



Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter gransking av naftalekkasje på Slagentangen 24. august 2020 Rev. 2	Aktivitetsnummer 007931030

Gradering	
☒ Offentlig	☐ Begrenset
☐ Unntatt offentlighet	☐ Fortrolig

Involverte	
Lag T-Landanlegg	Godkjent av / dato Kjell Arild Anfinen / 24.11.2020
Deltakere i granskingsgruppen Elin S. Witsø, Jan Erik Jensen, Morten Langøy	Granskingsleder Ove Hundseid

Innhold

1	Sammendrag	3
2	Forkortelser og beskrivelser	4
3	Ptils gransking.....	4
3.1	Sammensetning av granskingsgruppen	5
3.2	Granskingsgruppens mandat.....	5
4	Bakgrunnsinformasjon.....	5
4.1	Organisasjon og styringssystem	5
4.2	Beskrivelse av anlegg	6
5	Hendelsesforløp	9
6	Korrosjon og risikobasert inspeksjon	11
6.1	Korrosjon under isolasjon (KUI)	11
6.2	Inspeksjoner og vedlikehold	12
6.3	Rørlekkasjen	14
7	Hendelsens potensial.....	16
7.1	Faktisk konsekvens.....	16
7.2	Potensiell konsekvens.....	16
8	Direkte og bakenforliggende årsaker.....	17
9	Håndtering av hendelsen	17
9.1	Beredskap.....	17
9.2	Nedstengning av anlegget	19
10	Observasjoner.....	20
10.1	Avvik.....	20
10.1.1	Manglende risikovurdering av behov for brann- og gassdeteksjon i pipestill.....	20
10.1.2	Mangler ved vedlikehold og inspeksjon.....	21
10.1.3	Manglende ivaretagelse av sikkerheten for involvert drifts- og vedlikeholdspersonell.....	21
10.1.4	Manglende ytelseskrav relatert til beredskap.....	22
10.2	Forbedringspunkt.....	23
10.2.1	Mangelfull oversikt over svekkelser i anlegget.....	23
10.2.2	Manglende merking i anlegget.....	23
10.2.3	Prosedyre for nedstengning av anlegget.....	23
10.2.4	Mangelfullt mandat for gransking	24
11	Barrierer som har fungert.....	24
12	Diskusjon omkring usikkerheter.....	25
13	Vurdering av aktørens granskingsrapport.....	26
14	Referanser	27
15	Vedlegg	27
	Vedlegg A: Vindforhold 24.8.2020, Slangentangen.....	28
	Vedlegg B: Dokumenter lagt til grunn i granskingen	29

1 Sammendrag

I forbindelse med normal drift av anlegget oppstod det den 24.8.2020 en naftalekkasje på Esso sitt raffineri på Slagentangen. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 25.8.2020 å granske hendelsen.

Naftalekkasjen skjedde i en del av prosessanlegget som kalles pipestill. Årsaken til lekkasjen var korrosjon under isolasjon i et rør for tung nafta. Ved en feil ble røret slettet i vedlikeholdsprogrammet SAP i 2008, og røret er derfor ikke blitt inspisert etter dette. Røret ble sist inspisert i 2004. I 2013 ble det oppdaget at røret var slettet i SAP, men i stedet for at røret da ble lagt inn igjen i SAP ble det utelatt i utstyrsstrategien.

Lekkasjeraten er ikke beregnet, men er anslått til å være ca 10 liter per minutt. Totalt utslipp er anslått til 4400 liter. Utslipet ble samlet opp i åpen drenering, og gikk ikke til ytre miljø.

Følgende barrierer bidro til å begrense hendelsen:

- Observasjon og varsling av lekkasjen
- Aktivisering av gassalarm for evakuering av anlegget
- Beredskapsaksjoner som:
 - Mobilisering av beredskapsorganisasjonen.
 - Skumlegging for å hindre gasspredning og brann.
 - Utplassering av gassmålere.
 - Installering av system for vanngardiner i tilfelle gasspredning.
- Nedstengning av anlegget for å stoppe lekkasjen.
- Dreneringssystemet begrenset spredning og samlet opp naftaen.

Potensielt kunne lekkasjen antent og startet en brann i pipestill. På grunn av manglende brann- og gassdeteksjon ville oppdagelse av brannen være avhengig av at personell i anlegget oppdaget den. Brannen kunne potensielt gitt spredning med eskalering som følge av brudd i annet utstyr eller svikt i struktur for prosessutstyr i området. Dersom lekkasjen hadde blitt antent etter etablering av brannbekjempelsesressurser, ville dette etter vår vurdering mest sannsynlig hindret en eskalering.

I forbindelse med granskingen ble det observert avvik og forbedringspunkt innen følgende områder:

- risikovurdering av behov for brann- og gassdeteksjon i pipestill
- vedlikehold og inspeksjon
- ivaretagelse av sikkerheten for involvert drifts- og vedlikeholdspersonell
- ytelseskrav relatert til beredskap
- oversikt over svekkelser i anlegget
- merking i anlegget
- prosedyre for nedstengning av anlegget
- mandat for gransking

2 Forkortelser og beskrivelser

AT- Arbeidstillatelse
 CFWT – Causal Factor Why Tree – Esso's granskingsmetode
 COD – Control of Defeat (utkopling av sikkerhetssystem)
 Circuit - korrosjonssløyfe
 DFU – definerte fare- og ulykkeshendelser for anlegget
 DNMI – Det norske meteorologiske institutt
 Framskutt KO – framskutt kommandoplass/koordineringspunkt
 H₂S – hydrogensulfid
 HC – hydrokarboner
 HMS&K – helse, miljø, sikkerhet og kvalitet
 HVN – Heavy Virgin Nafta
 HVO - hovedverneombud
 KUI/CUI – korrosjon under isolasjon
 LPG – Liquid Petroleum Gas
 LPS – Loss Prevention System
 MOC – Management of Change (endringsstyring)
 OIMP - Operations Integrity Management Procedure
 OIMS - Operations Integrity Management System
 P&ID – piping- og intrumenteringsdiagram
 PIP - rørsegment
 RBI – risikobasert inspeksjon
 SAP – vedlikeholdsadministrasjonssystemet på Slagentangen
 SO₂ - svoveldioksid
 PS – pipestill, området med hoveddestillasjonskolonne, T-109
 Ptil - Petroleumstilsynet
 Selskapet – Slagenraffineriet, Esso Norge AS
 VB – visbreaker, prosesseringsenhet med formål å redusere mengden av gjenværende olje produsert i destillasjonen av råolje og å øke utbyttet av mer verdifulle mellomdestillater

3 Ptils gransking

Ptil ble varslet om en naftalekkasje på Slagentangen via telefon 24.8.2020 ca. kl. 12.50. Vi ble oppdatert om status i telefonmøter utover ettermiddagen, og beredskapsvakt ble informert om at anlegget var trykkløst og lekkasjen stanset kl. 19.55. Det ble avholdt et kort telefonmøte 25.8. kl. 09.30 for å få oppdatert status om hendelsen, og samme dag ble det besluttet at Ptil ville granske hendelsen.

