

Granskingsrapport

Rapport

Rapporttittel Mongstad Raffineri - Naftalekkasje i krakkeranlegg 24.10.2017	Aktivitetsnummer 001902045
--	-------------------------------

Gradering

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

Sammendrag

Den 24.10.2017 oppstod en naftalekkasje på Mongstad. Lekkasjonen ble oppdaget av en operatør som undersøkte området basert på muntlig informasjon om uvanlig lukt. Lekkasjonen skyldtes innvendig korrosjon i en pumpe sikring i krakkeranlegget. Statoil har i ettertid estimert lekkasjeraten til 0,01 kg/s. Prosessdel med lekkasje ble isolert, beredskapsorganisasjon etablert, og aktivering av fabrikkalarmen gjorde at personellet evakuerte anlegget.

Granskingen vår påviste fire avvik. Det mest sentrale for hendelsen var mangelfulle vurderinger ved endring av driftsbetingelser. Det tre andre avvikene gjelder mangler ved vedlikehold og inspeksjon, mangelfull etterlevelse av rutiner og informasjonsoverføring for sikker drift av anlegget, og mangelfull risikoforståelse og manglende identifikasjon av risikoforhold ved opprydding av naftaforurenset materiale.

I tillegg identifiserte vi ett forbedringspunkt vedrørende evakueringsalarm.

Involverte

Hovedgruppe T-L	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinsen / 13.2.2018
Deltakere i granskingsgruppen Vivian Sagvaag Bryn Aril Kalberg Ove Hundseid	Granskingsleder Morten A. Langøy

Innhold

1	Sammendrag	3
2	Innledning	3
3	Forkortelser og forklaringer	4
4	Bakgrunn	4
4.1	Kort beskrivelse av krakkeranlegget	4
4.2	Korrosjon	7
4.2.1	Innvendig korrosjon	7
4.2.2	Risikobasert inspeksjon (RBI)	8
4.2.3	Hendelser og lekkasjer grunnet innvendig korrosjon	8
4.3	Anleggets tilstand og drift	8
4.3.1	Generelt	8
4.3.2	Drift av fraksjoneringsst�rn T-1509	9
4.3.3	Pumpesikring	10
4.3.4	Inspeksjon av naftasløyfen	11
4.4	Vurdering av anleggets integritet	12
4.5	Helseeffekter ved naftaeksponering	12
5	Naftalekkasje 24. oktober 2017	12
5.1	Tidslinje	12
5.2	Fabrikkalarm – evakuering	13
5.3	Varsling til myndighetene	13
5.4	Beredskapsmessig håndtering av hendelsen	13
5.5	Arbeidsmiljø ved avisolering av rør etter hendelsen	13
6	Undersøkelser etter hendelsen	14
6.1	Befaring, intervjuer, dokument- og systemgjennomgang	14
6.2	Undersøkelser av rør med lekkasje og avleiringer i dette	14
6.3	Vurdering av Statoil sin granskning etter hendelsen	16
7	Hendelsens potensiale	17
7.1	Vurdering av faktisk og potensiell eksponering for involvert personell	18
8	Observasjoner	19
8.1	Avvik	19
8.1.1	Mangelfulle vurderinger ved endring av driftsbetingelser	19
8.1.2	Mangler ved vedlikehold og inspeksjon	20
8.1.3	Mangelfull etterlevelse av rutiner og informasjonsoverføring for sikker drift av anlegget	20
8.1.4	Mangelfull risikoforståelse og manglende identifikasjon av risikoforhold ved opprydding av naftaforurenset materiale	21
8.2	Forbedringspunkt	22
8.2.1	Evakueringsalarm	22
9	Andre kommentarer:	22
10	Drøfting av usikkerheter	22
11	Referanser	23
12	Gjennomgåtte dokumenter	23
13	Vedlegg	24

1 Sammendrag

Den 24.10.2017 oppstod en naftalekkasje på Mongstad. Lekkasje ble oppdaget av en operatør som undersøkte området basert på muntlig informasjon om uvanlig mye lukt. Lekkasje skyldtes innvendig korrosjon i en pumpe sikring i krakkeranlegget. Statoil har i ettertid estimert lekkasjeraten til 0,01 kg/s. Prosessdel med lekkasje ble isolert, beredskapsorganisasjon etablert, og aktivering av fabrikkalarmen gjorde at personellet evakuerte anlegget.

Granskingen vår påviste fire avvik. Det mest sentrale for hendelsen var mangelfulle vurderinger ved endring av driftsbetingelser. Det tre andre avvikene gjelder mangler ved vedlikehold og inspeksjon, mangelfull etterlevelse av rutiner og informasjonsoverføring for sikker drift av anlegget, og mangelfull risikoforståelse og manglende identifikasjon av risikoforhold ved opprydding av naftaforurenset materiale.

I tillegg identifiserte vi et forbedringspunkt vedrørende evakueringsalarm.

2 Innledning

Lekkasje på Statoil Mongstad oppstod og ble oppdaget under vanlig drift. Lekkasje bestod av krakker-nafta. Den 26. oktober besluttet vi å granske hendelsen.

Granskingsgruppens sammensetning:

Vivian Sagvaag	- Arbeidsmiljø
Ove Hundseid	- Prosessintegritet
Bryn Aril Kalberg	- Logistikk og beredskap
Morten Andre Langøy	- Konstruksjonssikkerhet, granskingsleder

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

Mandatet for granskingen:

1. Klarlegge hendelsenes omfang og forløp
 - a. Kartlegge og vurdere sikkerhetsmessige og beredskapsmessige forhold.
 - b. Kartlegge vurderinger som ble gjort i forkant av hendelsen.
2. Beskrive faktisk og potensiell konsekvens.
3. Vurdere utløsende og bakenforliggende årsaker, med vektlegging av både menneskelige, tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold
 - a. Observerte avvik fra krav, fremgangsmåter og prosedyrer.
 - b. Forbedringspunkter.
4. Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.
5. Vurdere hendelsen i forhold til tidligere granskinger og eventuelle relevante tilsynsaktiviteter på Mongstad.
6. Identifisere ev regelverksbrudd, anbefale videre oppfølging, samt foreslå bruk av virkemidler.
7. Vurdere aktørens egen gransking etter hendelsen. (Eventuelt etter at egen rapport er publisert)
8. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev i henhold til mal.

