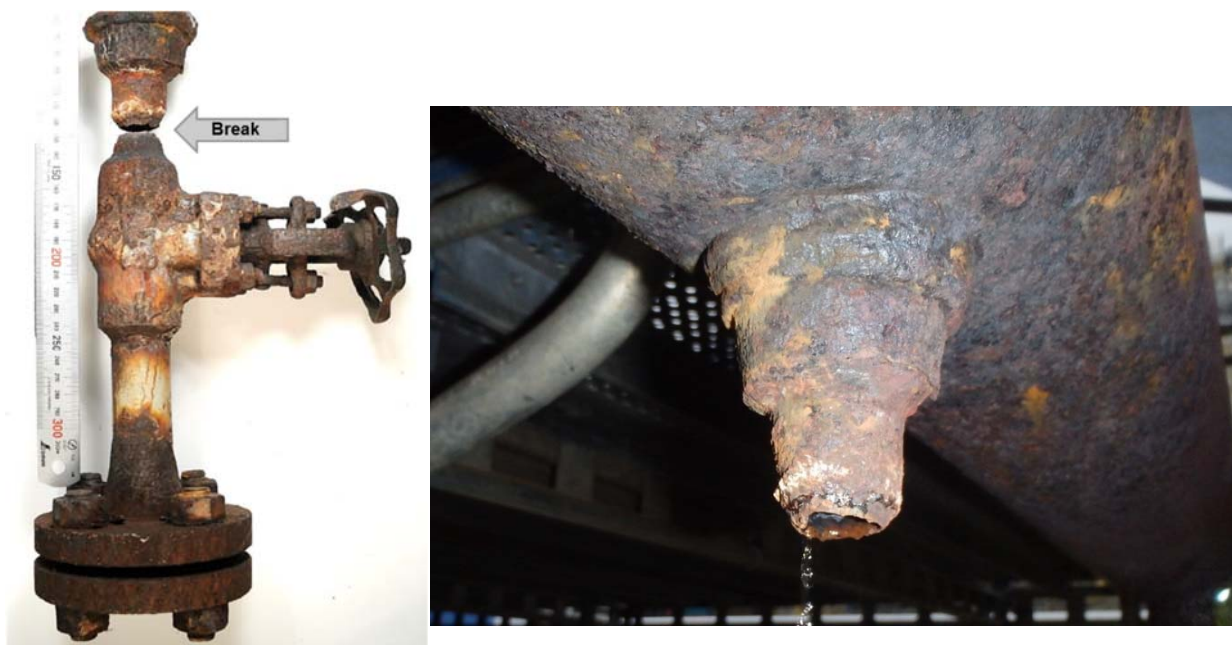


Figure 1.1.1 Valve and detached pipe connection

The main control room was notified by radio and instructed to shut down A-1200. The evacuation alarm was sounded immediately, personnel were then evacuated and the plant was shut down.

Nobody was physically harmed in the incident.

The Petroleum Safety Authority was notified of the incident, in accordance with applicable requirements

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

2.2 Consequences

The incident did not lead to any physical harm to personnel.

The investigation team has classified the incident as an HSE incident with the highest actual degree of severity:

Actual Yellow 3 – Oil/gas leak

The initial leak rate was 0.51 kg/s.

The highest potential degree of severity under slightly different circumstances is classified as: **Potential Red 1 – Fatal accident**

In this context, “slightly different circumstances” means that it was only by chance that the alternative outcome of the incident did not occur, and not what could have happened in a worst-case scenario.

If the leak had ignited, there would have been an immediate flash fire, with a resulting jet flame which would have hit the scaffolding floor and spread outwards and upwards. Personnel present would not have been able to escape quickly enough, which most likely would have had fatal consequences.

The incident is classified with the highest degree of severity **Potential level of severity Red 1**

2.3 Causes

Table 2.3.1: Summary of causes (detailed description of causes in section 7 – in Norwegian only)

Immediate causes Actions	Underlying causes		
		Management and control	
External corrosion	<p>Pipe connection with compromised paint protection exposed to water/oxygen in condensation-environment temperature</p> <p>Surface treatment of the connection and valve compromised</p> <p>Pipe, connection and valve not visually inspected or maintained since they were new in 1983 (34 years)</p>	<p>Implementation of the Surfaces Programme (OFP) is several years behind schedule</p> <p>A-1200 has not been prioritised for surface maintenance from 2007</p> <p>The scope and progress targets for the Surfaces Project have been moved from year to year</p> <p>Inadequate implementation of the surface strategy</p> <p>Inadequate maintenance management</p>	<p>Economic factors and access to resources</p>
Operator tried to shut the valve	<p>Operator Identified that the valve was in the open position</p>	<p>Inspector contacted the Operator due to a small leak detected around a valve</p> <p>Exact leakage point not located</p> <p>Corrosion damage was not identified by the inspector</p>	<p>Unknown to what extent personnel performing the task were properly trained/prepared to carry out the correct risk assessments was uncertain.</p>

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

2.4 Work processes, requirements and barriers

The investigation has identified non-conformities with governing documentation

Table 2.4 1.4.1: Summary of non-conformities

No.	Reference to requirement	Description of non-conformity
1	FR06 Operation and maintenance (O&M) OM202.201.02 <i>Identify failure modes and decide handling strategy - Mid & downstream</i>	Inadequate implementation of governing documentation
2	ARIS R-109599 og R-108509	The amount and extent of scaffolding present at site was not taken into consideration in conjunction with potential ignition risk, apart from for buildings.

2.5 Recommendations for learning

The numbers in brackets refer to detailed descriptions of actions in section 11.

Recommended actions relating to management and organisation of roles and responsibilities:

- (1.1) The Mongstad organisation must document that the basic requirements in FR06 are met
- (1.2) Implement operation and maintenance (OM) work processes for maintenance management throughout the Mongstad organisation
- (1.3) Execute the failure management strategy that has been decided even if the strategy are not programmed as a FV-program in SAP
- (1.4) Specify the clear distribution of roles and responsibilities relating to technical condition and technical personnel in OMC04 for Mongstad.
- (1.5) Enhancing decisions taken by the Mongstad management committee with regard to the Statoil Book – governance model.

Recommended actions linked to establishing and ensuring safe systems of work:

- (2.1) The Mongstad organisation should enhance the use of Compliance and Leadership model to ensure the robustness of its own organisation and suppliers
- (2.2) Mongstad should use Safe Job Analysis (SJA) for risk assessments and risk management in accordance with the work permit process to ensure the necessary risk identification when carrying out maintenance of equipment which is expected to be degraded
- (2.3) Statoil personnel responsible for conducting inspections should have clear ownership of the failure management strategy for insulated pipes that are prone to corrosion
- (2.4) The classroom-based training course "Gas monitoring for hot work, Mongstad" should be revised

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Recommended actions relating to technical safety:

- (3.1) Mongstad should prioritise the introduction of gas detection
- (3.2) Mongstad should prioritise the introduction of remotely-controlled depressurization
- (3.2) Establish a clearer relationship between the implementation of the failure management strategy for external corrosion of insulated pipes (surface strategy) and the grading of defined safety barrier PS1 (containment)

Recommended actions relating to emergency response:

- (4.1) Mongstad should consider automatic start-up of firewater pumps when there is an unexpected fall in pressure
- (4.2) Mongstad should look into the possibility of marking escape routes beyond the site of an incident
- (4.3) Mongstad must review the dimensioning/capacity of the drainage system in the B3 area

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

3 Mandat og gjennomføring av granskingen

3.1 Mandat

Mandat for gransking av lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad, RUH1489103

Bakgrunn:

Onsdag 25. oktober ca. kl. 13:15 ga personbåren gassmåler utslag under inspeksjon av avisolert anleggsedel i A-1200. Personen varslet operatør og lekkasjen ble lokalisert til ¾" rørstuss med ventil og blindlokk som var montert på 6" hovedrør. Operatøren oppdaget at ventilen på rørstussen sto åpen og det ble forsøkt å stenge denne. Dette lyktes ikke og operatøren hentet deretter rustløser som ble påført ventilen. Under nytt forsøk på å stenge ventilen løsnet hele stussen fra hovedrøret med det til følge at H2 lekkasje oppsto i trykksatt 6" hovedrør. Trykk ca. 20 barg, temp. ca. 165 - 170 grader C. Operatør varslet SKR over radio, kontakt oppnådd på andre forsøk hvorpå hovedalarm ble kjørt umiddelbart med påfølgende evakuering og nedstenging av anlegget. Området ble avsperrt. Nødetater og Ptil varslet.

I overensstemmelse med selskapets krav nedsettes det en granskingsgruppe for å:

- Klarlegge hendelsesforløp og bakgrunn for forholdet
- Identifisere utløsende og bakenforliggende årsaker, samt årsaker knyttet til ledelse og styring
- Identifisere eventuelle avvik fra styrende dokumentasjon
- Identifisere barrierer som har sviktet og manglet, samt barrierer som har fungert
- Vurdere varslings- og beredskapsmessige forhold
- Vurdere hendelsens totale potensial
- Sjekke for tilsvarende hendelser/forhold og erfaringsoverføringer fra disse, herunder lekkasjer på MON av nyere dato.
- Gi anbefalinger og foreslå tiltak relatert til hendelsen/forholdet

Hovedformålet med denne granskingen i ettertid av hendelsen er å bidra til en konstruktiv læringseffekt for å forhindre gjentakelse og for å oppnå en forbedring av HMS nivået.

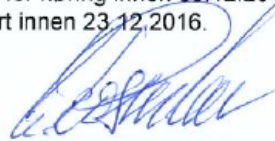
Granskingsgruppen består av:

- Geir Støkken Østby, Granskingsleder, COA INV
- Anders Bager, medgransker, SSU SSEP WES
- John Lage Bergan, sakkyndig prosess og rafineringsprosesser, TPO TCA CMD
- Lars Tronstad, sakkyndig teknisk sikkerhet og risikostyring, F SST TSW
- Jakob Enerhaug, sakkyndig korrosjon og inspeksjon, TI TCW MTW
- Sandra Stang Pletten, medlem, TPO MON PRTS
- Bjørn Steinar Hansen, VO, MON PA PROBF

Granskingsgruppens medlemmer skal i den perioden granskningen pågår ha dette som sin første prioritets arbeidsoppgave og være tilgjengelig når granskingsarbeidet krever dette. Oppdragsgiver for granskingen er Lars Rosenløv Jensen, SVP Ops, MMP PM. Oppdragsgivers representant er Per Erik Tvedt, Manager SSU MON. Granskingen skal gjennomføres på oppdragsnivå 2, i henhold til gjeldende krav og retningslinjer for ulykkesgransking.

Tentativ tidsplan for granskingsarbeidet:

- Rapportutkast for høring innen 09.12.2016.
- Endelig rapport innen 23.12.2016.

27/10/2016 

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

3.1.1 Endringer i mandat

Etter avtale med oppdragsgiver og oppdragsgivers representant ble det besluttet å forskyve tidsplanen for rapportutkast til høring til onsdag 21.12.2016 og endelig rapport innen 13.1.2017.

3.2 Granskingsarbeidet

Gransking ble besluttet 26. oktober 2016, og granskingsgruppa ble etablert dagen etter. Granskingsgruppa var på Mongstad fra 31.oktober til 4. november. Granskingsarbeidet har bestått i befarings av hendelsesstedet, delvis rekonstruksjon, innhenting og gjennomgang av relevante dokumenter, intervjuer, tekniske undersøkelser og beregninger.

Den 9. november 2016 reiste deler av granskingsgruppa til Mongstad for ytterligere intervjuer av relevant personell.

Ventil og rørstuss som hadde blitt revet av ble 10.november 2016 sendt til Statoils forskningssenter på Rotvoll for materialtekniske undersøkelser.

Til sammen ble 26 intervjuer gjennomført i løpet av granskingen.

Det er i tillegg utført flere møter og samtaler. Granskingsgruppa har hatt møter/ samtaler med representant for vedlikeholds-styring og prosesseiere.

Granskingsarbeidet er utført i henhold til Statoil sin granskingsprosess som beskrevet i ARIS INV101.

Statoils Materiallaboratoriet på Rotvoll ved Inge Morten Kulbotten og Lene Anita Marken har utført materialanalyser av skadene fra separasjonen ventil og rørstuss. Rapporten fra disse undersøkelsene er lagt ved i **App E**.

Gexcon har utført modelleringer av gassspredning og brann/eksplosjonslaster i et teknisk notat:
«Konsekvensmodellering av lekkasje på Mongstad» **App. B**

En samlet granskingsgruppe står bak rapporten.

4 Bakgrunnsinformasjon

4.1 Enhet/anlegg

Oljeraffineriet på Mongstad har en årlig kapasitet på nær 12 millioner tonn råolje. Raffineriet tilhører Statoil Refining Norway AS, som nå eies 100 % av Statoil ASA.

Mesteparten av råoljen som raffineres på anlegget kommer fra norsk kontinentalsokkel. Av dette produseres bensin, diesel, flydrivstoff og andre lette petroleumsprodukter. De tyngste komponentene i råstoffet brukes til å produsere produkter som petroleumskoks.

Det er lagringskapasitet på 9.45 Mill fat med råolje og det er Norges største havn og Europas nest største havn målt i tonnasje. Mengden drivstoff Mongstad produserer er ca.150% av totalt bensinforbruk i Norge.

Den eldste delen av Mongstad-anlegget ble bygget på begynnelsen av 1970-tallet. En utvidelse i 1989 økte årlig raffineringskapasitet fra 6,5 millioner til 10 millioner tonn olje og i 2011 økte kapasiteten opp til nær 12 millioner tonn.

Figur 4.1.1 viser anlegget på Mongstad sammen med kart som viser lokasjon.



Figur 4.1.1 Anlegget på Mongstad fra luften sammen med kart som viser lokasjon

(Kilde: Entry)

4.2 Sted for hendelsen

Prosessanlegget på Mongstad er inndelt i 5 produksjonsområder A1, A2, B1, B2 og B3. Hendelsen som granskingen omhandler, skjedde i produksjonsområde B3. B3 området omfatter bl.a. anleggene A-1200, A-1300, A-1400, A-2400.

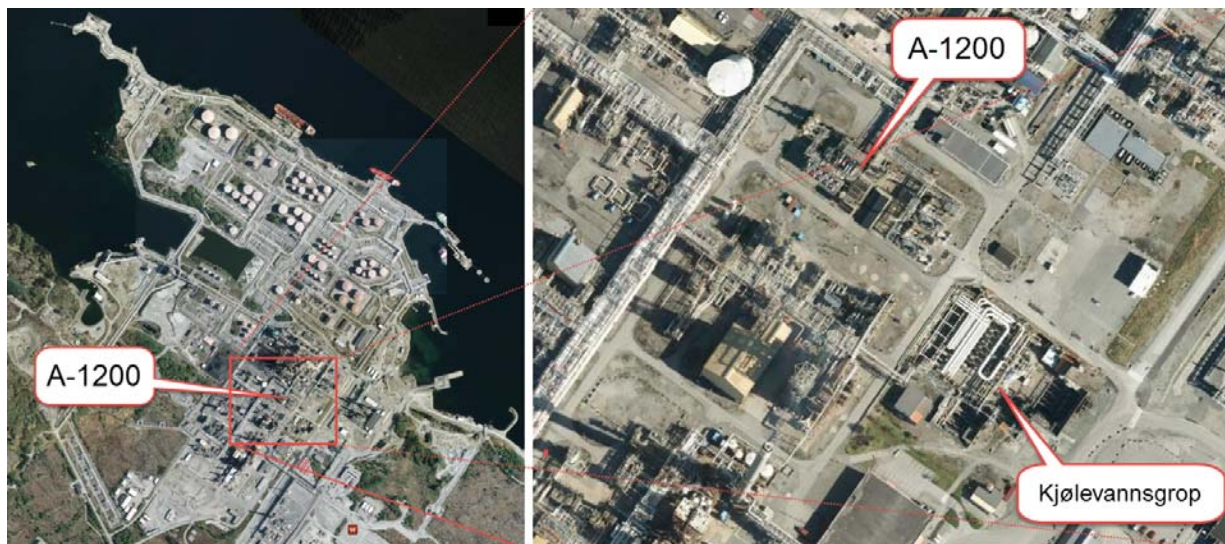
Hendelsen fant sted i anleggsdel i A-1200, se bilde 4.2.1, der det blir produsert isomerat, et produkt som brukes i bensinblandinger for å høyne oktantalet. N-parafin tilbakespyles til reaktorer med hjelp av hydrogen.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

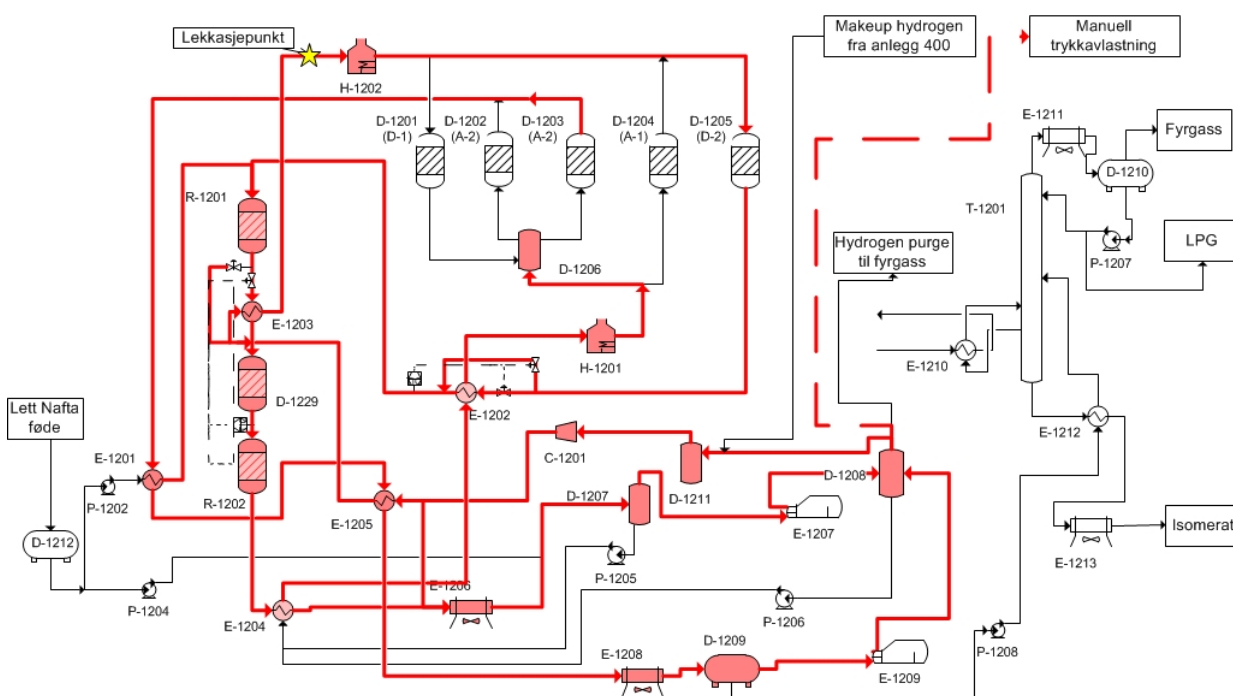
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad



Bilde 4.2.1 Hendelsen fant sted i prosessområdet på Mongstad, område B3 i A-1200

Kilde (Finn.no)



Figur 4.2.1 Oversiktsbilde av A-1200. Lekkaspunkt på prosessrør PF-12038 er markert med stjerne øverst venstre.

(Kilde: SO01248)

Figur 4.4.1 viser hele A-1200, med segment 3 (ref SM-1200-S-RE-006-02 segmentinndeling) markert i rød farge og lokalisering av lekkaspunkt. Segment 3 hadde 2 evakueringsveier under hendelsen; selve lekkasjen og den manuelle trykkavlastningen mot fakkell vist med stiplet rød linje. Voluminnholdet i segmentet er 122 m³ for gass og 30 m³ veske.

Klassifisering: Internal

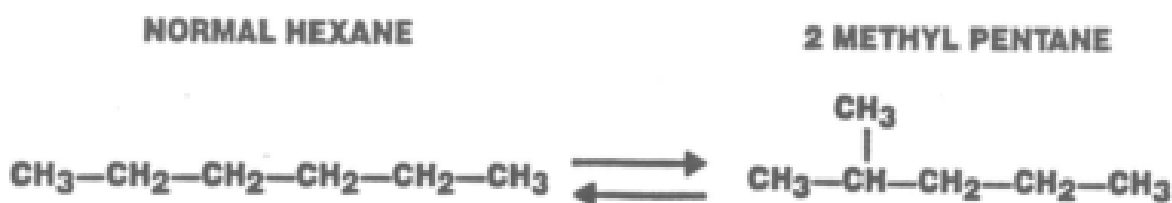
Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Faktaboks:

Dette skjer ved at ikke-avsvovlet lett nafta går igjennom en katalytisk prosess. Lett nafta består av en blanding av N-parafin og ISO-parafin. Når dette er gått igjennom reaktorer vil andelen n-parafiner være lavere. For å skille disse går blandingen inn i en adsorbsjonsprosess der n-parafin separeres fra ISO-parafin (høyt oktantall) i en molekylsil. ISO-parafin går igjennom denne og n-parafin fanges i porer. N-parafin tilbakespyles til reaktorer med *hydrogen*. ISO-parafin ledes til en stabilisator hvor lette produkter går av og en står igjen med et stabilisert produkt som brukes i bensinblanding for å høyne oktantall.



Figur 4.2.2 Eksempel på n-parafin (venstre side) og iso-parafin (høyre side) (Kilde: SO01248)

4.3 Overflateprosjektet (OFP)

OFP er Mongstad sitt verktøy for å gjennomføre en langtidsplan for oppgradering av maling, passiv brannbeskyttelse (PBB) og isolasjon. Prosjektet gjennomføres av Prosjekt, plan og kontroll (PPC) MON MC beslutter årlige bevilgninger og planer til OFP.

Tidligere årsrapporter og andre tilstandsrapporter har påpekt behovet for oppgradering og systematisere av overflatebehandling, spesielt innenfor isolasjon.

OFP bygger på en til hver tid gjeldende Strategi for overflatevedlikehold 2001, 2007-2013 og 2015 – 2021.

Strategien skal overordnet beskrive et langtidsprogram for overflatevedlikehold som sikrer at:

- Det ikke oppstår utslipp/lekkasje til luft/vann/undergrunn som følge av korrosjon.
- Det ikke oppstår unødvendige nedkjøringer av anlegg som følge av korrosjon. (manglende vedlikehold)
- Oppgradere tilstand til ønsket teknisk nivå mht. LCC og HMS&K krav.
- Vedlikeholdskostnadene optimaliseres mht. kostnad og kvalitet.
- Overflatevedlikehold gjennomføres på en enhetlig måte, på tvers av produksjonsområdene.

Videre beskriver strategien:

- Hvordan prosjektet skal organiseres
- Estimert for årlige behov av budsjettmidler
- Etablering av en langtidsplan (10-års plan)
- Gi føringer på hvilke typer overflater som skal oppgraderes
- Hvilken effekter dette gir mhp HMS&K, kostnader og teknisk tilstand i åren fremover.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

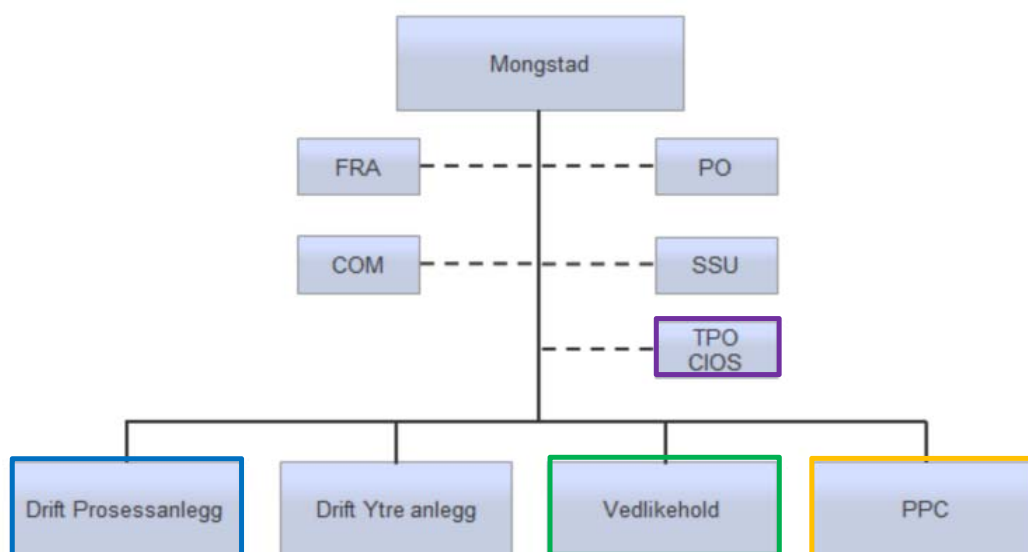
Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

4.4 Organisering og ansvarsforhold

Virksomheten (MMP PM MON) inngår i resultatenheten «Processing and Manufacturing» (PM) og er en del av forretningsområdet «Marketing, Midstream & Processing» (MMP). Mongstad (MON) er delt inn i følgende virksomhetsområder; raffineri, råoljeterminal, Vestprosess og Varmekraftverk (MHPP). Statoils virksomhet på Mongstad er eiermessig strukturert i flere ulike forretningsaktiviteter med Statoil som operatør. MON er operatør for og yter tjenester til alle virksomhetsområdene, og forvalter på eiernes vegne drifts- og utslippstillatelser for virksomhetene. MMP PM MON har det samlede plassansvar og koordinerende HMS-ansvar for all Statoils virksomhet på Mongstad, med unntak av Technology Center Mongstad (TCM).

4.4.1 Organisering

PM MON er organisert slik (OMC04 Mongstad (MMP PM MON)) - Organisasjon, ledelse og styring): **Ref: /1/**



Det er PM MON som styrer og beslutter årlige rammer og omfang for "Overflateprogrammet" (OFP) som utfører rehabilitering av isolerte rør på Mongstad.

Det er Vedlikehold som "eier" budsjett for rehabilitering av isolerte rør, OFP, og som setter oppgaven ut til PPC for planlegging og utførelse.

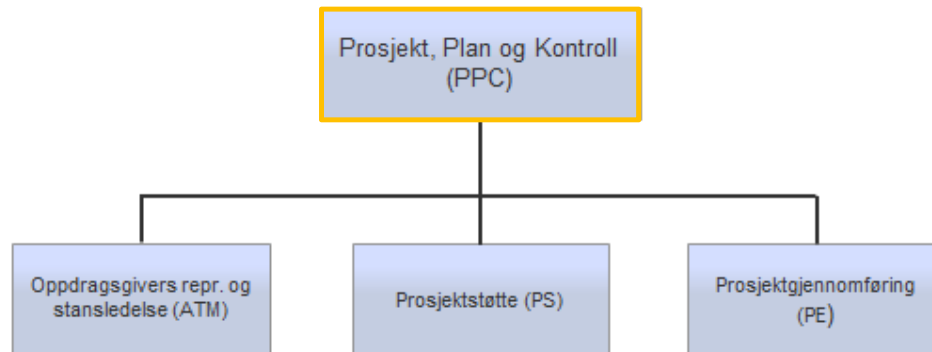
Prosjekt, plan og kontroll (PPC) er internleverandør av tjenester og produkt. Kundene er PA, OS og vedlikehold (MAIN).

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad



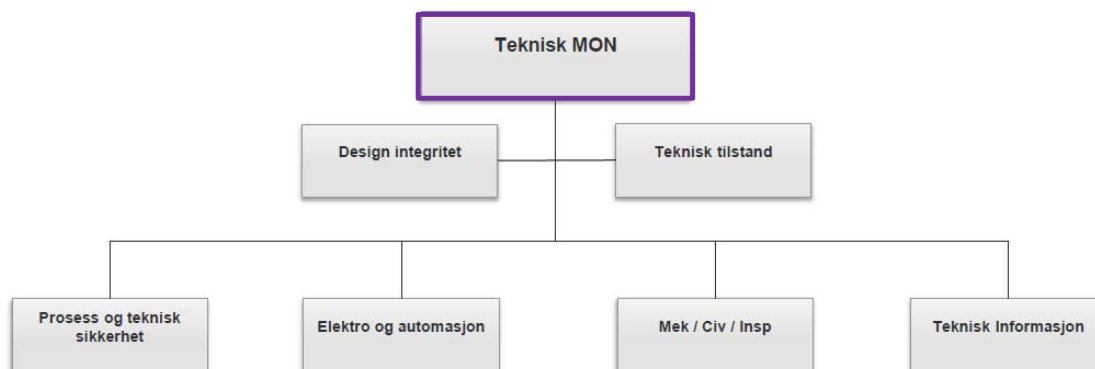
Hovedoppgaver:

- Ansvar for gjennomføring av tildelte tidligfaseprosjekter, modifikasjoner, vedlikeholdsprosjekt og planlagte stanser (revisjonsstanser og planlagte delstanser), i henhold til gjeldende arbeidsprosesser
- Ansvarlig for styring av tildelte oppdrag til MON PPC
- Ansvarlig for å levere prosjektledelse og PPC fagressurser innen revisjonsstanser, planlagt stanser, tidligfaseprosjekter, modifikasjoner og vedlikeholdsprosjekt

PM TPO MON er en teknisk, funksjonsbasert leveranseenhhet med tildelt oppgaveansvar for leveranser, beste praksis og forbedringsinitiativ innen følgende områder:

- Technical Integrity
- Operations and Maintenance support
- Life Cycle Information (LCI) services and support
- Maintenance engineering
- Technical discipline support to modification projects and to investment projects as agreed with TPD PRD

TPO MON ligger linjemessig under TPO og ikke under MON. TPO er sidestilt med MON i PM. OMC04 for MON beskriver ikke rolle og ansvar til TPO. TPO har et eget OMC04-dokument for sin del av virksomheten. TPO gir årlige innspill til MON MC med forslag til prioritering i OFP.



Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

5 Hendelsesforløp og beredskap

Hendelsesforløpet er beskrevet i kronologisk rekkefølge i Tabell 5-1 og Tabell 5-2 – Beredskap.

Det er fokusert på de aktivitetene/delhendelsene som hadde betydning for den uønskede hendelsen og konsekvensene. Andre aktiviteter er tatt med i den grad det er nødvendig for å forstå hendelsesforløpet.

5.1 Hendelsesforløp

Hendelsesforløp viser fra oppstart av A-1200 til tidspunkt for hendelsen 25.oktober 2016. Det er også vist til tilstand og aktiviteter i nærliggende anlegg som hadde påvirkning til hendelsen. Tabellen inneholder også inspeksjonsrapporter til aktuelt 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038, rehabiliteringer i A-1200 samt overflatestrategier, risikovurderinger og andre relevante rapporter. Tabellen beskriver også andre elementer som hadde betydning for hendelsen.

Tabell 5.1 Hendelsesforløp

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
1982		
	Oppstart av A-1200 Isomeriserings anlegget.	Formålet med A-1200 er å øke oktantallet i lett nafta som er en bensin blandekomponent, som ble nødvendig på grunn av utfasingen av blytilsetning i bensin.
1988		
	«Kjølevannsgrop» for prosesskjøling ferdigstilt og ble satt i drift.	Returvannet fra prosesskjølerne pumpes ut i et åpent utfallsbasseng. Dette ga en maritim atmosfære rundt utfallsbassenget som i sin tur, med dominerende vindretning, drev inn over anleggene og bidro til korrosjon.
1991		
20.11.	Inspeksjonsrapport M3-42554217 for 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Utført såkalt "HI-Hovedinspeksjon". Det rapporteres ikke noe om utvendig korrosjon. I rapporten står det kun; "Noe innvendig korrosjon ellers i orden".
1994		
14.07	Inspeksjonsrapport M3-42557240 for 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Utført utvendig visuell inspeksjon, GVI. Dette var en del av såkalt "HI-Hovedinspeksjon", som var en kombinasjon av visuell inspeksjon og NDT (innvendig tilstand). Det rapporteres ikke noe om utvendig korrosjon. I rapporten står det kun; "Tilstand god".

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂S rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
1997		
1997	Installasjon av H ₂ S absorber D-1229.	Modifikasjon som forbedret ytelsen av katalysatorer i anlegget, sekundæreffekt var at også at mindre H ₂ S sirkuleres i anlegget som reduserte svovelkorrosjon.
1998		
	Basseng for returvannet fra prosesskjølerne ble dekket til.	Tildekking av det åpne utfallsbassenget reduserte den maritime atmosfære rundt utfallsbassenget som igjen bidro til å redusere korrosjon i de nærliggende områdene.
1999		
24.06.	Inspeksjonsrapport M3-42558981 for 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Utført utvendig visuell inspeksjon, GVI. Dette var en del av såkalt "HI-Hovedinspeksjon", som var en kombinasjon av visuell inspeksjon og NDT (innvendig tilstand). Det rapporteres ikke noe om utvendig korrosjon. I rapporten står det om utvendig tilstand at "Visuelt så er rør OK".
	Rehabilitering av halve A-1200.	Den delen som lå nærmest kjølegropa ble rehabilitert.
2000		
18.04.	Skifte korrodert 3/4" stuss, funn rapportert i M2-40024368 (IP:2000-1048).	Utvendig korroderte stuss på 6" rør PF-12086 ble skiftet ut, PM01-20039026. Ingen info foreligger utover begrunnelse i M2; "Dreneringsstuss har kraftig utvendig korrosjon"
2001		
31.10	Strategi for overflatevedlikehold ved Statoil Mongstad. Ref:/2/	Formålet med Strategien er å beskrive et langtidsprogram som skal sikre bl.a.: <ul style="list-style-type: none"> • Det ikke oppstår utslipp/lekkasjer til luft/vann/ undergrunn som følge av korrosjon. • Overflatevedlikehold gjennomføres på en helhetlig måte på tvers av produksjonsområdene •
2002		
03.04.	Skifte stuss på røret, funn rapportert i M2-40125691 (IP: 2002-1223).	Utvendig korroderte stuss på 6" rør PF-12017 ble skiftet ut, PM01-20208078. Ingen info foreligger utover begrunnelse i M2; «Stussen ved TP5 har mye utvendig korrosjon, med gjenværende veggtykkelse helt på grensen av tillatt tykkelse.»