Granskingsgruppen gjennomførte befaring og intervjuer på Slagentangen 2.-3. september. Det ble også gjennomført intervjuer via Skype 7. og 16. september. Granskingen var godt tilrettelagt fra Esso sin side slik at vi fikk gjennomført samtaler og befaring med overholdelse av covid-19 smitteverntiltak på Slagentangen.

Granskingens hovedfokus har vært å avklare hendelsesforløpet, bakenforliggende årsaker til lekkasjen, håndtering av lekkasjen etter at den ble oppdaget, vurdering av barrierer i den delen av prosessanlegget hvor hendelsen oppstod, samt Esso sin egen gransking.

3.1 Sammensetning av granskingsgruppen

Jan Erik Jensen	F-LogistikkBeredskap
Morten A. Langøy	F-Konstruksjonssikkerhet
Elin S. Witsø	F-ProsessIntegritet
Ove Hundseid	F-ProsessIntegritet (granskingsleder)

3.2 Granskingsgruppens mandat

Mandatet til granskingsgruppen har vært:

- a. Klarlegge hendelsens omfang og forløp (ved hjelp av en systematisk gjennomgang som typisk beskriver tidslinje og hendelser)
- b. Vurdere faktiske og potensielle konsekvenser
 1. Påført skade på menneske, materiell og miljø
 2. Hendelsens potensial for skade på menneske, materiell og miljø
- c. Vurdere direkte og bakenforliggende årsaker
- d. Vurdere beredskapsmessig håndtering av situasjonen inkludert relevante beslutningsprosesser
- e. Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og selskapets egne krav)
- f. Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter
- g. Drøfte barrierer som har fungert (det vil si barrierer som har bidratt til å hindre en faresituasjon i å utvikle seg til en ulykke, eller barrierer som har redusert konsekvensene av en ulykke).
- h. Vurdere aktørenes egen granskingsrapport
- i. Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal
- j. Anbefale - og normalt bidra i - videre oppfølging

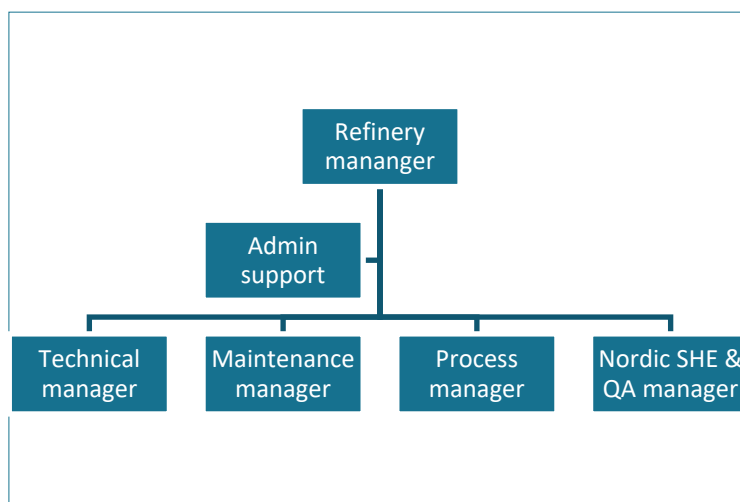
4 Bakgrunnsinformasjon

4.1 Organisasjon og styringssystem

Slagenraffineriet eies og driftes av Esso Norge AS, som er et datterselskap av ExxonMobil. Raffineriet ble satt i drift i 1961, og antall Esso-ansatte på raffineriet i dag er ca. 220, hvorav ca. 80 går skift (tall hentet fra sikkerhetsrapport for raffineriet). Raffineriets driftsavdeling arbeider kontinuerlig skift. Åtte personer, inkludert skiftleder, arbeider i kontrollrom/prosessområde, og fire driftsteknikere er normalt til

stede i selve prosessanlegget. Ut over dette arbeider et varierende antall inspektører, vedlikeholdsteknikere, arbeidsledere og ingeniører på vanlig dagtid i prosessområdene og tankområde / kai.

Operasjonell ledelse består av raffineridirektør, teknisk sjef, vedlikeholdssjef, driftssjef og HMS&K-sjef.



Figur 1: Operasjonell ledelse

Det er driftsavdelingen som «eier» risikoen for drift av anleggene på raffineriet, og som bevilger penger til nødvendige utbedringer. Teknisk avdeling dokumenterer tilstand og identifiserer behov for utbedringer, gjennom blant annet utarbeidelse av utstyrsstrategier og gjennomføring av inspeksjoner. Vedlikeholdsavdelingen utfører vedlikeholdsoppgaver og utbedringer i anlegget. HMS&K-avdelingen har en rådgivende rolle innen risikostyring, teknisk- og operasjonell sikkerhet, sikring, arbeidsmiljø, miljø og kvalitet.

Selskapet har et styringssystem for HMS, kalt Operations Integrity Management System (OIMS). Det består av 11 elementer som i detalj beskriver forventninger til hvordan raffinerier skal driftes. OIMS gjelder for alle raffinerier i ExxonMobil, men hvert raffineri etablerer sine egne prosedyrer og instruksjoner for å tilfredsstille kravene som er gitt i OIMS.