3 Forkortelser og forklaringer

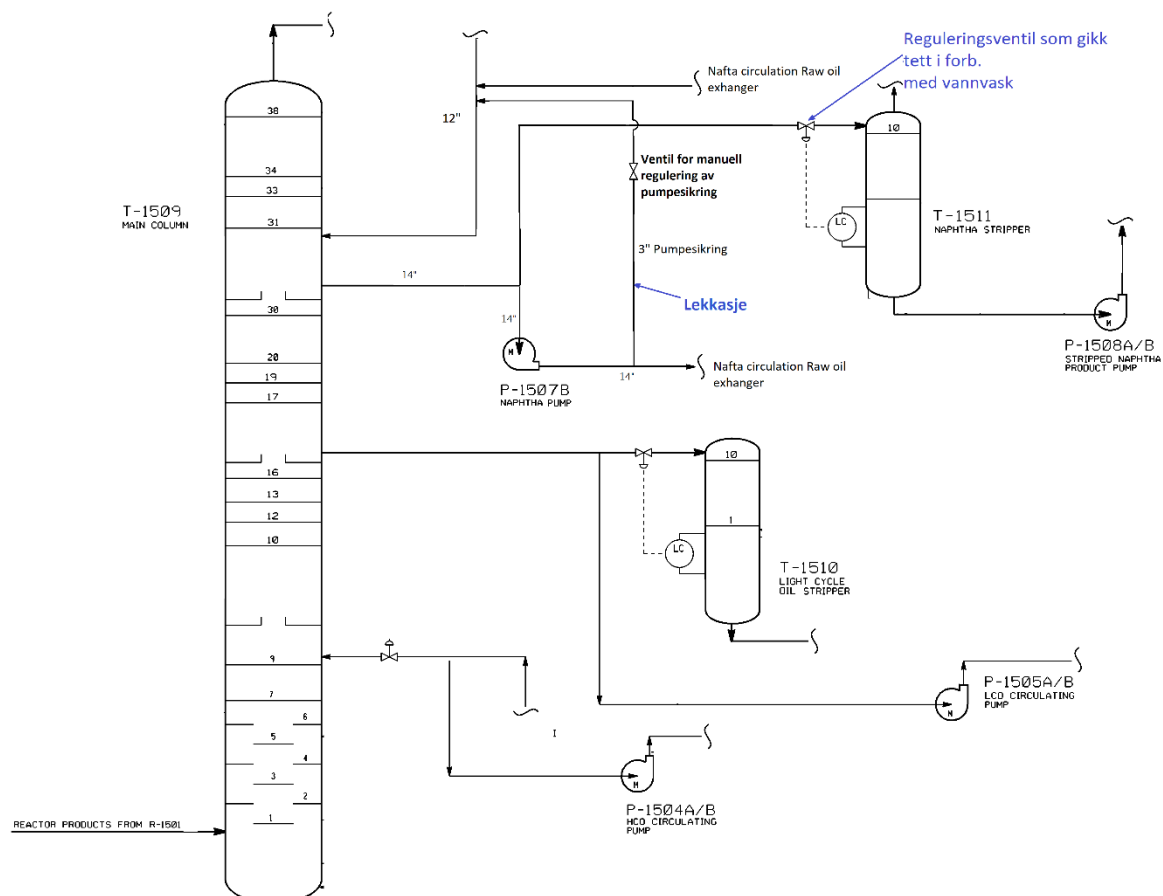
AT	Arbeidstillatelse
DAL	Dimenisoning accidental load/dimensjonerende ulykkeslast
GV _{8t}	Maksimumsverdi for gjennomsnittskonsentrasjon over åtte timer
ISO	Isolasjon, stillas og overflatebehandling
ISO-tegning	Iso-metrisk tegning
KUI	Korrosjon under isolasjon
LEL	Lower Explosion Limit – Nedre eksplosjonsgrense
PS	Performance standard (Ytelseskrav)
PS1	Performance standard 1– Containment (barriere mot lekkasje)
RBI	Risikobasert inspeksjon
TIMP	Technical Integrity Management Program
TR	Technical requirement – Intern Statoil standard
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
SAP	Datasystem for virksomhetsstyring
SYNERGI	System for registrering, analysering, bearbeiding og oppfølging av ulykker, tilløp og uønskede hendelser

4 Bakgrunn

4.1 Kort beskrivelse av krakkeranlegget

Første trinn av Mongstad ble bygd i 1974. Anlegget ble utvidet og oppgradert i 1989, da krakkeranlegget ble bygget. Krakkeranlegget er en katalytisk krakker, der residu molekyler blir delt (knust) til mindre molekyler ved hjelp av katalysator og høy temperatur. Produktet fra krakkeren sendes videre til et fraksjoneringstårn T-1509, der de lettere fraksjonene blir skilt ut i krakker toppprodukt, krakker nafta, light Cycle Oil og Decant Oil. Figuren nedenfor viser en prinsippskisse for fraksjoneringstårnet med tilhørende prosesser. Lekkasjen, vist med pil i Figur 1, skjedde i en pumpe sikring. Operasjonsbetingelsene i linjen var 8 barg og ca. 150 °C. Lekkasje mediet var krakkernafta.

Naftaen sendes videre til naftastripper T-1511 hvor lettere produkter stripes av. Lekkasjen skjedde i rørsystemet mellom fraksjoneringstårnet og naftastripperen. Oversikt over Statoil Mongstad og plassering av krakkeranlegget er vist i figur 2 (kilde: Statoil).



Figur 1: Flytdiagram for fraksjoneringst rn og naftauttak. Pil viser lekkasjepunkt.



Figur 2: Oversiktsbilde av Statoil Mongstad. R d pil viser krakkeranlegget.

Røret med lekkasje hadde en dimensjon på 3 tommer, og kalles pumpesikring. Den var installert for å sikre at pumpe P1507B ikke kjøres mot stengt utløp. Lekkasjepunktet, etter avisolering, er vist i Figur 3 med rød pil.



Figur 3: Lekkasjepunkt markert med rød pil. Røret ble avisolert i etter hendelsen.
Kilde: Statoil.

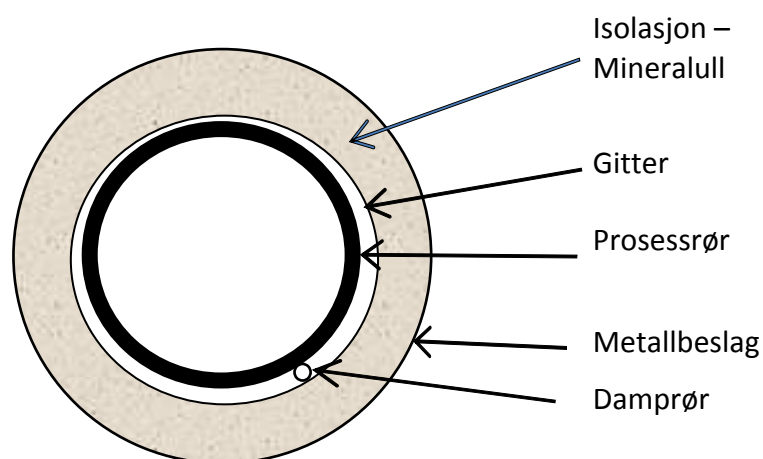


Figur 4: Overgang mellom hovedrør, 14", og pumpesikring, 3". Røret er avisolert i etter hendelsen. Kilde: Statoil.

Pumpesikringen var definert inn i en av flere «korrosjonssløyfer¹» på Mongstad. Røret med lekkasje gikk mellom et rør på 12 tommer og et rør på 14 tommer, vist i Figur 4. Den blanke overflaten til 3 tommers røret skyltes at det utvendig ble malt i forbindelse med overflateprosjektet i 2014 for å unngå KUI. Det ble ikke samtidig sjekket for innvendig korrosjon.

4.2 Korrosjon

I et raffineri er rør og utstyr i prosessanlegget utsatt for korrosjon både utvendig og innvendig. Utvendig er det korrosjon under isolasjon (KUI) som ofte er alvorligst da det kan være vanskelig å oppdage før en lekkasje oppstår. Ptil har tidligere gransket lekkasjer i rør forbundet med dette på Mongstad. I 2012 gransket Ptil en alvorlig hendelse med damp lekkasje på grunn av KUI (Petroleumstilsynet, 2013) og i 2016 en hydrogenlekkasje grunnet KUI (Petroleumstilsynet, 2017).