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
2003		
02.04.	Inspeksjonsrapport M3-42551437 for 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Utført utvendig visuell inspeksjon, GVI. Dette var en del av såkalt "HI-Hovedinspeksjon", som var en kombinasjon av visuell inspeksjon og NDT (innvendig tilstand). Det rapporteres ikke noe om utvendig korrosjon. I rapporten står det om utvendig tilstand at "Visuelt så er rør ok".
2006		
06.05	Årsrapport - Anleggsintegritet 2006 Statoil Mongstad Ref:/3/	Kontroll med korrosjon under isolasjon er fortsatt en av Mongstads store utfordringer med hensyn til teknisk tilstand.
2007		
10.01	Strategi for overflatevedlikehold 2007 - 2013 Statoil Mongstad. Ref:/4/	Strategien viser behovet Mongstad har for å gjenopprette en akseptabel tilstand på malte og isolerte flater. I tillegg forslag til organisering, omfang ved rehabilitering og vedlikeholdsbehov. Ihht. strategi skal resterende del av A-1200 rehabiliteres i løpet av en 5 års periode, dvs. senest 2012.
2008		
17.01	Skiftet stuss og ventil i A-1200, funn rapportert i M2-40740168 (IP:2008-1047).	Utvendig korroderte stuss og ventil på 10" rør PF-12020 ble skiftet ut, PM01-21027542. Avisolert 3/4 " stuss har utvendig og innvendig korrosjon, samt at stuss var bøyd.
22.12	Inspeksjonsrapport M3-42539465 for 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Utført utvendig visuell inspeksjon, GVI. Dette var en del av såkalt "HI-Hovedinspeksjon", som var en kombinasjon av visuell inspeksjon og NDT (innvendig tilstand). Det rapporteres ikke noe om utvendig korrosjon. I rapporten står det om utvendig tilstand at "Visuelt så ser rør ok ut. ".
Høst	RS 2008	Mange lekkasjer ved oppstart etter RS.
2009	Etter lekkasjer ved oppstart etter RS2008 igangsettes et prosjekt for å identifisere, avisolere og inspisere (stikkprøvekontroll) sikkerhetskritiske rør uavhengig av OFP, i løpet av 2009 og 2010.	Inspeksjon av utvalgte rørlinjer i A-1200 utført på arbeidsordre PM02-21493647 "OFP, Task Force, A-1200". Rørlinje med lekkasje 2016. PF-12038 ble ikke inspisert pga høy temperatur 270°C angitt på EFD. Rør med temperatur over 150 °C ble ikke inkludert.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
2010		
2010-2011	Resultat fra stikkprøve kontroll av isolerte rør i A-1200 foreligger.	90 stk. inspeksjonsrapporter (pr. rørtag, M3-notifikasjoner) opprettes i perioden 17.01.2010-20.07.2011. Tittel «RIS_SIKKERHETSKRITISKE RØR».
28.08.	Skifte stuss og ventil, funn rapportert i M2-41495603.	Utvendig korroderte stuss og ventil på 6" rør PF-12085 vridd av under klargjøring for RS2010 og stuss/ventil måtte erstattes, PM01-21625954. Medførte gasslekkasje. Skadeårsak utvendig korrosjon av stuss.
	MON MC besluttet å redusere overflateprosjektet fra 160 MNOK pr år til 130 MNOK for å finansiere oppstart av Levetidsprosjektet. Et eget fora, sammensatt av alle teknisk integritet, vedlikeholdstyring, HMS&K og driftsmiljøene, for å ivareta aldrings-og levetidsproblematikk.	Beslutning tatt basert på vurdering av konsekvens ved lekkasjer og sannsynlighet for uforutsette lekkasjer grunnet CUI. Øker sannsynligheten for lekkasjer med de kutt som er gjort, men har kuttet de rør med lavest konsekvens, derfor ingen endring i konsekvens.
2011		
August/september 2011	Teknisk anbefaler å inkludere A-1200 i OFP.	Rapport "Innspill til OFP A-1200" App: H Eget prosjekt med inspeksjon av "sikkerhetskritiske rør" ble for A-1200 utført i 2010-2011. Kapsling og isolasjon ble fjernet og rør nærvist inspisert. Resultatet påviste omfattende utvendig korrosjon, der 52 av totalt 84 inspiserte rør fikk påvist skadet malingsbelegg og overflatekorrosjon. "Anbefales å trekke inn A-1200 i overflateprosjektet."
September 2011	Teknisk sitt innspill til OFP 2012. Teknisk anbefaler å utarbeide underlag for A-1200 for oppstart i 2013.	Dette er Teknisk sitt årlige innspill til neste års OFP, som synes utarbeidet før krav om redusert budsjett var besluttet fra MON MC. Rapport «Vurdering av overflateprogram 2012».
	Faglig vurdering av Rapport: «Risikovurdering Mongstad» - Reduksjon av årsprogrammer 2012 Statoil Mongstad Ref:/6/	For å få kontroll på kostnadsnivået på Mongstad ble mulige reduksjoner i aktivitetsnivå for 2012 vurdert. Reduksjoner fra 160 MNOK til 105 MNOK ble foreslått for overflateprogrammet.
11.11	Teknisk utfører risikovurdering reduksjon av årsprogrammet fra MON MC - "Plan A" – redusert budsjett fra 160 MNOK til 105 MNOK.	Under forutsetning av korttidsperspektiv (2012) for redusert budsjett OFP vurderer Teknisk risiko som akseptabel. Risikovurdering Mongstad «Reduksjon av årsprogrammer 2012 Statoil Mongstad» Ref:/5/

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
2012		
	Ytterligere reduksjon av OFP 2012.	Prognosene etter 1Q viste at tiltak iverksatt gjennom "Plan A" for for å redusere påvirkbare kostnadene ikke var tilstrekkelig og besluttet ytterligere reduksjoner i budsjett ihht "Plan B" - ytterligere reduksjon i budsjett fra 105 MNOK til 82,5 MNOK Ref:/7/
Juli	Teknisk vurderer MON MC sin "Plan B" med ønsket ytterligere redusert budsjett for OFP 2012 fra 105 MNOK til 82,5 MNOK.	Redusere ramme fra 105 til 82,5 MNOK for Overflateprogrammet 2012. IOS TI MON anbefalte ikke å redusere i opprinnelig årsprogram for 2012 (fra 105 til 82,5 MNOK), da dette ville gjøre at flere rør med konsekvensklassifisering høy og ekstremt høy som har uviss tilstand ikke ville bli inspisert og rehabilitert. MON MC besluttet å gjennomføre reduksjonen i årsprogrammet med begrunnelse med at det ville være en begrensning i leverandørkapasitet som ville gjøre det utfordrende å få utført scope utover 82 MNOK. Rapport "Generell risikovurdering av aktivitetesreduksjoner- plan B"
23.08	Audit rapport. Maintenance Management OM02.01 TR1987. Ref:/8/	Tiltak 13: Ved avisolering i regi av overflateprogrammet er det i de siste årene avdekket mange rør med meget lav veggtykkelse. Reduksjonen i årsprogrammet har medført at overflateprogrammet får reduserte midler. Mindre vedlikehold gir større risiko for lekkasjer i årene som kommer. Krav til programaktivitet og rehabiliteringsprogram.
Juni	PS1 settes ned til E for Mongstad.	Årsak: TIMP oppsummering juni 2012 PS1 settes til E som følge av mye korrosjon under isolasjon i rørgate i krakkeranlegget oppdaget i Overflateprogrammet 2012.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
September	Teknisk sitt innspill til OFP 2013. Legger til grunn antatt budsjett ca 160 MNOK.	A-1200 er ikke med på prioritert liste. Teknisk angir at «Anlegg med rør med ekstremt høy og meget høy containmentklassifisering. Prioritering er gjort for anlegg med mange rør av denne type. I utgangspunktet tas anlegg geografisk» (mest kost-nytte) Alle rør i et geografisk område tas når en er i området.» Rapport «OFP 2013».
2013		
September	Teknisk sitt innspill til OFP 2014. Legger til grunn antatt budsjett ca. 160 MNOK.	A-1200 er med på prioritert liste. Det angis at de tre SOLV-pakkene 23A12, 23A14 og 23A16 ikke er jobbsatt og at pakkene må jobbsettes samtidig. Rapport «OFP 2014»
2014		
September	RS 2014	
September	Teknisk sitt innspill til OFP 2015. Legger til grunn antatt budsjett ca. 160 MNOK.	A-1200 blir overført fra 2014 og med på prioritert liste. Det angis som sist at de tre SOLV-pakkene 23A12, 23A14 og 23A16 ikke er jobbsatt og at pakkene må jobbsettes samtidig. Rapport «OFP 2015».
November	PS1 karakter ble hevet fra E til D.	TIMP vurdering aug-okt PS1 karakter blir hevet fra E til D, men uten at avviket fra egen overflatestrategi vektlegges vesentlig. Karakter E har vært knyttet primært til dårlig tilstand i A-1500. Basert på rørutskiftinger i A-1500 heves PS1 til D. Som begrunnelse for D for resterende del av MON skriver PS1 ansvarlig at «...det foreligger ikke faktiske funn/lekkasjer som indikerer like dårlig tilstand som det var i A-1500.» Rapport «TIMP VURDERING august - oktober 2014»

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
2015		
15.03	Statoil Mongstad Strategi for overflatevedlikehold 2015 – 2021. Ref:/9/	<p>Formålet med denne strategien er å beskrive totaliteten av overflate-problematikken. Strategien gir en oppsummering av foregående OFP strategi 2007–2013:</p> <ul style="list-style-type: none"> • kun gjennomført inspeksjon og oppgradering av ca 20 % av prosess rør og utstyr i prosess anlegget (A/B). • Statoil Mongstad har fortsatt store områder som må vedlikeholdes og rehabiliteres • Raffineriet har store utfordringer med stort etterslep på overflatevedlikehold og på økonomisk evne til å ta inn igjen opparbeidet etterslep • etterslep på overflatevedlikehold medfører en økt risiko for lekkasjer på grunn av korrosjon <p>Strategien setter også forutsetninger for at Statoil Mongstad kan lykkes med gjennomføring av strategien er:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Totalt budsjett for overflatevedlikehold i OFP må det de neste 5 årene være et betydelig beløp for å kunne styre risiko og teknisk integritet • Gjennomføre «Walk The Area» • Gjennomføre renovering av MDP i løpet av 7 år • Gjennomføre renovering i andre anlegg iht plan • Arbeidsomfang og budsjett må kontinuerlig settes for 2 år frem i tid • Gjennom denne strategien må det sikres et langsiktig samarbeid med en eller flere leverandører
18.05.	Inspeksjonsrapport 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	<p>Visuell inspeksjon (GVI) av PF-12038 utført fra bakkenivå. M2-44054515, "Ingen funn", kapsling i god stand men inspeksjon utført fra bakke nivå og fra plattform ved H-1202. [dvs at havarert stuss ikke er blitt inspisert nær visuelt]</p>

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
September	Teknisk sitt innspill til OFP 2016-2017. Ingen info om hvilke budsjett som legges til grunn ift. omfang.	A-1200 er overført fra 2014 og 2015 og med på prioritert liste for 2016. Det angis som sist at de tre SOLV-pakkene 23A12, 23A14 og 23A16 ikke er jobbsatt og at pakkene må jobbsettes samtidig. Rapport «Innspill OFP 2016-2017»
November	PS1 karakter settes til E.	Årsak: TIMP oppsummering aug.-okt. 2015 <ul style="list-style-type: none"> • Observert en økning i lekkasjer i 2015 • Utestående IP pålegg har en relativ stor økning siste 3 mnd., fra 556 til 619 • 2 siste lekkasjene i A-100 er utestående IP pålegg tilbake til 2011 og 2012.
2016		
	Jobbpakke 23A12 i A-1200 skal utføres.	Arbeidsordre PM02-23737630 benyttes for alle AT-uttak i jobbpakke 23A12. App: G I tillegg opprettes en arbeidsordre pr. rørtag; PM02-23697657 for rørlinje PM-12038
03-19.10.	Stillasbygging.	AO 23737630, jfr. AT 3-9 personer App: G
17-24.10.	Fjerning isolasjon.	AO 23737630, jfr. AT 2-8 personer App: G
25.10.		
	Inspeksjonsarbeid starter i A-1200	Varmt arbeide kl. B, jfr. AT 1-2 personer
	Inspektør får utslag på bærbar gassmåler i område rundt 1" ventil på rør 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038.	Inspektør tilkaller driftsoperatør for å se nærmere på lekkasjen. Driftsoperatør får også utslag på gassmåler.
	Driftsoperatør så at ventil stod i åpen posisjon og antok at lekkasjen kom fra pakkboksen til ventilen. Driftsoperatøren så at ventilen var rusten og ikke hadde vært operert på lang tid. Han hentet rustløser, smøring og rattnøkkel, påførte så rustløser og lot dette virke i noen minutter.	
	I det driftsoperatøren forsøkte å stenge ventilen ble hele ventilen vridd av i stussen over ventilen.	Sitat fra driftsoperatør: «jeg tok ikke i en gang, hele stussen bare datt av».
13:10:30	Start lekkasje av Hydrogenrik gass via 1" stuss med prosessbetingelser 19,7 barg ⁽¹⁾ , 167°C.	Sannsynlig starttidspunkt basert på en signifikant forstyrrelse av strømningsrate oppstrøm lekkasjepunkt (kortvarig økt rate).

(1) Mangler trykkmåling på lekkasjested antatt 0,5 bar høyere trykk enn nærmeste trykkmåling frem til ESD er initiert.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

5.2 Beredskap

Observasjoner til beredskapshåndtering (Tabell for Beredskap i App B)

Beredskap og beredskapsarbeidet fungerte i hovedsak bra men hadde følgende mindre utfordringer.

- Det var utfordringer med det nye digitale radiosystemet. Driftsoperatørs melding om gasslekkasjen i A-1200 ble gjentatt flere ganger men ble ikke oppfattet av kontrollrommet. En driftsoperatør som oppholdt seg i A-1400 oppfattet varselet om å stenge ned A-1200 fikk videreformidlet dette til kontrollrommet. I en beredskapssituasjon vil god og presis kommunikasjon være svært viktig for utfallet av hendelsen. Utfordringene med dette nye radiosystemet med bla. ujevn og svakere dekning i flere områder i anlegget er et forhold som har vært tatt opp tidligere og det foregår en aksjon for å rette på dette forholdet. Det blir derfor ikke anbefalt ytterligere tiltak her.
- I forbindelse med evakuering av personell under denne hendelsen var det ikke mulig å markere hvilke rømningsveier til oppsamlingsplassene som var sikre. Området rundt A-1200 var ikke markert eller opplyst under varsling av hendelsen. Dette medførte at flere personer bevegde seg gjennom eller mot hendelsesområdet og ble manuell dirigert av innsatslag og operatører som opererte nødavlastnings-ventilene.
- Under etablering av 1. line beredskap var innsatsleder opptatt med en annen beredskapssituasjon der to personer måtte berges ned fra en lift. Denne dagen var det planlagt trening av beredskapslagene og dette personellet gjorde en innsats under hendelsen i tillegg til den ordinære bemanningen. Deler av denne ekstra styrken ble tidlig benyttet i hendelsesforløpet for å ta første del av innsatsleders oppgaver til innsatsleder var på plass. Overlevering mellom fungerende innsatsleder og innsatsleder fungerte godt.
- Under etablering av «vannvegger» rundt A-1200 falt trykket i det kombinerte forbruks- og brannvannsnettet og derfor var det nødvendig via radio å be kontrollrommet å starte brannpumpene for å få opp trykket slik at «vannveggene» kunne fungere etter hensikten. Det var i dette tilfelle ikke noe problem da det var lite trafikk på radio og radiomeldingen kom igjennom uten forsinkelser.
- Under og i etterkant av hendelsen, der brannvann ble benyttet, var det mye overvann i og rundt i anlegget siden kapasiteten i avløpssystemet ikke tok unna volumet fra flere brannvannsmonitører samtidig.
- Det var både muntlige og skriftlige AT i A-1200 området i forkant av hendelsen. Dette kan ha forlenget tiden det tok for å få en oversikt over hvor mange personer som kunne ha oppholdt seg i A-1200 og hvor disse personene oppholdt seg i det hendelsen inntraff. Mobilisering etter evakueringsalarm var innenfor ytelseskravet på 45 min.
- Personell som befant seg i nærheten av A-1200 gjennomførte en manuell trykkavlastning ved å operere manuelle ventiler om lag 16 meter fra lekkasjested (målt fra bakkenivå). Personellet utsatte seg for urimelig risiko ved operasjon av disse siden risiko for antennelse og eksplosjon var stor. **Ref /30/** (risikoanalyse)
- Nytt kontrollrom på Mongstad ble bygget om med nye pulter med den konsekvens at overbroingspanel og nødstopper ikke kan nås fra B3 panelet. Under denne hendelsen måtte den ene kontrolloperatøren forlate B3 panelet for å aktivere nødstopp mens den andre kontrollromsoperatøren også måtte forlate B3 panelet for å aktivere hovedalarmen. Dette innebar at B3 panel var uten kontrollromsoperatøren i en kort periode.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

6 Konsekvenser

Med utgangspunkt i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen i ARIS SF 103-01 (R-26760) er det gitt en beskrivelse av faktiske og mulige konsekvenser for relevante konsekvenskategorier i .

Revised Nov 2015

Alvorlighets grad	Personskade		Arbeidsrelatert sykdom (ARS)		Ukontrollert utslipp		Lekkasje av olje/gass/brannfarlig veske**		Brann/eksplosjon		Svikt i sikkerhets-/sikrings funksjoner og barrierer		Omdømme	
	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig	Faktisk	Mulig
1	Dødsfall		Arbeidsrelatert sykdom som medfører død		Enkeltutslipp med langtids miljøpåvirkning. Utslipp til luft > årlig forventet utslipp av komponent		> 10 kg/s eller kortvarig > 100kg		Hele innretningen/ anlegget eksponert		Truer hele innretningen eller anlegget		Stor internasjonal negativ eksponering i media og mellom organisasjoner	
2	Alvorlig fraværskade/ alvorlig personskade		Alvorlig arbeidsrelatert sykdom		Enkeltutslipp med mellomlang miljøpåvirkning. Utslipp til luft > månedlig forventet utslipp av komponent		1-10 kg/s eller kortvarig > 10kg		Store deler av innretning/anlegg eksponert		Truer store deler av innretningen eller anlegget		Middels internasjonal negativ eksponering i media og mellom organisasjoner	
3	Øvrig fraværskade eller personskade med alternativt arbeid		Arbeidsrelatert sykdom som medfører kortvarig fravær eller begrenset/alternativt arbeid		Enkeltutslipp med korttids miljøpåvirkning. Utslipp til luft > ukentlig forventet utslipp av komponent		0,1-1 kg/s eller kortvarig > 1 kg		Deler av innretning/anlegg eksponert		Truer deler av innretningen eller anlegget		Nasjonal negativ eksponering i media, fra myndigheter på nasjonalt nivå	
4	Medisinsk behandlingsskade		Arbeidsrelatert sykdom som medfører behandling fra autorisert helsepersonell		Enkeltutslipp med liten miljøpåvirkning. Utslipp til luft < ukentlig forventet utslipp av komponent		< 0,1 kg/s		Lokalt område av innretning/anlegg eksponert		Truer lokalt område		Lokal/regional negativ eksponering i media, fra myndigheter og kunder	
5	Førstehjelpsskade		Øvrig arbeidsrelatert sykdom		Enkeltutslipp til omgivelsene med neglisjerbar miljøpåvirkning.		<< 0,1 kg/s (Vesentlig mindre enn 0,1 kg/s)		Neglisjerbar fare for innretning/anlegg		Neglisjerbar fare for innretning eller anlegg		Begrenset til få personer eller en kunde	

Figur 6.1 Klassifiseringsmatrise for HMS hendelser i MMP (R-26760 - Kategorisere og klassifisere)

6.1 Faktiske konsekvenser

6.1.1 Personskade

Det oppsto ingen fysisk personskade i forbindelse med hendelsen. Driftsoperatøren som forsøkte å stenge ventilen oppholdt seg i umiddelbar nærhet av lekkasjepunktet. Inspektøren som oppdaget lekkasjen oppholdt seg i en avstand ca. 4 – 5 meter fra lekkasjen. Det oppholdt seg også to termografioperatører på bakkenivå nær ovnene i A-1200.

Hydrogen er ikke giftig.

De umiddelbare helseeffekter av hydrogen som inhaleres er at kroppens oksygenopptak kan blokkeres. Helseeffekter av dette er: Det kan oppetre er kvalme, svimmelhet, øresus, tretthet og oppkast. Synker oksygeninnholdet i kroppen til under 10 %, kritisk volumprosent oksygen, inntreer bevisstløshet, huden kan bli blå, og døden kan inntreffe dersom oksygen ikke tilføres.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

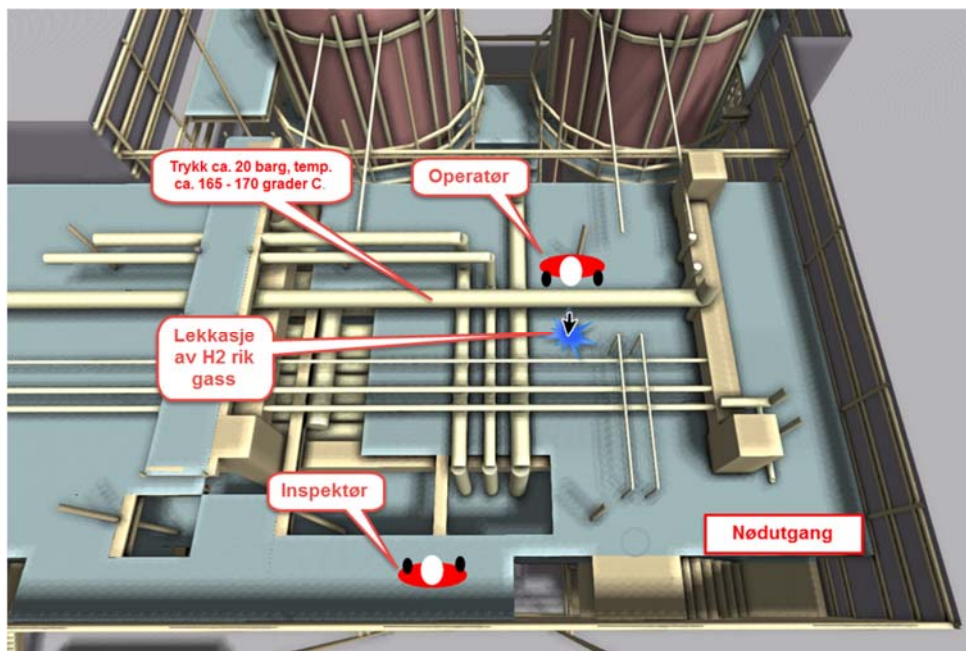
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Det er sannsynlig at driftsoperatøren ble eksponert for hydrogenrik gass umiddelbart etter lekkasjen men det er uvisst hvilken i grad driftsoperatøren ble eksponert.

Eksponert personell og andre som var involvert har blitt fulgt opp godt tatt vare på av bedriftshelsetjenesten under og i etterkant av hendelsen.

Inspektør og termografioperatører har sannsynligvis ikke vært eksponert for hydrogenrik gass da de umiddelbart etter lekkasjen rømte ut av anlegget.



Illustrasjon som viser hvor driftsoperatør og inspektør var plassert under lekkasjen. Horizontal avstand fra lekkasjepunkt til driftsoperatør var ca. 0,1 meter og ca. 4 – 5 meter til inspektør. Posisjon til termografi-operatører er ikke vist på illustrasjonen da disse befinner seg på bakkenivå.

Figur 6.1.3.1 Illustrasjon av situasjonen da lekkasjen oppstod

6.1.2 Arbeidsrelatert sykdom (ARS)

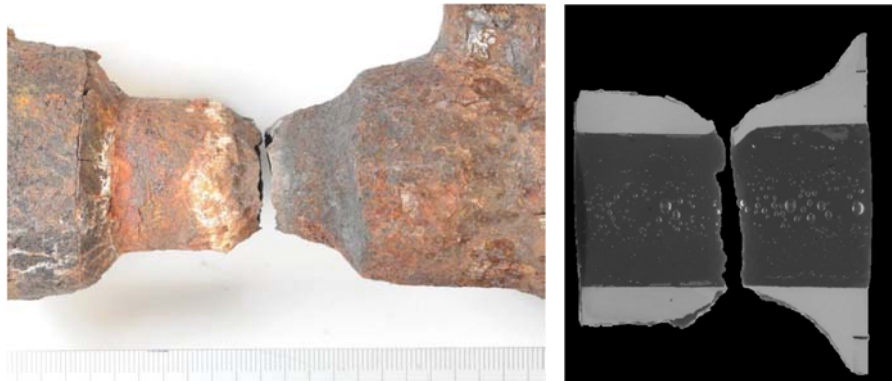
Mongstad organisasjonen har hatt tiltak på oppfølging av personell etter hendelsen. Tiltaket har gått på å følge opp personer både hjemme og på arbeidsstedet. Etter det granskningsgruppa kjenner til er det ikke registrert ARS knyttet til ettervirkninger av hendelsen pr. i dag.

6.1.3 Olje-/gasslekkasje

Rørstuss var falt av pga. utvendig korrosjon der gass strømmet fritt ut fra 1" stuss på 6" hovedrør. Størrelsen på lekkasjen er estimert av GexCon, App B. Hullstørrelsen for lekkasjen var likt innvendig areal av avrevet rørstuss - diameter 20.7 mm. Se **Bilde 6.1.3.1**

Klassifisering: Internal
 Status: Endelig
 Dato: 13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad



Bilde 6.1.3.1: Rørstuss som viser utvendig og innvendig korrosjon

Beregning av lekkasjerate er utført med analyseverktøyet FLACS og basert på prosessstrykk 19 barg, temperatur 122°C samt den mest sannsynlige gasskomposisjonen.

Initiell lekkasjerate er beregnet til 0.51 kg/s.

Gassutslippet var initielt ca. 0,5 kg/s, med avtagende rate etter nedstengning og raskt avtagende etter at trykkavlastning ble manuelt initiert etter ca. 2 minutter. Etter 4 minutter var lekkasjeraten under 0,1 kg/s. Lekkasjeprofil er vist i **Figur 6.1.3.2**.

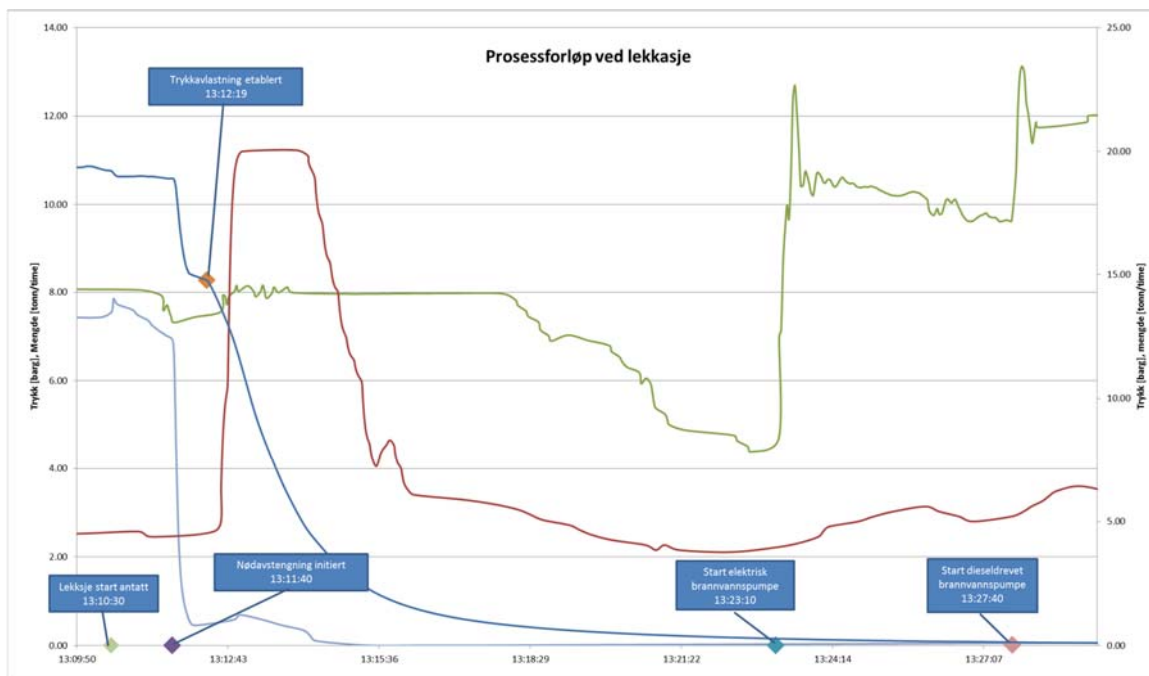


Fig 6.1.3.2 Lekkasjeprofil

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Mesteparten av gassmengden ble avlastet via manuell trykkavlastning (avlastningen var fra den kalde separatoren D-1208) ble også en del av de tyngre naftakomponentene i gassen kondensert ut på vei til denne og summen av avlastet gass fra lekkasjen ble <1500 kg.

Området var innebygd i stillas med duk på sidene. Selv om stillas-duken er permeabel for gjennomlufting og er gjennomsiktig har det bygget seg opp en eksplosiv gass-sky etter kort tid. Stillas-duk dekker også tak, men med åpninger mellom vegg/tak. Tak-duken er tett. Se figur Fig 6.1.3.3.

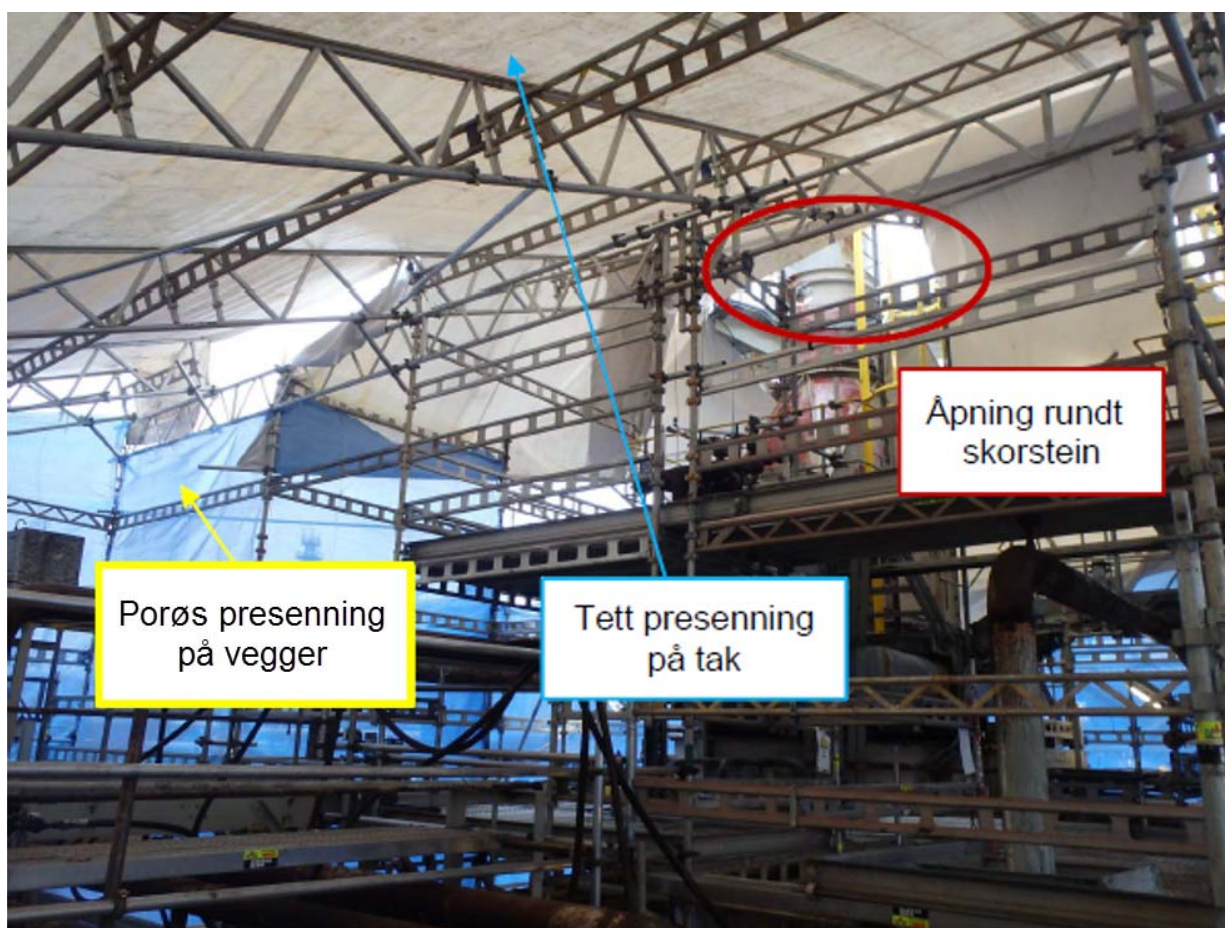


Fig 6.1.3.3 Området i A-1200 innebygget med presenning (lekkasjepunkt er utenfor bildeutsnittet, nede til høyre).

Det ble observert en «støv-sky» rundt lekkasjestedet og mye støy. Gass-jeten fra lekkasjen har altså truffet stillas-gulv og spredt seg utover. Mye har nok gått opp og ut lufteåpninger, siden gassen er mye lettere enn luft, men kan ikke utelukke at noe har gått ned langs sideduken siden gass-jeten var rettet nedover og spres mot sidene av stillas der duken har åpninger langs siden nedover.

Faktisk alvorlighetsgrad settes til **Gul 3 – olje/ gasslekkasje 0,1-1 kg/s.**

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

6.1.4 Brann og eksplosjon

Det var ingen brann eller eksplosjon.

6.1.5 Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer

En avgjørende årsak til hendelsen var at barrieren som skulle hindre at hydrogenrik gass strømmet ut i friluft sviktet. Dette kommer til uttrykk gjennom klassifisering av kategorien olje-/ gasslekkasje og omtales ikke ytterligere som en konsekvens av hendelsen.

TR2237 ver. 2.02 - Safety strategy and performance standards for safety systems and barriers at Mongstad

App A Ref:10/

PS 1 Containment

A.1 Role and strategy

The containment function shall prevent release of hydrocarbons, other flammable fluids, and/or harmful fluids (chemicals, toxic gases, etc).

All piping, vessels, valves, connections, pumps, rotating machinery, instruments and other components in the systems shall be designed, constructed, maintained and operated with the aim to avoid leaks to occur.

Hendelsen førte ikke til ytterlige svekkelser eller bortfall av barrierer.

Faktisk alvorlighetsgrad settes til **Grønn 4 – Truer lokalt område**

6.1.6 Omdømme

Hendelsen medførte lokal/regional negativ eksponering i media, og fra myndigheter og kunder.

Dette tilsvarer **Faktisk Alvorlighetsgrad Grønn 4.** – Lokal / Regional negativ eksponering i media, fra myndigheter og kunder.

6.2 Mulige konsekvenser

Granskingsgruppa har vurdert mulige konsekvenser for hendelsen med utgangspunkt i hva som kunne ha skjedd under «ubetydelig endrede omstendigheter». Dette begrepet er i Statoil sin styrende dokumentasjon definert slik: «Det er bare tilfeldig at alternative utfall av hendelsen ikke inntraff, ikke hva som i verste fall kunne skjedd.»

6.2.1 Personskade

6.2.1.1 Umiddelbar antennelse av gassen

Gassutslippet var rettet rett nedover mot stillasgulv i aluminium som var montert 0,91 meter under lekkasjepunkt. Initiell lekkasjerate var 0,5 kg/s. En gnist kunne ha oppstått umiddelbart som følge av lekkasjen forårsaket av at fragmenter/partikler traff objekter. En gnist kunne også ha oppstått da rørstuss (6kg) falt ned på aluminiumsdekket (stillasgulv). Dersom lekkasjen hadde antent med en gang så ville det oppstått en umiddelbart flash brann med påfølgende kontinuerlig jet-flamme som treffer stillasgulv og blir spredd utover og oppover i en viss utstrekning.

Klassifisering: Internal

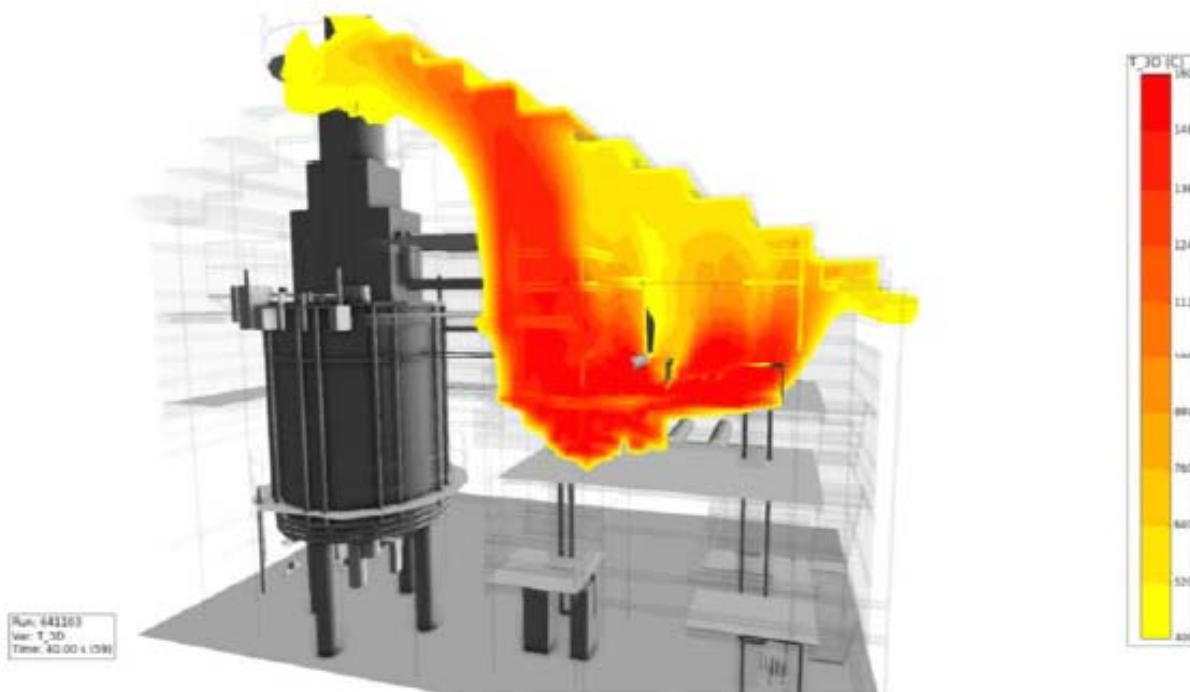
Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Gexcon har simulert flammeutstrekning basert på en kontinuerlig lekkasje på 0,5 kg/s (se rapport i vedlegg).

Figur 6.2.1.1.1 visualiserer dette.



Figur 6.2.1.1.1 Visualisering av jet-brann sett fra snittet gjennom lekkasjen.

(Kilde: GexCon)

Den ene personen var rett ved siden av lekkasjepunktet og ville blitt rammet av flammene, med svært alvorlig konsekvens (potensiale for sterk forbrenning og dødsfall). Den andre personen ville i det gitte tilfellet ikke rammes direkte av flammene, og ville hatt en mulighet for rømning.

Ytterligere konsekvenser i form at eskalering til flere segmenter er lite sannsynlig ved en umiddelbar antennelse, da strålingsnivået er moderat for eksponert utstyr.

6.2.1.2 Noe sen antennelse

Dersom en hadde fått en antenning, fra f.eks. utettheter i eksoskanal eller utette inspeksjonsluker i eksoskanal, ville det blitt en relativt kraftig eksplosjon. Dersom dette hadde skjedd relativt tidlig i hendelsesforløpet, ville det tilstedeværende personellet ikke ha klart å rømme raskt nok, med den følge at det kunne vært fare for svært alvorlig konsekvenser (*potensiale for dødsfall*). Her ville flammefront kunne rammet personellet under rømningen, i tillegg til flyvende objekter/fragmenter fra stillasmaterialet.

6.2.1.3 Sen antennelse og beregnet eksplosjonstrykk

Ved senere antennelse, når gassen hadde bygget seg opp til maksimal utbredelse i området, og også delvis trengt litt ut av området ville det blitt en kraftig eksplosjon. Gexcon har estimert mulige eksplosjonstrykk i FLACS.