4.2 Beskrivelse av anlegg

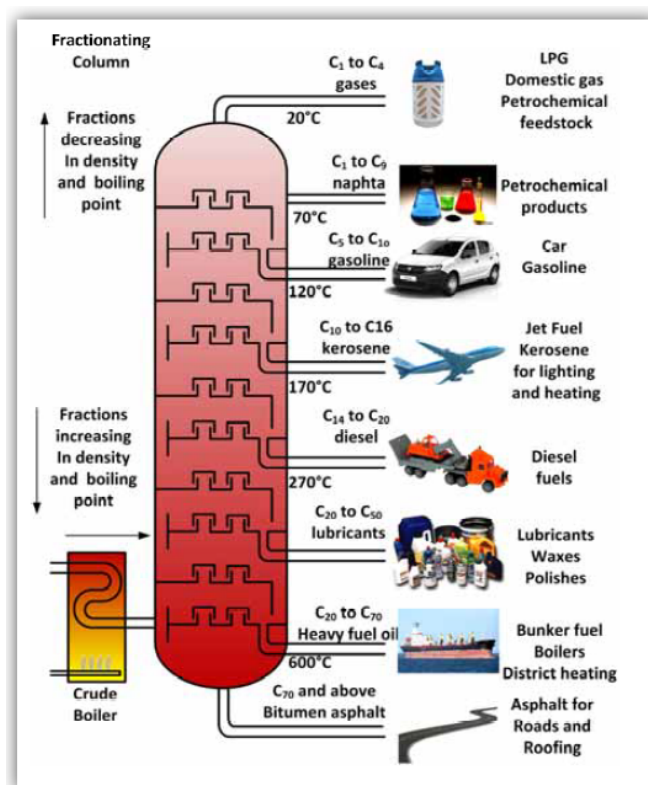
Esso sitt raffineri på Slagentangen er et anlegg for raffinering av råoljestoffer som ligger utenfor Tønsberg ved Oslofjorden. Raffineriet omfatter aktivitet og utstyr for mottak av råstoffer, lagring, raffinering, testing og levering av produkter. Raffineriet behandler råolje og destillater, og produserer fyringsolje og drivstoff til biler og båter. I tillegg produseres biprodukter som H_2S , SO_2 og svovel. Anlegget består av et

prosessanlegg (onsite) og et tankanlegg (offsite). Naftalekkasjen skjedde onsite i den delen av prosessanlegget som kalles pipestill.



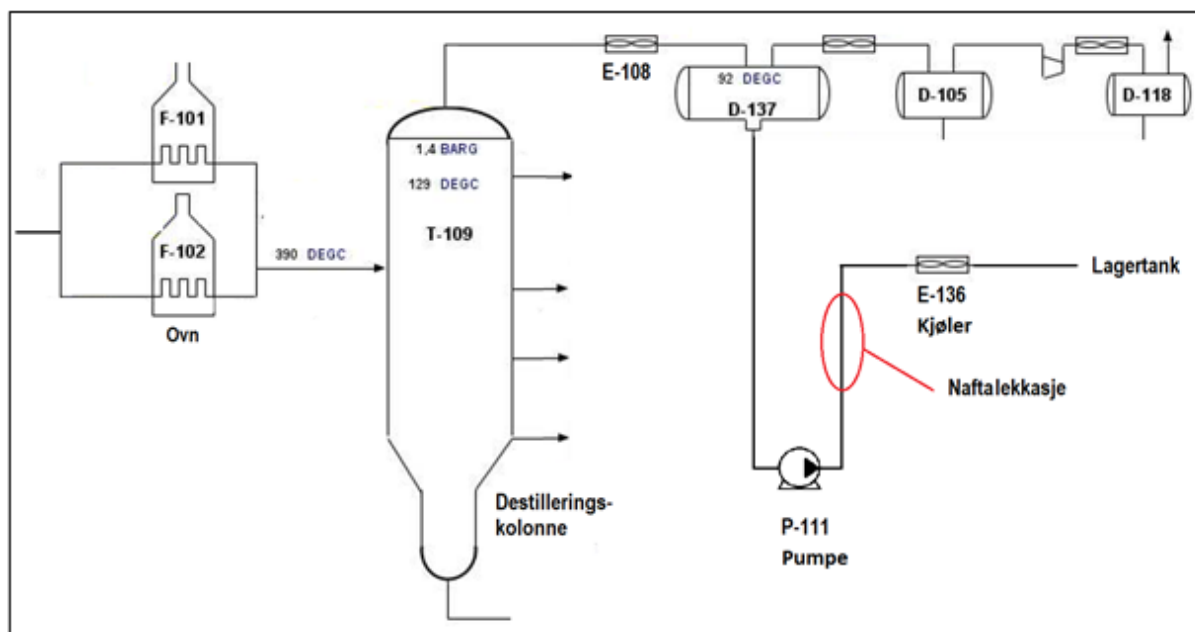
Figur 2 Oversikt over Slagentangen raffineri og lekkasjepunkt, bilde: kart.finn.no

I pipestill destilleres råoljen i et atmosfærisk destilleringstårn. Figur 3 viser en prinsippskisse av destillering av råolje. Som figuren viser er nafta et av de lettere produktene som tas ut, og er sammenlignbart med bensin.



Figur 3 Prinsippskisse råoljedestillering kilde: <https://no.pinterest.com>

Oljen som destilleres i pipestill på Slagentangen varmes opp av en gassfyrte ovn som ligger omtrent midt i pipestill, se markering i Figur 11. Den ledes så inn i en destilleringskolonne (T-109) der de ulike oljefraksjonene destilleres ut.



Figur 4: Prinsippskisse av pipestill

I toppen av destilleringstårnet ledes gjenværende gass ut ved ca. 130°C. Gassen kjøles så i flere kjølere, og etter hver kjøling separeres væsken (nafta) ut. Første kjøler, E-108, kjøler gassen ned til ca. 92 °C. Naftaen som tas ut i separator D-137, ledes videre til pumpe P-111 hvor trykket økes til ca. 10 bar før den går videre i rør til kjøler E-136. Naftaen kjøles der ytterligere før den sendes videre til tank. Naftalekkasjen oppstod i røret mellom pumpe P-111 og kjøler E-136, se Figur 4 over. På grunn av at dette er væske som kondenseres ut ved høyest temperatur er dette den tyngste naftaen som tas ut av prosess-strømmen, også kalt Heavy Virgin Nafta (HVN).

5 Hendelsesforløp



Figur 5: Pipestill, pil peker mot lekkasjested

Det var normal drift i anlegget da hendelsen skjedde.

Tabell 1 Tidslinje for hendelsesforløpet.