Figur 5: Illustrasjonsskisse av isolert 3 tommers rør, med nominell veggtykkelse på 5,5 mm og 1,5 mm korrosjonstillegg, i pumpesikringen.

Lekkasjen 24.10.2017 oppsto også i et isolert rør, som illustrert i Figur 5, men korrosjonen var fra innsiden og ikke utsiden som er tilfelle ved KUI. Dette røret var utvendig inspisert og overflater med korrosjon ble overflatebehandlet i 2014, men ikke inspisert for innvendig korrosjon etter 2013 (Statoil, 2017C).

4.2.1 Innvendig korrosjon

Det er en rekke korrosjonsmekanismer som kan forekomme i et raffineri. The American Petroleum Institute (API 571) identifiserer flere enn 30 mekanismer. For pumpesikringen med lekkasje har Statoil identifisert korrosjonsmekanismer grunnet ammoniumklorid og ammonium-hydrosulfid (Statoil, 2017B). Disse mekanismene gir veggfortynning. Dette må styres og er beskrevet i neste delkapittel. I tillegg er spennings-korrosjon grunnet hydrogensulfid identifisert som skademekanisme.

¹ Begrepet korrosjonssløyfe er forklart i avsnitt 0.

4.2.2 Risikobasert inspeksjon (RBI)

For å overvåke og kunne utbedre rør og utstyr som er utsatt for innvendig korrosjon inspiseres disse ved gitte intervall. Disse intervallene baseres på risikoen for lekkasje. Metodikken som brukes kalles risikobasert inspeksjon (RBI). Risikoen beregnes som produktet av sannsynligheten og konsekvensen av en lekkasje. En viktig forutsetning for RBI er at det gis riktige opplysninger for beslutning vedrørende sannsynlighet og konsekvens for alt utstyr og rør. Dette gjøres gjennom å dele anlegget inn i «korrosjonssløyfer» hvor mulige korrosjons- og skademekanismer identifiseres. Røret med lekkasje er tilordnet korrosjonssløyfe 15-CL-08A «Heavy naphta circulation to/from T-1509 (above tray 30) and to T-1511». Endringer i driftsbetingelser skal eventuelt dokumenteres for denne korrosjonssløyfen.

To grunnleggende forutsetninger i RBI er at endrede driftsbetingelser vurderes i forhold til virkning på korrosjonshastigheter og dermed planlegging av inspeksjon, og at resultatene fra inspeksjonene vurderes ut fra de forventede korrosjonshastigheter. I utgangspunktet var inspeksjonsintervallet for den aktuelle rørslyyfen beregnet til 5 år.

4.2.3 Hendelser og lekkasjer grunnet innvendig korrosjon

Sommeren 2017 var det en LPG-lekkasje i reformanlegget (A-1400) grunnet innvendig korrosjon i et rør i en dødlegg (blindgate) der klor og vann var ansamlet. Reformanlegget omdanner nafta til bensinprodukt. Hendelsen ble gransket av Statoils konserngranskingsenhet (Statoil, 2017) og årsaken var identifisert til å være endringer av driftsbetingelser. Disse endringene medførte endringer i korrosjonsbetingelser og høyere korrosjonsrater. Endringene i driftsbetingelser og inspeksjonsfunn skal ut fra RBI-metoden medføre tettere oppfølging.

4.3 Anleggets tilstand og drift

4.3.1 Generelt

Det gjennomføres jevnlig tilstandsvurderinger (TIMP) som både identifiserer avvik fra dagens standarder og svekkelser i fysisk tilstand på anlegget. Tilstandsvurderinger gjennomføres både på det enkelte barriereelement (PS) og på hver anleggsdel. Resultatene for de enkelte PSene danner grunnlaget for å angi tilstand på det enkelte anlegg. I tillegg til TIMP vurderinger inngår uavhengige Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) gjennomganger, inspeksjoner og notifikasjoner i vurderingen av tilstand.

Raffineriet er utsatt for korrosjon. Det gjelder både utvendig korrosjon og innvendig korrosjon, og er gjenspeilt i TIMP vurderingen ved at PS1 Containment har karakteren E. Figuren nedenfor viser TIMP bildet for krakkeranlegget i perioden mai-juni 2017. I TIMP-vurderingen har Statoil konkludert med at det i område B1 er:

- fortsatt områder med uavklart tilstand mht. overflate, mange funn i overflateprosjektet
- høy innvendig korrosjonsrate i nafta sirkulasjon
- mange registrerte lekkasjer i 2016
- betydelig antall IP-notifikasjoner med høy risiko

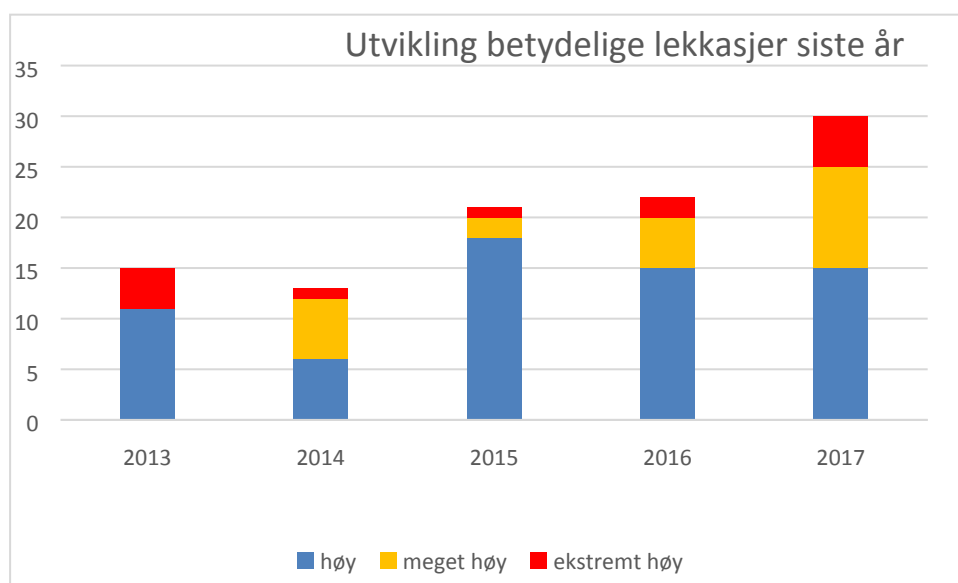
På bakgrunn av funn, spesielt i varmevekslere, under revisjonstans (RS) 2014 har Statoil konkludert med at korrosjonsraten har økt fra RS08 til RS14. Dette gjelder spesielt i naftastrømmene i A-15/1600 og nedstrøms anlegg (A-47/5000/5200). De har anbefalt å gjøre en vurdering om prosessen må endres noe for å redusere korrosjonsraten i fremtiden. Tiltak

som Statoil har identifisert er blant annet å endre bruk av antisaltkjemikalie i T-1509 og naftasirkulasjon. Denne endringen skal spare anleggene nedstrøms krakker for korrosjon. Et nytt kjemikalie er også testet i anlegget.