Resulterende eksplosjonstrykk vil avhenge av mange faktorer, spesielt tennpunkt, men i rapporten (**App: I**) estimeres

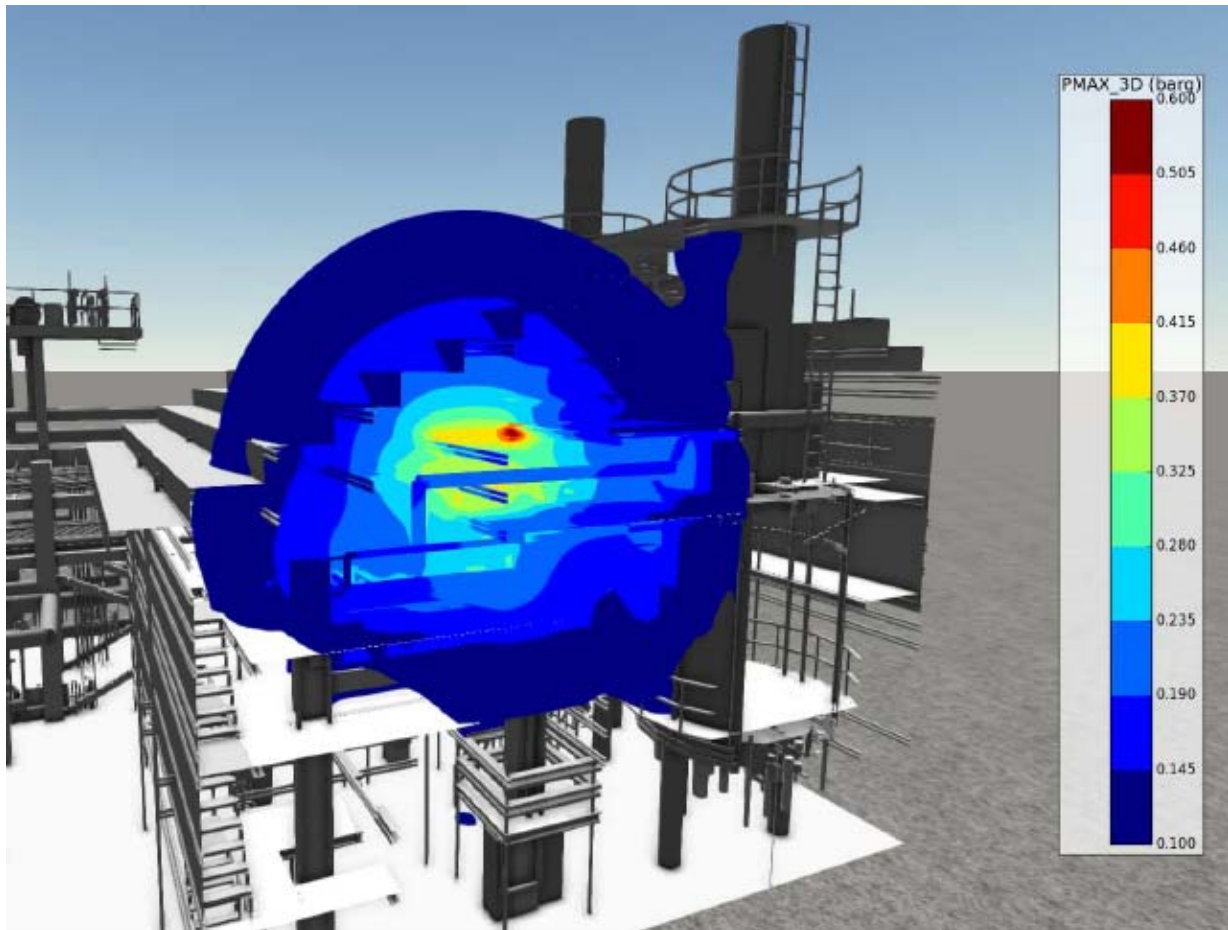
Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

eksplosjonstrykk et sted mellom 0,25 – 0,6 barg (Gexcon har vurdert at det ikke var fare for detonasjon). Maksimalt eksplosjonstrykk er estimert til 0,6 barg. Dette er visualisert i figur 6.2.1.3.1



Figur 6.2.1.3.1 Visualisering av maks-trykk ved tenning av inhomogen sky (sim 552023).

Eksplisjonsstrykket vil kunne skade personell (trommehinner sprekker og fare for lungeskader), men ikke direkte dødelig. Det som er livsfarlig er selve flammefronten og (løse) objekter som slynges med stor fart ut fra eksplosjonen.

Risiko for tilstedeværende personell

Ved en sen antenning ville det tilstedeværende personellet ha kommet på tilstrekkelig avstand i forhold til flammefront og eksplosjonstrykk, men ville vært veldig utsatt i forhold til flyvende objekter/fragmenter fra stillasmaterialet. Det kan ikke utelukkes at en sen eksplosjon kunne resultere i dødsfall.

Risiko for personell som foretok manuell trykkavlastning

Personell i nærheten gjennomførte en manuell trykkavlastning ved å operere manuelle ventiler om lag 16 meter fra lekkasjested (målt fra bakkenivå). En eksplosjon i dette tidsrommet ville kunne rammet personellet som stod ved trykkavlastningsventilen. Det er først og fremst flyvende objekter/fragmenter som kunne ha rammet dette personellet. Flammefront vil ikke nå så langt og trykkbølge ville ikke gi kritisk skade. Selve ventilene stod bak en betong-søyle som ga noe skjerming. Personellet ville vært i en utsatt posisjon ved en eksplosjon.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Granskingsgruppa konkluderer med at ved ubetydelige endrede omstendigheter kunne konsekvensen av hendelsen resultere i et eller flere fataliteter.

Granskingsgruppa vurderer dette som en **Mulig Alvorlighetsgrad Rød 1. Dødsulykke**

6.2.2 Arbeidsrelatert sykdom (ARS)

Se kapittel 6.2.1

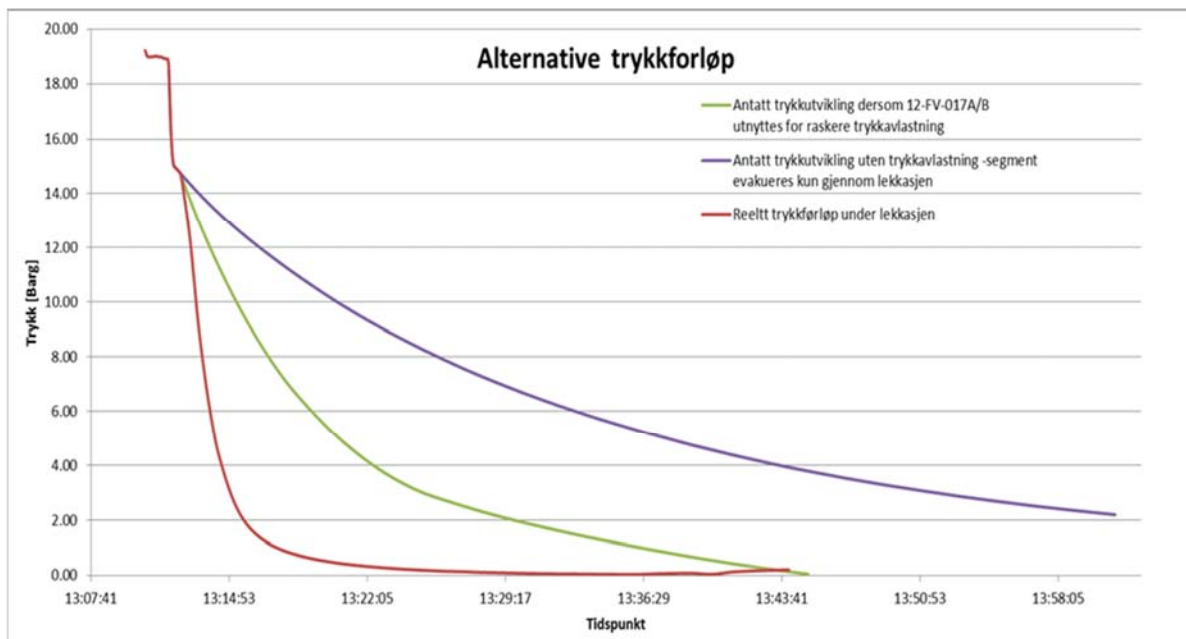
6.2.3 Olje-/gasslekkasje

Varighet av lekkasje er avhengig av initiering av ESD og åpning for manuell trykkavlastning. ESD isolerer segment 3 (lekkasjesegmentet) fra resten av anlegget og stopper tilførsel av hydrogengass til anlegget. Trykket på lekkasjestedet utlignes med resten av segmentet slik at trykket på lekkasjestedet reduseres til ca. 15,5 bar. Kapasitet på hydrogentilførsel er i størrelsesorden lik lekkasje slik at dersom lekkasje hadde skjedd uten at dette hadde blitt direkte observert, (på nattetid med få eller ingen personer i anlegget) og siden det ikke detektorer i området, er det mulig at A-1200 kunne fortsatt vært i drift:

- til fysisk deteksjon i området ville ha observert lekkasjen
- i den tid det tok før paneloperatør ville ha sikre indikasjoner på at en alvorlig feil i anlegget forelå.

Under hendelsen ble de manuelle trykkavlastningsventilene åpnet av driftsleder assistent og driftsoperatør.

Granskingsgruppa har estimert alternative trykkforløp uten manuell trykkavlastning. **Figur 6.2.3.1** viser følgende trykkforløp:



Figur 6.2.3.1 Mulige alternative trykkforløp

- Trykkutvikling uten manuell trykkavlastning (lilla graf)
- Mulig trykkforløp dersom ventiler mot fyrgass-systemet hadde blitt åpnet for å evakuere gass (grønn graf)
- Faktisk trykkforløp under hendelsen med manuell trykkavlastning (rød graf)

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Lekkasje for perioden før initiering av ESD vil øke det akkumulerte potensialet for lekkasjen da det til normalt tilføres 0,4 tonn/time hydrogen til anlegget.

Dersom utløsning av ESD hadde blitt forsinket, hadde dette kun forlenget periode med maksimal utbredelse av gass sky, men trolig ikke påvirket maksimal konsekvens.

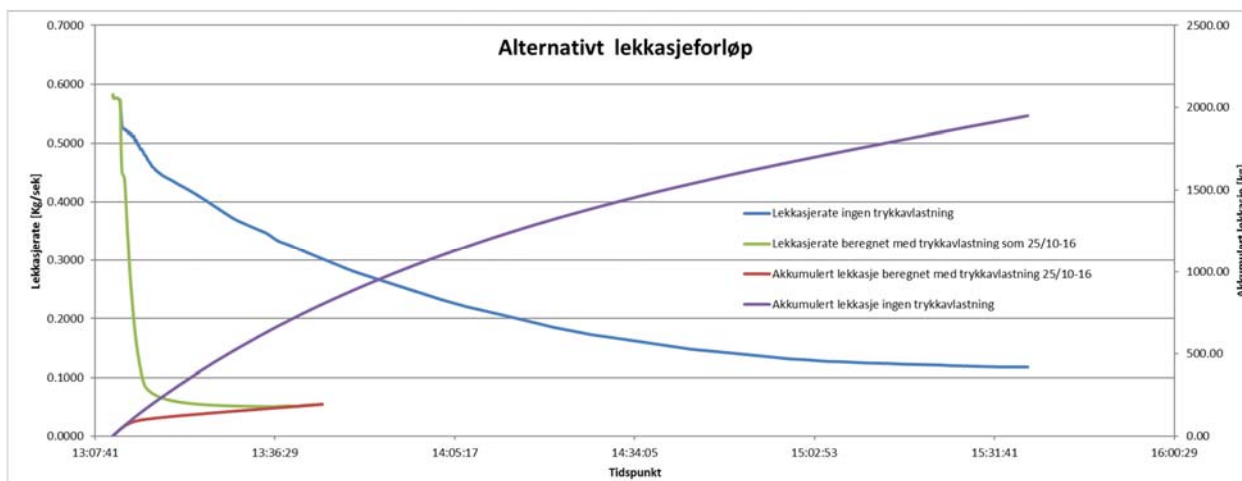
Dersom man ikke hadde åpnet de manuelle trykkavlastningsventilene, eller brukt ventiler mot fyrgass-systemet til å evakuere gass, ville hele segment 3 blitt trykkavlastet gjennom lekkasjeåpningen inntil eventuell operatørringripen (ref. lilla graf).

Lekkasjeraten (kg/s) ville avtatt over tid etter hvert som trykket ble redusert, men sannsynligvis ikke betydelig. Dette fordi sammensetning av gassen som strømmet ut ville endret seg over tid. Den initielle lekkasjen bestod av lett hydrogenrik gass med molvekt ca.8. Etter hvert som den hydrogenrike gassen hadde blitt evakuert ville den blitt etterfulgt av gass med økende innhold av «Lett Nafta» og dermed få økende molvekt (størrelsesorden 30 ved trykk på 1 barg). Den tynge gassen ville dermed bidratt til å opprettholde den initielle lekkasjeraten (kg/s).

Lekkasjemengden ville også blitt påvirket av temperaturen på lekkasjestedet. Temperaturen ville sannsynligvis endret seg over tid fordi lekkasjegassen ville vært en blanding av tilførsel fra oppstrøm side med langsomt synkende temperatur og varmere gass som ble tilført via H-1202.

Dersom kontrollromsoperatør manuelt hadde åpnet ventilene 12-FV-017A og 12-PV-017B, ville det vært mulig å evakuere gass fra segment 3 til fyrgass-system. Dette ville fungert på tilsvarende måte som den manuelle trykkavlastningen, men med noe mindre kapasitet på grunn av mottrykk begrensning fra fyrgass-systemet på ca. 3barg (ref. grønn graf).

Figur 6.2.3.2 viser utvikling av lekkasjerater og akkumulert lekkasje ved reelt forløp og antatt mulig forløp dersom trykkavlastningsventilene ikke hadde blitt åpnet. Utslippsmengden fra lekkasjen er estimert til ca. 200 kg, (maksimal størrelse mht. brennbar sky var 120 m³). Dersom hele gassmengden i segment 3 hadde lekket ut gjennom lekkasjeåpningen ville ca. 2000 kg gått til friluft (ref. lilla graf).



Figur 6.2.3.2 Mulige alternative lekkasjeforløp

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Lekkasjeforløpet uten manuell trykkavlastning ville medført økende molvekt underveis i lekkasjeforløpet (ref. blå graf). Dette ville gitt mindre oppdrift av gassblandingen i teltet og dermed økt sannsynlighet for gassintrengning i ovnene.

Granskingsgruppa konkluderer med at ved ubetydelige endrede omstendigheter ville ikke de manuelle trykkavlastningsventilene blitt åpnet på et så tidlig tidspunkt i hendelsesforløpet. Konsekvensen av dette ville være at lekkasjeraten ville avta utover i hendelsesforløpet men opptil 2000 kg hydrogenrik gass ville gått til friluft.

Granskingsgruppa vurderer dette ut fra kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen lik den faktiske –

Mulig Alvorlighetsgrad Gul 3 – olje/ gasslekkasje 0,1-1 kg/s.

6.2.4 Brann og eksplosjon

6.2.4.1 Tennsannsynlighet

Gassblandingen som slapp ut vil i luft (utslippsmengden ca.200 kg og maks.120 m3 brennbar sky) var meget antennbar, da den har et stort område for tennbar blanding. Ren H2 er tennbar i intervallet 4-70 volum%. Det var noen lette hydrokarboner i blandingen, uten at det endrer bildet vesentlig, men kan gi noe lavere tenntemperatur enn ren H2 (500 grader Celsius). Tenntemperaturen for blandingen er vurdert å være nært 500 grader Celsius. Det trengs en gnist for å antenne, eller så må gassen varmes til over tenntemperatur. For at gassen skal kunne varmes opp må den bli ansamlet og ha en viss oppholdstid. En gass som passerer varme flater vil ikke gi opphav til tenning.

Gasslekkasjen hadde flere mulige tennkilder:

- En gnist kunne ha oppstått umiddelbart av at selve lekkasjen forårsaket av at fragmenter/partikler traff objekter, samt at en gnist kunne ha oppstått da rørstuss (6kg) falt ned på stillasgolv(aluminium) **Ref:/11/**. (Termittreaksjon når aluminium og rustet jern blir slått mot hverandre) eller ved utladning av statisk elektrisitet.
- Titteluker (inspeksjonsluker) i skorstein på ovner der gass kan bli sugd inn til åpen flamme
- Luftinntak for ovnene med åpen flamme (2 meter over bakkenivå)

Andre åpenbare tennkilder er det ikke umiddelbart i området, men feil på elektrisk utstyr kan være opphav til tenning. Det var ikke biler eller varmt arbeid klasse A i området da hendelsen inntraff.

Simuleringene viser at vi har vært ganske nær inspeksjonslukene med tennbar gass, men at selve luftinntakene til ovnene ikke eksponeres (med stillas). Dersom det ikke hadde vært stillas i området er det imidlertid en viss risiko for at luftinntak kunne blitt eksponert, da gass-jeten var rettet nedover.

Av mulige tennkilder utenfor området må en nevne velferdsbygget «Oasen» (> 40m unna). Gassen er såpass lett at en tennbar sky ikke vil kunne nå «Oasen». Simulering av lekkasjen viser dette klart.

6.2.4.2 Gasspredning og brennbar sky

Som diskutert i kap. 6.1.3 var gassutslippet initielt ca. 0,5 kg/s, med avtagende rate etter nedstengning og raskt avtagende etter at trykkavlastning ble manuelt initiert etter ca. 2 minutter. Etter 4 minutter var lekkasjeraten under 0,1 kg/s.

Spredningsmodelleringen fra Gexcon viser at det har vært tennbar gass-sky inntil eksoskanalene fra ovnene, som står like bortenfor. Maksimal utbredelse av tennbar sky er vist i **figur 6.2.4.2.1**. Hovedlufteretningen i stillaset var oppover i nærheten av eksoskanalene, siden duk var lagt som et skråtak opp mot eksoskanalene. Det er et visst

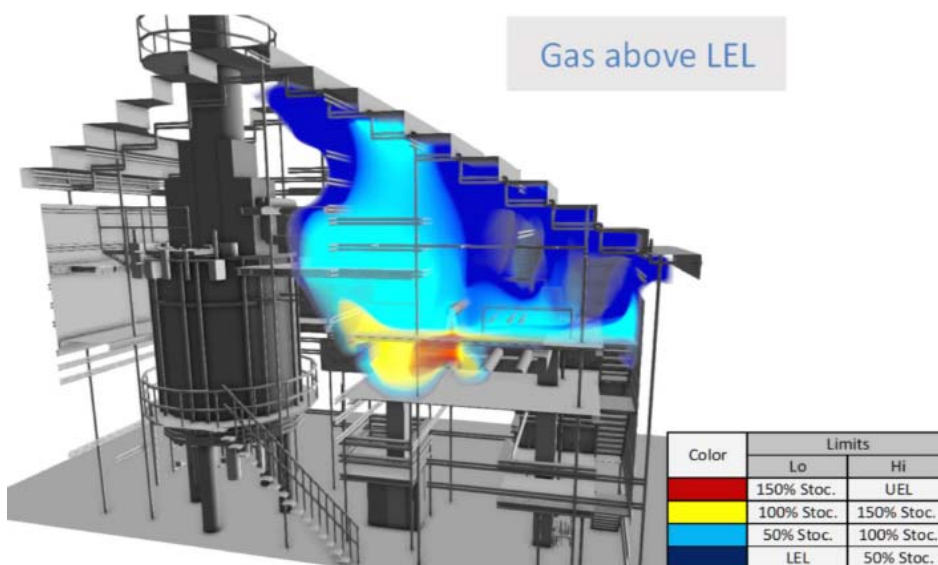
Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

potensiale for antennelse her, men gassen, vil lite sannsynlig varmes opp til nødvendig tenntemperatur nær varme flater siden gassen er i bevegelse. Gassen har sannsynligvis ikke spredt seg nedover mange meter og har da ikke kommet nær selve luftinntaket til ovnene, som står 2 meter over bakkenivå. Gassen har imidlertid vært veldig nære inspeksjonsluker i ovnene. Det er 2 inspeksjonsluker inn til ovnene på nivå noe under lekkasjepunkt, og 4 luker lengre nede på ovnene. Det har derfor vært potensiale for sen antennelse her, inspeksjonsluker ikke gasstette.



Figur 6.2.4.2.1 Maksimal utbredelse av brennbar sky.

Scenarier og konsekvenser av mulig antennelse av gasskyen er diskutert i kap. 6.2.1 Potensiell personskade
Eskaleringspotensiale av en potensiell brann/ eksplosjon ville være:

Ytterligere konsekvenser i form at eskalering til flere segmenter er mulig ved en sen antennelse, da eksplosjonstrykk kan bli stort. Eksplosjonspulsen antas imidlertid å være relativt kort, slik at det blir mindre drag-krefter på utstyret.

I Totalrisikoanalysen er det en generell eksplosjonsvurdering for området. (Ref. Totalrisikoanalyse for Mongstad; Undervedlegg H11; «Probabilistisk eksplosjonsanalyse BO400», SM-000-S-RE-183-32). Der står det at «Utstyr i selve prosessanlegget skal motstå en draglast på 0,5 barg for ikke å deformeres slik at det oppstår brudd og en forverring av den opprinnelige hendelsen». Maks eksplosjonstrykk er i de sentrale deler av aktuelt område over dette, men trykket faller fort fra senter av eksplosjonen. Det anslås at lite utstyr er eksponert for det høyeste trykket. Det vil helt sikkert ha vært en god del flyvende objekter fra stillas. Det er relativt god avstand til nabo-områdene, men er vanskelig å vurdere om disse kunne gitt eskalering.

Sannsynligheten for at hendelsen skulle gitt eskalering pga eksplosjonen vurderes som liten.

Ytterligere konsekvenser i form at eskalering pga den påfølgende brannen til flere segmenter er lite sannsynlig, da strålingsnivået er moderat for eksponert utstyr.

6.2.4.3 Konsekvens uten stillas i området

Dersom lekkasjen hadde oppstått under ordinær drift, og stillasgulv og stillas ikke hadde vært der, kunne gass ha blåst rett ned mot bakken og spredt seg mot luftinntak til ovnene. Simuleringer er gjort med lave vindhastigheter mot ovnene for å modellere et slikt tilfelle på en konservativ måte. Simuleringene viser at ovnene kan eksponeres i gitte tilfeller, men at det ikke er stor sannsynlighet for å få tennbar gass inn i luftinntaket (se Gexcon rapport i vedlegg). Ved en antent gass-sky (uten stillas) ville eksplosjonstrykkene bli lave, siden det er et ganske åpent område med lav utstyrstetthet. Maksimalt trykk er beregnet til 0,04 barg.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Det gir fremdeles en stor risiko for personell som eventuelt befinner seg midt i området, og som vil bli eksponert for flammefronten, men selve eksplosjonstrykket og varmestrålingen deretter gir lavt eskaleringspotensiale.

Granskingsgruppa konkluderer med at ved ubetydelige endrede omstendigheter kunne gasslekkasjen ha antent slik det er diskutert over.

Granskingsgruppa vurderer totalt sett at antennelse av lekkasjen kunne skjedd under ubetydelig endrede omstendigheter og at en brann/eksplosjon hadde rammet lokalt. Granskingsgruppa vurderer dette som en

Mulig Alvorlighetsgrad GUL 3. Truer deler av innretningen eller anlegget

6.2.5 Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer

Som diskutert i kap. 6.4.1 var det svekkelser i PS 1 som var en avgjørende årsak til hendelsen. Dersom gasslekkasjen hadde antent var det sannsynlig at andre deler av A-1200 kunne bli berørt i forhold til Containment.

Granskingsgruppa vurderer det slik at siden ESD var aktivert kunne det vært noe økning i svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer i A-1200 men ikke i den grad at andre anlegg ville bli berørt.

Granskingsgruppa vurderer dette som en **Mulig Alvorlighetsgrad Grønn 4 – Truer lokalt område**

6.2.6 Omdømme

Ved fatalt utfall og alvorlig personskader ville hendelsen fått stor oppmerksomhet i nasjonale media.

Mulig Alvorlighetsgrad settes til GUL 3: Nasjonal negativ eksponering i media, fra myndigheter på nasjonalt nivå.

6.3 Vurdering av storulykkesrisiko

Storulykke er definert som konsekvensklasse 7 og 8 i Statoil sin HMS risikomatrise, ref. ARIS R-24383 – Impact scales. Sannsynligheten for at hendelsen i verste fall kunne ha utviklet seg til en storulykke er avhengig av tilstanden på de konsekvensreducerende barrierene i forhold til hendelsen.

Storulykkepotensialet vurderes for denne hendelsen å være at personell i området var svært eksponert med stor fare for fatale konsekvenser. De som opererte trykkavlastningsventiler var også i faresonen relatert flyvende gjenstander fra en mulig eksplosjon. For kategorisering vurderes storulykkepotensialet å være i **kategori 6** (dvs. 1-3 fataliteter). Risiko for videre eskalering av hendelsen vurderes som lav, ref. kap 4.2.4.2. En «worst case» med flere personell i området ville kunne gi en kategori 7 (storulykke).

Granskingsgruppas konklusjon her er kategori 6.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

6.4 Klassifisering av hendelsen

Nedenfor er det gitt en oppsummering av alvorlighetsgrad for de ulike konsekvenskategoriene i kategoriserings- og klassifiseringsmatrisen. I tabellen betyr «Ingen» at konsekvensen ikke inntraff eller ikke kunne inntruffet. «Ikke klassifisert pga. lav sannsynlighet» betyr at mulig konsekvens kunne ha skjedd, men ikke under ubetydelig endrede omstendigheter.

Tabell 6.4.1 Klassifisering av hendelsen

Konsekvenskategori	Faktisk alvorlighetsgrad	Mulig alvorlighetsgrad under ubetydelig endrede omstendigheter
Personskade	Ingen	Rød 1
Arbeidsrelatert sykdom (ARS)	Ingen	Ingen
Olje-/gasslekkasje	Gul 3	Gul 3
Brann og eksplosjon	Ingen	Gul 3
Svekking/bortfall av sikkerhetsfunksjoner og barrierer	Grønn 4	Grønn 4
Omdømme	Grønn 4	Gul 3

Hendelsen klassifiseres med høyeste alvorlighetsgrad Mulig RØD 1

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

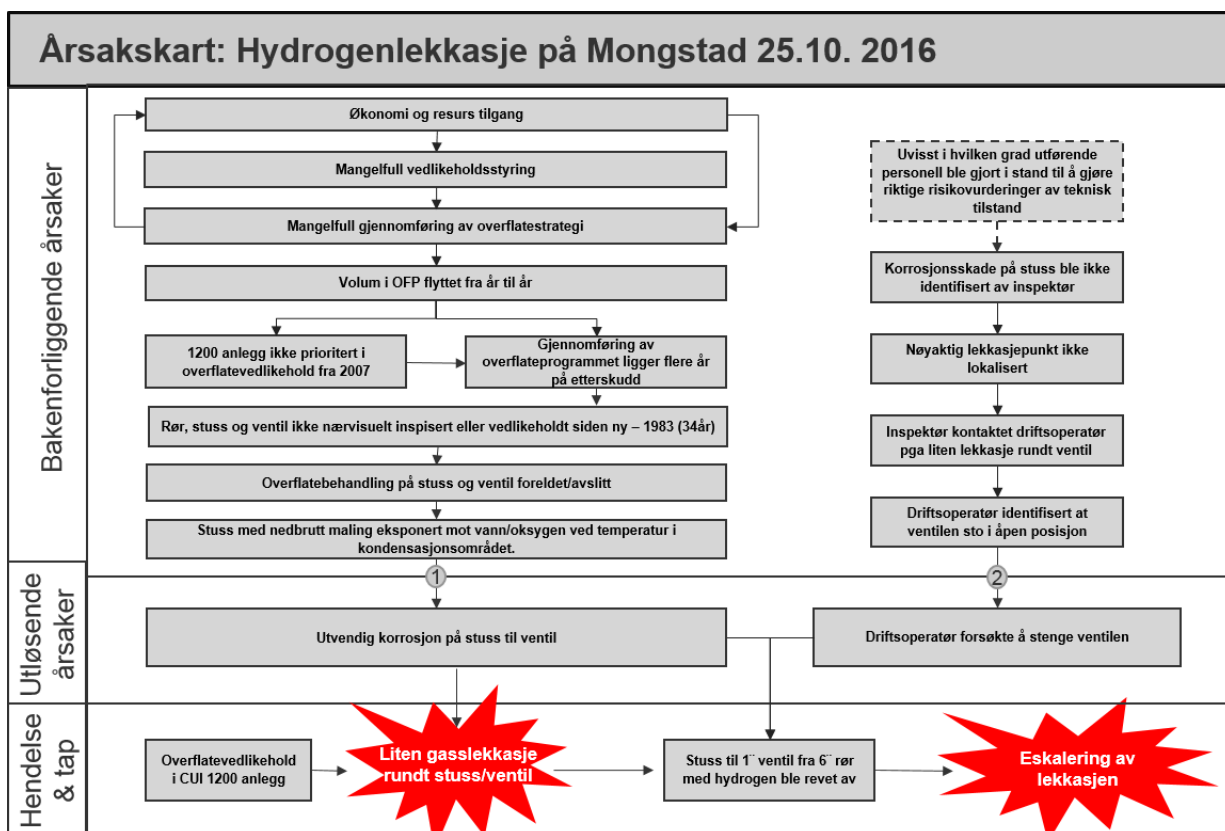
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

7 Årsaker

Årsakskartet (se **Figur 7.1**) gir oversikt over årsakene til hendelsen. Kartet viser enkelthendelser som førte til konsekvensen/tapet, utløsende årsaker (handling eller tilstand som utløste en eller flere enkelthendelser), bakenforliggende årsaker og sammenhengen mellom disse. Bakenforliggende årsaker er delt inn i påvirkende faktorer, arbeidsledelse og organisatoriske påvirkninger. Årsaker knyttet til «Ledelse og styring» er beskrevet under «arbeidsledelse» og «organisatoriske påvirkninger». Årsakskartet er etablert med utgangspunkt i hendelsesbeskrivelsen i **kap. 5**.

Granskingsgruppa har i sitt arbeid hatt en systemorientert tilnærming i arbeidet. Dette betyr at det ikke pekes på en enkeltstående feil som årsak, men til en serie av tekniske feil, beslutninger, designmessige forhold, operasjonell praksis, organisatoriske forhold med videre som til sammen førte til at hendelsen oppsto.



Figur 7.1 Årsakskart

Årsakskartet bruker følgende symboler:

- Stiplet boks – usikkerhet knyttet til boksens innhold.
- Stiplet linje – usikker årsakssammenheng.

I de påfølgende delkapitlene er det gitt en nærmere beskrivelse av årsaksforholdene for hver årsakstråd.

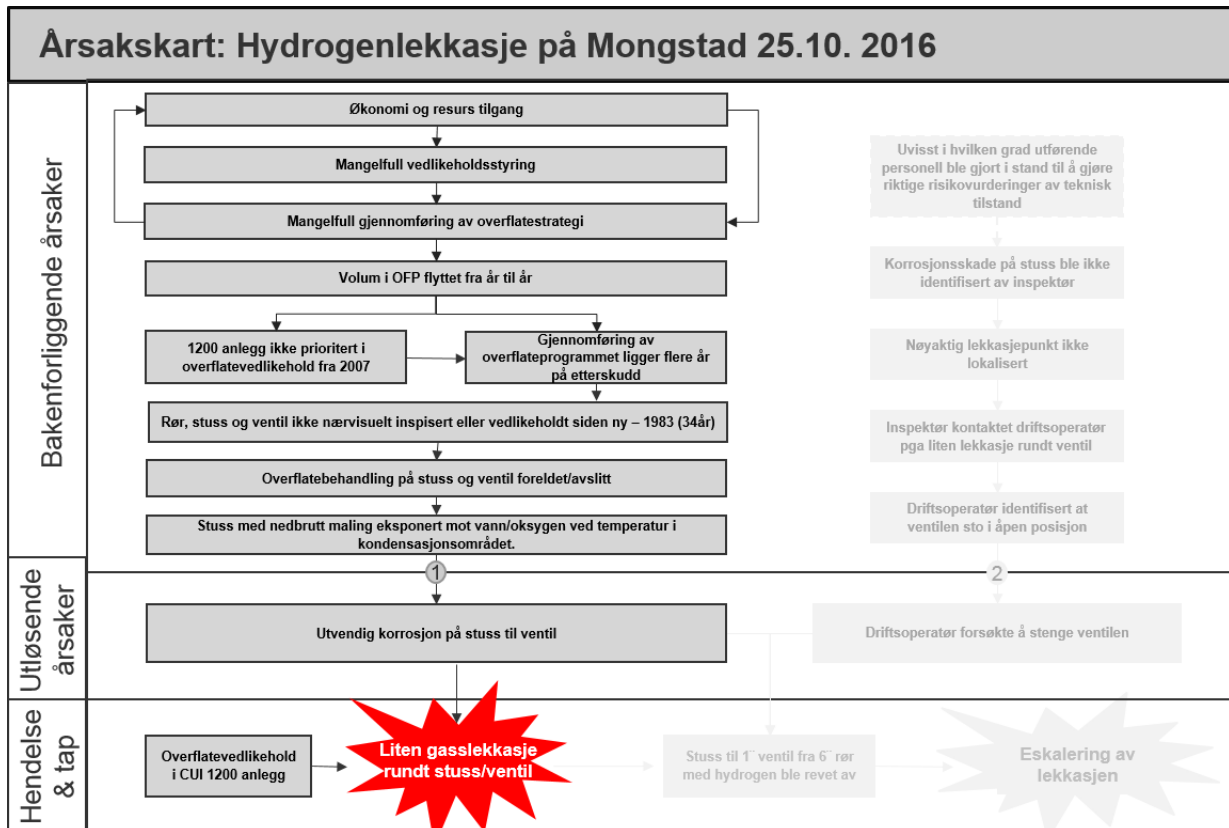
Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

7.1 Årsaker knyttet til årsakstråd 1 «utvendig korrosjon»



Tabell 7-1 Utløsende og bakenforliggende årsaker til utvendig korrosjon

Årsak	Beskrivelse	Kommentar/illsutrasjon
Utløsende årsak/Handling		
Utvendig korrosjon på stuss til ventil	Utvendig korrosjon har over tid medført betydelig tykkelsesreduksjon. I området hvor bruddet oppsto var veggtykkelsen tynnet ned slik at det var gjennomgående hull i en grøft rundt halve omkretsen og ned til < 0,1 mm i resten av omkretsen. Styrken i restmaterialet var tilstrekkelig til å holde stussen sammen og forhindre detektérbar lekkasje.	