Dato/tid	Beskrivelse av hendelsen
1997	KUI inspeksjon av røret (PIP-171)
2004	Siste KUI inspeksjon av røret
2004	Utstysstrategi for Circuit-04, som røret der lekkasjen oppstod (PIP-171) er en del av, ble godkjent.
2008	PIP-171 ble slettet i forbindelse med opprydding i SAP. Dette gjorde at det ikke lenger ble generert arbeidsordre på inspeksjon av røret.
2013	Utstysstrategien for Circuit-04 ble oppdatert, og det ble oppdaget at PIP-171 var slettet i SAP. I stedet for å legge PIP-171 inn i SAP for å sikre KUI-inspeksjon av dette rørstrekket, ble PIP-171 utelatt fra utstysstrategien.
2018	Curcuit-04 ble inspisert, men PIP-171 var utelatt
24. august 2020	Dagen da naftalekkasjen oppstod i PIP-171. Nedenfor er relevante tidspunkt angitt for delhendelsene.

Dato/tid	Beskrivelse av hendelsen
Ca. kl. 12.05	Kontraktøren som arbeidet med isolering av rør i pipestill oppdaget en lekkasje da han kom tilbake fra lunsj. Han ventet noen minutter til kollegaen hans ankom fordi han visste han hadde med seg radio. Da kollegaen ankom, informerte han en av Esso sine prosessoperatører om lekkasjen via radio. Han hadde arbeidet på samme sted før lunsj, men så ikke noe tegn til lekkasje da. Arbeidsstedet var ca. 6-7 meter fra lekkasjestedet. Kontraktøren hadde både H ₂ S- og HC-gassmåler på seg, men HC-måleren registrerte ikke gass.
Ca. kl. 12.15	Prosessoperatøren ankom og undersøkte lekkasjen og rapporterte inn til kontrollrommet at dette var en destillatlekkasje. Han gikk opp en leder for komme til et platå nærmere lekkasjepunktet for å finne ut hvilket rør som lakk. Han så at lekkasjen kom fra et naftarør som gikk til kjøler E-136. Skiftleder og formann ankom kort tid etter prosessoperatøren. De inspiserte lekkasjen fra samme platå over lekkasjepunktet, og konfererte med kontrollrommet om mulighet for å isolere lekkasjen ved å stenge ventiler i anlegget.
Ca. kl. 12.25	Skiftlederen konfererte med formannen og prosessoperatøren, og besluttet å aktivere gassalarm for å evakuere anlegget.
kl. 12.30	Gassalarm ble aktivert. Beredskapsorganisasjonen ble mobilisert, og anlegget ble evakuert. Mønstring av personell med og uten beredskapsoppgaver ble gjennomført i henhold til alarminstruksen. Brannlaget mønstret og var klar til innsats på fremskutt KO like ved pipestill, der lekkasjen var. Raten i anlegget ble redusert og nedstengningsnivå diskutert i fremskutt KO.
Ca. kl. 12.50	Nødetatene ble varslet. De mobiliserte, men Esso vurderte at det ikke var nødvendig å benytte disse ressursene i håndteringen av denne hendelsen.
Kl. 12.59	Pipestill bekreftet evakuert i "Action board".
Ca. kl. 13.00	Mekanisk støttelag la ut brannslanger og koblet opp mot nærliggende brannhydranter.
kl. 13.06	Området ble skumlagt, og det ble klargjort for vanngardiner mellom pipestill og ovnene som utgjorde en mulig tennkilde. (Det var etterfylling av brannskum underveis i hendelsen som følge av avrenning av skum til dreneringssystemet.)

Dato/tid	Beskrivelse av hendelsen
kl. 13.09	Oversikt over evakuert personell etablert. Det tok lengre tid enn normalt pga. at koronatiltak ikke gjorde det mulig å registrere personell automatisk på mønstringsplass (ikke alle hadde tilgang til rom med kortleser). Registrering ble gjort manuelt.
kl. 13.26	Fra gassalarm ble aktivert kl. 12.30 til kl. 13.26 ble det diskutert hvor stor del av anlegget som måtte stenges ned. Driftsjef kom ned i fremskutt KO for å få status. På grunn av manglende mulighet for å isolere lekkasjepunktet måtte hele pipestill stenges ned. Han ga tilbakemelding på at anlegget måtte kjøres ned. Han returnerte til kontrollrommet, og instruerte om at anlegget måtte kjøres ned innen fire timer, noe som er raskere enn normal nedstengning. Kl 13.26 ble det besluttet å stenge ned pipestill, det vil si største del av prosessanlegget i onsite. Anlegget ble stengt ned med utgangspunkt i normal prosedyre, men med kortere nedkjøringstid.
Ca kl. 18.30	All tilført energi i pipestill var stoppet.
Ca kl. 19.45	Pipestill var nedstengt.
Ca kl. 23.30	Lekkasjen var stoppet.
Natt til 25.9.2020	Nattskiftet avisolerte røret slik at det kunne inspiseres.

6 Korrosjon og risikobasert inspeksjon

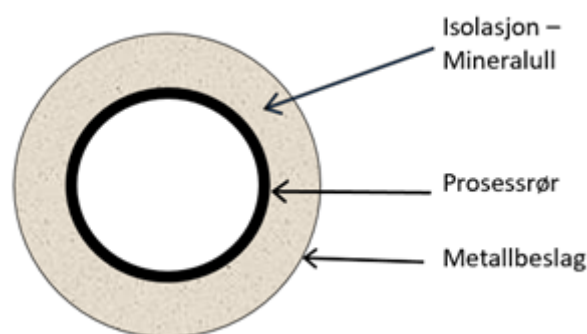
I et raffineri er rør og utstyr i prosessanlegget utsatt for korrosjon både utvendig og innvendig. The American Petroleum Institute (API 571) har identifisert flere enn 30 korrosjons-mekanismer som kan forekomme i et raffineri.

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. På Slagentangen utarbeides en Equipment Plan/Strategy (Strategi SLR-APS-CIRCUIT-04) der anlegget deles inn i sløyfer («Circuits») og gitte rørlengder i mindre enheter kalt PIP. Røret med lekkasje er tilordnet Tag: SLR-APS-CIRCUIT-04, PIP-171.

6.1 Korrosjon under isolasjon (KUI)

Omfanget av isolering i et raffineri er stort grunnet behov for å bevare termisk energi og kontrollere varmestrømning. Hovedårsaken til isolering på Slagentangen er å beholde energien i rør og utstyr for å oppnå effektive raffineringsprosesser. Det er

også andre grunner til at isolering er benyttet, som er gjort rede for i for eksempel NORSOK M-004. Generelt består et isolasjonssystem av selve den isolerende massen med en værbeskyttelse på utsiden. Beskyttelsen på utsiden kan være av alt fra metallkappe til tjærepapp. På innsiden av isolasjonen er selve røret, eller utstyret, med eller uten et beskyttende belegg, se Figur 6 for illustrasjon.