Figur 6: TIMP for krakker, periode mai-juni 2017.

Figur 7 viser utviklingen av lekkasjer på Mongstad hvor en ser at antall alvorlige lekkasjer har økt de siste årene. Alvorlighetsgraden avgjøres blant annet av medium, lekkasjemengde og utslippspunkt. Flere av de alvorlige lekkasjene de siste årene skyldes korrosjon.



Figur 7: Oversikt over lekkasjer på Mongstad inndelt i alvorlighetsgrad

4.3.2 Drift av fraksjoneringsårn T-1509

Det har vært kjent i flere år at det er problemer med saltutfelling og korrosjon i naftasløyfen til T-1509. Råoljen som Mongstad tar inn inneholder salt som følger produksjonsstrømmen gjennom anlegget. I tillegg kan katalysatormassen bidra til saltdannelse. I naftaseksjonen i fraksjoneringsårnet er betingelsene slik at salt felles ut. I drift gir saltutfelling restriksjoner for væskestrømmen, og det bygges dermed høyere differansetrykk over naftaseksjonen i fraksjoneringsårnet. Cirka en gang i uken injiseres kjemikalier (sjokkdosering) for å løse opp saltet. Dette fjerner noe salt, men ikke alt. Dette gjør at saltmengden over tid bygges opp. Dette kan operatørene se ved at det bygges opp høyere trykk over naftaseksjonen i fraksjoneringsårnet. Trykkoppbyggingen benyttes til å avgjøre når vannvasking skal utføres.

Vannvasking utføres ved at det injiseres vanddamp samtidig som en reduserer temperaturen så mye som mulig i naftaseksjonen. Dette gjør at en får utfelling av vann i naftaseksjonen som vasker med seg saltet som har avleiret seg. Etter at vannvaskingen er gjennomført økes strømmingen i naftasløyfene for å skylle ut vann og salt. I forbindelse med vannvaskingen får en av og til problemer med at reguleringsventil 15-FIC-017 har blitt tettet av salt.

Behovet for vannvasking har økt på grunn av økt produksjonsvolum, og muligens at oljen som raffineriet mottar har høyere innhold av salter nå enn før. Vannvasking utføres i dag cirka 1 gang per måned. Det er en fordel for driften å minimere mengden vannvasking. Anlegget må driftes på en annen måte når det utføres vannvasking, og dette er ikke en enkel prosess. En har derfor hatt fokus på tiltak som kan redusere saltutfellingen. Det er viktig at avsaltingsanlegget fungerer så optimalt som mulig slik at mengden salt inn i anlegget reduseres. Kjemikalier tilsettes også for å redusere behovet for vannvasking. I tillegg har en økt temperaturen så høyt som mulig i nafta-seksjonen for å redusere mengden utfelt salt.

4.3.3 Pumpesikring

Lekkasjen oppstod i pumpesikringen for pumpe P-1507B og er installert for å sikre pumpene dersom de kjøres mot stengt ventil. Pumpesikringen vil i et slikt tilfelle sørge for at det vil strømme en minimumsstrøm gjennom pumpen for å hindre skade på pumpen.

Strømmingen i sløyfen reguleres av en manuell ventil som justeres av uteoperatørene. Ventilen skal justeres slik at det sirkulerer noe væske gjennom pumpesikringen dersom hovedlinjen stenges. I og med at det ikke er måling av mengden væske gjennom sikringen er det ikke mulig å verifisere hvor mye som strømmer gjennom ventilen. Operatørene opplyste at de får en indikasjon på strømmingen ved å kjenne om ventilen er varm (væsken som strømmer gjennom er varm). Det er etablert et loggføringssystem der ulike punkter skal sjekkes og kvitteres for ved fastsatte intervaller (Statoil, 2017D). Blant annet skal ventilen åpnes for å spyle igjennom pumpesikringen. Framgangsmåten og gjennomføring var ulik fra person til person.

Da røret ble kappet var det fullt av korrosjonsrester/salt i oppstrøms ventilen, se

Figur 8. Det kan derfor ikke ha vært særlig strømming i rør, og uten mulighet for å måle strømmingen har ikke dette blitt oppdaget. Uten strømming vil en få en «dødlegg». Dødlegger er ifølge RBI programmet spesielt utsatt for korrosjon. Temperaturen vil falle her som følge av liten eller ingen strømming og vann kan felles ut og resultere i korrosjon.



Figur 8: Vertikal del av røret fylt med porøse/løse avsetninger. I denne delen av røret var det ikke tegn til vegg-tynning av betydning. (Statoil, 2018)

4.3.4 Inspeksjon av naftasløyfen

I 2012 ble det gjennomført risikobasert inspeksjon for den aktuelle naftasløyfen. Resultatet av gjennomgangen ble lagt inn som M2 notifikasjoner (korrektivt vedlikehold) for inspeksjon i SAP. Det aktuelle røret med lekkasje ble inspisert i 2013. Det ble da gjennomført målinger av veggtykkelse på utsatte punkter, typisk bend og foran strupeventil. Det ble oppdaget korrosjon, men ikke noe som ble vurdert som kritisk.

I perioden 2012-2015 ble det gjort funn under inspeksjon av hovedrøret oppstrøms- og nedstrøms pumpe P-1507B (denne hadde pumpesikringen med lekkasje). I 2015 ble det oppstrøms pumpen oppdaget 3,5 mm innvendig nedtynning. Det ble utført styrkeberegninger av røret som konkluderte med at røret kunne følge program for forebyggende vedlikehold frem til 2019.

Nedstrøms pumpen ble det gjennom inspeksjonen i 2015 oppdaget gropkorrosjon på 3 mm. Denne ble også vurdert til å kunne stå uten utbedringer.

Før oppstart etter naftalekkasjen ble flere rør inspisert for å sikre at anlegget hadde tilstrekkelig integritet for å starte opp igjen. Det ble da oppdaget at ytterligere en

pumpesikring hadde for mye korrosjon. Denne pumpesikringen ble fjernet før oppstart. I intervju har det kommet frem at pumpene startes mot stengt ventil slik at pumpesikringen er satt ut av funksjon. Statoil vurderer nå om det er behov for pumpesikringene.

I forbindelse med revisjonstans i 2014 ble det oppdaget korrosjon i T-1509 kolonnen og T-1511 naftastripper. Korrosjonen var begrenset til platene i kolonnen, ikke på selve trykktanken (veggene). Det ble også avdekket tegn til korrosjon i revisjonsstansen i 2008.

4.4 Vurdering av anleggets integritet

Korrosjon er et viktig element i aktivitetene med å ha kontroll over anleggets tekniske tilstand. Disse aktivitetene kan være prosessovervåking, vedlikehold inkludert inspeksjon, vurdering og eventuelt endring av operasjonelle rutiner og driftsbetingelser, og vurdering av endringer og funn. En totalvurdering av disse aktivitetene kan lede til endrede inspeksjonsintervall for som eksempel innvendig korrosjon. Aktivitetene utføres av flere fagdisipliner med forskjellige rapporteringslinjer. Det har ikke blitt gjennomført en samlet gjennomgang med alle relevante fagdisipliner for å vurdere om dette kan påvirke integriteten til anlegget og om inspeksjonsprogrammene må endres som følge av de endrede driftsbetingelsene.