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Bakenforliggende årsaker		
Stuss med nedbrutt maling eksponert mot vann/oksygen ved temperatur i kondensasjonsområdet.	Røret/stuss har en plassering slik at en får en utkondensering av vann ved overgang mellom isolasjon og luft. Mulig relativ bevegelse mellom stuss og mantling sannsynliggjør slitasje av maling og korrosjonsprodukter.	Driftstemperatur for 6" rør for hydrogenrik prosessgass (PF-12038) er fra Drift opplyst å ligge i område 160-190 °C. Vann som antas komme fra regn og marin atmosfære vil fordampe nær dette 6" røret. Lengre ut fra dette røret vil temperaturen være lavere og vannet vil ikke fordampe. Dette medfører at stuss korroderer pga bart stål, vann, oksygen og høy temperatur.
Overflatebehandling på stuss og ventil foreldet/avslitt	Stuss og ventil har ikke vært overflatebehandlet siden oppstart av A-1200 i 1983. Så godt som all maling/overflatebehandling på deler av stussen var forsvunnet/degradert.	
Rør, stuss og ventil ikke nærvist inspisert eller vedlikeholdt siden ny – 1983 (34år)	Ca. halve A-1200 ble rehabilitert/malt i 2002-2003. Den delen av A-1200 som var nærmest utfallsbasseng (sjøvann) i kjølevannsgrop ble vurdert som mest utsatt for CUI og dermed mest kritisk i forhold til vedlikehold.	Arbeid ble stoppet pga. dårlig kvalitet og ikke gjennomopptatt for resterende del av A-1200 eller inkludert i annet program i etterfølgende år. For resterende halvpart av A-1200 ble det uavhengig av dette utført stikkprøvekontroll inspeksjon i 2010/2011 av sikkerhetskritiske rør blant annet i A-1200. Aktuelt rør ikke inkludert pga oppgitt temperatur i STID var over temperaturkriteriet.
Gjennomføring av overflate-programmet ligger flere år på etterskudd	Strategi for overflatevedlikehold 2007 - 2013 var en 5-7 årsplan for å sørge for inspeksjon/ rehabilitering av samtlige korrosjonsutsatte isolerte rør. 25% av disse var blitt utbedret foregående år og ble ikke inkludert i strategien. I følge strategien skulle 100% av aktuelle rør være ferdig inspisert/ rehabilitert innen 2014. Kun 45% av aktuelle rør var inspisert/rehabilitert innen 2014. I perioden 2007-2014 ble ca. 20% mot planlagt 75% av total mengde isolerte rør rehabilitert. Utfordringer med kvalitet og kapasitet til ISO-leverandører i en periode, (2011-2012) bido også til mangelfull gjennomføring av OFP Ny utarbeidet strategi for overflate-vedlikehold 2015 - 2022 har som målsetting å gjennomføre inspeksjon/rehabilitering av aktuelle rør som ikke ble utført fram til 2014. Ref: /9/	«Risikovurdering Mongstad – Reduksjon av årsprogrammer 2012»: <i>Overflateprosjektet har de siste årene utført for ca. 160 MNOK pr år. For 2011 ble det besluttet å redusere dette beløpet til 130 MNOK for å finansiere oppstart av Levetidsprosjektet.</i> <i>Risikovurdering Mongstad «Reduksjon av årsprogrammer 2012 Statoil Mongstad» foreslås og besluttet det å redusere OFP til 105 MNOK for å få ned kostnadsnivået på Mongstad</i> Risikovurdering Mongstad - Plan B for reduksjon i OPEX kostnader 2012: <i>Redusere ramme fra 105 til 82,5 MNOK for Overflateprogrammet 2012. Ref: /7/</i>

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

A-1200 ikke prioritert i overflatevedlikehold i fra 2007.	<p>2007-2013 strategien sier at A-1200 skal utbedres innen 2013.Ref:/4/</p> <ul style="list-style-type: none"> - Teknisk anbefaler i 2011 å inkludere A-1200 i OFP, basert på ny informasjon. - Pga reduksjoner i budsjett til OFP påbegynnes ikke A-1200 før i 2016. 	
Volum i OFP flyttet fra år til år	<p>Framdriftsplan i overflatestrategi forskyves i tid slik at etterslep av ikke utførte SOLV-pakker øker i volum.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reduksjon i 2012 budsjett, fra 160 MNOK til 82,5 MNOK, samt utfordringer med ISO-leverandører. - Budsjett for 2013 og etterfølgende år økes ikke tilstrekkelig til å hente inn etterslep. 	Granskingsgruppa har i liten grad blitt presentert for dokumentasjon for risikovurderinger og beslutninger for forskyving av SOLV-pakker i OFP.
Mangelfull gjennomføring av overflatestrategi	<p>Granskingsgruppa er av den oppfatning etter gjennomgang av dokumentasjon og informasjon fra intervjuer at gjennomførings- evnen av planlagt OFP strategi har vært og fortsatt er lav.</p> <p>Dette begrunnes med at OFP hovedsakelig styres av bevilget budsjett og i begrenset grad av risiko og teknisk tilstand.</p>	<p>Beslutninger av ramme og omfang gjøres i MON MC.</p> <p>Granskingsgruppa har ikke blitt presentert for dokumentasjon av dette.</p>
Mangelfull vedlikeholdsstyring	Granskningsgruppa kan ikke finne at relevant styrende dokumentasjon er blitt implementert og benyttet når det gjelder strategi og gjennomføring av OFP.	<p>FR06 og OM-prosessen for vedlikeholdsstyring er gyldig for Mongstad.</p> <p>Ref:/12/</p>
Økonomi og resurs tilgang	<p>Årlig fremdrift av OFP er etter granskningsgruppas oppfatning i overveiende grad styrt av økonomi og marginer for MON. Beslutningsgrunnlag for tildeling av årsbudsjett til OFP virker for granskingsgruppa uklar. Granskingsgruppa kan ikke se at beslutningene i MON MC som gjelder gjennomføringsprogresjon av OFP tas med bakgrunn i teknisk tilstand av anleggene på Mongstad, risikovurderinger eller OFP-strategier..</p>	<p>Fra mottatt dokumentasjon og intervjuer er det ikke mulig for granskingsgruppa å dokumentere hvordan MON MC styrer teknisk integritet ift egen strategi. Granskingsgruppa har sett at det i en periode var utfordrende med tilgang på ISO leverandører. Dokumentasjon, Ref /5/7/ viser at utgangspunktet før problemene med ISO-leverandør var å kutte kostnader ned til ca. det halve av budsjettet som er foreslått i «Strategi for overflatevedlikehold 2007 – 2013».</p> <p>Kun rundt 20 % av volumet som var planlagt utført i perioden 2007 – 2013. Dette har ført til at etterslepet i OFP er av den størrelsesorden det er i dag.</p>

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

7.1.1 Styrende dokumentasjon

7.1.1.1 Vedlikeholdsstyring OM200

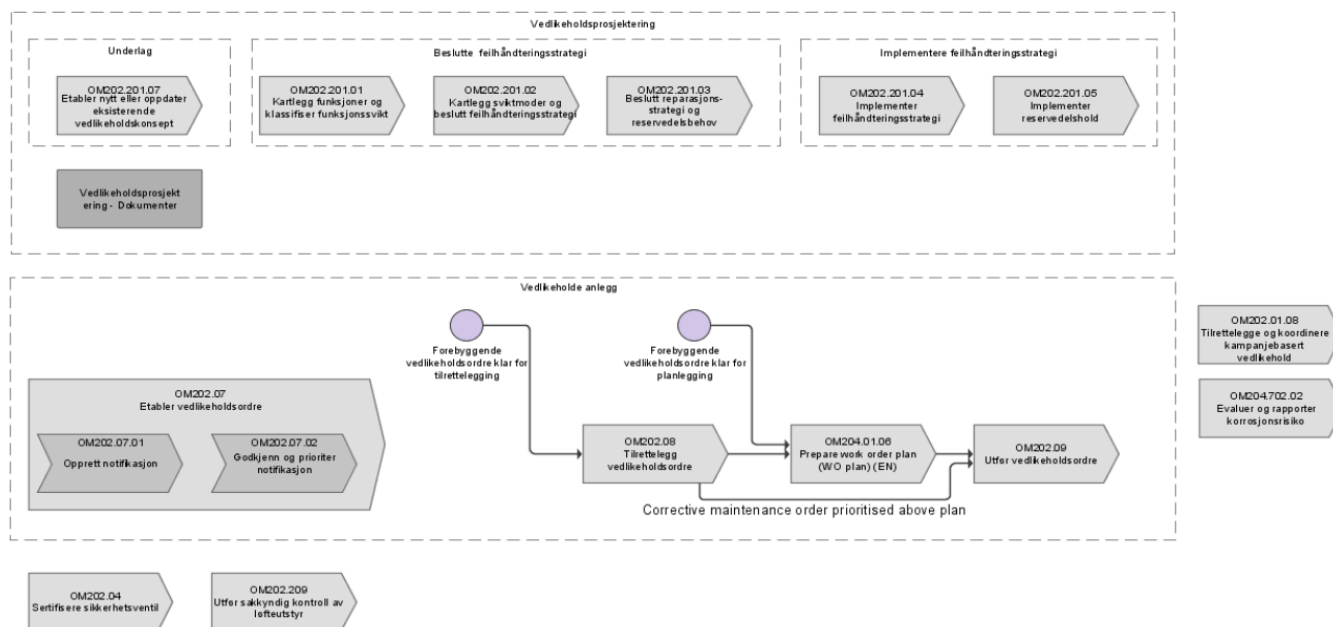
Isolert 6" karbonstålrør 1310-PF-12038 i A-1200 er underlagt krav i ARIS OM200 "Drift og Vedlikehold (OM)" med funksjonskrav FR06. Etablerte OM-arbeidsprosesser skal sørge for at Statoil etterlever overordnede funksjonskrav i FR06. Noen grunnleggende krav i FR06 er at

- Hvert anlegg skal ha en kompetent og kapabel organisasjon for å drive effektive operasjoner og styre risiko.
- Ansvarsforhold og operasjonelle grensesnitt skal beskrives for hvert anlegg.
- Vedlikehold skal sørge for at alle system forblir sikre å operere og utfører nødvendige funksjoner når påkrevd.
- Feilhåndteringsstrategi skal etableres for funksjonsfeil som kan eskalere til en uakseptabel situasjon.

Funksjonskrav FR06 gjelder uansett for vedlikehold av et anlegg. Det er likevel slik at tilhørende arbeidsprosesser ikke dekker alle problemstillinger. Arbeidsprosessene er med hensikt utarbeidet for å dekke rundt 80% av problemstillingene innen vedlikehold. I tilfeller hvor arbeidsprosesser ikke er dekkende forutsetter styringssystemet at man etablerer egnede tiltak og rutiner og følger opp for å sikre at FR06 etterleveres. Dette er relevant for Mongstad og CUI-problematikken. Ettersom tilgjengelige system og verktøy som FV-maler i SAP ikke benyttes må krav i FR06 etterleveres på annen måte.

Vedlikehold av rør 1310-PF-12038 omfattes av arbeidsprosesser tilhørende samlebetegnelsen

«Vedlikeholdsstyring», se figur under.



Arbeidsprosesser tilhørende «Vedlikeholdsstyring» er delt inn i to hovedgrupper. I «Vedlikeholdsprosjektering» hvor konsekvensklassifisering og vedlikeholdsprogram etableres og i «Vedlikeholde anlegg» hvor arbeidsordrer og vedlikehold utføres.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

7.1.1.2 Vedlikeholdsprosjektering

«Vedlikeholdsprosjektering» beskriver arbeidsprosesser for konsekvensklassifisering av rør, kartlegging av feilmekanismer (sviktmøder) samt beslutning og implementering av feilhåndteringsstrategi.

Formålet med arbeidsprosess OM202.201.02 «Kartlegg sviktmøder og beslutt feilhåndteringsstrategi» Ref:/14/ er bl.a. følgende:

- Å beskrive krav og retningslinjer for å hjelpe utøvere, bidragsytere og ansvarlige, i alle relevante levetidsfaser for anlegget, med å velge feilhåndteringsstrategier for utstyr og systemer (....).
- Prosessen skal gi de involverte hjelp til å stille de rette spørsmålene, samtidig som verdien av de generiske vedlikeholdskonseptene understrekes. Når arbeidsprosessen er gjennomført skal utstyrets krevde funksjoner være kjent, effekter av svikt skal være vurdert og *egne feilhåndteringsstrategier* valgt.
- Prosessen muliggjør også vurdering av sannsynlighet for svikt og dermed bruk av risiko som styringsverktøy der hvor det er relevant.
- Vi skal på denne måten sikre oss at vi har adressert de svikt som trenger oppmerksomhet, samtidig som vi unngår å innføre unødvendige aktiviteter.

Etablering/vedlikehold av feilhåndteringsstrategi inkluderer typisk besluttet omfang, intervall og forfallsdatoer.

Kravelement R-110476 Ref:/15/ i OM202.201.02 Ref:/14/ sier følgende om hva som er *passende og effektive feilhåndteringsstrategier*:

- adresserer svikten/feilen i forhold til konsekvens og/eller sannsynlighet
- passende feilhåndteringsstrategi adresserer svikten/feilen i forhold til sviktmønstre og kjennetegn ved degradering
- er mulig å gjennomføre
- gir gevinst ved at den ikke øker vedlikeholdskostnadene uten tilsvarende forbedring i eller ivaretagelse av vedlikeholdets resultater, for eksempel pålitelighet og ytelse.

Rørlinjer defineres som «statisk prosessutstyr» og da skal man, ifølge kravelement R-110449 Ref:/16/ (OM202.201.02), (sitat start) «velge feilhåndteringsstrategi med eventuelle tilhørende vedlikeholdsaktiviteter og intervaller for korrosjons-/materialrelaterte (...) som gir ekstern lekkasje på statisk prosessutstyr (...), i henhold til (...) kravdokument TR1987.» (sitat slutt)

I følge TR1987 v.5 (gyldig versjon for Mongstad) Ref:/17/kapittel 4.4.4 skal korrosjon under isolasjon (CUI) forebygges gjennom følgende aktiviteter:

1. Generell visuell inspeksjon (GVI) med intervaller iht føringer i TR.
2. Rehabiliteringsprogram for isolasjons- eller overflatebehandlingssystem. Gjelder prosessutstyr med konsekvensklassifisering Høy eller høyere. Prioritering av rehabiliteringsprogrammet anbefales gjort i henhold til GL0560. Ref:/18/

Forventet leveranse fra «Vedlikeholdsprosjektering» av isolerte karbonstålrør er en feilhåndteringsstrategi for materialrelaterte feilmekanismer. Denne skal implementeres for anlegget, ref OM202.201.04, Ref:/19/ kravelement R-110428; Ref:/20/

«Du skal koordinere implementering av besluttede feilhåndteringsstrategier i tråd med anleggets retningslinjer.»

Videre skal valgt implementering dokumenteres og skal kunne gjenfinnes i SAP, ref OM202.201.04, Ref:/19/ kravelement R-110438; Ref:/21/

«Det skal sikres en helhetlig dokumentering med et detaljeringsnivå som synliggjør at valgte feilhåndteringsstrategier er implementert på en helhetlig, kostnadseffektiv og koordinert måte. Dokumentasjonen må gi tilstrekkelig informasjon for løpende drift, evaluering og kontinuerlig forbedring slik at kontinuitet og forutsigbarhet oppnås. Du skal sikre at relevant dokumentasjon er tilgjengelig for oppslag i anleggets CMMS system.»

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Det er ikke et spesifikt krav til at selve feilhåndteringsstrategien skal programmeres i SAP, men dokumentasjon/underlag skal kunne finnes i SAP.

7.1.1.3 Vedlikeholde anlegg

«Vedlikeholde anlegg» beskriver arbeidsprosesser for effektivisering av valgt feilhåndteringsstrategi og dekker selve utførelsen og rapporteringen av besluttet vedlikehold. Arbeidsprosessene forutsetter at det foreligger forebyggende vedlikeholdsordrer (arbeidsordrer) som kan tilrettelegges og utføres. PM02 arbeidsordrer har en forfallsdato, noe som sikrer at eventuelt etterslep blir fulgt opp og, ved behov, avviksbehandlet. Dersom feilhåndteringsstrategi ikke er programmert i SAP, forutsettes det at det etableres egnede tiltak og rutiner og følges opp for å sikre at krav i FR06 etterleves. Dette gjelder Mongstad og CUI-problematikk, hvor FV-maler i SAP ikke benyttes.

7.1.2 Vedlikeholdsstyring – Materialrelaterte feilmekanismer for isolerte rør

OM202.201.02 og OM202.201.04 Etablere og implementere feilhåndteringsstrategi

Slik granskingsgruppa oppfatter det blir overfor nevnte krav til feilhåndteringsstrategi for utvendig, materialrelaterte feilmekanismer på Mongstad for isolerte rør ivarettatt gjennom program for GVI (generell visuell inspeksjon) og «Statoil Mongstad Strategi for overflatevedlikehold 2015-2021», organisert gjennom OFP (overflateprogrammet; avisolering av rør og nærvisuell inspeksjon). "Overflateprogrammet" (OFP) har gjennom mer enn 10 år vært Mongstad sitt verktøy for å kontrollere og gjenopprette integriteten til korroderte, isolerte karbonstålrør. Gjennomføring av jobbpakker innen OFP inkluderer avisolering og inspeksjon, samt påkrevd malingsutbedring og reisolering. Andre problemstillinger som tilstand PBB og uisolerte flater er ikke omhandlet her.

GVI

GVI program er programmert i form av FV-maler i SAP og utføres ihht spesifiserte intervall. Dette er en visuell inspeksjon av rør og utstyr hvor naturlig tilkomst benyttes, uten bruk av FS (fallsikring) eller TT (tilkomstteknikk).

Personell i TPO MON MCI er ansvarlig for GVI FV-maler, MainWrkCtr "T-INS-TI". Denne Statoil rollen kalles "Teknisk ansvarlig inspeksjon". En person utøver denne rollen for A-1200. Teknisk ansvarlig Inspeksjon har på Mongstad ikke ansvar for å utføre GVI inspeksjonsprogram, men skal bidra til å kvalitetssikre inspeksjonsrapporter (stikkprøver).

OFP

Det er etablert en "Strategi for overflatevedlikehold" i form av et Word-dokument. Det ble utarbeidet på oppdrag fra og godkjent av MON MC. Første strategi ble etablert i 2001, deretter strategier for 2007-2013 og for 2015-2021.

Granskingsgruppa oppfatter denne strategien som Mongstad sin feilhåndteringsstrategi ift inspeksjon av isolerte rør utsatt for utvendig korrosjon, ref OM-prosessen. Granskingsgruppa oppfatter det slik at MON MC er ansvarlig for strategi for overflatevedlikehold. Det er ikke kjent at denne er delegert til TPO MON eller enheter i Mongstad organisasjonen.

Feilhåndteringsstrategien programmeres ikke i SAP i form av FV-maler eller som M2-notifikasjoner/KV-jobber. MON MC beslutter årlig budsjett for OFP i form av økonomisk ramme. Vedlikehold får tildelt årlig budsjett og oppgaven med gjennomføring. Områder som skal rehabiliteres hentes fra årlig innspill fra TPO MON. Vedlikehold setter selve utførelsen ut til PPC som gjennomfører OFP inkludert fremdrift av det som er besluttet gjennomført.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

OM202.08 Ref:/22/ og OM202.09 Ref:/23/ Tilrettelegge og utføre vedlikeholdsordre

GVI

Vedlikehold har det formelle ansvaret for å utføre GVI arbeidsordrer og har budsjett for dette. Oppdraget settes ut til PPC som detaljplanlegger og utfører selve inspeksjonen, ved bruk av inspeksjonsleverandør (Aker). Etter avtale utfører Statoil inspektører i TPO MON MCI noen ordrer selv. PM02 arbeidsordrer har MainWrkCtr T-INS-TI (Statoil inspeksjon, TPO MON MCI), Planner group DVC (PBV Koordinator C, PPC), Work Center 1-VIS-HI (HI Visuell inspeksjon)

Dersom inspektør vurderer det slik at det er korrosjonsskader under isolasjon som kvalifiserer som funn ihht krav i ARIS, opprettes M2 notifikasjon ("IP-pålegg"), etter forhåndsgodkjenning av Statoil inspektør. Godkjente IP-pålegg blir egne KV-jobber som planlegges og utføres av Vedlikehold. Kritiske funn håndteres umiddelbart.

OFP

PPC mottar et scope fra Vedlikehold. PPC evaluerer og justerer valg av pakke/område i samråd med Statoil inspektør i TPO MON MCI (PPC har bedt om assistanse fra TPO MON MCI). Basert på dette genererer PPC manuelle PM02 arbeidsordrer som benyttes til utførelse av rehabilitering. Manuelle PM02 ordrer har ingen formell forfallsdato og må følges opp manuelt. PPC benytter ISO-leverandør (Beerenberg) til stillas, isolasjon og malingsarbeid og inspeksjonsleverandør Aker til inspeksjon. PPC har avtale med TPO MON MCI om at Statoil inspektør tilkalles for vurdering og godkjenning av funn.

7.1.3 Vurdering av utført vedlikeholdsstyring, korrosjonsutsatte isolerte rør

Granskningsgruppa har inntrykk av at relevante arbeidsprosesser for «Vedlikeholdsstyring» i begrenset grad er kjent og implementert på Mongstad. CUI-problematikken håndteres i samsvar med etablert praksis på Mongstad. Dette er en praksis som strekker seg mange år tilbake og som omfatter styring, roller og ansvar. Det er imidlertid ikke verifisert at etablert praksis er i samsvar med styrende dokumentasjon inkludert arbeidsprosesser for «Vedlikeholdsstyring». Gjennom mange samtaler og intervju er det ingen som har referert til relevante arbeidsprosesser for å forklare sin egen rolle/ansvar i håndtering av CUI-problematikken og OFP.

Arbeidsprosessene har spesifikke rollebånd med definert ansvarsområder. Det forutsettes at rollene besettes og at ansvarsforhold klargjøres. Det har imidlertid ikke lyktes granskningsgruppa å finne ut hvem som er tildelt de spesifikke rollene innen «Vedlikeholdsstyring» på Mongstad når det gjelder CUI-problematikken, hverken gjennom intervju/samtaler eller ved gjennomgang av OMC04. Ref:/1/ Det som er fellesnevner for personene granskningsgruppa har samtalt med, er at de kun opplever å ha ansvar for å «gi innspill» og at det er MON MC som tar beslutninger. Dette gjelder på alle nivå i organisasjonen.

Personell i TPO uttrykker at de har ansvar for å gi innspill oppover i linjen og videre til MON MC, men at de ikke har ansvar utover dette. De setter hvert år opp et forslag til hvilke anlegg og SOLVE-pakker de mener bør utføres i neste års OFP, med en antatt budsjetttramme på 160 MNOK. De opplever at de ikke har mandat til å beslutte, men gir innspill og forsøker å påvirke mest mulig oppover i systemet. Granskningsgruppa har inntrykk av at teknisk personell er frustrert over uklare rolle- og ansvarsforhold, over manglende innflytelse og over et stort og voksende etterslep ift overflatestrategien.

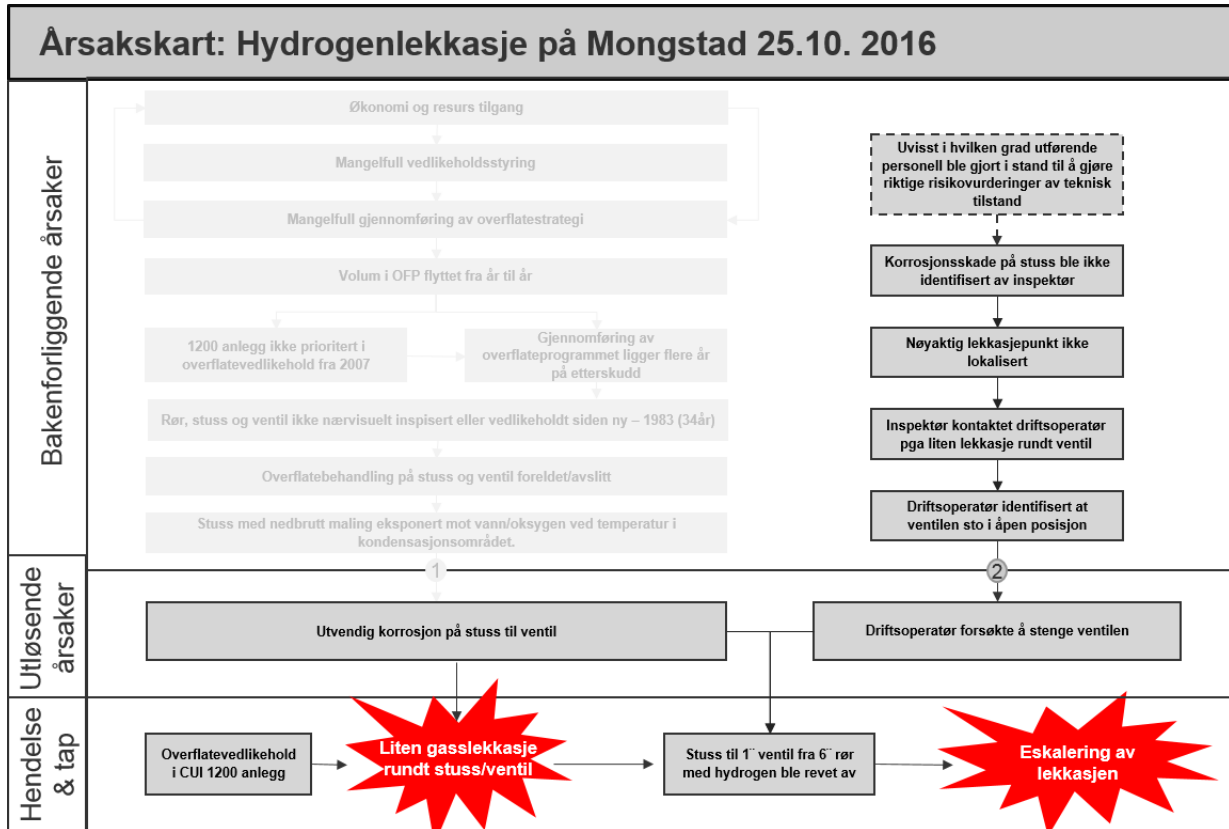
Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

7.2 Årsaker knyttet til årsakstråder 2 «stuss til ventil og stuss ble revet av»



Tabell 7-2 Utløsende og bakenforliggende årsaker til stuss til ventil og stuss ble revet av




Årsak	Beskrivelse	Virkning
Utløsende årsak/Handling		
Utvendig korrosjon på stuss til ventil	Se kapittel 7.1	

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

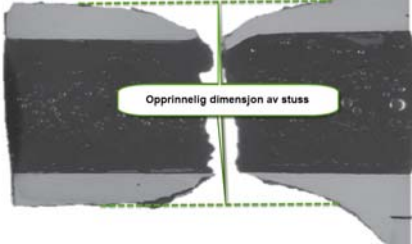
<p>Driftsoperatør forsøkte å stenge ventilen</p>	<p>Utvendig korrosjon har gitt så betydelig godsreduksjon at overbelastningsbrudd har oppstått i det ventilen ble forsøkt operert. Driftsoperatøren så at ventilen var rusten og ikke hadde vært operert på lang tid. Han hentet rustløser, smøring og rattnøkkel, påførte så rustløser og lot dette virke i noen minutter.</p> <p>I det driftsoperatøren forsøkte å stenge ventilen ble hele ventilen vridd av i stussen over ventilen.</p> <p>Sitat fra driftsoperatør:</p> <p>«Jeg tok ikke i en gang, hele stussen bare datt av»</p>	
Bakenforliggende årsaker		
<p>Inspektør kontaktet driftsoperatør pga liten lekkasje rundt ventil</p>	<p>Inspektør observerte glødeskall rundt rør- sockolet til stuss. Slo med hammer på røret ved siden av sockoleten og fikk utslag på bærbar gassmåler nær ventil/flens Kontaktet driftsoperatør over radio for assistanse</p>	
<p>Driftsoperatør identifiserte at ventilen sto i åpen posisjon</p>	<p>Driftsoperatør fikk også utslag på sin bærbare gassmåler i nærheten av ventilen. Driftsoperatør så at ventilen sto i åpen posisjon og antok at lekkasjen kom fra ventil, pakkboks.</p>	
<p>Nøyaktig lekkasjepunkt ikke lokalisert</p>	<p>Driftsoperatør antok at det var lekkasje fra ventil, pakkboks og forsøkte ikke å identifisere nøyaktig lekkasjepunkt ytterligere.</p>	<p>Bærbare gassmålere som benyttes av personell på Mongstad er multigassmålere og er veldig følsomme og gir raskt varsel ved gass i et område. Arbeidsprosess for lokalisering av lekkasjepunkt for anlegg i drift mangler i ARIS.</p>

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

<p>Korrosjonsskade på stuss ble ikke identifisert av inspektør</p>	<p>Overflaten på den korroderte delen av stussen var uten korrosjonsprodukt. Korrosjonsskaden ble oppfattet av inspektør som en innsnevring «reducer».</p>	
<p>Uvisst i hvilken grad utførende personell ble gjort i stand til å gjøre riktige risikovurderinger av teknisk tilstand.</p>	<p>Anleggets tekniske tilstand (degraderingsnivå) ble ikke spesifikt gjennomgått med utførende personell. Fokus var på varme rør. Det ble ikke informert om at enkelte rør i A-1200, som dette, ikke hadde vært inspisert eller vedlikeholdt på 34 år. Ingen systematisk gjennomgang av forventet korrosjonskader i A-1200. Gjennomgang av historikk av A-1200 om tidligere hendelser eller annen relevant informasjon ble ikke gitt utførende inspektør. Det ble ikke gjennomført SJA før arbeidet.</p>	

8 Arbeidsprosesser, krav og barrierer

8.1 Arbeidsprosesser og krav

Kritiske oppgaver som bidro til hendelsen relateres i dette kapittelet til arbeidsprosesser i styringssystemet og andre relevante krav. Både avvik fra kravene og utilstrekkelige krav/ prosesser adresseres. Aktuelle krav er beskrevet i

Tabell 8.1. Avvik er definert i henhold til ARIS som mangel på oppfyllelse av spesifiserte krav.

Tabell 8.1 Status arbeidsprosesser og krav

Nr	Arbeidsprosess/ krav	Referanse til krav/ informasjonselement	Status	Årsaker
1	FR06 Drift og vedlikehold (O&M) Ref:/12/	OM202.201.02 Kartlegg sviktmoder og beslutt feilhåndteringsstrategi - Mid & downstream Ref:/14/	Granskingsgruppa kan ikke se at arbeidsprosessen OM202.201.02 Ref:/14/ er implementert i hele organisasjonen på Mongstad ift. feilhåndtering korrosjon under isolasjon. Det er bl. annet uklart forståelse vedr. rollebånd i prosessen, kompetansen for å inneha rollene og hvem som har ansvaret for å fasilitere, beslutte og etablere.	Mangelfull implementering av styrende dokumentasjon.
2	Stillasbygging	ARIS R-109599 «Tildekking av stillas» Ref:/24/ og R-108509 «Sikkerhets-/beredskapsutstyr i tilknytning til plassering av stillas» Ref:/25/	Stillasets omfang ble ikke vurdert med tanke på eventuell tennkilde-risiko forut for byggingen.	Byggingen tok til før risikovurderingen var ferdig, men en anså ikke lekkasjerisikoen tilstrekkelig høy til å ha noen spesielle tiltak ut over vanlig arbeidspraksis.
3	Statoilboken – Styringsmodell	Bekreftelse – roller: Ansvarlig for effektiv oppfyllelse av og forbedring av styringssystemet • dokumentere resultater, funn, tiltak og læring	Granskingsgruppen kan ikke se at resultater, funn, tiltak og læring for OFP blir dokumentert på en oversiktlig og sporbar måte	Uoversiktlig hvordan MON MC dokumenterer beslutninger for OFP

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

8.2 Barrierer

En barriere er definert som en teknisk eller organisatorisk foranstaltning som kunne ha stanset hendelsesforløpet eller begrenset omfanget av hendelsen. Styringsforskriften § 5 stiller krav til at det skal etableres barrierer som reduserer sannsynligheten for at feil og ulykkessituasjoner utvikler seg og begrenser mulige skader og ulemper. Det skal være etablert krav til ytelse for de tekniske, operasjonelle og organisatoriske elementene som er nødvendige for at den enkelte barrieren skal være effektiv. Ytelseskravene skal være etterprøvbare. Barrieresvikt kan skyldes enten brutte, svake eller manglende barrierer.

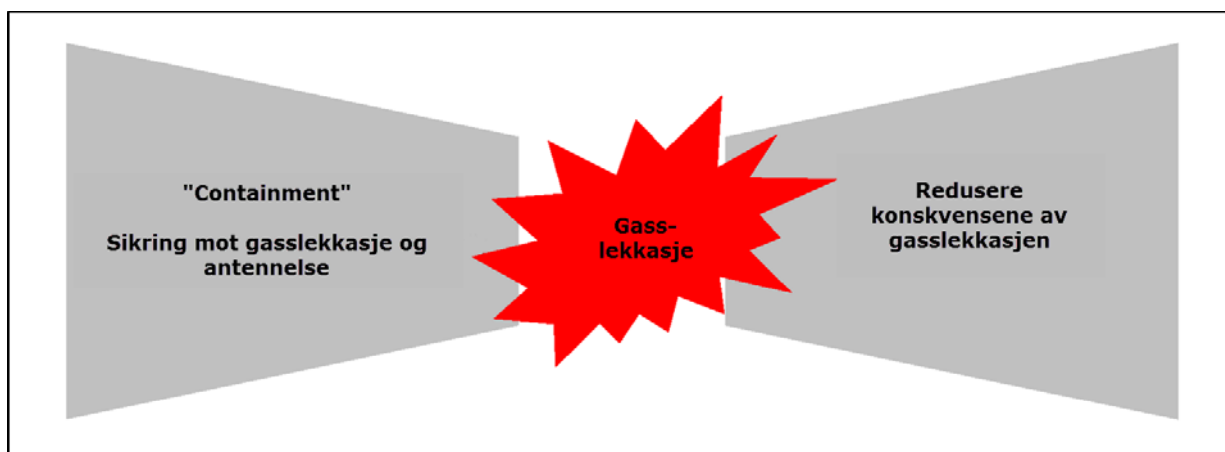
I barriereanalysen inkluderes relevante risikoreduserende foranstaltninger, som er eller burde vært planlagt med ytelseskrav og oppfølging, og som retter seg mot å redusere sannsynlighet for eller omfang av hendelsen.

Brutte/Svake barrierer er barrierer som skulle/kunne ha stanset eller begrenset hendelsen dersom barrieren hadde fungert fullt ut. Det vil si at dersom svikt i barrieren ikke hadde inntruffet, så ville sannsynligvis heller ikke hendelsen eller konsekvensene ha skjedd.

Manglende barrierer er barrierer som ikke var etablert, men som kunne ha stanset eller begrenset hendelsen om de hadde vært tilstede.

Intakte barrierer er barrierer som virket som forutsatt og som dermed stoppet eller begrenset omfanget av hendelsen.

For denne hendelsen er det tatt utgangspunkt i hendelsen «gasslekkasje». Figur 8.2-1 under illustrerer hvordan granskingsgruppa har valgt å se på barrierene for denne hendelsen. For å hindre en gasslekkasje har en sett på rørsystemets integritet («containment») i A-1200, samt evnen til å hindre og oppdage gasslekkasje grunnet korrosjon under isolasjon. Dette vil være barrierer for å redusere sannsynligheten for en gasslekkasje. Det er også sett på barrierer for å begrense konsekvensen av en gasslekkasje.



Figur 8.2-1 Barrierer for topphendelsen Gasslekkasje.

Vurdering av status for aktuelle barrierer er beskrevet i **Tabell 8.2**.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Tabell 8.2 Barrierestatus

Nr	Barriereelement	Referanse til krav/ ytelsesstandard	Barrierestatus	Årsaker
1	PS1 Containment- Hindre utslipp av Hydrogenrik gass	TR2237 ver. 2.02 - Safety strategy and performance standards for safety systems and barriers at Mongstad Ref:/10/ App A, A1 Role and strategy All piping, vessels, valves, connections, pumps, rotating machinery, instruments and other components in the systems shall be designed, constructed, maintained and operated with the aim to avoid leaks to occur.	Brutt Barriere Korroderert hull i stuss til 6" rør for hydrogenrik prosessgass - PF-12038	Lekkasjen oppsto på grunn av korrosjon under isolasjon som skyldes manglende vedlikehold
2	Gassdeteksjon	TR2237 (ref Nr. 1) Ref:/10/ App C Gas detection C.1 Role and strategy The gas detection system shall monitor continuously for the presence of flammable or toxic gases, to alert personnel and allow control actions to be initiated manually or automatically to minimise the probability of personnel exposure, explosion and fire. PS3.4.2 Gas Detection Areas requiring gas detection As a minimum the following areas shall be covered by HC detectors: •Outdoor areas (Zone 1 and zone 2 areas)	Manglende Barriere Ingen gassdeteksjon i området.	Gassdeteksjon har blitt anbefalt i flere analyser, men er ikke implementert. Grunnet prioriteringer i MOD-portefølje og økonomi.
3	Trykkavlastning Emergency Shut Down PS8.4.3	TR2237, (ref Nr. 1) Ref:/10/ App H Emergency Depressurisation and Flare/Vent system H.1 Role and strategy Emergency Manual activation of blowdown is preferred, but automatic initiation should be considered when delays present significant risk to personnel or equipment. PS8.4.3 Activation of emergency depressurization. Full Plant EDP shall be possible from dedicated push buttons in CCR Automatic EDP at confirmed gas detection should be evaluated as a mean, to limit extent and duration of possible gas leak and also reduce requirement for passive fire protection	Manglende Barriere Ikke fjernopererte trykkavlastning sventiler	Fjernoperert trykkavlastning har blitt anbefalt i flere analyser, men er ikke implementert. Grunnet prioritering av MOD-portefølje.
	Vedlikeholdsstyring	FR06 og OM-prosessen ifm OFP Ref:/12/ Vedlikeholdsstyring skal være implementert slik at arbeidsprosesser er kjent med tydelige roller og ansvar.	Brutt/svak Barriere	Mangelfull implementering av arbeidsprosess Uklare roller og ansvar

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

8.2.1 Observasjoner knyttet til gassdeteksjon og trykkavlastning:

Det har vært påpekt i risikoanalysene og i tilsynsrapporter at det burde være gassdeteksjonssystem og fjernstyrt trykkavlastning i en del områder som mangler dette på Mongstad.

Ref. TTS funn fra 2007/2015:

PS3 F1.2 Antallet av HC detektorer i prosessområder er utilstrekkelig (GUL-1).

PS8 F.3.2 Mangelfull trykkavlastning i flere gamle prosessanlegg (GUL-1).

Ref. Total Risk Analysis 2007 **Ref:/26/**, 2013 **Ref:/27/**:

Påpeker mangelfull deteksjon og fjernstyrt trykkavlastning for A-1200.

Tilsynsrapporter påpeker også dette.

Det å innføre gassdeteksjon og fjernoperert trykkavlastning har vært oppe til vurdering mange ganger på Mongstad, men har ikke blitt prioritert. Dette til tross for at risikoanalysen fra 2007 flagget A-1200 som et høyrisiko-område som relativt sett bidrar i betydelig til den totale personellrisiko på Mongstad. I risikoanalysen for 2013 er området klassifisert med medium risiko men fremdeles bidrar området med en relativt sett betydelig del av personellrisikoen på Mongstad.

Det har i den senere tid blitt en mere systematisk håndtering og prioritering av risikoreduserende tiltak på Mongstad. Det er utført studier og laget strategier for forbedring av disse forholdene:

- Shell; «Statoil Mongstad Refinery Fire & Gas Detection Mapping Study, 2014»
- Mongstad; «Upgrading Strategy of Technical Barriers at Statoil Mongstad», **Ref:/28/**
- Mongstad; «Strategi for plassering av brann og gassdeteksjon I prosessanlegg og ytre område», **Ref:/29/**
- Mongstad; «ALARP EDP i A-1200, 2016»

Installasjon av gassdeteksjons-system er i år blitt prioritert i planene og har passert DG0 og planlagt installert i 2017. Fjernoperert trykkavlastning er anbefalt kost/nytte for segment 3 i ALARP-vurderingen.