Figur 6: Illustrasjonsskisse av isolert rør.

KUI arter seg med høyere korrosjonshastigheter på karbonstål med isolasjon enn karbonstål uten isolasjon, eksponert for samme miljø og temperatur. Hovedårsaken til akselerert korrosjon er vann som har trengt inn i isolasjonen. I moderne systemer benyttes i større grad andre metoder, som overflatebehandling av rørene, rør med korrosjonsbestandige materialer, hydrofobe (vannavstøtende) materialer i isolasjonen og vanntette kapslinger ytterst, i enkelte tilfeller med drenering. Røret med lekkasje var et 4 tommer karbonstål, ASTM A106 gr. B, med 6,0 mm veggtykkelse og isolert med mineralull og kapslet med aluzink. Overflatebehandlingen er ukjent, men gitt at røret ble installert i 1971 er det sannsynlig at røret ikke ble overflatebehandlet utover eventuell transportbeskyttelse fra rørverk. Ut ifra driftstemperatur på 90 °C, antagelig uegnet overflatebeskyttelse, skadet kapsling¹ og mineralull, er sannsynligheten for lekkasje (Probability of failure) meget stor, se DNVGL-RP-G109 (DNVGL, 2019) og kapittel 12 Diskusjon omkring usikkerheter.

Ptil har tidligere gransket lekkasjer i rør forbundet med KUI ved andre landanlegg, som damplekkasje i 2012 (Petroleumstilsynet, 2013) og en hydrogenlekkasje i 2016 (Petroleumstilsynet, 2017).

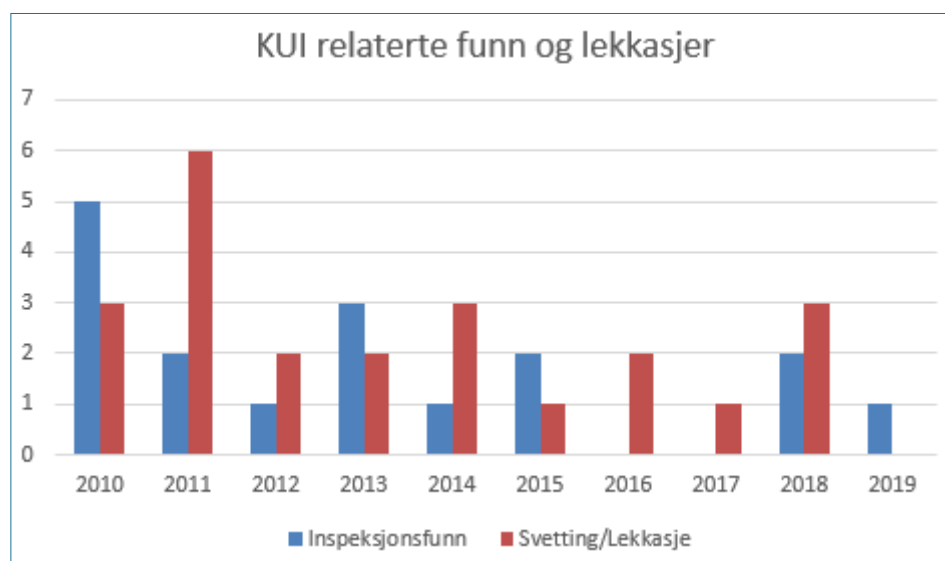
¹ Basert på tilstanden til kapslingen til omkringliggende rør.

6.2 Inspeksjoner og vedlikehold

Det er inspeksjonsavdelingen på Slagentangen, som rapporterer til teknisk sjef, som er ansvarlig for utarbeidelse av et inspeksjonsprogram, tidligere kalt inspeksjonsstrategi, nå utstyrsstrategi. Navnet er endret for å synliggjøre at det ikke er inspeksjon sine strategier/planer alene, men noe som flere avdelinger har eierskap til. Strategiene er gjenstand for flere godkjenningsnivåer og QA-aktiviteter.

Det er opplyst at bemanningen nå er doblet i inspeksjonsavdelingen i forhold til 2013. Bakgrunnen var etterslep på gjennomgang av utstyrsstrategier, og dette arbeidet pågår fortsatt. Nå involveres også flere avdelinger enn inspeksjonsavdelingen ved oppdateringer av strategiene, både drift og PTS (prosessteknisk støtte). Dette sikrer at personell som har god kjennskap til anlegget er involvert i oppdateringene.

Esso registrer svettinger og lekkasjer som er forårsaket av KUI. Basert på opplysninger fra Esso er disse funnene og observasjonene grafisk framstilt i Figur 7, som viser at antallet årlige hendelser er redusert siden 2011.



Figur 7: Antall funn og observasjoner ved drift og inspeksjoner.