4.5 Helseeffekter ved naftaeksponering

Krakkernafta er klassifisert som kreftfremkallende og reproduksjonsskadelig, hovedsakelig på grunn av innhold av benzen (0,7-1,2%). Benzen har i tillegg til sine helseskadelige egenskaper en lav grenseverdi for tillatt forurensningsnivå i arbeidsatmosfæren (GV_{8t} 1ppm). Innånding kan gi døsighet og svimmelhet ved lavere konsentrasjoner, mens høye konsentrasjoner kan gi narkotiske effekter. Opptak kan også skje ved hudkontakt og gi helseskade.

5 Naftalekkasje 24. oktober 2017

5.1 Tidslinje

- 0630 Nattskift gir muntlig beskjed om at de hadde kjent mer lukt enn normalt i område A-1500
- 0645 Operatør starter runden
- 0700 Operatør kjenner «lukt» ved pumpe/rør i krakkeranlegget. Beskjed over radio til kontrollrommet
- 0702 Operatør oppdager lekkasje fra pumpe/rør i krakkeranlegget. Beskjed over radio til kontrollrom
- 0705 20 % LEL alarm i detektor 30-AA-261A ved lekkasjepunkt
- 0707 Innsatsleder ber om evakueringsalarm
Evakueringsalarm forsøkt utløst flere ganger - fungerte ikke. Det ble gitt beskjed om evakuering over radio.
- 0711 Evakueringsalarm ble kjørt. Alarmen fungerte etter at «re-sett» var gjennomført.
- 0715 «Bypass» føden
- 0719 Trippelvarsling
- 0719 30 % LEL alarm i detektor 30-AA-261B ved lekkasjepunkt
- 0721 Beredskap på hendelsesstedet. Brannbil 1, 2 og 4 på plass. Bil 4 skumlegger. Starter brannvannpumpe 3001

- 0722 Startet nedkjøring av anlegg B1. Bekreftet ingen tennkilder ved lekkasjestedet.
20 % LEL alarm i detektor 30-AA-261A ved lekkasjepunkt
30 % LEL alarm i detektor 30-AA-261B ved lekkasjepunkt
- 0725 Området skumlagt
- 0728 Røkdykkere gikk inn nær lekkasjestedet for å måle gass
- 0729 Strømningsrate i varmeveksler nedstrøms P-1507 halvert
- 0732 «Bypass» startet. Ekstern brannbil og ambulanse ankommet
- 0733 Ingen utslag på gassmålere i området
- 0734 Strømningsrate i varmeveksler nedstrøms P-1507 lik null
- 0742 Observasjon – lekkasjen er redusert til drypplekkasje
- 0746 A-1500 – Krakker – kjørt ned og i «bypass». Linjetrykk redusert til 3 bar.
- 0758 Innsatsperson går inn og stenger ventil til «pumpesikring»
- 0806 Pumpesikring» stengt
- 0843 Område B1 avsperrert
- 0852 Observerer fortsatt drypp lekkasje – 2 – 3 dråper/sek
- 0854 Lekkasjested isolert fra resten av anlegget.
- 0855 «Faren over» signal blir kjørt

Kilde: Statoil.

5.2 Fabrikkalarm – evakuering

Umiddelbart etter at kontrollrommet hadde mottatt varsel fra uteoperatør om lekkasje i krakkeranlegget, ble det besluttet å kjøre fabrikkalarm (evakueringsalarm). Alarmanlegget fungerte ikke umiddelbart, og måtte «resettes» før det fungerte. Det gikk 1 min og 55 sekunder før evakueringsalarmen fungerte. I mellomtiden ble evakuering påbegynt ved å sende melding om evakuering over radio.

Hendelsen inntraff om morgenen før alt dagtidspersonell hadde kommet seg ut i anlegget. Det var således et gunstig tidspunkt for evakuering. Totalt ble 108 personer evakuert.

5.3 Varsling til myndighetene

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

Våre nedtegninger viser at Petroleumstilsynet ble varslet telefonisk klokken 0755, 40 minutter etter at hendelsen inntraff.

5.4 Beredskapsmessig håndtering av hendelsen

Innsatspersonell ble mønstret og håndterte hendelsen i henhold til planverket.

Kommunikasjon med nødetatene, politi, brannvesen og ambulanse, ved bruk av nødnett fungerte bra.

5.5 Arbeidsmiljø ved avisolering av rør etter hendelsen

Etter normalisering av hendelsen ble røret med lekkasje kappet og erstattet med nytt. I den forbindelse måtte røret avisoleres før det kunne kappes. Avisoleringsjobben var planlagt av

Statoil Mongstad og koordinert med utførende ISO-selskap. I den aktuelle arbeidstillatelsen (AT) (del 1) var det ikke identifisert risikoer ved arbeidet som skulle utføres. I AT del 2B var det identifisert behov for kuttbeskyttende hansker og behov for å sperre av arbeidsområdet på grunn av fare for fallende gjenstander. Eksponeringsfare for nafta ved fjerning av nafta-tilsølt isolasjon var derimot ikke identifisert. Det var ikke gjennomført sikker jobb analyse (SJA) i forbindelse med jobben. Behovet SJA hadde heller ikke vært vurdert av involverte fagpersoner, hverken i planleggings- eller godkjenningsfasen av den aktuelle AT, og heller ikke av involverte operatører eller utførende personell.

6 Undersøkelser etter hendelsen

6.1 Befaring, intervjuer, dokument- og systemgjennomgang

I forbindelse med vår gransking intervjuet vi totalt 29 personer. Intervjuene ble gjennomført ved Statoils driftskontor på Mongstad i periodene 26.-27. oktober og 15.-16. november. Statoil hadde en observatør til stede som også tilrettela intervjuene etter oppsatt timeplan.

Materialtekniske undersøkelser er utført ved Statoil sin materialavdeling i Trondheim. I den forbindelse ble det avholdt et møte med oss 18.12.2017.

6.2 Undersøkelser av rør med lekkasje og avleiringer i dette

Materialtekniske undersøkelser bekrefter at lekkasjen skyldes innvendig korrosjon. Type korrosjon og mulige bakenforliggende årsaker er forsøkt klarlagt. Alle bilder i dette avsnittet er hentet fra Statoil sin materialtekniske undersøkelsesrapport (Statoil, 2018).

Lekkasjestedet var på undersiden av det horisontale strekket (som ved nærmere undersøkelser på hendelsesstedet viste seg å helle svakt oppover) er vist med nærbilde i

Figur 9. Området der lekkasjen fant sted var i praksis gjennomkorrodert, som vist i

Figur 10. Undersøkelsene viste at «senter av røret er fylt med løse men allikevel nokså «hardpakke» avsetninger i senter og mot toppen av røret, og i tillegg et hardt og lagvis oppbygd belegg/scale mot rørveggen i klokkeposisjon ca. 1 – 11. Betydelig veggtynning er sammenfallende med det harde belegget; mest fremtredende i klokkeposisjon 6. En mellomliggende «blandson» viser også tegn til lagdeling, men er ikke like «kompakt» og faller ut ved fjerning av de løse avsetningene i senter.» (Statoil, 2018). Et tverrsnitt av røret med det årringlignende belegget er vist i

Figur 11. Videre skrives det: «Det harde belegget som er funnet i røret hvor lekkasjen har oppstått består i størrelsesorden av 35 – 40 «sjikt», hvilket samsvarer godt med det antall vannvask som er gjennomført i perioden siden 2014, og som dermed kan antyde en sammenheng mellom beleggdannelse og vannvaskprosedyre.»