9 Ledelse og Styring

I vurderingen av ledelse og styring har granskingsgruppa valgt å ta utgangspunkt i relevante grunnleggende krav gitt i FR06 «Drift og vedlikehold (O&M)», Ref:/12/ og OM200

Relevante grunnleggende krav i FR06: 1-2-3-9-10-17 Ref:/12/

1. Hvert anlegg skal ha en kompetent og kapabel organisasjon for å drive effektive operasjoner og styre risiko.

Granskingsgruppa har, ut fra den dokumentasjon som foreligger og ut fra intervjuer og samtaler, sett at det på Mongstad er forbedringspotensialer når det gjelder samhandling og organisering opp mot styring av risiko. Det har framkommet usikkerhet og uklarheter av ansvarsforhold mot rollebånd i arbeidsprosesser i ARIS. Granskingsgruppa finner ikke at noen er tildelt ansvar eller har et opplevd ansvar for feilhåndteringsstrategi (ref OM-prosess vedlikeholdsstyring) for utvendig korrosjon av isolerte rør. Det er også granskingsgruppas klare oppfatning at etablert strategi ikke benyttes eller oppfattes som et styringsverktøy ihht OM-prosessen. Det er mangelfull risikostyring av etterslep OFP i forhold til overflatestrategien (som granskingsgruppa oppfatter som etablert feilhåndteringsstrategi).

2. Operasjonell risiko skal identifiseres, vurderes og styres for alle aktiviteter og grensesnitt gjennom hele levetiden.

Granskingsgruppa har ikke funnet at styringen av risiko i OFP er synlig i forhold til «hele levetiden» eller hva som må til for å heve TIMP karakter fra E eller unngå å måtte senke karakter til F. Granskingsgruppa er av den oppfatning at de handlingsplanene som finnes i MIS som går på å heve TIMP karakteren fra E ikke inneholder nye konkrete og målbare tiltak enn det som har ligget i de foregående handlingsplanene. I handlingsplanen for lukking av gap er øking av midler til OFP en forutsetning. Dette sett opp mot siste forretningsplan, som ble godkjent for 2017 tilsier at det er gap mellom planer og realistisk gjennomføring av overflateprosjektet.

I OFP strategi 2015 – 2021 Ref:/9/ står det at det skal sikres nødvendige midler for å kunne gjennomføre denne strategien. Det gjenstår inspeksjon/rehabilitering av ca. 55% av korrosjonsutsatte isolerte rør på Mongstad. I følge strategien skal 100% av korrosjonsutsatte, isolerte rør i MDP være ferdig rehabilitert innen 2022 og resterende innen 2030. Etter granskingsgruppas vurdering reflekterer gjeldene lagtidbudsjettering fortsatt ikke arbeidsomfanget som må utføres for å etterleve egen strategi.

Granskingsgruppa kan ikke se at beslutningene i MON MC som gjelder gjennomføringsprogresjon av OFP tas med bakgrunn i teknisk tilstand av anleggene på Mongstad, risikovurderinger og OFP-strategier.

3. Ansvarsforhold og operasjonelle grensesnitt skal beskrives for hvert anlegg.

Etter granskingsgruppa sin vurdering er det mangelfull beskrivelse og implementering av roller og ansvar innen vedlikeholdsstyring.

Det fremgår ikke i OMC04 Ref:/1/ for Mongstad hvordan ansvarsdelegering innen Teknisk tilstand og roller til teknisk fagpersonell gjøres. Etter granskingsgruppas oppfatning kommer disse uklare ansvarsforholdene også klart fram i håndtering av OFP.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

9. Vedlikehold skal sørge for at alle system forblir sikre å operere og utfører nødvendige funksjoner når påkrevd.

Styring av vedlikehold av korrosjonsbeskyttelsen (maling) og av tilstandskontroll (inspeksjon) har ikke vært tilstrekkelig til å opprettholde barriere mot ekstern lekkasje, ref TIMP PS1 karakter.

10. Feilhåndteringsstrategi skal etableres for funksjonsfeil som kan eskalere til en uakseptabel situasjon.

Det er gjennom mange år etablert overflatestrategier for å forhindre lekkasjer pga CUI og det pågår prosjekt (OFP) for å gjennomføre strategien. Overflatestrategien er ikke implementert, anvendt eller oppdatert iht. arbeidsprosess OM202.201.02 Ref:14/ for etablering av feilhåndteringsstrategi. Framdrift styres ikke etter overflatestrategi og etterslep risikovurderes ikke.

17. Teknisk dokumentasjon (LCI) som er nødvendig for å støtte anleggets forretningsmål skal etableres og holdes oppdatert.

Stussen/ventilen var ikke tegnet inn på relevant EFD. Det er viktig at denne type informasjon er kjent ifm planlegging og risikovurdering av vedlikeholdsaktiveter. For et gammelt anlegg som Mongstad vil det være en kost/nytte vurdering om gamle tegninger skal oppdateres eller om dette kan håndteres på annen måte. Dersom det foreligger egne inspeksjonstegninger bør slike stusser tegnes inn.

Det er granskingsgruppas oppfatning at en på Mongstad-organisasjonen i liten eller begrenset grad er kjent med styrende dokumentasjon for vedlikeholdsstyring vedrørende materialrelatert feilmekanismer (korrosjon under isolasjon).

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

10 Tilsvarende hendelser

Granskingsgruppa har gjennomført søk i Synergi etter tidligere lignende hendelser og årsaksforhold i Statoil.

Tabell under er en liste over alle korrosjon-under-isolasjon (CUI) hendelser (19 stk.) som har blitt kodet i Synergi med utslipp av olje/gass fra og med 2010. Alle lekkasjer som skyldes pakningslekkasje i flenser, pakkbokser, pumper osv. er ikke inkludert (totalt antall registrerte olje-/gasslekkasjer i perioden er 140 stk. inkludert CUI). Disse er blitt avdekket etter observasjon på lekkasjested, målt vha. gassdetektor (som regel personlig gassmåler) eller ved lukt/støy fra lekkasjested. Disse kan deles opp i 2 underkategorier:

1. Generell korrosjon under isolasjon hvor det har vært fuktinntrengning og korrosjon over tid på karbonstålrør. Temperaturområde er opp til 170°C (15 stk)
2. Rustfri tubing utsatt for klorider og undergått Klorid «Stress Corrosion Cracking» (3 stk)
3. Ett tilfelle av sprekk/hull i rustfritt rør

Potensialet for alvorlig skade på personell og installasjon spenner over vidt område fra stor til liten for disse. Lignende skader på ikke hydrokarbonførende rør fanges ikke opp i dette synergisøket. Spesielt i damp- og kondensatsystem er det et betydelig antall rør som har høy risiko for CUI og som ved lekkasjer innebærer høy risiko for alvorlig personskade. Synergi «1329282 Avblåsningsrør fra D-1535 sprakk» fra 2012 er eksempel på dette hvor det oppstår stor lekkasje av kokende høytrykksvann.

Kun en av synergihendelsene fra og med 2010 er direkte sammenliknbar med A-1200 korrosjonsmodus med et lokalt korrosjonsangrep på grenrør i plan med isolasjonsmantling for hovedrør. Denne er i A-1200 og fra 2010.

Videre er flere av lekkasjene på eldre system som er «steam tracet» hvor lekkasje fra «steam tracing» kan gi tilførsel av fuktighet i isolasjon og/eller høyere lokale temperaturer for det isolerte rørsystem enn for «elektrisk tracing» som normalt velges i nye anlegg.

Generelt vurderes det at der er avvik i kvaliteten på Synergiregistreringene. Det er stor forskjell på om der er henvisninger til AO eller vedlagte dokumenter til sakene. En del estimer for utslipp er ikke dokumentert og det kan derfor i noen tilfeller stilles spørsmålsteget ved klassifiseringen og dermed den etterfølgende oppfølging og dokumentering av tiltak. Det er i liten grad brukt muligheten for «Overliggende» og «Underliggende» saker for å tydeliggjøre eventuelle årsakssammenhenger og læringspotensialer.

Synergi nr. / Dato	Driftssted	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
1483925/ 05.09.2016	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på rør (1310-01-PL-5510)	CUI – CS – dødlegg, ikke i bruk, steam trace, lekkasje ved glidesko(hengende). Lekkasje oppsto under nedkjøring,
1481892/ 14.08.2016	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på 51-PT-068/005, innløp R-5101	CUI – Klorid SCC av SS tubing, steam trace
1465506/ 18.02.2016	MMP - PM - MON - PA - OPS	Naftalekkasje fra instrumentrør til 01-PAHH-006	CUI – Klorid SCC av SS tubing, steam trace

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Synergi nr. / Dato	Driftssted	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
1448599/ 19.08.2015	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på R-27-0603 - surgassledning A-2700	CUI – CS, elektrisk tracet, lekkasje ved sko (T), moderat temperatur ~30°C normalt men sporadisk høyere temperatur ved avlastning og evt dersom lekkasjer til surgassfakkel - avdekket av overflateprogrampakke, tracet og mulig mellom ambient og mulige kortvarige høye temperaturer ved avlastning. På tidspunkt for som lekkasje oppsto var rør en «dødlegg» men dette i forbindelse med at surgass i en periode gikk til FL-2702. AO 23475705 – ikke utført SJA ifbm utbedring på system i drift! Liknende skade i nov. 2009 AO 21267192 ble utført SJA nr. 31866
1441702/ 05.06.2015	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje fra produktlinje, PL-65-1308	CUI – CS, lekkasje ved sko (T), steam trace (berørt område ikke tracet da trace tube bypasser ¾ meter forbi område med sko) - omgivelse-40/60 °C (tung atmosfærisk gassolje) ikke kontinuerlig drift
1437950/ 28.04.2015	MMP - PM - MON - PA	Funn av liten drypplekkasje til paving på residue run-down line, PL-01-2238	CUI – CS – 60°C, elektrisk tracing, lekkasje ved ¾ sockolet for horisontalt grennrør til trykkmanometer
1436181/ 09.04.2015	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på lettslopsline til TK-6901. PL-69-0117	CUI – CS – intermittent bruk og steam tracet, korrosjon ved sko (T)
1420633/ 17.10.2014	MMP - PM - MON - PA - PROBE (ProB E-shift)	Liten H2 lekkasje til friluft, 1310-PG-13-0505	Uisolert rør, korrosjonsangrep under teip som satt på røret (I høyden – utenfor normal tilkomst). Planlagt nedkjøring av anlegg
1411629/ 17.07.2014	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje av gassolje fra utløpsline for PSV'er, 1310-R-65-1505	CUI –CS – ingen gjennomstrømning, elektrisk tracet.
1397751/ 05.03.2014	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på 1/2-toms tubing.	CUI – Klorid SCC av SS tubing – lite informasjon

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Synergi nr. / Dato	Driftssted	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
1388541/ 14.12.2013	MMP - PM - MON - PA	Lekkasje i rørsko lettslopslinje A-1500, pl-69-0114	CUI – CS, lekkasje ved rørsko (T) – dødlegg normalt ikke gjennomstrømning elektrisk tracet, SJA 67742, Flere tilsvarende sko skiftet i overflateprogram 2010. Furmanite klammer montert ved bruk av spesielle tiltak.
1364830/ 18.06.2013	MMP - PM - MON - OS	In connection with routine work an oilleak was discovered from a pipe in the OS area. Estimations give an estimate of total leakage of approximately 25 m3 heavy <u>lett</u> slop, and netto 15 m3. Lekkasje på line ut av Olsensumpen. (P-6903). I tillegg førte lekkasjen til utlekking av olje til sjø fra grunn mellom kai 3 og 8/9, 1310-PL-69-0118	CUI – CS, lekkasje ved rørsko (T) – omgivelsestemperatur, steam tracing, dybdestudie, intermittent strømning fra sump ytre anlegg til tung slop system.
1362459/ 03.06.2013	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på PG-15-0902	CUI – CS, 150 °C, isolert ikke tracet, SJA 64787. I 2014 byttes deler av rør pga innvendig korrosjon. Mulig lekkasje er en kombinasjon av innvendig og utvendig korrosjon. Redusert gjennomstrømning
1357377/ 29.04.2013	MMP - PM - MON - PA - OPS	Fyrgass lekkasje på rør til incinerator i A-4100, FG-41-2217	CUI – CS – 30 °C, elektrisk tracet, lekkasje ved vertikal avstivning (flattstål) som går gjennom isolasjon (topp). Planlagt nedkjøring av anlegg.
1346739/ 24.02.2013	MMP - PM - MON - PA - PROAD (ProA D-shift)	Lekkasje på rør i gamle A-1100, D-11-0332/P-11-0303	CUI – CS – dødlegg, steam tracet, dødlegg blindet av! Ikke mye informasjon
1343285/ 02.02.2013	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje innløp skallside E-804, P-5013	CUI –CS, underside av rør ikke i umiddelbar nærhet av stuss/support, -170 °C. Planlagt nedkjøring av anlegg.
1331748/ 22.11.2012	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje av nafta på rør ved rørsko på 1310-PL-15-0930, 3" rør.	CUI – CS, lekkasje ved rørsko (T) – ambient - 40 °C ikke kontinuerlig drift. Planlagt nedkjøring av anlegg.
1248158/ 21.09.2011	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje på kjøleoljerør til D-601B, rør nr. P-3324	CUI – SS 321, 335-375°C syklisk, steam trace, lekkasje ikke i umiddelbar nærhet av support/fittings – mulig SCC?
1238842/ 02.08.2011	MMP - PM - MON - PA - OPS	Lekkasje etter E-199, 8"-PL-01-5907	CUI – CS, lekkasje ved vertikal 4» grenrør ut fra topp av 8» rør, driftstemperatur 85°C. Planlagt nedkjøring av anlegg

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Synergi nr. / Dato	Driftssted	Tittel	Likhetstrekk med aktuell hendelse
1174334/ 27.08.2010	MMP - PM - MON - PA	Lekkasje i A-1200 under klargjøring for RS-10, stuss vridd av. PF-12085	Identisk mekanisme – brudd i plan med mantling, revet av stuss under inertisering men likevel en del hydrokarboner tilstede som trigget gassdetektorer i kjelene øst for lekkasjested. Driftstemperatur 85°C

Tabell over viser at det er et betydelig antall lekkasjer pr år for hydrokarbonførende system pga korrosjon under isolasjon (CUI) på Mongstad. Rent statistisk vil det derfor være mange tilfeller med betydelig korrosjon som ennå ikke er gått til lekkasje.

Granskingsgruppa registrerer, etter gjennomgang av Synergihendelsene, at det ser ut for at det er en stor driver mot å unngå anleggsnedkjøring ved at:

1. Dersom ikke initiell hendelse er ukontrollerbar så ønsker en typisk å avdekke skadeomfang før videre vurdering
2. Begrensning av lekkasje ved:
 - a. Stenge av lekkasjested lokalt om mulig.
 - b. Redusere lekkasje ved redusere trykk. (dette betyr i noen tilfeller f.eks. redusere gjennomstrømning eller annen omlegging av produksjonen)
 - c. Ved noen anledninger fortrenge hydrokarboner fra lekkasjestedet med damp/nitrogen for å forbedre tilkomst til lekkasjested.
3. Avdekke skadeomfang ved å:
 - a. Utføre røntgenkontroll før avisolering
 - b. Avisolering av lekkasjested
4. Vurdere mulighet for utbedring i drift eller om nedkjøring er nødvendig
 - a. Utbedring med midlertidig klammer f.eks Furmaniteklammer.

Det vil imidlertid være en restrisiko ved denne fremgangsmåten som ikke er helt kontrollerbar før korrosjonsomfang (CUI) er avdekket. som først kan gjøres etter avisolering av lekkasjestedet. I tilfeller hvor lekkasje avdekkes ifbm. overflateprogrammet så vil typisk tilkomst allerede være tilstede og lekkasjested kan ha blitt avisolert før lekkasje er oppdaget.

For lekkasjer som skyldes korrosjon under isolasjon vil en ikke ha full oversikt over skadens og risiko for eskalering før initielle undersøkenler er utført som for eksempel stillasbygging, avisolering, generell inspeksjon, røntgen osv. Det vil derfor være en risiko for at det kan gjøres feil vurderinger mhp håndtering av en lekkasjeste pga. begrenset med tid, kunnskap om tilstand, ressurser, osv. for å vurdere korrekt risiko for å gjøre riktige kompenserende tiltak for å unngå nedkjøring av anlegg.

Samtidig så vil det også være en risiko forbundet med nedkjøring/oppkjøring av anlegg da det erfaringsmessig kan forekomme uønskede hendelser knyttet til nedkjøring/oppkjøring herunder også lekkasjer

Videre vil eskaleringspotensiale for en hendelse forverres dersom det er alvorlige svekkelser av containment ved f.eks forkortet tid til brudd ved en brann eller latente svekkelser/små ikke detekterte lekkasje som kan eskalere ved større prosessforstyrrelser som kan gi økt trykk i systemet.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Siden 2010 er det 3 lekkasjehendelser hvor korrosjonsskade har vært så omfattende at det har gitt et fullstendig rørbrudd (2 stusser i A-1200 og avblåsningsrør D-1535) i hele røret omkrets og kunne gitt langt mer alvorlige følger ved endrede forutsetninger:

- Synergi 1174334 med tilsvarende stuss kunne ha gitt et langt mer alvorlig utslipp dersom brudd hadde skjedd under normal drift, et overslag viser at 1,25 tonn gass og 1,5 tonn (flashende) veske kunne ha strømmet ut før segment hadde vært trykkavlastet (uten annen avlastning til fakkell).
- Synergi 1329292 rørbrudd dampkondensat kunne gitt et helt annet utfall dersom personell hadde vært i nærheten under hendelsen.
- Denne granskningens rørbrudd kunne gitt et helt annet hendelsesforløp dersom lekkasje hadde antent eller brudd hadde skjedd under normal drift (Se kapittel 6.2.3.).
- Videre så er krav til veggtykkelse for et 1" rør iht A-1200 rørspesifikasjon sch. 80 - minimum 4,55 mm. Den installerte stuss i A-1200 var imidlertid utført i sch. 160 som har minimum veggtykkelse 6,35 mm. Dersom rørspesifikasjon hadde vært fulgt for denne stussen kunne brudd ha skjedd tidligere.

Det fremgår av synergiene og samtaler at drift etter å ha søkt og påvist lekkasje til tider setter i gang videre aktiviteter for å kartlegge og reparere på rør i drift. Granskingsgruppa har ikke funnet dokumentasjon på at risikovurderinger er konsekvent utført. Granskingsgruppa mener at det er viktig med god styring av denne risikoen.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

11 Anbefalinger for læring

Anbefalingene som er beskrevet i dette kapittelet er gitt med den hensikt å forebygge at tilsvarende hendelser skjer i fremtiden og bidra til generell forbedring av HMS-nivået. Anbefalingene tar derfor utgangspunkt i årsaksforholdene som har forårsaket hendelsen. Det gjøres oppmerksom på at det kan være andre relevante tiltak enn dem som er anbefalt i denne rapporten.

11.1 Umiddelbare tiltak utført etter hendelsen

3.11.2016 ble følgende anbefaling sendt fra granskningsgruppa til oppdragsleder:

«Umiddelbart tiltak i forbindelse med gransking av lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad»

Umiddelbart tiltak:

«Videre overflateinspeksjon stanses umiddelbart i anleggsdel A-1200 i påvente av at A-1200 tømmes for væske og anleggsdelen frigjøres for gass.»

Det umiddelbare tiltaket ble fulgt opp av et møte med de personer tiltaket berørte. Konklusjonen og beslutningene fra dette møte var:

- Det tas en «time-out» for å forsikre involvert personell om at det er trygt å jobbe i anlegget.
- «time-out» gjennomført med kontraktør er i OFP og eget personell
- Anlegget væsketømt og deler av anlegget skal stå med svakt N2-overtrykk (ca 0.6 barg).
- Iht AT-systemet skal arbeid på anlegget behandles som arbeid på et «live» hydrokarbonførende anlegg.
- Informasjonen om tiltaket ut til involvert personell både i drift, vedlikehold, inspeksjon og hos kontraktørene som arbeider i anlegget.

11.2 Læring og anbefalinger

Læring og forbedringsbehov peker på hva granskingen har vist at bør forbedres eller forsterkes mens tiltakene er granskingsgruppas konkrete forslag til hvordan dette kan realiseres. Det gjøres oppmerksom på at det også kan være andre tiltak enn de som er beskrevet i nedenfor.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Tabell 11.2.1 Anbefalte tiltak

1: Grunnlag for anbefalt tiltak knyttet til ledelse og organisering av roller og ansvar.		
<p>Slik granskingsgruppa vurderer det har MON i begrenset grad etterlevd styrende dokumentasjon ved vedlikehold av isolerte rør for å forebygge korrosjon under isolasjon.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uklart hvem (organisasjon, person) som har rollebånd «Utførende – Feilhåndteringskartlegging» • Uklart hvem (organisasjon, person) som «eier» feilhåndteringsstrategi og som har ansvar for vedlikehold av den. • Uklart om MON MC reelt sett har delegert videre ansvar for (og tilhørende myndighet for) vedrørende OM202.201.02 «Kartlegg sviktmøder og beslutt feilhåndteringsstrategi» • Etablert feilhåndteringsstrategi for isolerte rør, «Overflatestrategien», møter ikke krav i styrende dokumentasjon.. 		
Nr.	Anbefalte tiltak	Ansvarlig
1.1	Mongstad organisasjonen må dokumenter etterlevelse av grunnleggende krav i FR06. (Se kapittel 9. Ledelse og Styling)	MON, PM, TPO
1.2	<p>Implementere OM arbeidsprosesser for Vedlikeholdsstyring i hele organisasjonen på Mongstad med fokus på materialrelatert feilmekanisme, korrosjon under isolasjon.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klargjøre og forstå alle rollebånd i prosesser • Beslutt krav til kompetanse for å inneha rollen som har ansvaret for å fasilitere, beslutte og etablere feilhåndteringsstrategi for materialrelaterte feilmekanismer • Helhetlig ansvar for fasilitering av feilhåndteringsstrategi for materialrelaterte feilmekanismer i arbeidsprosessen (ref: TR1987) • Beslutt hvilken avdeling(er) og personell som skal inneha rollebånd i arbeidsprosessen ift materialrelaterte feilmekanismer. • Tildel myndighet og ansvar til avdeling/person for å kunne utøve og ivareta besluttet rolle • Beskriv besluttede roller og ansvar i arbeidsprosessen i OMC-dokument. 	MON, PM, TPO
1.3	Sikre at intensjonen med OM-prosessen ivaretas selv om feilhåndteringsstrategi ikke programmeres i form av FV-program i SAP.	MON, TPO
1.4	Klar delegering av roller og ansvar knyttet til Teknisk tilstand og teknisk fagpersonell må beskrives i OMC04 for Mongstad. OMC04 dokument for MON må være i samsvar med OMC04 for TPO.	MON, PM, TPO
1.5	<p>Forsterke dokumentasjon for beslutninger MON MC i henhold til Statoilboka –Styringsmodell. Forretningsområde</p> <p>Ansvarlig for effektiv oppfyllelse av og forberedning av styringssystemet.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gjennomføre egnevalueringer i gjennomføring av foretningsprosesser • Igangsette uavhengige evalueringer når nødvendig • Dokumentere resultater funn, tiltak og læring. 	MON, PM

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

2: Grunnlag for anbefalt tiltak knyttet til å etablere og ivareta sikkert arbeide

Granskingsgruppa her sett ut fra den dokumentasjon som foreligger og ut fra intervjuer og samtaler at på Mongstad er det forbedringspotensialer når det gjelder bruk av C&L som en «arbeidspraksis» i hele organisasjonen.

Det er også forbedringspotensialer med å benytte SJA for å etablere og ivareta sikkert arbeide. Terskelen for bruk av SJA kan virke tilfeldig og høy

GVI FV-maler "eies" i praksis av personell i TPO MON MCI, Main Work Centre. Denne Statoil rollen kalles "Teknisk ansvarlig inspeksjon". En person utøver denne rollen for A-1200. Teknisk ansvarlig Inspeksjon har ikke ansvar for å utføre GVI inspeksjonsprogram, men skal bidra til å kvalitetssikre inspeksjonsrapporter

Det fremgår av synergiene og samtaler at drift ved påvist lekkasje gjerne setter i gang videre aktiviteter for å kartlegge og reparere på rør i drift, heller enn å trykkavlaste før videre arbeid. Dette er typisk ISO-arbeid med fjerning av mantling og isolasjon for inspeksjon av lekkasjested og bruk av klammer for å tette lekkasjer.

Nr	Anbefalte tiltak	Ansvarlig
2.1	Mongstad bør forsterke bruken av C&L i hele vedlikeholdssløyfen vedr. korrosjonsutsatte isolerte rør med fokus på beslutninger og endringer. Dette for å robustgjøre egen organisasjon og leverandører samt håndtere flaskehalsen for å kunne levere ihht besluttet plan/strategi.	MON
2.2	Mongstad bør benytte SJA til risikovurdering og risikostyring ifm AT ved oppstart av nye jobber eller vesentlige endringer i OFP. Dette vil sikre nødvendig risiko identifisering ved vedlikeholdsutførelse av isolert og forventet korrosjons utsatt og degradert utstyr.	MON, PM
2.3	Statoil fagansvarlig inspeksjon bør få et tydelig ansvar for feilhåndteringsstragi for korrosjonsutsatte isolerte rør. Det vurderes som viktig at kompetanse om inspeksjon og erfarte korrosjonsskader på isolert utstyr på Mongstad og ellers i Statoil implementeres i strategien. Videre bør Statoil fagansvarlig inspeksjon ha et ansvar for å evaluere inspeksjonsprogram og -rapporter i OFP.	MON
2.4	«Gassmåling for varmtarbeid MON, - classroom training» bør revideres: <ul style="list-style-type: none"> • Er treningen dekkende nok mhp lekkasjesøk og ikke kun for AT-prosessen • Hvilke rutiner for vedlikehold av kompetanse som foreligger. • Hvilken praksis benyttes for å håndtere en mulig gasslekkasje, • Forståelse for at situasjon kan være kompleks ved bla at en pakkboxlekkasje kan kamuflere annen lekkasje) • Når skal det brukes probe mm. for å finne lekkasjepunkt • Anbefaler å tilpasse I-107337 for benyttelse ved lekkasje i drift. • Vurder å opprette krav til å lokalisere lekkasjested, ved mistanke om gasslekkasje. Dette kan da referere til informasjonselement I-107337. 	MON, PM

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

3: Grunnlag for anbefalt tiltak knyttet til teknisk sikkerhet

Det å innføre gassdeteksjon og fjernoperert trykkavlastning har vært oppe til vurdering mange ganger på Mongstad, men har ikke blitt prioritert. Dette til tross for at risikoanalysen fra 2007 flagget A-1200 som et høyrisiko-område som relativt sett bidrar i betydelig til den totale personellrisiko på Mongstad. I risikoanalysen for 2013 er området klassifisert med medium risiko men fremdeles bidrar området med en relativt sett betydelig del av personellrisikoen på Mongstad.

TIMP vurdering utført i november 2014(aug-okt) for PS1 karakter for Mongstad blir hevet fra E til D. Dette grunngis med rørutskiftninger i A-1500. Dette skjer på tross av mange påviste CUI skader og uten at avviket fra egen overflatestrategi vektlegges vesentlig i karaktersettinga.

Nr	Anbefalte tiltak	Ansvarlig
3.1	Mongstad bør prioritere å innføre gassdeteksjon innen kort tid. En permanent gassdeteksjon i A-1200 vil kunne tidlig detektere en gasslekkasje og kunne forhindre eskalering av en hendelse.	MON
3.1	Mongstad bør prioritere å innføre fjernoperert trykkavlastning innen kort tid. Hendelsen viser at manuell trykkavlastning vil bli tatt i bruk uten at personell nødvendigvis har full oversikt over risikobildet i situasjonen og kan utsette seg for urimelig risiko ved operasjon av disse.	MON
3.2	Etabler tydeligere knytning mellom gjennomføring av feilhåndteringsstrategi for utvendig korrosjon av isolerte rør (overflatestrategien) og karaktersetting av PS1 (TIMP). Sørg for at forhøyet risiko for ekstern lekkasje forårsaket av etterslep OFP (= uavklart teknisk tilstand isolerte rør) reflekteres i PS1 karakter.	MON, TPO

4: Grunnlag for anbefalt tiltak knyttet til beredskap

Under etablering av «vannvegger» rundt A-1200 falt trykket i det kombinerte forbruks- og brannvannsnett og det var det nødvendig via radio å be kontrollrommet å starte brannpumpene for å få opp trykket slik at «vannveggene» kunne fungere etter hensikten.

Forsinkelse i trykkstøtte på brannvann ville i tilfeller av brann kunne forsinke innsatsen.

I forbindelse med evakuering av personell under denne hendelsen var ikke mulig å markere hvilke rømningsveien til oppsamlingsplassene som var sikre. Området rundt A-1200 var ikke markert eller opplyst under varsling av hendelsen. Dette medførte at flere personer bevegde seg gjennom eller mot hendelsesområdet og ble manuell dirigert av innsatslag og operatører som opererte nødavlastnings-ventilene.

Under og i etterkant av hendelsen, der brannvann ble benyttet, var det mye overvann i og rundt i anlegget siden kapasiteten i avløpssystemet ikke tok unna volumet fra flere brannvannsmonitører.

Nr	Anbefalte tiltak	Ansvarlig
4.1	Mongstad bør vurdere automatisk start av brannvannspumper ved trykkfall på brannvannsnett slik at det til enhver tid er tilstrekkelig vanntrykk i brannmonitorene	MON
4.2	Mongstad bør se på mulighetene for merking av rømningsveier / avsperring av hendelsesområder	MON
4.3	Mongstad må gjøre gjennomgang av dimensjoneringen / kapasiteten på avløpssystemet i B3 området slik at faren for spredning av en eventuell pølbrann unngås.	MON

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

12 Forkortelser og begreper

Forkortelser	Betydning
AO	Arbeids Ordre
ARIS	Prosesstyresystem i Statoil
AT	Arbeids Tillatelse
C&L	Compliance & Leadership - A-standart
CUI	Korrosjon under isolasjon
EFD	Engineering Flow Diagram
ESD	Emergency Shut Down/ Nødavstengning
FJS	Før Jobb Samtale
GVI	Generell visuell inspeksjon
HC	Hydro Carbon
HMS	Helse Miljø & Sikkerhet
KV	Korrektivt vedlikehold
LCI	Life Cycle Information
MHPP	Varmekraftverk
MMP	Marketing, Midstream & Processing
MON	Mongstad
MON MC	Mongstad Managment Committee
O&M	Operation and Maintenance /Drift og Vedlikehold
OPF	Overflateprosjektet
OPS	Operasjons
PBB	Passiv Brannbeskyttelse
PM	Processing and Manufacturing
PPC	Prosjekt, plan og kontroll
PRD	Project Development
Ptil	Petroleumstilsynet
SAP	Styresystem for arbeidsordre, notifikasjoner og kvalitetsavvik mm i Statoil
SJA	Sikker Job Analyse
SOLV	Selected Surface Maintenance
SSEP	Safety Security & Emergency Preparedness
SSU	Safety and Sustainability
TCM	Technology Center Mongstad
TMT	Technical, Maintenance management and Training
TPD	Technology Projects & Drilling
TPO	Technical and Plant Optimisation
VO	Verne Ombud
VP	Vice President
WES	West

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

13 Referanser

/1/	OMC04 Mongstad (MMP PM MON) - Organisasjon, ledelse og styring	Ver 1	- 05.01.2016
/2/	Strategi for overflatevedlikehold ved Statoil Mongstad 2001		- 31.10.2001
/3/	Årsrapport - Anleggsintegritet 2006 Statoil Mongstad		- 06.05.2006
/4/	Overflatevedlikehold 2007 – 2013 Statoil Mongstad		- 10.01.2007
/5/	Risikovurdering Mongstad «Reduksjon av årsprogrammer 2012 Statoil Mongstad»		- -----
/6/	Faglig vurdering av Rapport: «Risikovurdering Mongstad» -Red. av årsprog. 2012		- 11.11.2012
/7/	Risikovurdering Mongstad - Plan B for reduksjon OPEXkostnader 2012		- Juli. 2012
/8/	Audit rapport. Maintenance Management OM02.01 TR1987		- 23.08. 2012
/9/	Statoil Mongstad Strategi for overflatevedlikehold 2015 – 2021		- 15.03.2015
/10/	TR2237 - Safety strategy and performance standards... Mongstad	Ver. 2.02	- 26.03.2015
/11/	Brann- og eksplosjonsårsaker (termitt reaksjon) Sikkerhetsforum. Hammerfest		- 11.09.2003
/12/	FR06 - Drift og vedlikehold (O&M)	Ver. 4	- 05.04.2016
/13/	ARIS OM200 - "Drift og Vedlikehold (OM)"		
/14/	OM202.201.02 «Kartlegg sviktmoder og beslutt feilhåndteringsstrategi	Ver. 1.1	- 21.10.2016
/15/	R-110476 - Øvrige valg av feilhåndteringsstrategier - Mid & downstream	Ver. 1.0	- 01.09.2016
/16/	R-110449 - Valg av feilhåndteringsstrategi for statisk prosessutstyr, rørledningssystemer og bærekonstruksjoner - Mid & downstream	Ver 1.0	- 04.10.2016
/17/	TR1987- Forebyggende aktiviteter for statisk prosessutstyr....konstruksj.	Ver.5	- 11.12.2014
/18/	GL0560- Prioritering av vedlikehold for statisk prosessutstyr utsatt for korrosjon under isolasjon	Ver.1.01	- 30.06.2015
/19/	OM202.201.04- Implementer feilhåndteringsstrategi - Mid & downstream	Ver.1.1	- 21.05.2016
/20/	R-110428 - Koordinere implementering av besluttende feilhåndteringsstrat.	Ver.1.0	- 01.09.2016
/21/	R-110438 - Dokumenter implementering av feilhåndteringsstrategi ...	Ver.1.0	- 01.09.2016
/22/	OM202.08 - Tilrettelegg vedlikeholdsordre	Ver.1.1	- 14.10.2016
/23/	OM202.09 – Utføre vedlikehold	Ver.1.2	- 24.09.2016
/24/	R-109599 – Tildekking av stillas	Ver.1.0	- 14.04.2016
/25/	R-108509 - Sikkerhets-/beredskapsutstyr i tilknytning til plassering av stillas	Ver.1.0	- 14.04.2016
/26/	TRA Statoil Mongstad Rapport no.: 2006-5004 Statoil Mongstad,	Rev 02	- 25.01.2007
/27/	TRABA Mongstad- ST-02983-2, 2013	Rev 2.0	- 16.03. 2012
/28/	SM-0000-P-RE-068, Upgrading Strategy of Technical Barriers at Statoil Mongstad. Decision Memo	Reb B	- 01.09.2015
/29/	SM-3000-S-RE-009, Strategi for plassering av brann og gassdeteksjon	Draft	- 18.02.2015
/30/	TRA – Statoil Mongstad, ST-11385-2 Safetec	rev 2.0	- 28.09.2016

Klassifisering: Internal
Status: Endelig
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad



App A : Intervjulist

Rolle/Tittel	Firma/avdeling
Driftsoperatør 1	Statoil
Driftsoperatør 2	Statoil
Driftsleder assistent	Statoil
Innsatsleder	Statoil
Beredskapsleder 1.linje	Statoil
Leder beredskap	Statoil
Inspektør	Aker
Vedlikeholdsleder	Statoil
Leder prosessområde	Statoil
Direktør Mongstad	Statoil
Oppgaveleder Teknisk Integritet	Statoil
Leder Teknisk Integritet	Statoil
Planlegger	Statoil
Drifts ingeniør	Statoil
Leder mekanisk	Statoil
Leder O&M (Leder teknisk)	Statoil
SSU leder	Statoil
Inspeksjonsansvarlig	Statoil
Teknisk tilstand 1	Statoil
Teknisk tilstand 2	Statoil
Spesialist O&M	Statoil
SR mot ISO-leverandør	Statoil
Kontrollromsoperatør	Statoil
SVP Ops MMP	Statoil
Helse	Statoil

Klassifisering: Internal
Status: Endelig
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

App B: Konsekvensmodellering av lekkasje på Mongstad

TEKNISK NOTAT

Konsekvensmodellering av lekkasje på Mongstad

Dato: 20.12.2016
Forfatter: Are Bratteteig
Prosjektnr.: 100161
Teknisk notat: 1
Revisjon: 02

Kontrollert av: Ørjan Knudsen

Godkjent av: Ørjan Knudsen

1 Innledning

25. oktober 2016 oppstod det en lekkasje fra et gassrør i område A1200 på Mongstad. Lekkasjen skyltes at en 1" rørstump knakk av hovedrøret ifm. pågående arbeid i A1200. Dette resulterte i en hydrogenlekkasje (~75% H₂) rettet direkte nedover mot et delvis tett dekke (stillas). På lekkasjetidspunktet var område innebygget av stillas. I tillegg var øvre deler av sidene dekket av porøse presenninger, og taket stort sett dekket med tette presenninger. Nedstengning og dermed isolering av segmentet med lekkasjen skjedde 70 sekunder etter at lekkasjen startet. Videre ble trykket inni røret (og dermed lekkasjeraten) redusert til 10% av initialverdien (19 barg) 5 minutter etter at lekkasjen startet. Under hendelsen blåste vinden fra sør-sørvest med en gjennomsnittshastighet på 3.8 m/s.