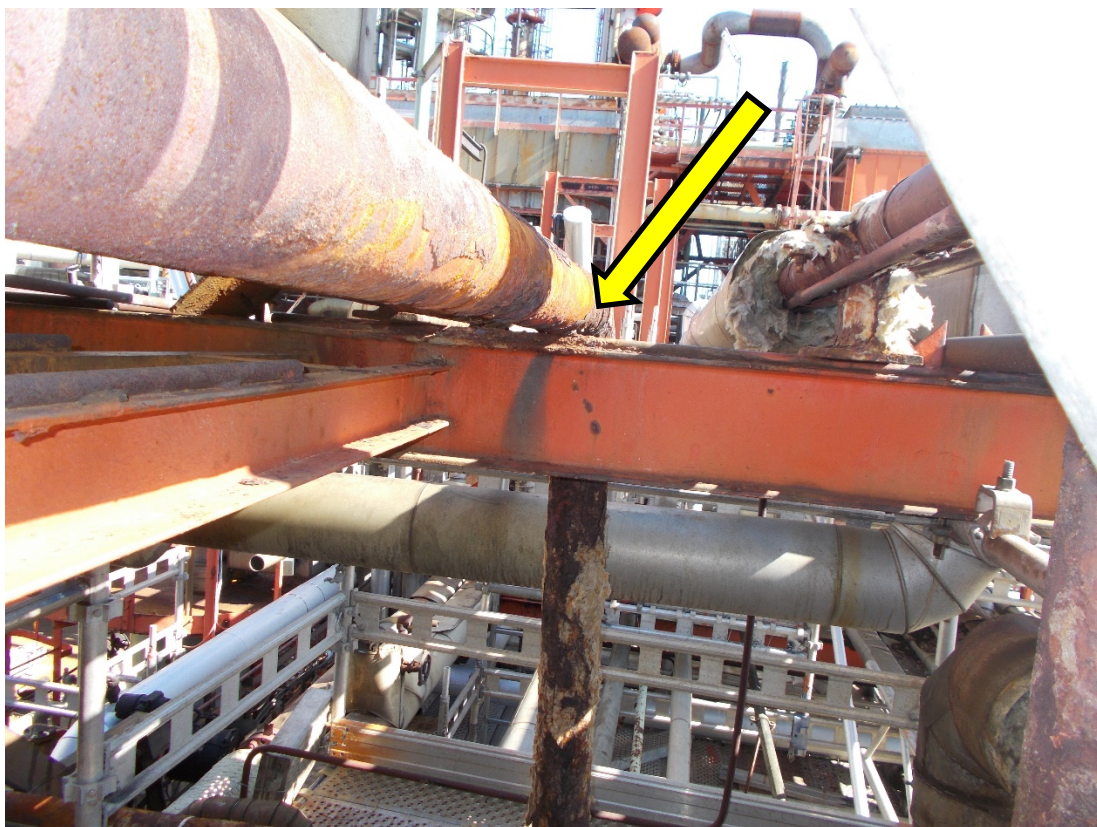
Esso har opplyst at ved en feil ble den aktuelle linjen slettet i SAP 2008, videre at det er dokumentasjon på at linjen i 2013 ble merket ut ved en gjennomgang mot P&ID. Dermed ble det oppdaget at denne var slettet i SAP, men istedenfor at linjen da ble lagt inn igjen i SAP ble den utelatt i strategien. Linjen har derfor ikke blitt inspisert etter dette. Linjen ble inspisert i 1997 og 2004 og skulle vært inspisert i 2018 om den ikke hadde vært utelatt fra utstyrsstrategien. Den vanlige måten å inspisere KUI på er å avisolere og inspisere røret visuelt, noe som er ressurskrevende. Da lekkasjen oppsto, relativt kort tid etter planlagt inspeksjon i forhold til lengden på inspeksjonsintervallet, kan en stille spørsmål ved robustheten i programmet. En

mindre ressurskrevende inspeksjon, som kan utføres hyppigere, er å utføre visuell inspeksjon av kapsling for å sjekke at den er vanntett, men en har ikke gjort dette her.

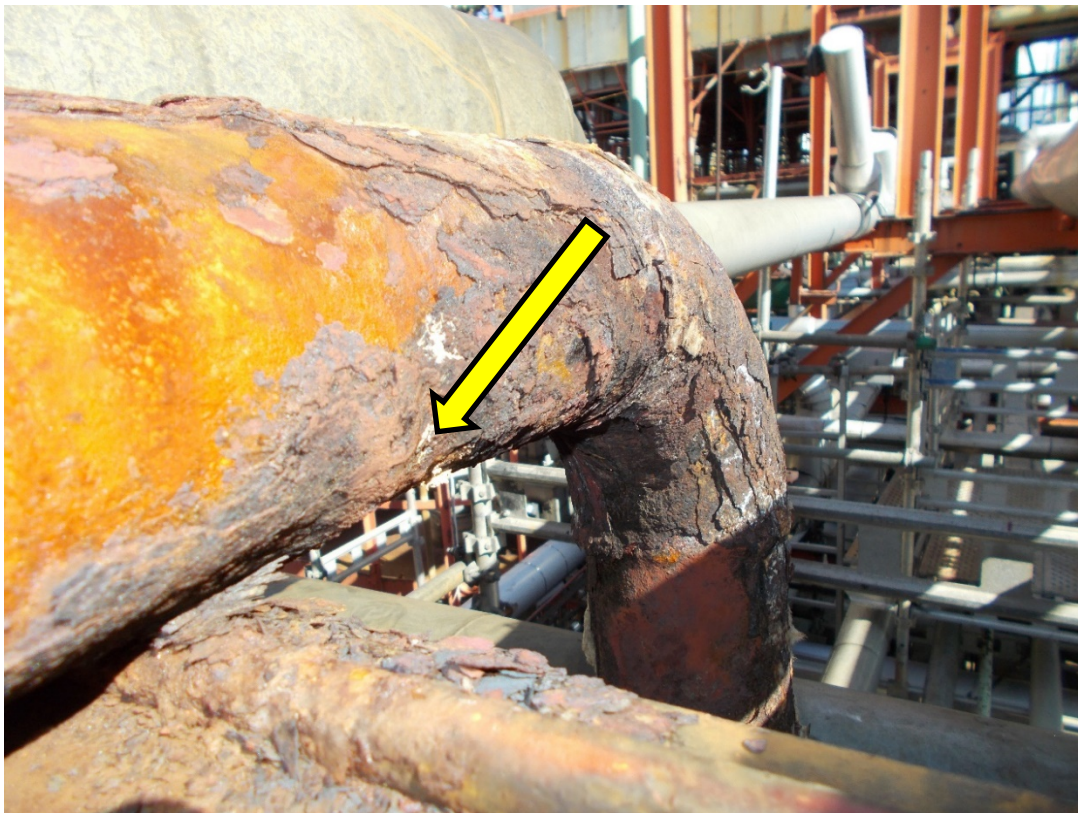
I den seneste prosesstekniske utviklingen har det vist seg at det er mindre behov for isolasjon på rørene enn forutsatt i tidligere design. I slike tilfeller er det hensiktsmessig å fjerne isolasjonen for å unngå KUI. Inspeksjonsavdelingen på Slagentangen undersøker i forbindelse med inspeksjon om det er behov for isolasjon, og fjerner den dersom den ikke er nødvendig. Vi har fått opplyst at det er fjernet flere hundre meter isolasjon både offsite og onsite. Etter lekkasjen har en vurdert det aktuelle røret og konkludert med at dette er et av rørene som ikke behøver isolasjon.