Figur 9: Nærbilde av lekkasjested sett fra utsiden av røret. Lite tegn til utvendig korrosjon av røret, men misfarging og rustavrenning observeres i området rundt lekkasjen. Målestokk er i mm.



Figur 10: Pilen viser at rørveggen i praksis var gjennomkorrodert i området nær lekkasjepunktet (lys sirkel midt i bildet). Avstanden mellom lekkasjepunkt og pil er ca. 20 mm.



Figur 11: Tverrsnitt av horisontal del av rørsloyfen. Klokkeposisjon 12 er oppe og 6 nederst.

Selve mekanismen knyttet til belegg-dannelsen er imidlertid ikke klarlagt. Dette skyldes at benyttede analysemetoder ikke har kunnet verifisere sammensetningen av belegget og at de faktiske prosessbetingelsene i rørsikringsløyfen ikke er kjent.

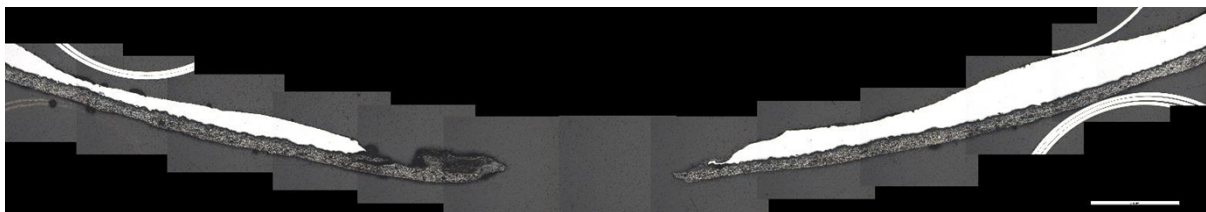
Det konkluderes med at lekkasjen i pumpe-sikringen trolig har oppstått som følge av manglende kloridkontroll og resulterende ammoniumkloridkorrosjon. Og at det kan ha sammenheng med vannvask/kjemikaliebehandling (Statoil, 2018). Dette er sannsynlig ut fra at ammoniumkloridkorrosjon er av de mulige korrosjonsformene identifisert i RBI analysen. Lav strømningsrate grunnet manglende kontroll med reguleringen av pumpe-sikringen har vært medvirkende faktor til avsetning. Konsekvensen har vært enda lavere strømningsrate, lavere temperatur og dermed muligheter for utfelling av vann.

6.3 Vurdering av Statoil sin gransking etter hendelsen

Vi har gjennomgått rapporten (Statoil, 2018B) og vurderer at Statoils beskrivelse av hendelsen og forløpet til hendelsen er i overensstemmelse med våre funn. Granskingsgruppa i Statoil klassifiserer hendelsen med høyeste faktiske alvorlighetsgrad Grønn 4 For kostnader/tap og potensielt Gul 3 for Lekkasje av olje/gass/brannfarlig væske og brann/eksplosjon.

7 Hendelsens potensiale

I varselet fra Statoil var lekkasjeraten foreløpig estimert til 0,3 kg/s, senere beregnet til 0,013 kg/s. Det er imidlertid vanskelig å si sikkert hva den faktiske lekkasjeraten var på grunn av at røret var fylt med korrosjonsrester på innsiden. Det er usikkert hvor mye dette var med på å redusere lekkasjen. Analyse av røret der hullet oppstod viser at hullet i røret var begrenset av malingen. Dette er illustrert i Figur 12.



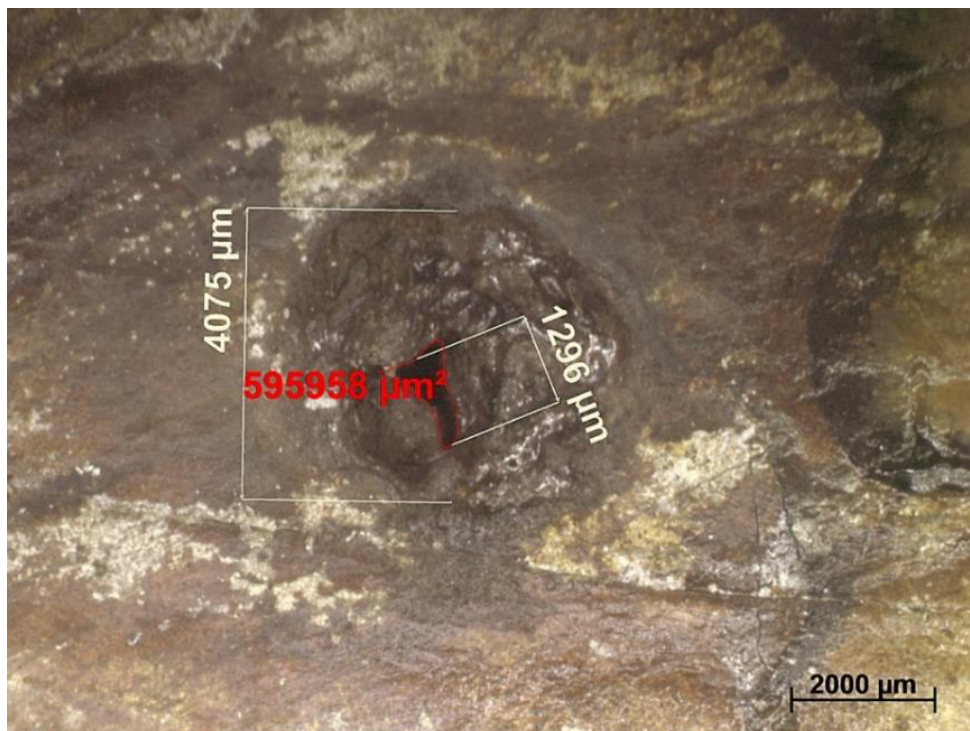
Figur 12: Tverrsnitt av rørveggen over hullet. Metallmalingen (grått) dekker noe av hullet i rørveggen (hvitt) slik at hullet i realiteten er større (ca. 6 mm) enn det som er observert ved måling på utvendig overflate.

Dersom lekkasjen hadde vart lenger er det mulig at malingen hadde knekt og hullet hadde blitt betydelig større med tilhørende større lekkasje. Lekkasjeveien er også hindret av korrosjonsprodukter som beskrevet i Figur 13.

I denne hendelsen ble ikke lekkasjen antent. Væsken som lekket ut ble ledet til anleggets dreneringsanlegg. Vi har ikke tilstrekkelig informasjon til å gjøre en detaljert vurdering av hendelsens potensial dersom den hadde blitt antent. Lekkasjen var imidlertid stor nok til å kunne resultere i en betydelig brann dersom den hadde blitt antent. Faktorer som ville hatt betydning for størrelsen på brannen er blant annet:

- faktisk lekkasjerate
- gasspredning i anlegget som følge av avdamping
- utstrekning av nafta i anlegget før antenning
- varighet av lekkasjen før og etter antenning
- spredning til andre prosesselementer
- bekjempelse av brannen

I Statoils granskingsrapport beregnes potensielt utslipp til 0,61 kg/s, og klassifiseres som «Mulig alvorlighetsgrad 3», det vil si 0,1 – 1 kg/s. Tennesannsynligheten for potensiell lekkasje vurderes som lav.