Målsetningen med dette studie er å se på mulige konsekvenser knyttet til denne hendelsen. Studiet tar for seg følgende scenario:

- Modellering av gasspredning fra den faktiske hendelsen.
- Modellering av eksplosjonslaster ved forsinket tenning av hendelsen.
- Modellering av brannlaster ved tidlig tenning av hendelsen.
- Modellering av gasspredning hvis lekkasjen hadde skjedd ifm. ordinær drift.
- Modellering av eksplosjonslaster ved forsinket tenning hvis lekkasjen hadde skjedd ifm. ordinær drift.

2 Input og antagelser

2.1 Vær

Vær, dvs. vindhastighet og retning er målt på tre plasser [i]. Vindbetingelsene ved hendelsen er beregnet som gjennomsnittet fra værstasjonen sørøst for A1200 (rosa prikker i Figur 2-1). Siden høyden for målingen var ukjent ble den antatt å være plassert 10 meter over bakkenivå (avvik til reell høyde på 8 meter er lite og i konservativ retning). Beregnet vind, brukt i spredningssimuleringene er: Vind fra 210°, med en hastighet på 3.8m/s.



Figur 2-1 Plassering av værobservasjoner

2.2 Lekkasje

Lekkasjehullet er spesifisert til å være fra et «1 inch Schedule 160» rør [i]. Ved søk fant GexCon at dette tilsvarer en indre diameter 0.851 tommer = 2.07 cm. Fra Statoil er det oppgitt at den laveste temperaturen inni røret er 122°C [iii]. Denne temperaturen er valgt fordi dette er konservativt med tanke på å beregne den resulterende lekkasjeraten. Trykkprofilen [ii] angir trykk som funksjon av tid fra lekkasje start. Initial lekkasjerate er beregnet basert på initialtrykket, videre er rateprofilen beregnet ved å skalere initial rate med trykkprofilen. Statoil har oppgitt to gasskomposisjoner (Tabell 2-1) og sagt at det er mest sannsynlig at gasskomposisjonen til lekkasjen består av et gjennomsnitt av disse [iv].

Initial lekkasjerate er 0.51 kg/s, beregnet med FLACS basert på; T = 122° C, P = 19 barg, D = 0.0207 m og gasskomposisjonen i Tabell 2-2.

Tabell 2-1 Mottatte gasskomposisjoner

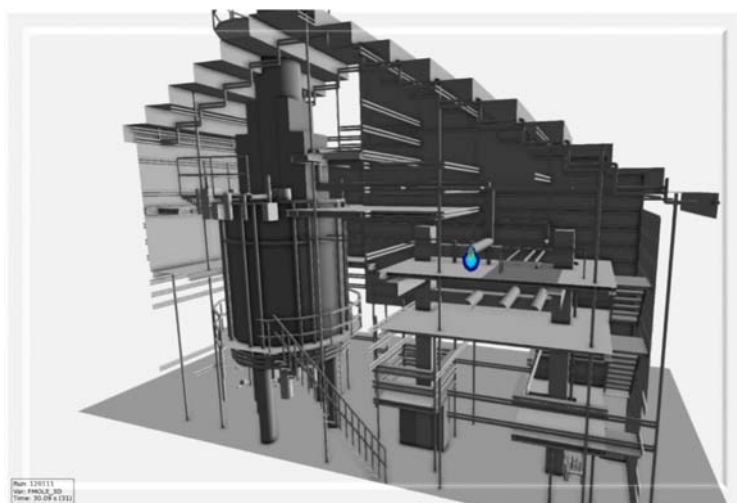
MOLAR COMPOSITIONS	PRO II flash	Fra PFD
1 - H2	89.58 %	65.6 %
2 - C1	3.42 %	23.8 %
3 - C2	1.95 %	3.4 %
4 - C3	1.44 %	2.3 %
5 - IC4	0.42 %	1.3 %
6 - NC4	0.32 %	0.7 %
7 - NEOPENTA	0.00 %	0.0 %
8 - IC5	0.76 %	1.5 %
9 - NC5	0.65 %	0.9 %
10 - HEXANE	0.17 %	0.1 %
11 - 22MB	0.22 %	0.1 %
12 - 23MB	0.20 %	0.0 %
13 - 2MP	0.19 %	0.1 %
14 - 3MP	0.18 %	0.1 %
15 - N2	0.29 %	0.0 %
16 - AR	0.20 %	0.0 %
cyclopentane		0.0 %
metylcyclopentane		0.0 %
cyclohex		0.0 %
benzene		0.0 %

Tabell 2-2 Beregnet gasskomposisjon

For FLACS	
H2	77.6 %
C1	13.6 %
C2	2.7 %
C3	1.9 %
C4	4.2 %



Figur 2-2 Beregnet lekkasjerateprofil



Figur 2-3 Lekkasjeposisjon og retning

2.3 Geometri

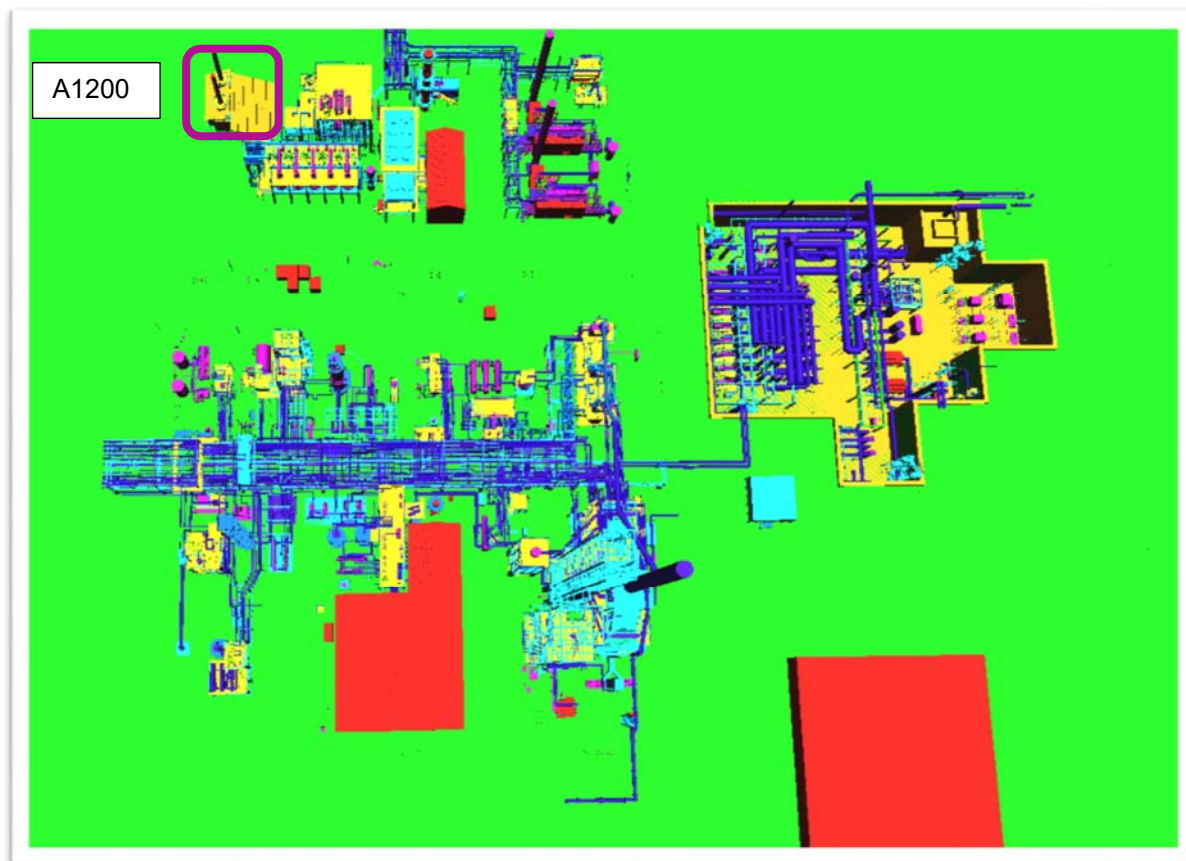
Utgangspunktet for geometrimodellen til bruk i simuleringen er FLACS-geometrimodellen for hele Mongstad, inkludert A1200, fra «DAL specification project»[V], se Figur 2-4. Den eksisterende modellen er oppgradert basert på bilder mottatt fra Statoil og besiktigelse foretatt av Gexcon 14. november.

Oppgraderingen har bestått av følgende:

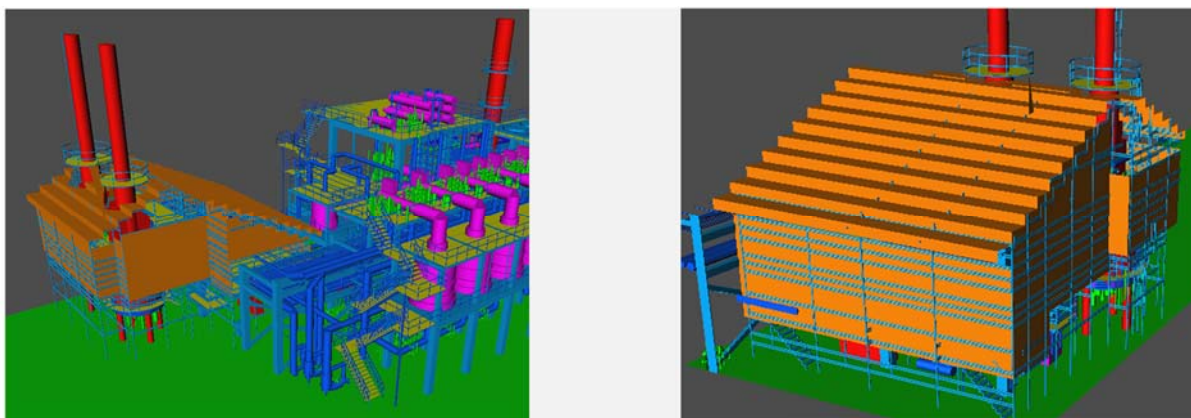
Stillas og presenninger er lagt til for å reflektere at på lekkasjetidspunktet var område A1200 innebygget av stillas og i tillegg var øvre deler av sidene dekket av porøse presenninger og vanlige presenninger på taket. I taket var det åpninger rundt de to skorsteinene, se Figur 2-7.

Merk at i modellen er de porøse presenningene på veggene modellert som tette: Dette er en konservativ tilnærming, da det ikke forelå informasjon om åpningsgraden til pressingene.

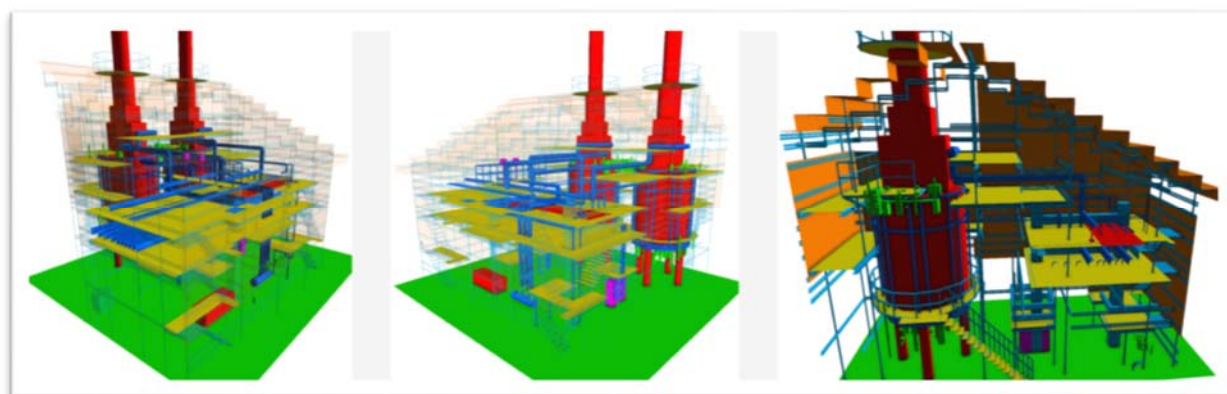
I tillegg er detaljnivået økt i området nær lekkasjepunktet, både for å forbedre modelleringen av utslipp, spredning og eksplosjon, og for å gjøre det enklere å orientere seg i modellen.



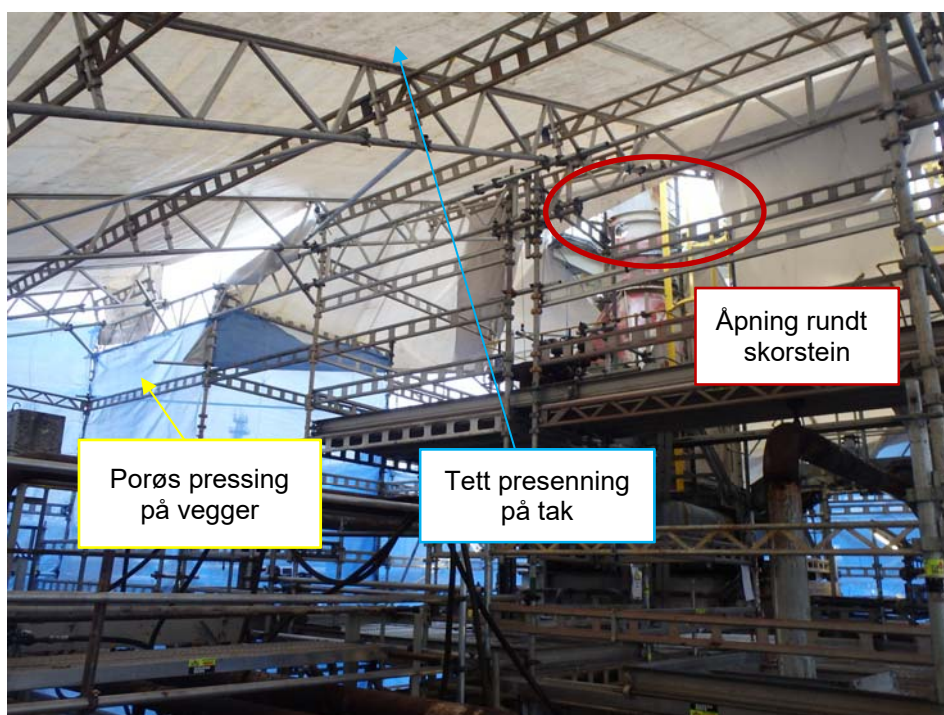
Figur 2-4 FLACS modell av Mongstad anlegget, ned A1200 med presenninger



Figur 2-5 A1200 med presenninger sett fra utsiden



Figur 2-6 A1200 visualisert med gjennomsiktig presenning og sett i snittet med lekkasjen.

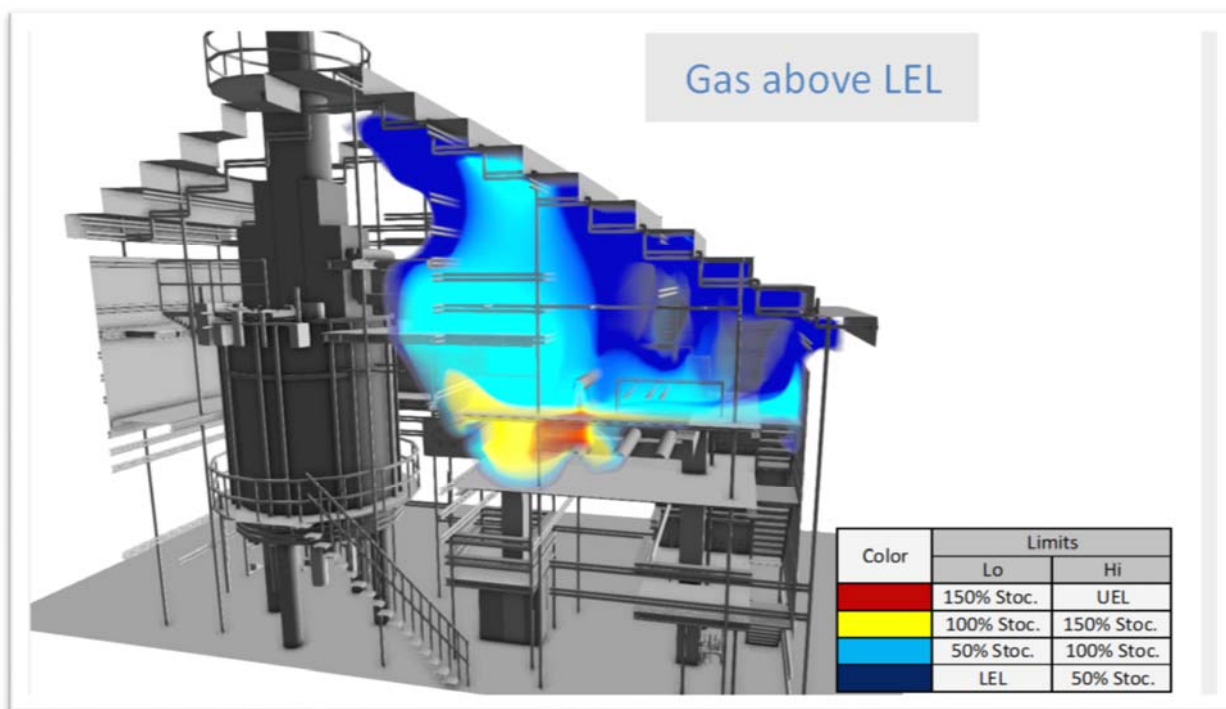


Figur 2-7 Bilder av stillas og presenningene på sidene og på taket.

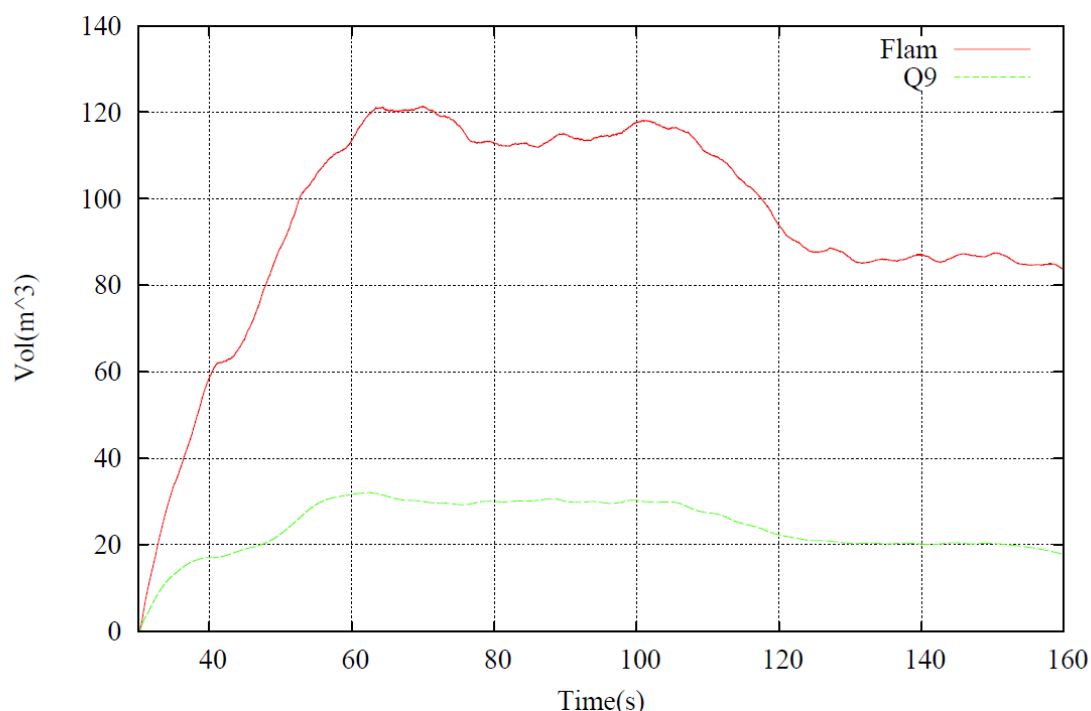
3 Modellering av hendelse - spredning

Gasspredning fra lekkasjehendelsen er modellert med FLACS basert på input angitt i avsnitt 2. Initial lekkasje rate er 0.5 kg/s, med vind på 3.8 m/s fra sør-sørvest, med tak og store deler av sidene dekket med stillas og presenninger (tett).

Den brennbare delen av gasskyen når sitt maksimum 30-40s etter at lekkasjen har startet. Maksimal størrelse mht. brennbar sky er 120 m³ (FLAM), mht. Q9 er 32m³. (Q9 er volum med gas nær støkiometri).



Figur 3-1 Maksimal utbredelse av brennbar sky.



Figur 3-2 Skystørrelse som funksjon av tid (lekkasjestart = 30s)

4 Konsekvens av sen tenning - Eksplosjon

4.1 Eksplosjonssimuleringer

Den potensielle konsekvensen ved at hendelsen hadde antent er vurdert ved å simulere tenning av hendelsen med FLACS. Resulterende eksplosjon er modellert på to måter; ved å antenne gasskyen fra spredningssimuleringen og ved å antenne ekvivalent støkiometrisk gassky (= Equivalent stoichiometric cloud = ESC). Ved antennelse av den inhomogene skyen blir resultatet fra spredningssimuleringen på tidspunkt med størst sky dumpet og lastet inn i eksplosjonssimuleringen. Ved bruk av ESC antennes en støkiometrisk boks-formet sky med et volum lik ESC fra spredningssimuleringen.

ESC transformasjonen fra inhomogen spredningssky til homogen eksplosjonssky er begrenset til å transformere skyformen, dvs. hastighetsfelt og ikke minst turbulens er ikke inkluderte i transformasjon. Typisk er ESC transformasjonen på den ene siden konservativ, ved at selve skyform-transformasjon er konservativ, samtidig er det ikke konservativt å ikke inkludere initial turbulens. Det er vanlig å bruke Q9 som mål for ESC, da den generelt er ansett som det mest representative målet. Bruk av Q9 er derimot ikke verste tilfellet, dvs. ESC transformasjonen med Q9 kan underpredikere eksplosjonslastene. Ved å simulere eksplosjonslastene ved bruk av Q9 er forventningen at resultatet vil være representativt, men det kan ikke utelukkes at kraftigere laster kan forekomme, for samme lekkasjehendelse. Dersom Q9 erstattes av brennbart volum (FLAM) er forventningen at resulterende laster blir en konservativ representasjon av mulige laster for lekkasjehendelsen.

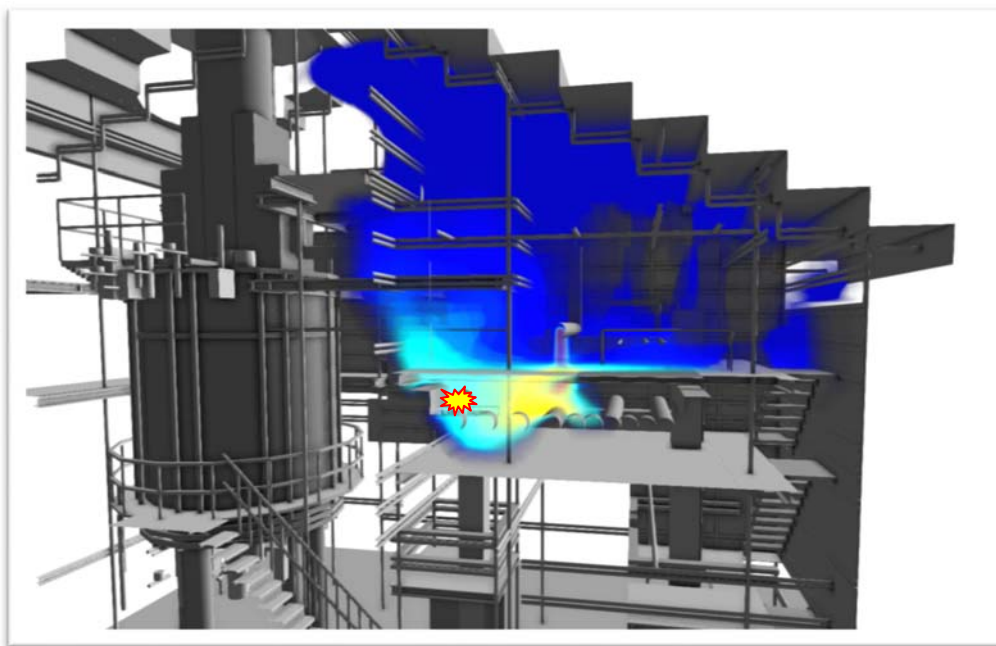
Presenningen på A1200 vil ryke hvis den blir utsatt for kreftene fra en eksplosjon, I simuleringen er presenningene modellert som eksplosjonspanel med egenskaper vurdert av GexCon. Egenvekten er satt til 0.5 kg/m² og åpningstrykket er satt til 10 mbarg.

4.2 Tenning av inhomogen sky

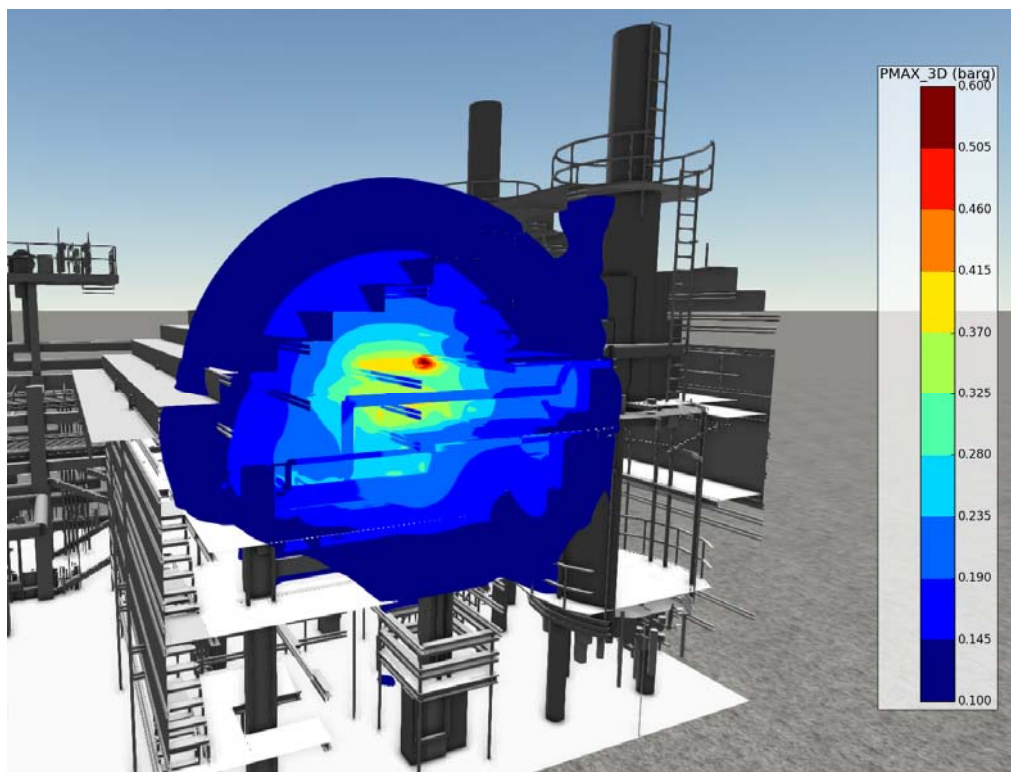
Den inhomogene skyen fra spredningssimuleringen antennes i nedre del a skyen, se Figur 4-1. Som vist i Figur 4-2, er det simulerte makstrykket fra dette scenariet 0.6 barg.

3 utvalgte trykk/tid-kurver er illustrert i Figur 4-3. Varigheten på trykkimpulsen er i størrelsesorden 20ms.

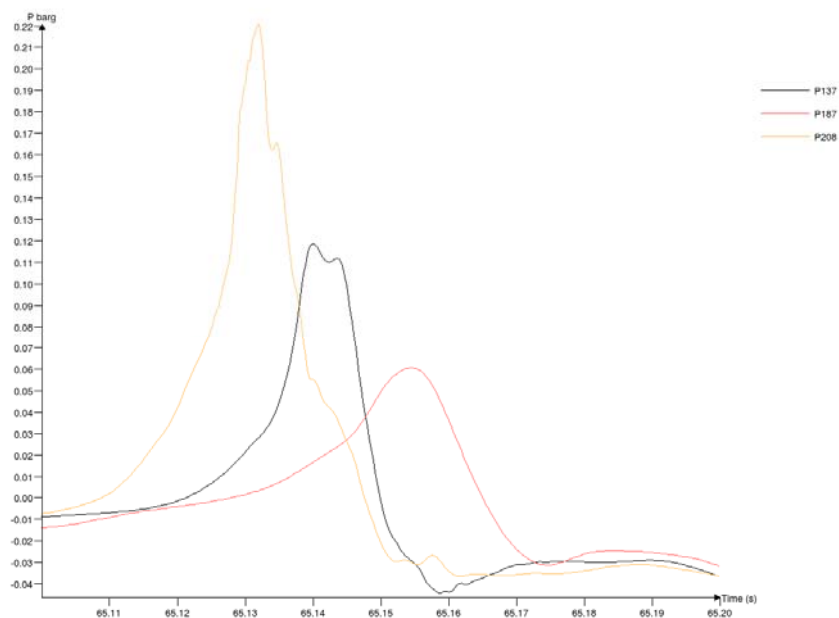
Plot av maks utstrekning av forbrenningsprodukter, Figur 4-4, viser at store deler av nordre del av A1200 innhylles i forbrenningsprodukter.



Figur 4-1 Inhomogen gassky og plassering av tennpunkt.



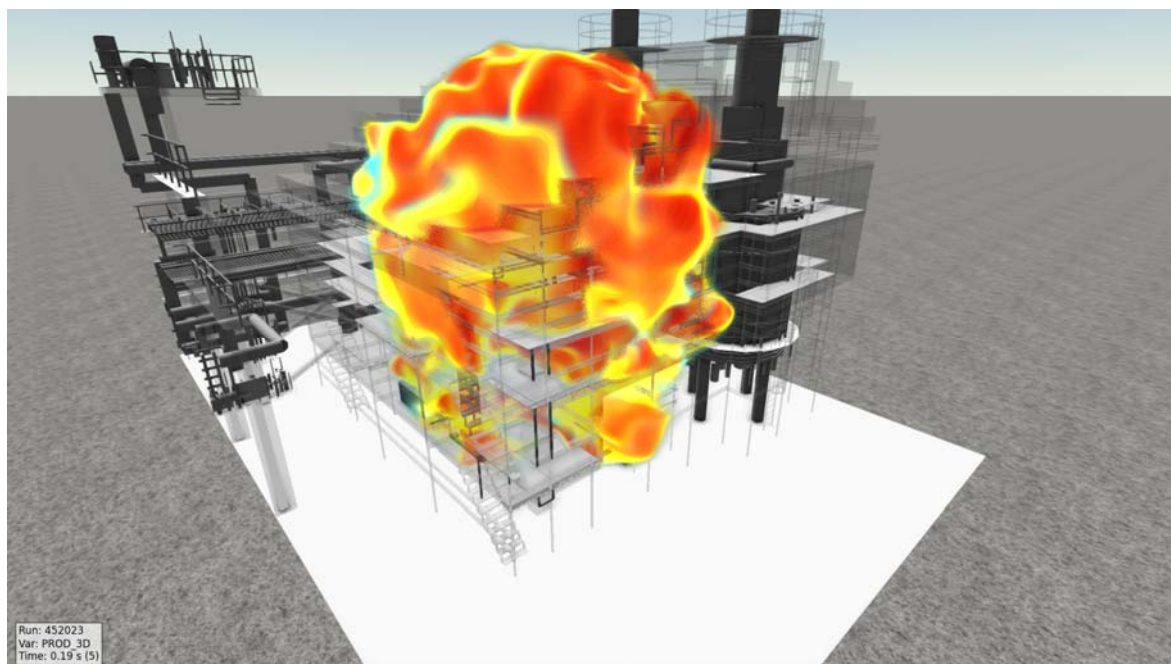
Figur 4-2 Visualisering av maks-trykk ved tenning inhomogen sky (sim 552023)



Jobb=552023.



Figur 4-3 Trykk tid kurver for 3 monitor punkt innenfor eksplosjonen

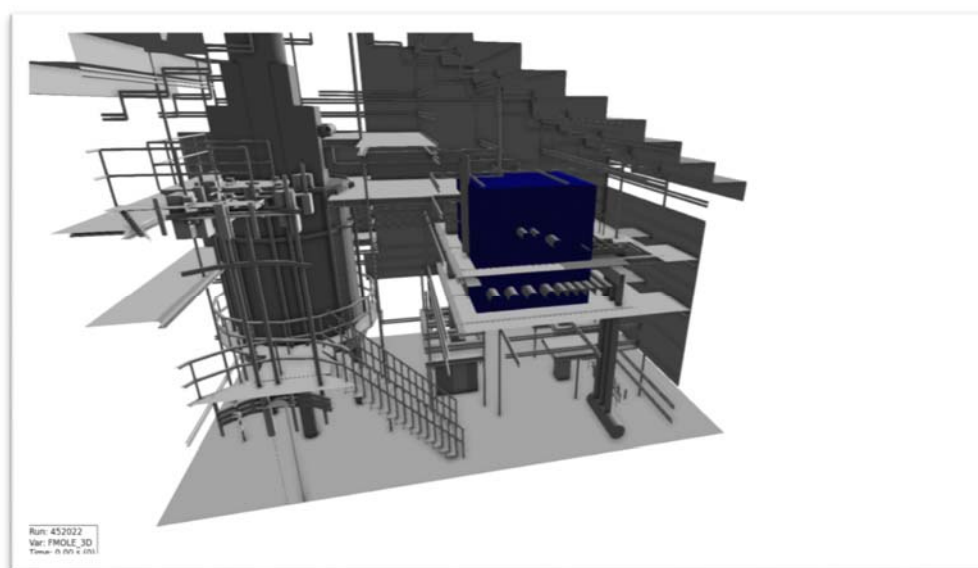


Figur 4-4 Visualisering av forbrenningsprodukter fra eksplosjonen

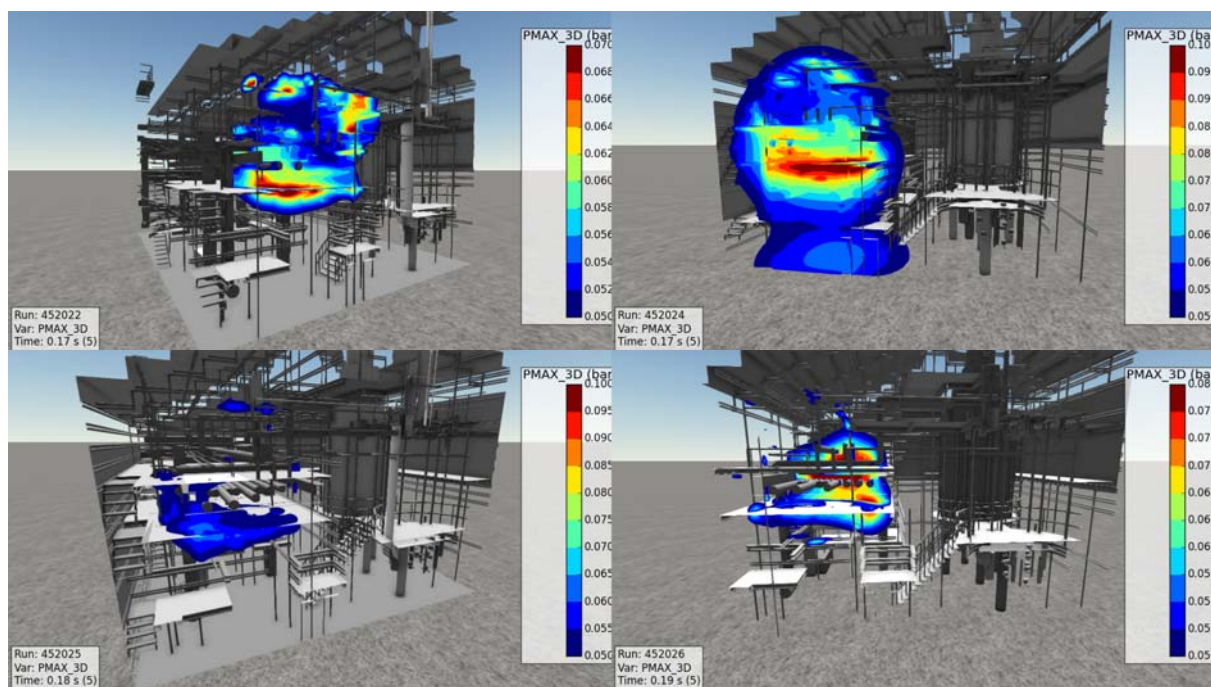
4.3 Tenning homogen sky

Beregning av eksplosjonslaster ved hjelp av ESC er utført basert på en kubisk gassky: $3.2 \times 3.2 \times 3.2 \sim 32 \text{ m}^3 = \text{Vol-Q9}$. To simuleringer er gjort med to variasjoner av tenning ca. midt i skyen, på oversiden av stillasdekket på høyde $z = 23.6 \text{ m}$ (sim 452022, 452024), en simulering er gjort med tenning ca. midt i skyen, på undersiden av stillasdekket på høyde $z = 23.6 \text{ m}$ (sim 452025) og en simulering er gjort med tenning på nordsiden av skyen, på oversiden av stillasdekket på høyde $z = 23.6 \text{ m}$ (sim 452026).