6.3 Rørlekkasjen

Lekkasjen har oppstått etter betydelig utvendig korrosjon grunnet KUI, se Figur 8 og Figur 9. Om det i tillegg er innvendig korrosjon som har bidratt til veggfortynnelse er ikke undersøkt. Det anses som lite trolig da ren nafta ikke er korrosivt, og det var heller ikke tegn til innvendig korrosjon der røret ble kappet og blindet etter lekkasjen. Røret ligger direkte på en liten plate på stålbjelken, som utgjør rørstøtten, og isolasjonen har ikke vært helt omsluttende. Det har gitt lett ankomst for vann inn i isolasjonen. Vi har ikke inspisert kapslingen på røret for lekkasje, men det er opplyst at tilstanden var tilsvarende i omkringliggende rør, se Figur 10. Sammen med rørets beskaftenhet indikerer det at KUI er sannsynlig.



Figur 8: Naftarør etter at isolasjon er fjernet. Antatt lekkasjepunkt er i enden av horisontalt strekk indikert med pil.



Figur 9: Naftarør etter at isolasjon er fjernet. Antatt lekkasjepunkt indikert med pil.



Figur 10: Tilstanden på kapslingen til isolasjon på omkringliggende rør i nærheten av lekkasjen.

7 Hendelsens potensial

7.1 Faktisk konsekvens

Naftalekkasjen oppstod som følge av korrosjon under isolasjon på et rør for tung nafta fra destilleringskollonen. Da granskingen pågikk var røret fortsatt installert i anlegget. På grunn av at det var tilstrekkelig kapasitet til å håndtere naftaen i anlegget uten å benytte røret der lekkasjen oppstod, kunne anlegget startes opp igjen etter at ventiler var installert for å isolere røret med lekkasje. Størrelsen på hullet i røret er ikke undersøkt, og lekkasjeraten ikke beregnet. Personellet som så lekkasjen, anslo den til å være i størrelsesorden 10 liter per minutt. Naftaen som lakk ut ble samlet opp i anleggets åpne dreneringssystem, og lekkasjen resulterte derfor ikke i utslipp og skade på miljø. Basert på den antatte lekkasjeraten har Esso estimert at det lakk ut 4400 liter nafta.

Det er ikke HC-gassmålere installert i pipestill. Driftspersonellet som undersøkte lekkasjen initielt hadde ikke bærbare HC-gassmålere med seg, kun H₂S-målere, og de benyttet ikke åndedrettsvern. Operatørene var få meter fra lekkasjepunktet. Kontraktørene som oppdaget lekkasjen bar personlige HC-gassmålere på grunn av at de utførte varmt arbeid i anlegget, og disse målerne ga ikke utslag da de oppdaget lekkasjen. I forbindelse med beredskapsinnsatsen ble det satt ut HC-gassmålere et stykke fra lekkasjen, og disse ga heller ikke utslag. Naftaen som lakk ut var imidlertid nær kokepunktet, noe som må ha gitt avdamping fra væsken, uten at vi kan si hvor mye det er snakk om. En kan ikke utelukke at operatørene kan ha blitt eksponert for benzen da de undersøkte lekkasjen.

7.2 Potensiell konsekvens

Potensielt kunne lekkasjen antent og startet en brann i pipestill. På grunn av manglende brann- og gassdeteksjon ville oppdagelse av brannen være avhengig av at personell i anlegget oppdaget den. Brannen kunne potensielt gitt spredning med eskalering som følge av brudd i annet utstyr eller svikt i struktur for prosessutstyr i området. En brann ville også kunnet øke lekkasjeraten fra røret som allerede var redusert av korrosjon. Vi har ikke tilstrekkelig informasjon til å gjøre en detaljert vurdering av hendelsens potensial. Dersom lekkasjen hadde blitt antent etter etablering av brannbekjempelsesressurser, ville dette etter vår vurdering mest sannsynlig hindret en eskalering.

Sannsynligheten for antenning av en lekkasje i et prosessanlegg der eksplosjonssikkert utstyr er intakt er lav, men dersom lekkasjen hadde antent da driftspersonellet undersøkte lekkasjen, kunne de blitt eksponert for brannen. De var spesielt utsatt da de befant seg nært over lekkasjepunktet på en platting som kun har tilkomst via en leder.

8 Direkte og bakenforliggende årsaker

Den direkte årsaken til lekkasjen var utvendig korrosjon av et 4" rør som ledet nafta fra pumpe P-111 til kjøler E-136. På grunn av manglende inspeksjon og utbedring pågikk korroderingen lenge nok til at det til slutt korroderte hull på røret.

Esso har undersøkt årsaken til at røret ikke ble inspisert. Som det går frem av tidslinjen over, var årsaken til at røret ikke hadde blitt inspisert at PIP-171 var blitt slettet i vedlikeholdsprogrammet SAP i 2008, til tross for at røret fortsatt var i bruk. PIP-171 ble heller ikke lagt inn i SAP igjen i forbindelse med at ny utstyrsstrategi for den aktuelle linjen ble etablert i 2013. I denne gjennomgangen ble PIP-171 utelatt fra utstyrsstrategien. I gjennomgangen sjekkes inspeksjonstegningene mot P&ID for å sikre at alle linjene er inkludert. Esso har ikke klart å finne årsaken til at PIP-171 ikke ble lagt inn i utstyrsstrategien og SAP i forbindelse med denne gjennomgangen.

Esso har etter 2013 styrket inspeksjonsavdelingen ved å ansette flere ingeniører, og vi har i granskingen fått tilbakemelding fra Esso at organisasjonen er mer robust i dag med tanke på å hindre tilsvarende feil. Esso startet kort tid etter hendelsen en gjennomgang av linjer i pipestill for å undersøke om det var flere rør som ikke var dekket i inspeksjonsprogrammet. Det ble ikke funnet flere feil, noe som tyder på at dette har vært et enkelttilfelle, og ikke en systematisk feil.

9 Håndtering av hendelsen

9.1 Beredskap

Beredskapstiltakene ved en hendelse er beskrevet i beredskapsplanen for Slagenraffineriet, OIMP 10.1. Denne planen inneholder alarminstruksen for anlegget. Denne instruksen har følgende hovedelementer:

- Stanse arbeidet og sikre arbeidsstedet.
- Varsle ved telefon eller radio.
- Aktivisering av alarm.
- Evakuering på tvers av vindretning (ved gassalarm).
- Mønstring på angitte samleplasser.