Figur 13: Oppmåling av lekkasjevei ved bruk av stereomikroskop. Etersom kompakte (innvendige) korrosjonsprodukter i hovedsak dekket selve hullet i røret er lekkasjeveien (arealet) trolig noe mindre enn hva et «åpent» hull tilsier. Målinger i stereomikroskop antyder i størrelsesorden 0,6 mm².

7.1 Vurdering av faktisk og potensiell eksponering for involvert personell

Uteoperatøren som oppdaget lekkasjen var ca. 2 meter fra lekkasjepunktet og kom ikke i direkte kontakt med nafta. Da det ble bekreftet fra kontrollrommet at det var snakk om en naftalekkasje, trakk operatøren seg lenger unna lekkasjepunktet. Operatøren sin personbårene gassmåler ga ikke alarm for høye LEL-nivå. Området som naftalekkasjen oppsto i er godt ventilert. Konsentrasjonen av avdampede komponenter fra nafta i uteoperatørens pusteluft anses å ha vært lav. Uteoperatøren oppgir å ikke ha opplevd ubehag eller symptomer som kan relateres til akutt helseskadelig eksponering.

Beredskapspersonell var utstyrt med brannvernbekledning og trykkluftbasert åndedrettsvern. Vi har fått opplyst at de ikke kom i direkte kontakt med nafta.

Etter normalisering av hendelsen ble røret med lekkasje avisolert og kappet. I arbeidstiltakelsen for arbeidet var det ikke identifisert risikoer ved arbeidet, det var heller ikke satt krav til gassmålinger av brann-, eksplosjon-, eller eksponeringspotensiale, og det var ikke satt krav til kjemikaliebeskyttende verneutstyr utover kuttbeskyttende hansker. Utførende personell opplyste derimot om at de var kjent med at isolasjonen kunne være naftaforurenset. De hadde derfor benyttet nitrilhansker med lang mansjett for å beskytte seg mot hudeksponering under utførelsen av arbeidet. De hadde ikke benyttet kjemikaliebestandig drakt, men opplyste om at de ikke hadde fått nafta på klær eller ubeskyttet hud. Basert på informasjon fra intervju anses omfanget av hudeksponering å ha vært ubetydelig ettersom korrekt hudvern var benyttet og andre hudområder ikke ble eksponert. Åndedrettsvern var ikke blitt benyttet ettersom gassmålinger (LEL, CO₂, O₂, H₂S) som var utført før og under

arbeidet ikke hadde gitt utslag. Det var imidlertid ikke utført målinger av benzen i arbeidsområdet for vurdering av eksponeringsfare ved arbeidet. Måling av LEL-nivå anses ikke som tilstrekkelig for vurdering av eksponeringsfare. På grunn av god ventilasjon i hendelsesområdet og lekkasjen var stoppet da røret ble avisolert, anses det at konsentrasjonsnivået av flyktige komponenter i arbeidsatmosfæren har vært lav. Sannsynligheten for eksponering for helseskadelige nivåer av nafta anses som lav. Ved ubetydelig endrede omstendigheter, som f.eks. om lekkasjevolumet hadde vært større eller om uerfarent personell hadde utført jobben hvor de kun hadde forholdt seg til innholdet i arbeidstillatelsen, kunne eksponeringsnivået vært signifikant høyere.

8 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

8.1 Avvik

8.1.1 Mangelfulle vurderinger ved endring av driftsbetingelser

Avvik

Endring av driftsbetingelsene har ikke vært tilstrekkelig vurdert med tanke på hvordan dette kan påvirke anleggets integritet.

Begrunnelse

Driftsbetingelsene i anlegget har endret seg i løpet av driftsperioden. Gjennom intervju har vi fått tilbakemelding om at mengden salt i anlegget har økt som følge av økt saltinnhold oljen som Mongstad mottar. Driften av anlegget har blitt justert for å håndtere dette. Det har blitt benyttet ulike kjemikalier og vannvasking for å fjerne saltet. Det har ikke blitt gjennomført en samlet gjennomgang med alle relevante fagdisipliner for å vurdere om dette kan påvirke integriteten til anlegget og om inspeksjonsprogrammene må endres som følge av de endrede driftsbetingelsene.

I forbindelse med granskingen har vi fått opplyst av Statoil at dette er noe de selv har blitt klar over og at de er i ferd med å gjøre endringer for å sikre at endring i driftsbetingelser blir tilstrekkelig vurdert av relevante fagdisipliner.

Krav

Styringsforskriften § 11 om beslutningsgrunnlag og beslutningskriterier tredje ledd, «Det skal sikres nødvendig samordning av beslutninger på ulike nivå og ulike områder slik at det ikke oppstår utilsiktede effekter.»

8.1.2 Mangler ved vedlikehold og inspeksjon

Avvik

Det har ikke blitt gjennomført endring i vedlikeholdsrutinene i form av inspeksjonsprogrammet (RBI) etter korrosjonsfunn i naftasløyfen.

Begrunnelse

Det har i forbindelse med inspeksjon av naftasløyfen blitt avdekket høyere korrosjonsrate enn det som er lagt til grunn i det risikobaserte inspeksjonsprogrammet. Eksempler:

- I 2015 ble det oppstrøms pumpen oppdaget 3,5 mm innvendig nedtykning.
- Nedstrøms pumpen ble det gjennom inspeksjonen i 2015 oppdaget gropkorrosjon på 3 mm.

Dersom inspeksjonen av anlegget avdekker høyere korrosjonsrater enn forutsatt må det vurderes om RBI programmet må endres med tanke på inspeksjonsintervall og antall inspeksjonspunkter. Statoil hadde ikke utført dette for naftasløyfen.

Krav

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

8.1.3 Mangelfull etterlevelse av rutiner og informasjonsoverføring for sikker drift av anlegget

Avvik

Etterlevelse av rutiner for informasjonsoverføring var mangelfull.

Begrunnelse

I intervju framkom det at nattpersonell hadde kjent uvanlig mye lukt i krakkeranlegget før lekkasjen ble oppdaget. Denne observasjonen var kommunisert muntlig, men ikke skriftlig overlevert til dagskiftet. Etter vår vurdering var det tilfeldig at dagskiftet hadde oppfattet nattskiftets luktobservasjon.

Personell fulgte ikke egne rutiner i daglig drift. Eksempelvis var det etablert et loggførings-system der ulike punkter i krakkeranlegget skulle sjekkes og kvitteres for ved fastsatte intervaller. I intervju framkom det at framgangsmåten for gjennomføring av sjekkrundene var ulik fra person til person, og at alle sjekkpunkter ikke alltid ble gjennomført. Siste ukes logg viste at ikke alle sjekkpunkt i rundeløgen var kvittert ut.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 45 om prosedyrer første ledd, «Det skal sikres at prosedyrer utformes og brukes slik at de oppfyller sine tiltenkte funksjoner.»