Resulterende makstrykk, ved bruk av ESC basert på Q9 ligger mellom 60 og 100 mbarg



Figur 4-5 Plassering av homogengassky med volum = Q9

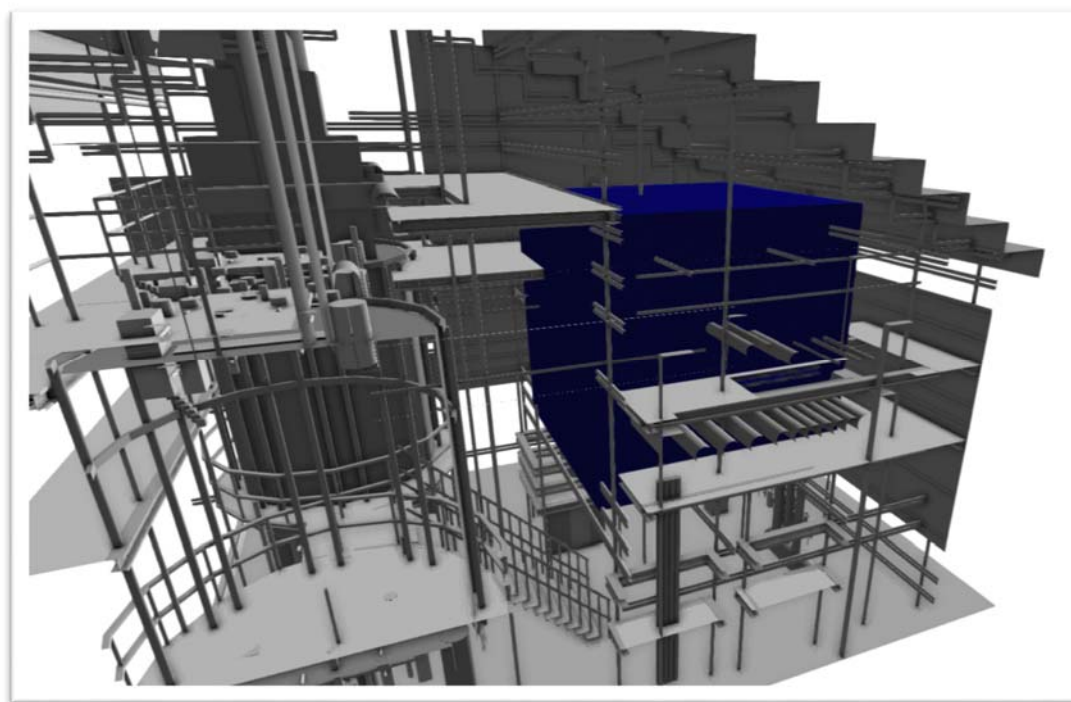


Figur 4-6 Visualisering av maks-trykk ved tenning homogen sky basert på Q9 (sim 4520xx, xx=22,24,25,26)

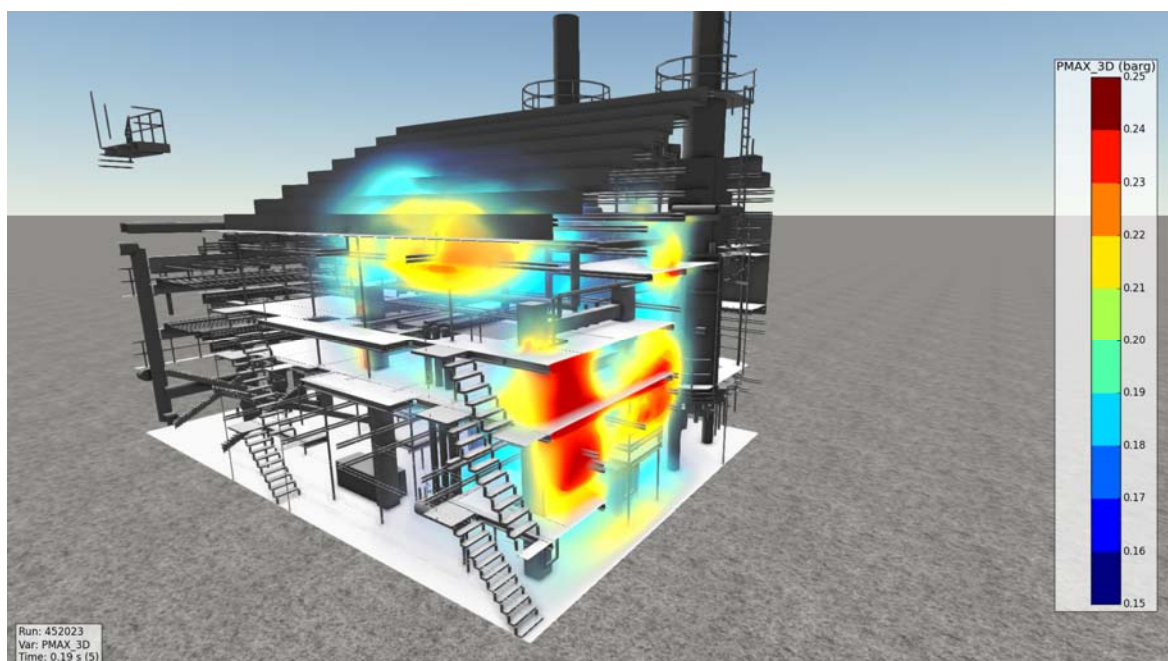
4.3.1 Tenning homogen sky med ESC=FLAM

I tillegg til å beregne eksplosjonslaster ved bruk av ESC basert på Q9 er det også gjennomført en simulering med ESC basert på FLAM med tenning i midten av skyen, på oversiden av stillasdekket på høyde $z=23.6\text{m}$ (sim 452023).

Resulterende makstrykk for denne simuleringen basert på ESC lik FLAM, er 0.25 barg



Figur 4-7 Plassering av homogengassky med volum = FLAM.



Figur 4-8 Visualisering av maks-trykk ved tenning homogensky basert på FLAM (sim 452023)

4.4 Oppsummert

Maks simulert eksplosjonstrykk, basert på en tenning av den inhomogene skyen fra spredningssimuleringen, er 0.6 barg. Maks simulert eksplosjonstrykk, basert på 4 tenninger av ESC basert på Q9, er 0.1barg. Maks simulert eksplosjonstrykk, basert på en tenning av ESC basert på FLAM, er 0.25 barg.

De termofusive egenskapene til mager hydrogenblanding er slik at det promoter ustabilitet som igjen medfører høy reaktivitet. For å kompensere for dette i FLACS, er den laminære forbrenningshastigheten oppjustert for magre blandinger med hydrogen. Kompensasjonen er forventet å være konservativ.

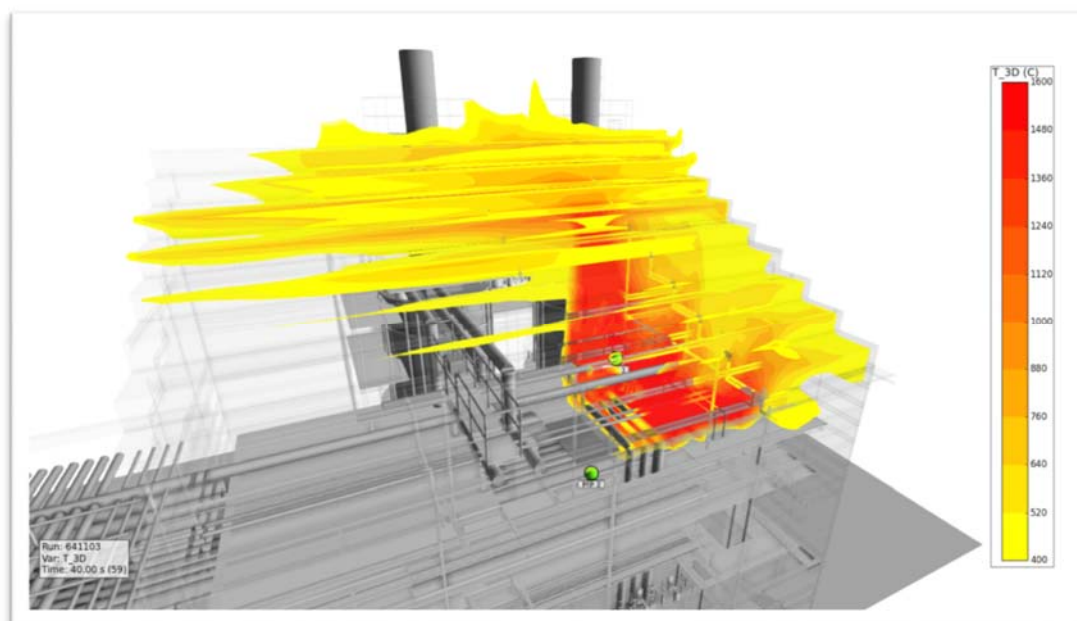
Det reaktive bidraget for mager blanding reduserer graden av konservatisme i form-transformasjonen ved bruk av ESC, samtidig som det ikke konservative elementet ved å ikke ta høyde for initial turbulens ikke endres. Den resulterende svekkingen av konservatismen er konsistent med simuleringresultatene, i det at ESC, selv basert på FLAM, gir lavere laster en tenning av den inhomogene skyen. Videre forventes eksplosjonslastene fra inhomogen tenning å være konservative fordi justeringen for å ta høyde for instabilitetene knyttet til magert hydrogen er konservativ. Eksplosjonslastene ($P_{max}=0.6$ barg) fra simuleringen basert på tenning av den inhomogene skyen gir derfor en rimelig representasjon av antennelse av lekkasjehendelsen.

Muligheten for DDT (Deflagration to Detonation Transition) er blitt vurdert. FLACS håndterer kun deflagrasjon men har en funksjon som kalles DPDX, som er en indikator på om DDT er mulig. FLACS beregningen av DPDX for tenning av den inhomogene skyen indikerer at sannsynligheten for DDT er veldig liten. I forhold til DDT er eksplosjonstrykket lavt (0.6barg) i tillegg er forbrenningshastigheten (150m/s) lav. Vurderingen basert på dette er derfor at, er antennelse av hendelsen mest sannsynlig ikke vil føre til DDT.

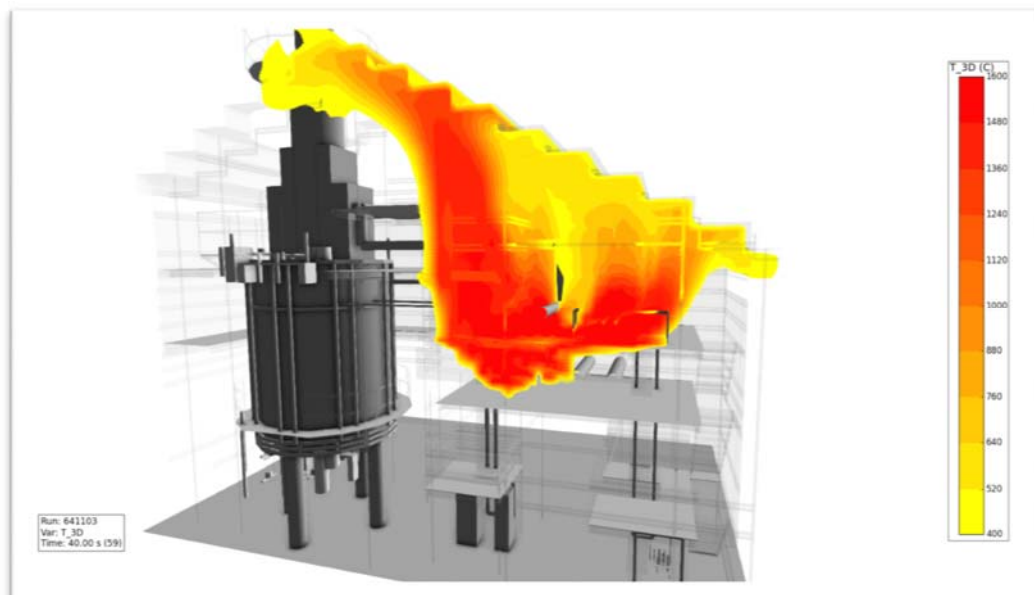
5 Konsekvens av tidlig tenning – Brann

Den potensielle konsekvensen av brann ved tidlig tenning av lekkasjen er vurdert ved å kjøre en brannsimulering, tidlig tenning av hendelsen, med FLACS med tilsvarende betingelser som for eksplosjonssimuleringen men med konstant lekkasjerate (0.51kg/s). Alle presenningene er antatt å være tett og intakte under brannsimuleringen.

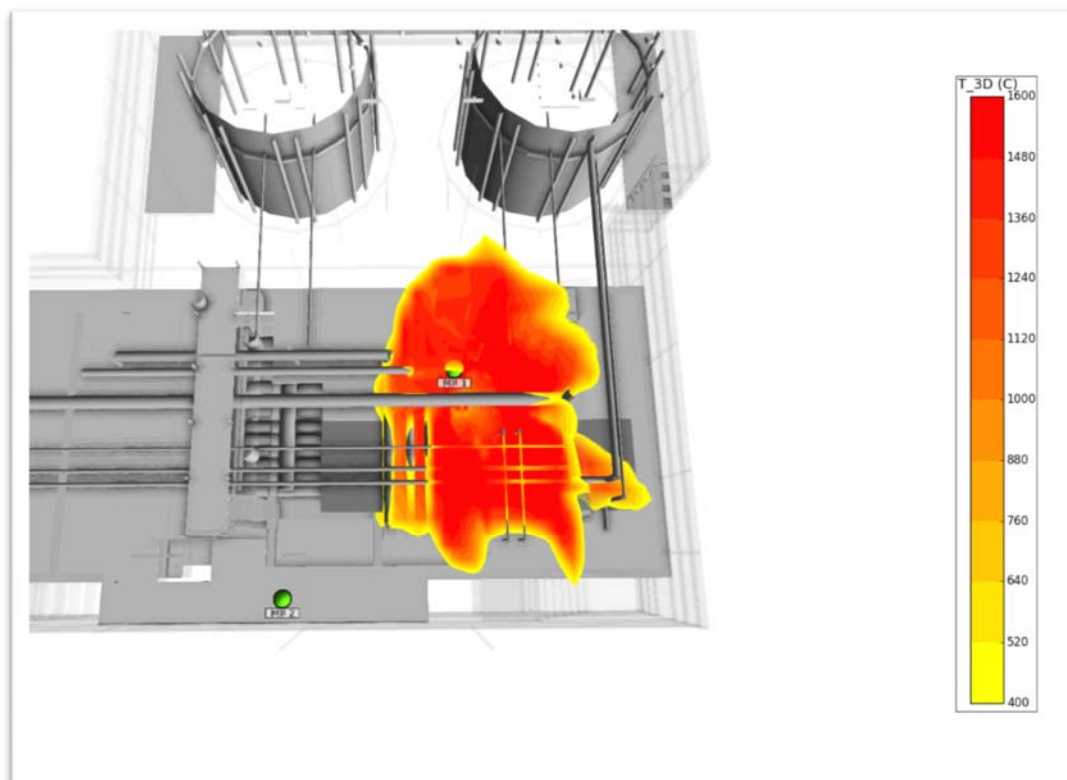
Flammene fra jetbrannen er visualisert som temperatur over 400^o Celsius i Figur 5-1, Figur 5-2 og Figur 5-3. Stråling på utsyr og flater er visualisert i Figur 5-6 i tillegg er strålingen målt der hvor de to operatørene oppholdt seg når lekkasjen inntraff, se Figur 5-4 til Figur 5-5. For lokasjonen til operatøren nærmest lekkasjen (MP1) er det en initial kortvarig stråling på 400KW/m², etter dette er maks stråling 125KW/m². For den andre lokasjonen (MP2) er maks stråling 5KW/m². Stråling for posisjonen MP2 er relativt lav tatt i betraktning avstanden til flammen, grunnet den høye andelen av hydrogen. Forbrenning av hydrogen avgir kun H₂O, sammenlignet med forbrenning av hydrokarboner som i tillegg avgir CO₂ og sot, og resulterer derfor i mye lavere andel med strålings energi. En hydrogenbrann sammenlignet med for eksempel propan vil gi mye mindre stråling og sikker avstand fra flammen vil derfor være veldig mye kortere enn for propan.



Figur 5-1 Jettbrann sett ovenfra



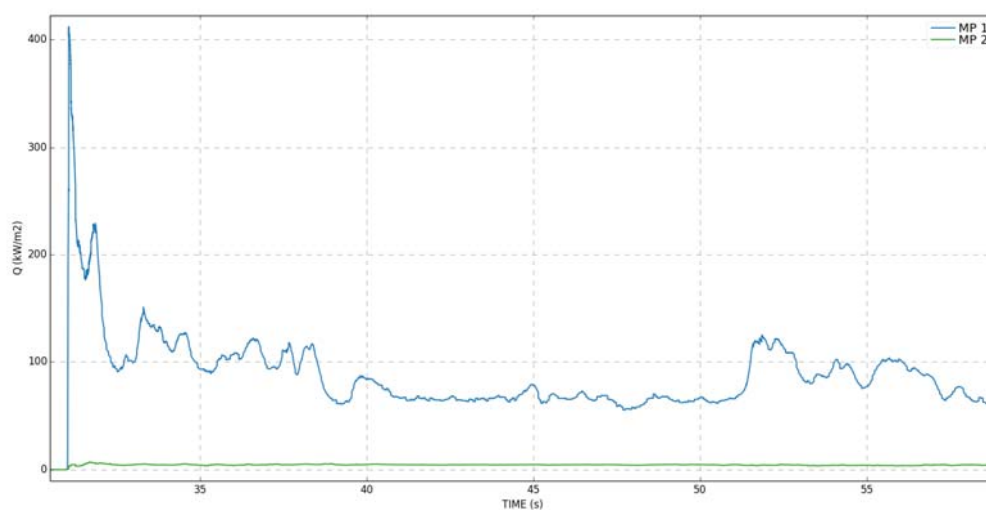
Figur 5-2 Jettbrann sett fra snittet gjennom lekkasjen.



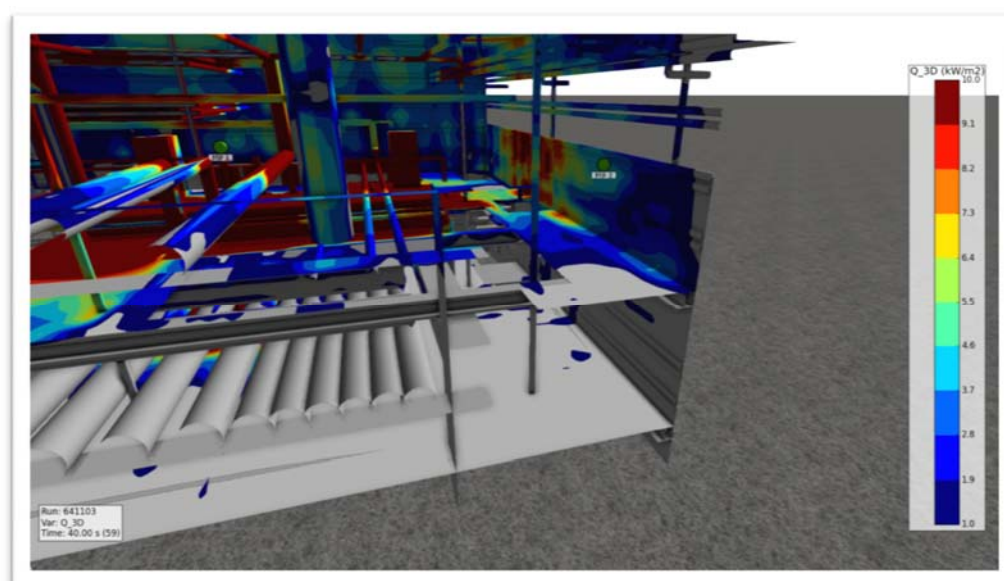
Figur 5-3 Jettbrann sett ovenfra.



Figur 5-4 Monitor punkt, som representerer de to personen som oppholdt seg i A1200



Figur 5-5 Total strålelast for MP 1 og 2



Figur 5-6 Total varme stråling på overflater.

6 Lekkasje under vanlig drift

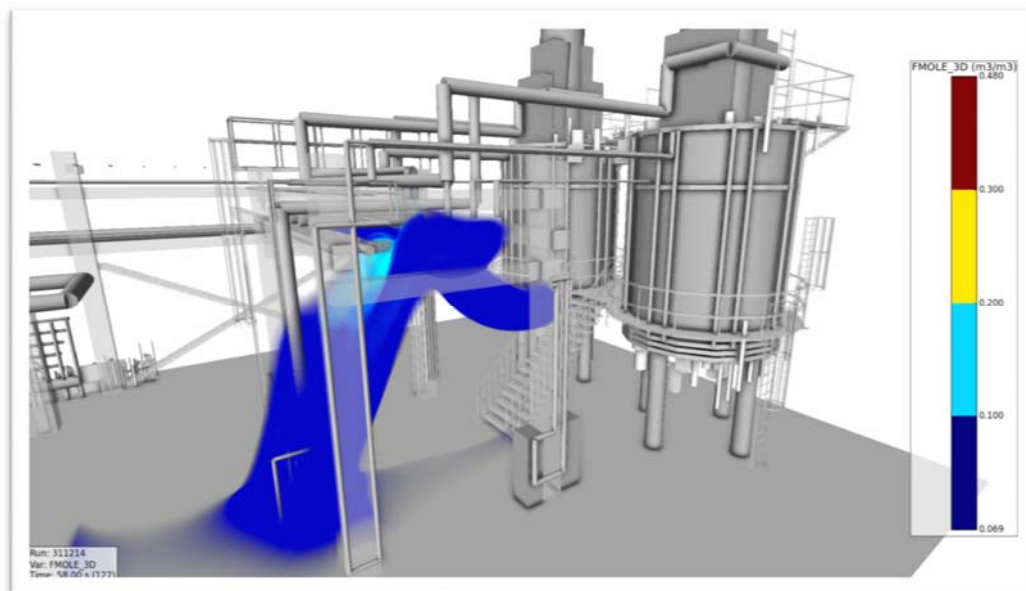
Rørstubben som brøt av og forårsaket lekkasjen var i dårlig forfatning. Hvis ikke det pågående arbeidet hadde utløst bruddet ville det skjedd av seg selv ved et senere tidspunkt hvor stillas og presenning ikke var tilstede. Konsekvensen av dette er vurdert ved å resimulere lekkasjehendelsen uten stillas og presenning. Da det er antatt å ikke være personell i nærheten til å utløse alarm og å initiere segmentering, er lekkasjeraten antatt å være konstant (0.51 kg/s). I tillegg er det valgt nye vindbetingelser, vind fra lekkasjen mot brennerne med en hastighet på 0.5m/s. Dette er vurdert som forventelig verste tilfelle for eksponering av luftinntakene til brennerne.

Den brennbare delen av gasskyen når sitt maksimum ca. 30 sekunder etter at lekkasjen har startet. Maksimal størrelse mht. brennbar sky er 41 m³ (FLAM), mht. Q9 er 4.5m³. (Q9 er volum med gas nær støkiometri).

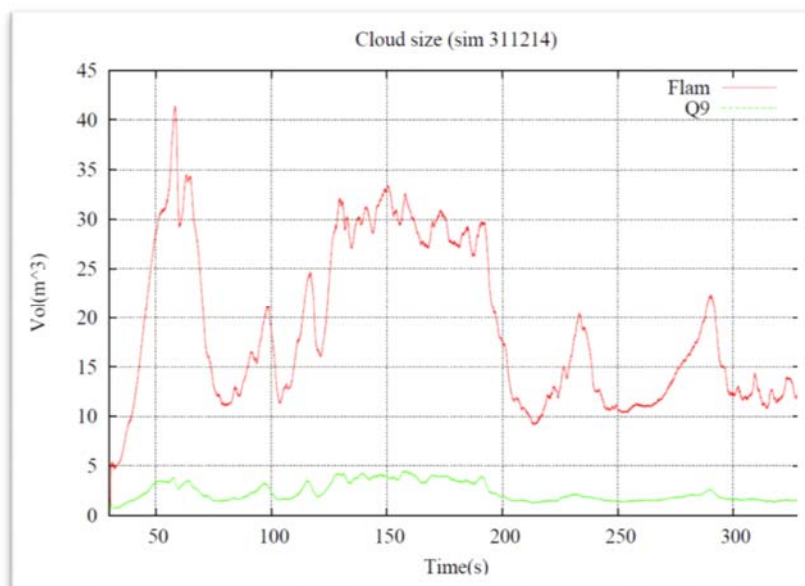
Simuleringen viser at luftinntakene på undersiden av brennerne ikke eksponeres for brennbar gas. Imidlertid forteller ikke dette hele historien fordi resultatet er et tidsmidlet strømningsbilde. K-epsilon modellen for turbulens, som brukes i FLACS, beregner det tidsmidlede strømningsfeltet. Det faktiske strømningsfeltet vil i tillegg ha en oscillerende komponent som ikke er inkludert i simuleringene. Vanlig praksis er å anse simulert utstrekning av brennbar sky, med k-epsilon modellen, som underpredikert, videre er det praksis å bruke 1/2LEL, istedenfor LEL som et konservativt mål på største utstrekning av brennbar (antennbar) gassky. Utstrekning til gassky med konsentrasjon større en 1/2LEL, 60s etter lekkasjestart (Figur 6-3) viser at luftinntaket blir eksponert.

Merk at dette lekkasje scenarioet er iboende ustabilt ved at lekkasjen peker rett på det underliggende røret. Dersom den modellerte lekkasjen treffer litt til den ene eller andre siden av underliggende røret vil det ha stor effekt på gasspredningen og medføre en stor forflytning av den resulterende gasskyen,. Dersom lekkasjen treffer litt lenger til høyre, Figur 6-1 vil den brennbare delen av skyen kunne nå brenneren. Merk også at kun en, relativt konservativ, vindbetingelse er modellert og andre vindbetingelser vill kunne resultere i en vesentlig forskjellig gasspredning.

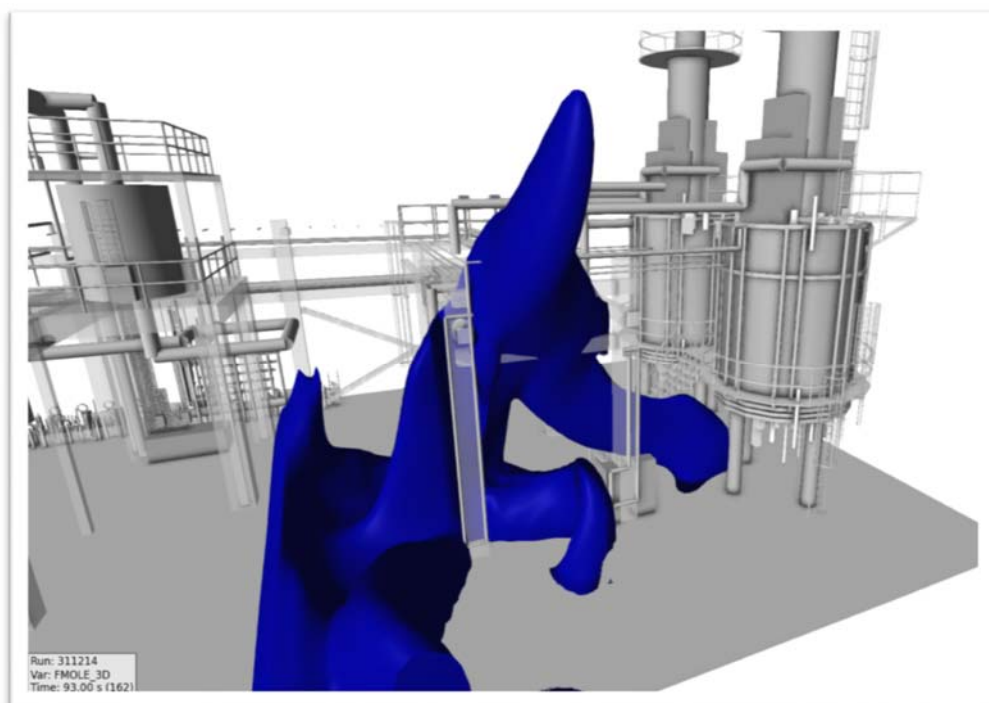
Basert på kun en simulering, og usikkerheten knyttet til ustabiliteten til scenariet er det rimelig å anta at dersom lekkasjen hadde skjedd under «vanlige» driftsforhold, uten stillas og presenning, så kunne lekkasjen eksponert luftinntaket på undersiden av brennerene. I hvilken grad dette hadde medført tenning av lekkasjen er ikke vurdert.



Figur 6-1 Maksimal utbredelse av brennbar sky.



Figur 6-2 Skystørrelse som funksjon av tid (lekkasjestart = 30s)

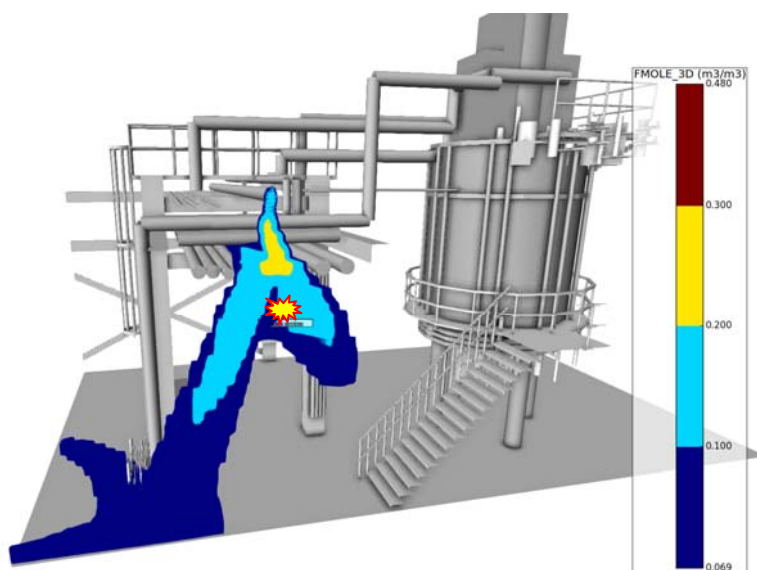


Figur 6-3 Utstrekning av gas > 1/2LEL, 63s etter lekkasjestart

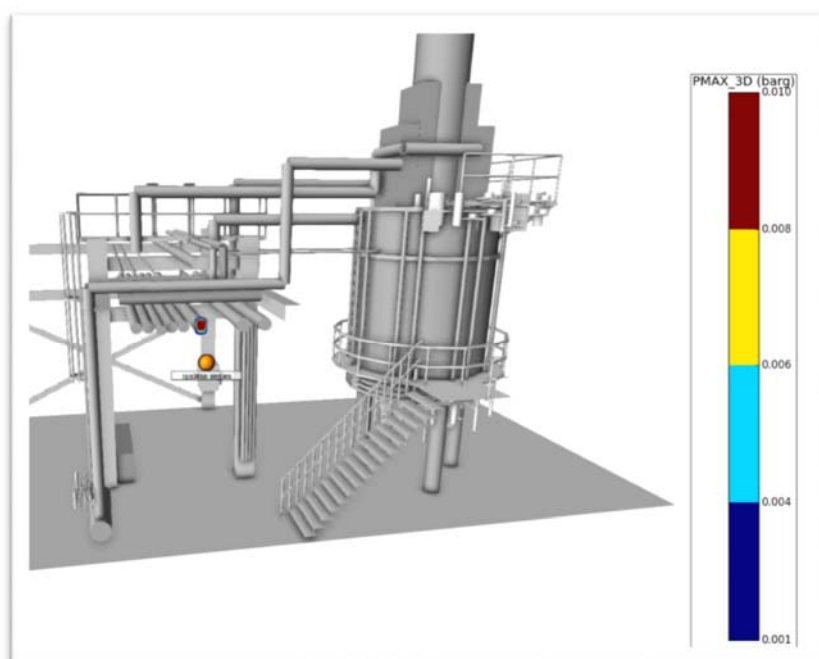
7 Konsekvens av sen tenning ifm vanlig drift – Eksplosjon

7.1 Tenning av inhomogen sky

Den potensielle konsekvensen ved tenning av lekkasje ifm vanlig drift er simulert ved at den inhomogene skyen fra spredningssimuleringen antennes i nedre del a skyen, se Figur 4-1. Som vist i Figur 4-2, er det simulerte makstrykket fra dette scenariet < 0.001 barg.



Figur 7-1 Inhomogen gassky og plassering av tennpunkt.

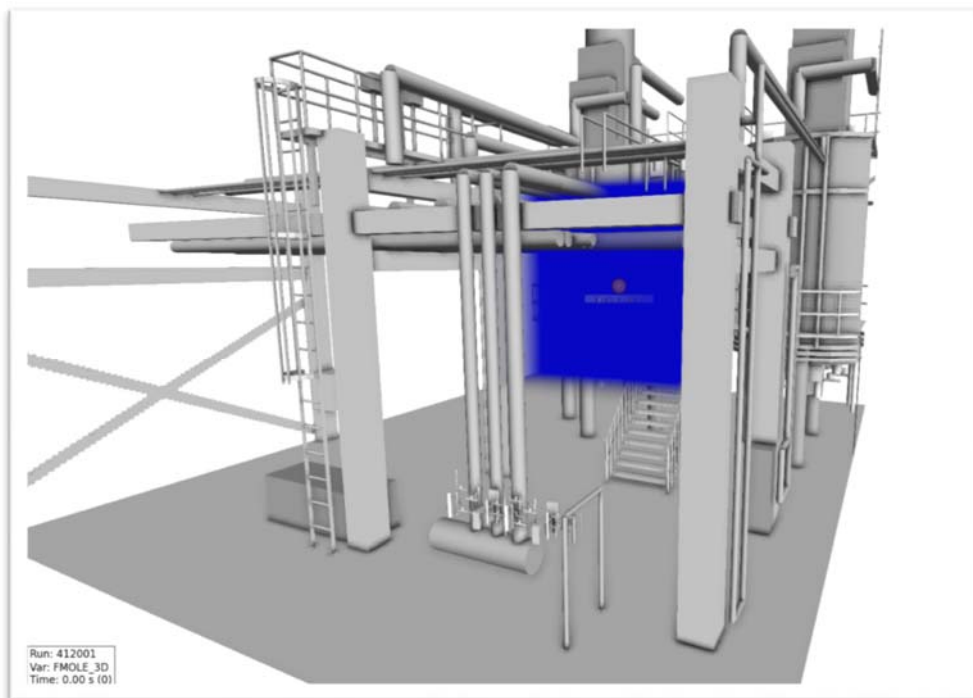


Figur 7-2 Visualisering av maks-trykk ved tenning inhomogen sky (sim 552023)

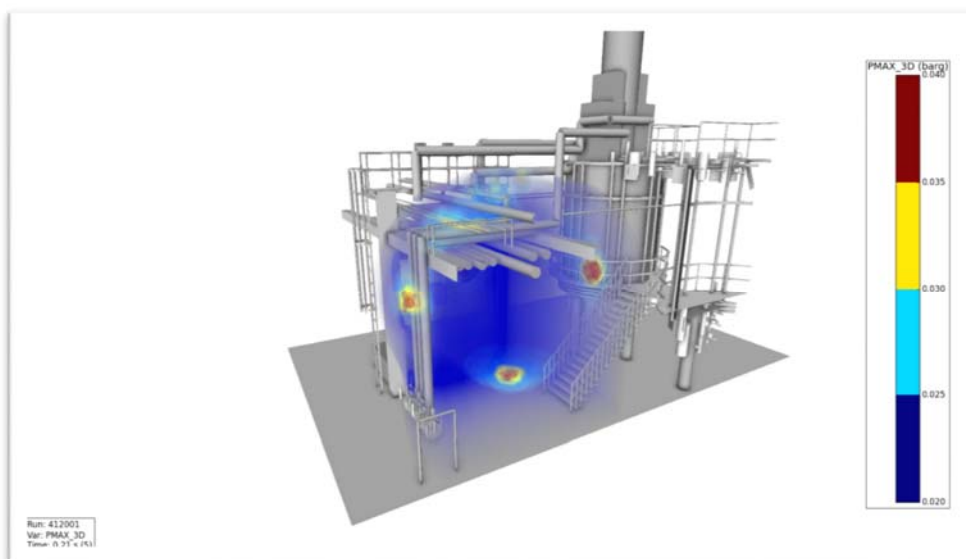
7.2 Tenning homogen sky

Eksplisjonslaster ved tenning av ESC basert på FLAM er simulert for tenning i midten av gasskyen. Gassky = $3.5 \times 3.5 \times 3.5 \sim 40 \text{ m}^3 = \text{Vol-FLAM}$ (sim no = 412001).

Resulterende makstrykk, for ESC basert på FLAM er 40mbarg



Figur 7-3 Plassering av homogengassky med volum = FLAM



Figur 7-4 Visualisering av maks-trykk ved tenning homogensky basert på FLAM (412001)

7.3 Oppsummert

Simulert eksplosjonstrykk ved tenning av både den inhomogene skyen og tenning av ESC basert på FLAM er 40 mbarg. Simuleringsresultatet er konsistent med at gasskyen er relativt liten, at området har lav utstyrstetthet og at området er helt åpent.

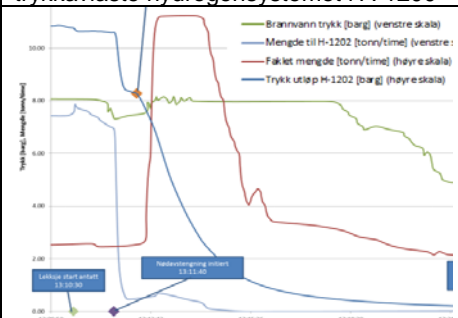
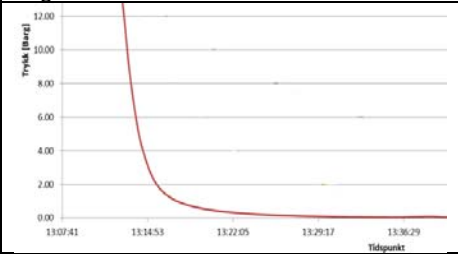
8 Referanser

- [i] «Værdata.xlsx», Epost fra Sandra Stang Pletten, datert 16.11.2016.
- [ii] «Trykkprofil «12-PIC-025 trykk utløp H-1202» fra dokument tidsforløp og lekkasje.docx», epost fra Sandra Stang Pletten, datert 15.11.2016.
- [iii] «Re: Nødvendig informasjon», epost fra Sandra Stang Pletten, datert 16.11.2016 at 08:30
- [iv] «Re: Nødvendig informasjon, John Lage Bergan on 16.11.2016 at 09:53», epost videresendt av Sandra Stang Pletten, datert 17.11.2016 at 12:51.
- [v] «DAL specification project», GexCon pr. no.:40503, Fra 2008 til 2011

Klassifisering: Internal
 Status: Endelig
 Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

App C: Beredskap

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon
25.10.2016		
13:11:40	ESD ble aktivert fra kontrollrom	Driftsoperatør i A-1200 som sto nær lekkasjen fikk ikke kontakt med kontrollrom pga radioproblemer og støy fra lekkasjen. En driftsoperatør som oppholdt seg i A.1400 oppfattet varselet om å stenge ned A-1200 og fikk videreformidlet dette til kontrollrommet.
13:12:09	Evakueringsalarm ble iverksatt	Loggetidspunkt kan være noe forsinket
13:12:19	Manuell trykkavlastning ble igangsatt	Driftsleder assistent og driftsoperatør åpnet to manuelle avlastingsventiler for å trykkavlaste hydrogensystemet i A-1200
13:17:26	Systemtrykk (hydrogen) 1 barg	
13:17:56	Brannvannstrykket begynte å falle	Forbruk av brannvann begynte å nærme seg «normal drift» kapasitet.
13:20:41	Evakueringsalarm stanset	
13:23:10	Elektrisk brannvannspumpe ble startet	Brannvannspumpe startes fra kontrollrom etter beskjed fra skadestedsleder
13:27:10	Dieseldrevet brannvannspumpe ble startet	Brannvannspumpe startes fra kontrollrom etter beskjed fra skadestedsleder
13:28	Det var 3 aktive AT i området med til sammen ca 19 personer.	Uvisst hvor mange personer som oppholdt seg i a-1200 da hendelsen inntraff.
13:36	Hydrogensystemet var nå trykkløst	
13:41	Ptil varslet muntlig iht. DFU	
13:42	Informasjon fra portvakt at status var 164 personer innenfor porten på anlegget.	

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i

område A-1200 på Mongstad

Tid	Delhendelse/Aktivitet	Kommentar/illustrasjon												
25.10.2016														
13:43	2. linje utførte varsling iht. DFU 1&2	<table><tr><th>DFU NR.</th><th>DFU TEKST</th></tr><tr><td>1</td><td>Olje- og gasslekkasje</td></tr><tr><td>2</td><td>Akutt medisinsk behandling</td></tr></table>	DFU NR.	DFU TEKST	1	Olje- og gasslekkasje	2	Akutt medisinsk behandling						
DFU NR.	DFU TEKST													
1	Olje- og gasslekkasje													
2	Akutt medisinsk behandling													
13:43	1.linje beredskap hadde oversikt over hvilke AT som var gyldige i området for hendelsen, A-1200.	- 2 AT'er for Beerenberg med totalt 17 personer - 1 AT for Aker med 2 personer												
13:46	Informasjon fra samleplasser at alle personer som var tilknyttet AT'er i A-1200 er gjort rede for og befant seg på samleplassene	Det tok 34 minutter fra evakueringsalarm ble iverksatt til alt personell var gjort rede for og mønstret på samlingsplass. Dette er innenfor ytelseskravet på 45 min i WR9007 Beredskapsplan MPR PM Mongstad App F E-03												
13:50	Røykdykkere var inne i A-1200 ca.1 meter fra lekkasjestedet uten å få utslag på gassdetektor													
13:53	Informasjon ble frigitt til media: <i>Gasslekkasje på Mongstad</i> <i>Evakueringsalarm er kjørt, beredskapen er mønstret iht. planverk.</i> <i>Lekkasjen i anlegg 1200 som er et bensinanlegg.</i> <i>Anlegget er trykkavlastet og lekkasjen er stoppet</i>	3. linje på Forus står for mediekontakt.												
13:59	Røykdykkere satte dampleser ved lekkasjestedet													
14:02	Det ble satt opp sperringer ved lekkasjestedet													
14:21	«Faren Over» ble kjørt													
16:44	Skriftlig varsel til Ptil ble sendt	<div><div></div><div>Varsling/melding til Petroleumsstilsynet om fare- og ulykkesituasjoner Sendes pr e-post varsling@ptil.no</div></div> <table><tr><td>Hendelse inntruff Dato: 25.10.2016 Klokkeslett: 13.23</td><td>Operatør/iden ansvarlige: Statol Mongstad Felt: <input type="checkbox"/> Innretning/Landanlegg: Raffinen</td><td>Melder: Navn: <input type="text"/> Til: <input type="text"/> e-post: <input type="text"/></td><td>GPS posisjon (ved akutt forurensning): <input type="text"/></td></tr><tr><td colspan="2">Bekreftelse av varsel etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 første ledd Situasjoner som har ført til: X § 29 første ledd Situasjoner som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til:</td><td colspan="2"><input type="checkbox"/> a) død <input type="checkbox"/> b) alvorlig og akutt skade <input type="checkbox"/> c) alvorlig livstruende sykdom <input checked="" type="checkbox"/> d) alvorlig svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning</td></tr><tr><td colspan="2">Melding etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 tredje ledd Melding ved fare- og ulykkesituasjoner som er av mindre alvorlig eller akutt karakter</td><td colspan="2"><input type="checkbox"/> b) skade <input type="checkbox"/> c) sykdom <input type="checkbox"/> d) svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning</td></tr></table> <p>Beskrivelse av hendelsen/tillepet: <input type="checkbox"/> Evakueringsalarm ble idag kjørt kl 13.23 pga en Hydrogen rik gass lekkasje fra et bensinanlegg A-1200 (Isomerisering). Beredskapsorganisasjonen ble mobilisert og A-1200 ble trykkavlastet kontrollert i løpet av kort tid. Hendelsen ble varslet i iht planverk og nodelater ble varslet. Det var ingen brann eller skadde personer. Faren over signal ble kjørt kl 14.27. Anlegget startes ikke opp igjen for hendelsen er gjennomgått og årsaksbilde er kjent.</p>	Hendelse inntruff Dato: 25.10.2016 Klokkeslett: 13.23	Operatør/iden ansvarlige: Statol Mongstad Felt: <input type="checkbox"/> Innretning/Landanlegg: Raffinen	Melder: Navn: <input type="text"/> Til: <input type="text"/> e-post: <input type="text"/>	GPS posisjon (ved akutt forurensning): <input type="text"/>	Bekreftelse av varsel etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 første ledd Situasjoner som har ført til: X § 29 første ledd Situasjoner som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til:		<input type="checkbox"/> a) død <input type="checkbox"/> b) alvorlig og akutt skade <input type="checkbox"/> c) alvorlig livstruende sykdom <input checked="" type="checkbox"/> d) alvorlig svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning		Melding etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 tredje ledd Melding ved fare- og ulykkesituasjoner som er av mindre alvorlig eller akutt karakter		<input type="checkbox"/> b) skade <input type="checkbox"/> c) sykdom <input type="checkbox"/> d) svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning	
Hendelse inntruff Dato: 25.10.2016 Klokkeslett: 13.23	Operatør/iden ansvarlige: Statol Mongstad Felt: <input type="checkbox"/> Innretning/Landanlegg: Raffinen	Melder: Navn: <input type="text"/> Til: <input type="text"/> e-post: <input type="text"/>	GPS posisjon (ved akutt forurensning): <input type="text"/>											
Bekreftelse av varsel etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 første ledd Situasjoner som har ført til: X § 29 første ledd Situasjoner som under ubetydelig endrede omstendigheter kunne ha ført til:		<input type="checkbox"/> a) død <input type="checkbox"/> b) alvorlig og akutt skade <input type="checkbox"/> c) alvorlig livstruende sykdom <input checked="" type="checkbox"/> d) alvorlig svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning												
Melding etter styringsforskriften: <input type="checkbox"/> § 29 tredje ledd Melding ved fare- og ulykkesituasjoner som er av mindre alvorlig eller akutt karakter		<input type="checkbox"/> b) skade <input type="checkbox"/> c) sykdom <input type="checkbox"/> d) svekkelse eller bortfall av sikkerhetsfunksjoner eller andre barrierer, slik at innretningens eller landanleggets integritet er i fare <input type="checkbox"/> e) akutt forurensning												

App D: Stillasbygging og tennkilder

R-109599 - Tildekking av stillas - Mid & downstream

Ved tildekking av stillas skal:

- all tildekking være flammehemmende
- installasjon av deluge system vurderes i forbindelse med rømningsveier som er på innsiden av tildekkingen
- det sikres at snø og vann ikke kan samles på tildekkingen og evt fryse til is med risiko for at snø og is kan falle ned
- det være sikker tilkomst inn i tildekkingen/stillaset

Ved tildekking av stillas, i klassifiserte områder eller der hydrokarboner kan samles i det tildekte området, skal:

- effektiv gjennomlufting alltid sikres
- taket utformes på en slik måte at man får effektiv lufting i topp
- maks 2 sider være dekket samtidig av tett flammehemmende duk. Ved behov for mer tildekking skal det søkes spesielt om dette
- stillassider på store stillaser ikke dekkes lenger ned enn maks 2 meter fra bakkenivå
- veggduker fortrinnsvis lett kunne senkes og heves ved behov. "Bruk av skinne-prinsipp"
- veggduker fortrinnsvis kun være oppe når det er behov for det med hensyn til vær/arbeidet

Annet personell enn kvalifisert stillasbygger skal konsultere stillasformann før tildekking av stillas.

R-108509 - Sikkerhets-/beredskapsutstyr i tilknytning til plassering av stillas - Mid & downstream

Stillas skal utformes/plasseres på en slik måte at det ikke reduserer sikkerhetsnivået for anlegget ved å sperre for sikkerhets-/beredskapsutstyr eller for viktig prosessutstyr. Områder eller deler av anlegg kan ha begrensninger med hensyn til eksplosjonslast hvis det fortettes av stillas og/eller tildekning.

Hvis det er begrensninger så skal dette tas hensyn til under planlegging av stillasaktiviteter. For avklaring kan Områdeteknikker og /eller Teknisk sikkerhet kontaktes.

Observasjoner knyttet til stillasbygging og tennkilder:

Stillaset i A-1200 var bygget helt inn med 2m åpning over bakken og lufting oppe ved tak. Mongstad beskriver at den duken som brukes til innbygging er permeabel og tilfredsstiller kravene til gjennomlufting, så de mener at dette skal være i henhold til kravene i ARIS.

Det er også krav til å utføre en risikoanalyse for en slik jobb. Vurderingen i forkant av denne jobben var at det var begrenset risiko relatert til det arbeidet som skulle foregå (avisolering og inspeksjon). Det ble derfor ikke gjennomført noen egen risikoanalyse av selve stillasets utforming før byggingen tok til. Det vurderes i ettertid at det kanskje ble bygget et for stort telt der en også bygget inn de to gass-fyrte ovnene (H-1201 og H-1202) i samme område. At ovnene ble bygget inn i samme oppsett var knyttet til jobb med fyrgassrenovering. Hvorvidt dette kunne representere en ekstra tennkilderisiko ved en eventuell H2-gass lekkasje er ikke dokumentert eller avskrevet.

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad

Luftinntaket til ovnene er på undersiden av ovnene, ca. 2 meter over bakkenivå. Det er også titteluker (inspeksjonsluker) på ovnene der gass i teorien kan trekkes inn, dersom disse ikke er tette. Disse lukene er på flere nivå oppover langs ovnen, de 2 øverste lukene er ca. 1 meter under lekkasjepunktnivå.

Spredningssimuleringene viser at brennbar gass har vært nær titte-lukene og har gått opp langs eksoskanalene. Da gasslekkasjen traff stillasgulv og i tillegg er lett, har den ikke vært i nærheten av luftinntaket til ovnene (2 meter over bakkenivå).

Klassifisering: Internal
Status: Endelig
Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i
område A-1200 på Mongstad



App E : Materialtekniske undersøkelser



Rapport nr.:	MAT-2016137
Tittel:	Materialteknisk undersøkelse av havarent rørstuss fra Mongstad
Utført av:	Lene A. Marken
Kvalitetssikret av:	Inge M. Kulbotten
Oppdragsnummer:	LAB-2016156

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H₂ rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Bakgrunn

- På Mongstad oppstod den 25.10 lekkasje av H₂-rikt prosessmedium i område A-1200 i det en ventil løsnet og falt ned i forbindelse med operasjon/stenging av ventilen, ref. Synergi nr. 1489103. Foto under viser lekkasjestedet
- Som følge av potensialet i hendelsen (ikke antent lekkasje med brannfarlig produkt) ble granskning på konsernnivå iverksatt for å avdekke årsaksforhold og anbefaling av tiltak.
- Som et innspill til granskningsgruppens arbeid, har Materiallaboratoriet i Trondheim forestått undersøkelser av den havarete rørstussen i den hensikt å kartlegge årsak til det oppståtte bruddet.



Foto fra Synergi nr. 1489103.
Røret er normalt isolert.

3 Classification: Internal 15 november 2016 © Statoil ASA



Mottatt prøvemateriale

- Både ventilen som falt ned samt gjenstående stuss/sockolet på hovedrør ble mottatt for undersøkelser, se foto under. Ventilen stod i anlegget orientert vertikalt, se foto fra skadestedet på foregående side.
- Ventilen som falt ned hadde en vekt på ca. 6.8 kg; PMI* bekreftet karbonstål materialkvalitet for både ventil og stuss.

OVERSIKT



UTSNITT FRA BRUDDSTED



* Positiv Material Identification (XRF, røntgenfluorescens)

4 Classification: Internal 15 november 2016 © Statoil ASA



Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Visuell og makrofraktografisk undersøkelse

- Alle de mottatte delene fremstod å være kraftig korroderte; så godt som all maling/overflatebehandling var forsvunnet/degradert.
- I området hvor bruddet hadde oppstått var veggtykkelsen tynnert ned mot 0 mm omtrent rundt halve rørets omkrets, og denne delen av bruddet fremstod derfor å være «gjennomkorrodert» før selve hendelsen, se nedenstående fotos av de motstående bruddflatene. Den del av omkretsen som er tynnert ned til 0 mm er indikert med røde piler i bildene. Opprinnelig tykkelse er ikke kjent. Resterende del av omkretsen viste tydelig bruddmorfologi med 45° forplantning (skjærbrudd), og fremstod således å være et rent overbelastningsbrudd, ref. gul pil i foto til høyre.
- Innvendig hadde delene en tykt oksidsjikt, men var ikke betydelig korrodert.



5 Classification: Internal

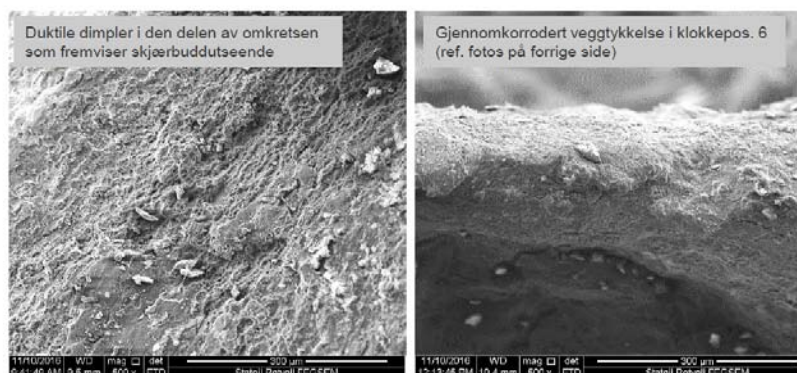
15 november 2016

© Statoil ASA



Fraktografiske undersøkelser i SEM

- For undersøkelse av bruddkarakteristika på mikronivå, ble bruddflatene undersøkt ved høy forstørrelse i SEM.
- Undersøkelsen avdekket duktile dimpler i den del av omkretsen som fremstod med skjærbruddutseende (se eksempel til venstre under), og bekrefter dermed duktil overbelastning som årsak til at ventilen løsnet. Ingen tegn til forutgående utmatting ble observert.
- Den øvrige delen av omkretsen hvor veggtykkelsen var tynnert ned mot 0 mm ble som forventet bekreftet å være kraftig korrodert, og det anses å være overveiende sannsynlig at det har vært lekkasje fra dette området forut for selve hendelsen.



6 Classification: Internal

15 november 2016

© Statoil ASA



Klassifisering: Internal

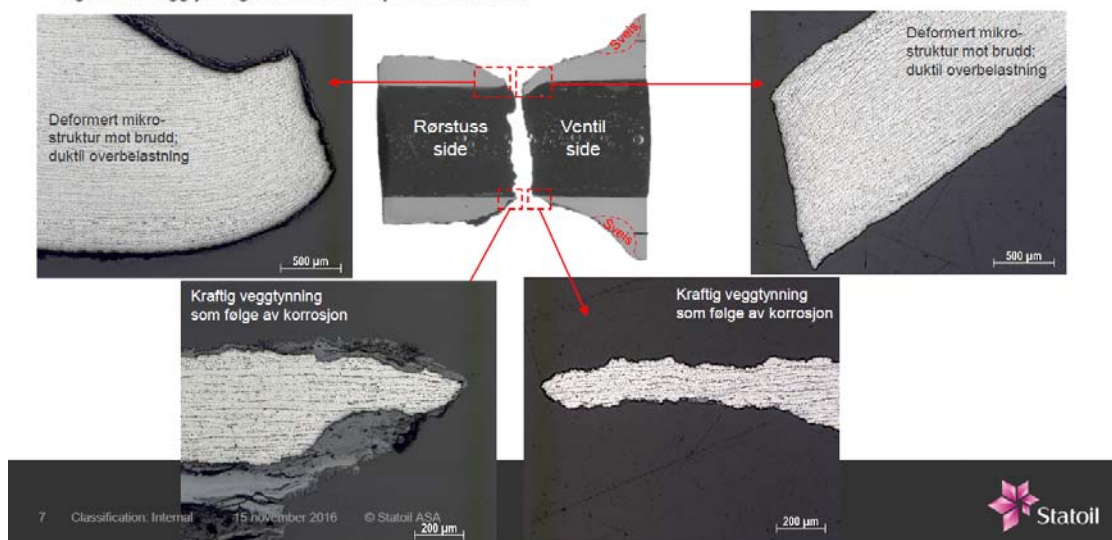
Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Metallografiske undersøkelser

- For undersøkelse av mikrostruktur og mer eksakt fastleggelse av bruddsted, ble metallografiske tverrsnitt tatt ut over bruddet.
- Fotos under viser bruddet i forhold til posisjon til sveis, samt generell mikrostruktur. Bruddstedet ligger godt utenfor posisjon for sveis (antydning i sammenstillingen av bruddprofilene), og den lokale kraftige veggtynnningen er heller ikke assosiert med varmpåvirket sone fra sveisingen. Mikrostrukturen er normal ferritt – perlit som forventet.
- Indre overflate i røret har et litt «rufsete» utseende på mikronivå som følge av innvendig oksidasjon/korrosjon, men ingen signifikant veggtynnning ser ut til å ha skjedd fra innsiden.



Konklusjon

- Fra foreliggende materialundersøkelse er det klart at ventil i A-1200 løsnet og falt ned som følge av utvendig korrosjon, som i sin tur har gitt så betydelig tykkelsesreduksjon at overbelastningsbrudd har oppstått i den ventilen ble forsøkt operert.
- Ettersom rørstussen normalt er isolert, klassifiseres skademekanismen som karakteristisk korrosjon under isolasjon (KUI, eng. CUI). Den lokale veggtynnningen i aktuelle område antas å være sammenfallende med ansamling av fuktighet når røret har vært isolert.
- Det er sannsynlig at det har vært lekkasje fra den aktuelle rørstussen forut for selve hendelse, ettersom godstykkelsen er redusert ned mot 0 mm i store deler av omkretsen (ref. bl.a. fotos på forrige side).

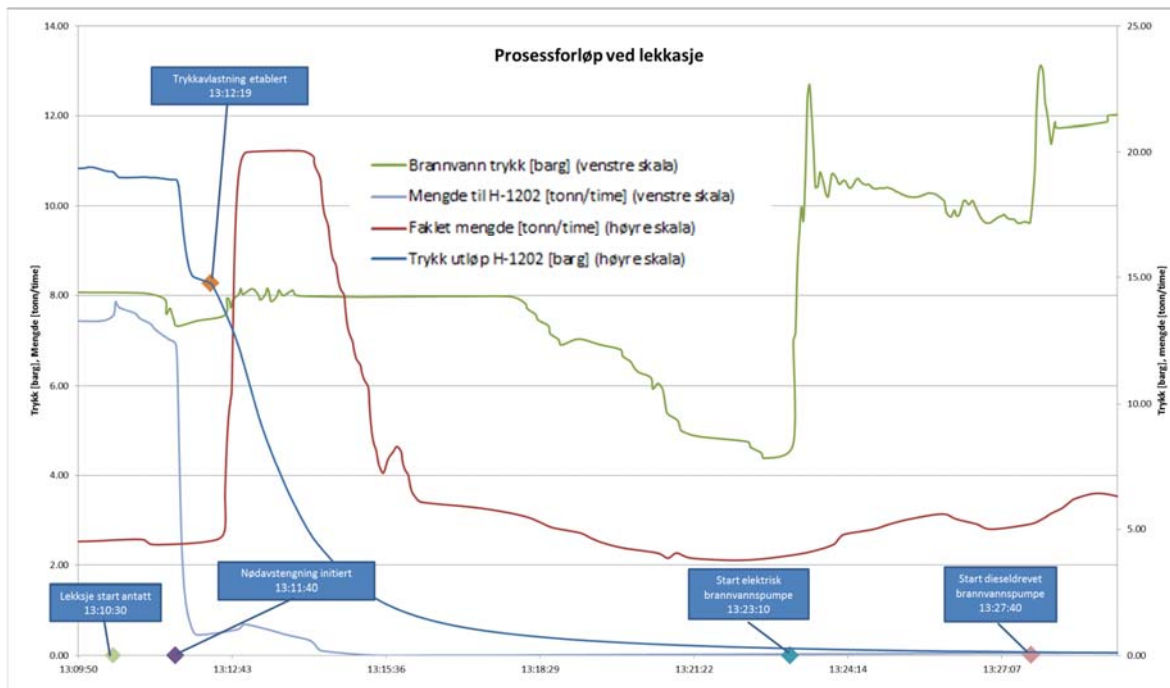
Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

App F : Lekkasjeprofil.



Figur 5.2.1 Prosessforløp ved lekkasjen

Forutsetninger for tidsangivelser er:

- Tidspunkt for start av lekkasje er tolket ut fra forstyrrelse i gjennomstrømningsrate i oven
- Nødvastengningstidspunkt er logget i kontrollsystem
- Åpne manuelle trykkavlastningsventiler er tolket til start trykkreduksjon etter den initielle trykkreduksjon umiddelbart etter nødvastengning som antas å skyldes «settle out» i anlegget (strømning i anlegget stanser og anlegg trykkutlignes)
- Start elektrisk brannvannpumpe er logget i kontrollsystem
- Start dieseldrevet brannvannpumpe er basert på trykkøkning ut fra denne

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

App G: Arbeidsordre 23737630 «23A12, H-1201 og H-1202, AO for AT-uttak»

Order	PM02	23737630	23A12, H-1201 og H-1202, AO for AT-uttak	
-------	------	----------	--	--

23A12, H-1201 og H-1202, AO for AT-uttak i OFP sin jobbpakke.
 Dette gjelder for fagdisipliner som

- stillas
- elektro
- isolasjon
- inspeksjon
- maling

og mindre mekaniske reparasjoner.

Sys.Status	REL	PCNF	GMPS	NMAT	PRC	SETC	STRT	WP	MLTI
------------	-----	------	------	------	-----	------	------	----	------

HeaderData	Operations	Components	Costs	Partner	Objects	Additional Data
------------	------------	------------	-------	---------	---------	-----------------

Person responsible
 PlannerGrp DVA / 1310 OFP Koordinator 1
 Mn.wk.ctr E-OFL-01 / 1310 Overflateleverand...
 Person Res...

Notifctn
 Costs 0,00 NOK
 PMActType 005 Surface mainte...
 Address

Dates

 Revision OFP 2016 Overflateprosjekt 2016

Reference object
 Func. Loc. 1310-LINE-12 DUMMY - RØRLINJER I 1200 ISOMERING-ANLEG
 Equipment
 Assembly

First operation
 Operation Stillasbygging/riving i jobbpakken. CcKey Calculate duration
 WkCtr/Plnt E-OFL-S1 / 1310 Ctrl key PM01 Acty Type PRT
 Work durtn 1,0 H Number 1 Oprtn dur. 1,0 H Comp.
 Person. no 0 Hold Onshore

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Application server time: 13:25:31
No WP level 1: 13 | No WP level 2: 6

Text	S	O	Work description1	Lo	Area	Syst	L	HoA	HoB	E	Iss	PT	Exc	DS	Rm	SpT	Exp	Cl	Oth	W	SJA	F	To	From	Applica	Ope	Se	Discipl	Tag/line no.	Work Permit	Work Order
OFF Erect scaffolding in 1200 area				A60	B3	12	4															00	23	27.09...				E-OFL	1310-LINE-12	9507364221	23737630
BBC OFF: 23A12-A-1200				A60	B3	12	4															00	23	08.10...				E-OFL	1310-LINE-12	9507379129	23737630
OFF 23A12 insulation work				A48	B3	12	4															00	23	14.10...				E-OFL	1310-LINE-12	9507387617	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	19.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507395774	23737630
OFF 23A12 Følsøke på varmekabelkurs				A60	B3	12	3			X												08	16	20.10...				6-ELE	1310-LINE-12	9507397468	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	20.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507395777	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	21.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507395779	23737630
BBC OFF: 23A12-A-1200				A60	B3	12	4															00	23	22.10...				E-OFL	1310-LINE-12	9507392905	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	24.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507395781	23737630
OFF 23A12 insulation work				A48	B3	12	4															00	23	25.10...				E-OFL	1310-LINE-12	9507404936	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	25.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507405217	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	26.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507407157	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	28.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507410816	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	31.10...				1-VRD	1310-LINE-12	9507410818	23737630
OFF 23A12 Painting in workpackage				A60	B3	12	4															00	23	01.11...				E-OFL	1310-LINE-12	9507417023	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	01.11...				1-VRD	1310-LINE-12	9507416748	23737630
OFF 23A12 Painting in workpackage				A60	B3	12	3			X												07	15	02.11...				E-OFL	1310-LINE-12	9507418594	23737630
Avsløre og inspisere stuss på PF-12038 i r				A60	B3	12	3			X												08	16	02.11...				1-VRD	1310-LINE-12	9507418480	23737630
Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1				A60	B3	12	3			X												08	16	02.11...				1-VRD	1310-LINE-12	9507418468	23737630

(23737630 23A12, H-1201 og H-1202,) (1000 Stillasbygging/riving i jobb

Beskrivelse og Arb.ordre/start dato Forberedelse A/B Godkjenning Område

NIVÅ 2

Søker navn: [Redacted]

Disiplin: E-OFL-S1 Telefon: Kanal 18

Utførende kontraktør: BeerenBerg 3-9 mann

Arbeidsbeskrivelse: BBC OFF: 23A12-A-1200

Stillasbygging/riving i jobbpakken

BBC: OFF Erect scaffolding in 1200 area

Utstyr/Verktøy: Handtools

Nr. utstyr, rørline e.l: 1310-LINE-12

DUMMY - RØRLINJER I 1200 ISOMERING-ANL

Prod.enhet: 1310 Statoil Mongstad CC1000

System: 12

Area: B3

Område/anlegg: A60

Sone:

Vedlegg:

AT-9507392905 (AO-23737630)

"BBC OFF: 23A12-A-1200"

☐ Sikker jobb analyse Nr: ☐ Sikker jobb analyse

Arbeidsordre nr.: 23737630

Operasjons nr.: 1000

Isolasjon nr.:

☒ Dag ☒ Natt

Fra dato (inkl.): 22.10.2016 Til dato (inkl.): 04.11.2016

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

(23737630 23A12, H-1201 og H-1202,) (1500 Isolasjonsarbeid i jobbpakke

Beskrivelse og Arb.ordre/start dato	Forberedelse A/B	Godkjenning	Omr
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> AT-9507404936 (AO-23737630) "OFP 23A12 insulation work" </div>			
NIVÅ 2 Søker navn: XXXXXXXXXX Disiplin: E-OFL-I1 Telefon: CH 18			
Utførende kontraktør: Beerenberg 2-8 persons Arbeidsbeskrivelse: OFP 23A12 insulation work 23A12 - remove old insulation Lines without HT 23A12, H-1201 og H-1202, AO for AT-uttak			
Utstyr/Verktøy: Hand tools/Handverktøy			
Nr. utstyr, rørlinje e.l: 1310-LINE-12 DUMMY - RØRLINJER I 1200 ISOMERING-ANL			
Prod.enhet: 1310 Statoil Mongstad CC1000 System: 12 Area: B3 Område/anlegg: A48 Sone: 			
Vedlegg: 			
<input type="checkbox"/> Sikker jobb analyse Nr: Sikker jobb analyse		Arbeidsordre nr.: 23737630 Operasjons nr.: 1500 Isolasjon nr.: 	
<input checked="" type="checkbox"/> Dag <input type="checkbox"/> Natt		Fra dato (inkl.): 25.10.2016 Til dato (inkl.): 07.11.2016	

(23737630 23A12, H-1201 og H-1202,) (4000 Inspeksjonsarbeid i jobbpakke

Beskrivelse og Arb.ordre/start dato	Forberedelse A/B	Godkjenning	Omr
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> AT-9507395781 (AO-23737630) «Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1200» </div>			
NIVÅ 1 <div style="display: flex; flex-wrap: wrap;"> <div style="width: 50%;"> <input type="checkbox"/> Varmt arbeid kl. A <input type="checkbox"/> Trykktesting <input checked="" type="checkbox"/> Varmt arbeid kl. B <input type="checkbox"/> Arbeid over sjø <input type="checkbox"/> Entring <input type="checkbox"/> Farlige kjemikalier <input type="checkbox"/> Utkopling av sikkerhetssystem <input type="checkbox"/> Radioaktive stoffer </div> <div style="width: 50%;"> <input type="checkbox"/> Graving <input type="checkbox"/> Arbeid på hydrokarbonførende s <input type="checkbox"/> Sprengning <input type="checkbox"/> Flytting av tungt utstyr <input type="checkbox"/> Kritisk løfteoperasjon Standard sikkerhetskrav <input type="checkbox"/> Annet/Kritisk operasjon </div> </div>			
Beskrivelse Søker navn: XXXXXXXXXX Disiplin: 1-VRØ-OF Telefon: 95998705			
Utførende kontraktør: Aker Solutions 1-2 personer Arbeidsbeskrivelse: Inspeksjonsarbeid i jobbpakken 23A12 i A-1200 Nærvisuell inspeksjon av rørlinjer i jobbpakken 23A12. Ultralyd for tykkelsesmåling Foto for dokumentasjon			
Utstyr/Verktøy: Håndverktøy, ultralydapparat, fotokamera Nr. utstyr, rørlinje e.l: 1310-LINE-12 DUMMY - RØRLINJER I 1200 ISOMERING-ANL			
Prod.enhet: 1310 Statoil Mongstad CC1000 System: 12 Area: B3 Område/anlegg: A60 Sone: Vedlegg: 			
<input type="checkbox"/> Sikker jobb analyse Nr: Sikker jobb analyse		Arbeidsordre nr.: 23737630 Operasjons nr.: 4000 Isolasjon nr.: 	
<input checked="" type="checkbox"/> Dag <input type="checkbox"/> Natt <input type="checkbox"/> Pågående arbeid		Fra dato: 25.10.2016 Til dato: 25.10.2016 Fra kl: 08:00:00 Til kl: 16:00:00 Forlengelse til kl: 00:00:00	

Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

App H: Innspill til OFP A-1200

Fakta A-1200(Isomeriseringsanlegget)

- Bygget i 1983
- Omdanner ikke-avsvovlet lett gasolin (Lettnafta) fra lavsvovling råolje til et isomerisert produkt med høyt oktantall.
- Føde: Lettnafta fra råoljeanlegget. (C7+ < 5 vekt %), samt selvantennelig hydrogen fra A-400(i Reaktor- og adsorberseksjonen).
- Produkt: Isomerat og LPG, i tillegg noe gass til fyrgassnett.

2 - Classification: Internal 2011-09-23



Klassifisering A-1200

- Består av totalt 367 rørlinjer, hvorav;
 - 7x containment "Extremely High"
 - 154x containment "Very High"
 - 104x containment "High"
 - 27x containment "Medium"
 - 75x containment "Low"
- 161 rør (ca. 44%) med containment større eller lik "Very High"

Konsekvens	Brennbarhet (kriterier)
Ekstremt høy	LPG eller LNG i væskeform, eller brennbar gass med trykk over 100 bar.
Meget høy	Hydrogen, medier over selvantennelsestemperatur, eller brennbar gass med trykk over 30 bar.
Høy	Brennbare gasser og væsker over flammepunkt.
Middels	Brennbare væsker under flammepunkt.
Lav	Ikke brennbar.

3 - Classification: Internal 2011-09-23



Klassifisering: Internal

Status: Endelig

Dato:13.01.2017

Gransking av: Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad

Inspeksjonsprogram

1) Eget prosjekt for inspeksjon av sikkerhetskritiske rør med konsekvens Ekstremt høy og meget høy. Totalt antall rør inkl. for vurdering 111 stk. (ca 30 %), der det ble utført ett utvalg for inspeksjon av 84 rørlinjer(22%, reduksjon pga. tidligere inspisert, og/eller ikke i drift, lav temp, etc.) av totalt 367 rør. Bakgrunnen for at det på forrige slide er flere rør i kategoriene, var at man ikke hadde klassifisering på rørene når prosjekter startet.

2) Årsprogram:

- 2011→ 34 rør den. 11.08.2011
- 2010→ 121 rør
- 2009→ 64 rør

Siden 2007 er det utført inspeksjon av ca. 201 rørlinjer (ca. 55%).

NB! Det er ikke tatt hensyn til omfang inspisert per. Linje. Dette medfører at man ikke kan betrakte resultatene ovenfor som at hver enkelt linje er ivaretatt i sin helhet.

4 - Classification: Internal 2011-09-23



Resultat fra prosjektet sikkerhetskritiske rør

1) Totalt 84 rør inspisert, med følgende resultat;

Resultater:	Antall rør	%
Ingen funn	12	14
Glødeskall	6	7
Maling skadet. Lett o.korr	52	62
Gropkorr. Ikke kritisk	1	1
Korr.→ Korrektiv jobb	7	8
Korr.→ sendt for vurdering	4	5
Eksisterer ikke lenger	2	3

5 - Classification: Internal 2011-09-23



M2- Generert av inspeksjon siden 2008

- Generert 21 stk. på hhv. 19-rørlinjer, med følgende aksjoner;
 - Utskiftning; 19 notifikasjoner, der 6 utskiftninger utføres AS2011.
 - Overflatebehandling; 3 notifikasjoner, der den ene ikke er utført enda.
- Containment for de 19-rørlinjene; 11xstrørre eller lik "Very High", og resterende på "High"
- Vil også bemerke LPG-lekkasjen i 1200, [Ref Synergi 1174334](#)

NB! Ved å søke på Notifikasjoner opprettet/generert av inspeksjon i SAP, vil man ikke inkludere alle notifikasjoner som har medført utskiftninger. Tallet er med sikkerhet høyere enn det som vises til ovenfor.

Konklusjon:

- Siden 2008 er det generert 19 utskiftninger. Hovedårsaken til utskiftingene er skadet malingsbelegg, der dette over tid har ført til uakseptabel reduksjon av veggtykkelse. Enkelte av utskiftingene er også basert på dårlig utførelse av tidligere påført malingsbelegg, samt tilfelle der kvalitetssikringen svikter. Ref Synergisak 1219958.

Ved gjennomgang av prosjektet for inspeksjon av sikkerhetskritiske rør i A-1200, viser resultatet at 52 rør(62%) av totalt 84 inspiserte, lider av skadet malingsbelegg og overflatekorrosjon.

- Anbefales å trekke inn A-1200 i overflateprosjektet.