Teknisk og operasjonell forskrift § 54 om overføring av informasjon ved skift- og mannskapsbytte, «Ved skift- og mannskapsbytte skal den ansvarlige sikre nødvendig overføring av informasjon om status for sikkerhetssystemer og pågående arbeid, samt annen informasjon som er av betydning for helse, miljø og sikkerhet ved utføring av aktiviteter, jf. styringsforskriften § 15.»

8.1.4 Mangelfull risikoforståelse og manglende identifikasjon av risikoforhold ved opprydding av naftaforurenset materiale

Avvik

Det var mangelfull risikoforståelse og manglende identifikasjon av risikoforhold i forbindelse med utarbeidelse og kontroll av arbeidstillatelse for avisolering av naftaforurenset materiale.

Begrunnelse

I forbindelse med planlegging av arbeidet som skulle utføres var det flere funn som tyder på mangelfull risikoforståelse i alle ledd av planleggingsfasen og under utførelsen av arbeidet:

- Arbeidstillatelsen var godkjent uten at det var identifisert risikoforhold ved arbeidet. Det var heller ikke satt krav til gassmålinger av brann-, eksplosjon-, eller eksponeringspotensiale, og det var ikke satt krav til kjemikaliebeskyttende verneutstyr utover kuttbeskyttende hansker. Til tross for dette var det å forvente at utførende personell kunne komme i kontakt med nafta under arbeidet, både ved innånding og hudkontakt.
- Manglende identifikasjon av risikoforhold i arbeidstillatelsen indikerer mangelfull involvering av hms-fagekspertise i planleggingsfasen. I intervju framkom det manglende systematikk for når hms-fagspecialister som f.eks. yrkeshygieniker skulle involveres i planleggingsfasen av arbeidsoppgaver.
- Behovet for sikker jobb analyse (SJA) var ikke vurdert i planleggingsfasen av arbeidet.
- Vi fikk opplyst om at det hadde blitt gjennomført gassmålinger (LEL, CO₂, O₂, H₂S) før og under utførelsen av arbeidet til tross for at dette ikke var identifisert i arbeidstillatelsen. Slike målinger egner seg for vurdering av brann- og eksplosjonspotensiale, men anses ikke som fullverdige for vurdering av eksponeringspotensiale og nivå av helsefarlige komponenter i arbeidsatmosfæren.

Krav:

Styringsforskriften § 12 om planlegging første ledd, «Den ansvarlige skal planlegge aktivitetene i virksomheten i henhold til de fastsatte målene, strategiene og kravene slik at planene ivaretar hensynet til helse, miljø og sikkerhet.»

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

8.2 Forbedringspunkt

8.2.1 Evakueringsalarm

Forbedringspunkt

Evakueringsalarmen fungerte ikke.

Begrunnelse

Da det ble besluttet å kjøre evakueringsalarm (fabrikkalarm) så fungerte den ikke og måtte «resettes». Etter 1 minutt og 55 sekunder fungerte alarmen.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 22 om Systemer og utstyr for kommunikasjon, tredje ledd «Landanleggene skal utstyres med alarmsystemer som til enhver tid kan varsle personellet om fare- og ulykkessituasjoner.»

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

9 Andre kommentarer:

Arbeidstillatelser

Papirformatet av arbeidstillatelser kastes etter en uke. Eventuelle håndskrevne kommentarer, måleresultater, endringer eller endelige signaturer kan gå tapt. Arbeidstillatelser for arbeidet i forbindelse med opprydding var kastet da de ble etterspurt av Ptil.

10 Drøfting av usikkerheter

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

Detaljene omkring endringene av rutiner for vannvasking (tidspunkt og mengder av vann) er ikke entydig fastslått i våre undersøkelser. Vi har vurdert at dette ikke har betydning for våre konklusjoner.

11 Referanser

- Petroleumstilsynet. (2013). *Granskningsrapport etter damplekkasje på Mongstad 8.11.2012*. Petroleumstilsynet.
- Petroleumstilsynet. (2017). *Granskningsrapport Gasslekkasje på Statoil Mongstad den 25.10.2016*.
- Statoil. (2017). *Gransking av : LPG lekkasje i A-1400 på Mongstad 30.07.2017*.
- Statoil. (2017A). *Granskningsrapport Lekkasje av H2 rikt prosessmedium i område A-1200 på Mongstad*. COA INV Intern ulykkesgransking.
- Statoil. (2017B). *Corrosion loop: 15-CL-08A*.
- Statoil. (2017C). *Svar til Ptil - Ifbm lekkasje på naftarør 24.10.2017*.
- Statoil. (2017D). *Signert rutineliste i anlegget*.
- Statoil. (2018). *Materialteknisk undersøkelse av rørsPOOL med lekkasje - Mongstad naftalekkasje MAT-2017185. 2018-01-02*.
- Statoil. (2018B). *Granskningsrapport COA INV Intern ulykkesgranskin: Naftalekkasje i A-1500 anlegget på Mongstad 24.10.2017*.

12 Gjennomgåtte dokumenter

NDT Radiographic report - Naftalekkasje A-1500
Presentasjon: Svar til Ptil ifbm lekkasje på naftarør 24.10.2017
OM205.01 Arbeidstillatelse AT
OM205.03 Gjennomføre sikker-jobb-analyse SJA
ISO tegninger av rør med lekkasje
Presentasjon: Minimums opplæring for adgang til landanlegg i PM WR2602
Rapporteringsmatrise hendelser
Shift log 241017
TIMP korrosjonsvurderinger november 2017
TIMP PS1 PS8 PS12 område B1
TIMP PS1 vurdering av område B1
Røntgen bilde av røret
RS14 T-1511 DeTec Inspection Report
RS14 T-1511 Bilderapport
RS14 T-1509 Utvendig bilderapport
RS14 T-1509 PT av braketter
RS14 T-1509 NDT rapport sveis (JD)
RS14 T-1509 NDT rapport sveis (IF og Z2)
RS14 T-1509 DeTec Inspection Report
Oppsummering historikk 15-CL-08 A, B og C loop
Inspeksjonsrapporter T-1509, T-1511 og 15-CL-08A
Organisasjonskart Statoil Mongstad - 2017
Mandat gransking av naftalekkasje, RUH1521795 - MON
Bilder: Gransking naftalekkasje - Bilder
B1 Vask av T-1509
Innsatsplan Brannområde 250
Presentasjon: Innsatsplan-brannområde 250
OP-00-36 Runde B-området Statoil Mongstad - 1027659
TIMP_System15_Aug2017
Varsel om uønsket hendelse - Naftalekkasje i krakkeranlegg – 24102017
Sikkerhetsdatatablad Krakker nafta

Arbeidstillatelse: 24233940 dismantling insulation on 1310-PL-15-0917
Stillingsbeskrivelser A.1 Prosessanlegg (PA), A.1.1.1 Leder PA, A.1.2.1 Driftsleder A og Driftsleder B
Arbeidsprosesskrav, WR2506: Styring av helse- og arbeidsmiljørisiko
R-110046 – Arkivere avsluttet arbeidstillatelse (AT) – Mid & downstream
HMS system Verneutstyr: Anlegg: 1500 Utstyr: P-1507A-B
P&ID E004 A-1500-P-008-01 Rev X
P&ID E001 A-1500-P-009-01 Rev 0
Flow diagram E004-A-1500-P-F-012 Sheet 01 Rev B

13 Vedlegg

Oversikt over intervjuet personell.