Instruksene gjennom alarminstruks og beredskapsplan ble fulgt, med følgende unntak:

1. Det ble besluttet å inspisere lekkasjepunktet utenat personlig verneutstyr ble brukt (referanse OIMP 10.1 kapittel 1 - alarminstruks). Lekkasjepunktet var flere meter over bakkenivå. Personellet som inspiserte lekkasjen kan ha blitt utsatt for flyktige forbindelser fra naftaen, og ved en eventuell antennelse ville det vært krevende å evakuere fra stedet.
2. Det ble brukt lengre tid enn normalt til å få oversikt over ikke-essensielt personell evakuert til mønstringsplasser på området. Ikke alle hadde tilgang til rommet med kortleser, pga. koronatiltak. Registreringen ble gjort manuelt, noe som tok lengre tid enn normalt. Esso har ikke etablert ytelseskrav til mønstringstider.

Forhold knyttet til manglende bruk av personlig verneutstyr er omhandlet i denne rapportens kapittel 10.1.3.

Alarminstruks og beredskapsplaner ble ellers fulgt i forbindelse med varsling av hendelsen (kontraktør til Esso uteoperatør og videre til kontrollrom), vurdering av hendelsen (i dette tilfellet skiftleder og formann), iverksetting av alarm, mønstring av essensielt- (beredskapsorganisasjonen) og ikke-essensielt personell, og videre tiltak som følger beredskapsplanen for DFU for brann.

Når det gjelder iverksetting av alarm som nevnt ovenfor, så ble lekkasjen verifisert av prosessoperatøren 15 minutter før alarmen på anlegget ble utløst. Under andre omstendigheter der en hendelse hadde eskalert, hadde det vært viktig å iverksette evakuering med alarm umiddelbart etter at en hendelse blir oppdaget.

Tiltakene inkluderte bl.a.

- varsling av hendelse,
- sjekk av lekkasjepunkt (se også 10.1.3),
- gassalarm med tilhørende mønstring av beredskapspersonell og ikke-essensielt personell (se også 10.1.4),
- klargjøring av brannmannskap på brannstasjonen, og skumlegging av området under og rundt lekkasjepunktet,
- teknisk støttelag mobiliserte og utførte følgende aktiviteter:
 - oppkobling av brannslanger til nærliggende hydranter, mobile og oscillerende brannkanoner,
 - oppsett av system for vanngardiner mot potensielle tennekilder (bl.a. oven), hydrokarbon-gassdetektorer mellom lekkasjested og potensielle tennekilder.



Figur 11: Oversikt over prosessanlegget inkludert utstyr og vindretning. Nord er opp i bildet, bilde fra kart.finn.no

9.2 Nedstengning av anlegget

Det ble bekreftet naftalekkasje ca. kl.12.15, mens en startet nedstengning av anlegget først en drøy time senere. Grunnen til dette var at drift vurderte mulighetene for å isolere lekkasjen uten å måtte stenge anlegget. Det er i hovedsak to måter å stenge ned anlegget på, normal nedstengning og nødavstengning. Normal nedstengning, som blant annet gjøres før en revisjonsstans, tar lang tid. Det tilføres mye varme i anlegget, og en bruker tid på å kjøre det ned for å unngå uønskede effekter som blant annet redusert levetid til katalysatormateriale i anlegget. Ved en nødavstengning stenges anlegget i løpet av få minutter. En nødavstengning kan gi stor belastning på anlegget og kan i verste fall gi skade på utstyr. En ønsker derfor ikke å aktivere nødavstengning med mindre det er nødvendig.

I dette tilfellet vurderte Esso situasjonen slik at de hadde kontroll på lekkasjen. Området der naftaen lekket ut var skumlagt for å hindre avgassing/antenning, og det var plassert ut gassdetektorer som viste at lekkasjen ikke resulterte i gass i anlegget. Naftaen ble samlet opp i anleggets dreneringssystem slik at det ikke medførte utslipp til ytre miljø. Totalt sett vurderte derfor Esso situasjonen slik at det ville være minst risiko ved å velge å følge prosedyre for normal nedstengning med teknisk støttede justeringer for akselerert utførelse. Dersom de så at situasjonen utviklet seg negativt, hadde de fortsatt mulighet til å aktivere nødavstengning.

Lekkasjen stoppet først kl.23.30 da systemet var drenert. I dette tilfellet er det vår vurdering at Esso håndterte lekkasjen på en hensiktsmessig måte.

Nedstengningen ble gjennomført ved å følge normal nedstengningsprosedyre, men nedkjøringen ble gjort raskere enn prosedyren tilsa. Teknisk avdeling ga innspill til driftsavdelingen på hvor raskt de kunne stenge ned uten å belaste anlegget i for stor grad. Foruten nødavstengningsprosedyre foreligger det ikke prosedyre for nedstengning raskere enn normal nedstengning, se forbedringspunkt 10.2.3.

10 Observasjoner

Ptils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

10.1 Avvik

10.1.1 Manglende risikovurdering av behov for brann- og gassdeteksjon i pipestill

Avvik

Det er manglende risikovurdering av behov for brann og gassdeteksjon i pipestill.

Begrunnelse

Det er ikke installert brann- eller gassdetektorer i pipestill. Da lekkasjen av nafta ble oppdaget ble det satt opp mobile gassdetektorer mellom lekkasjepunktet og den gassfyrte ovnen, som er en tennkilde midt i pipestill. Det ble også montert opp brannvanngardiner for å lede bort eventuell gass.

På grunn av at det ikke er installert brann- eller gassdetektorer i anlegget er de avhengige av at personell i anlegget oppdager lekkasjen, slik som i dette tilfellet. Den gassfyrte ovnen er en tennkilde som potensielt kan antenne gass fra en lekkasje i anlegget. Hurtig deteksjon av gass kan derfor være avgjørende for å hindre en antenning fra den gassfyrte ovnen.

Vi har mottatt et utdrag fra en generell retningslinje for vurdering av gassdeteksjon. Retningslinjen beskriver at gassdeteksjon kan vurderes dersom lekkasjer har potensiale for å nå tennkilder, i dette tilfellet den gassfyrte ovnen. Vi har ikke mottatt en konkret vurdering om behov for brann- og gassdeteksjon i pipestill. Forskriftene krever at det skal etableres barrierer som til enhver tid kan identifisere tilstander som

kan føre til feil, fare- og ulykkessituasjoner og som reduserer muligheten for at feil, fare- og ulykkessituasjoner oppstår og utvikler seg.

Krav

Styringsforskriften § 17 Risikoanalyser og beredskapsanalyser, tredje ledd bokstav d og fjerde ledd bokstav a

10.1.2 Mangler ved vedlikehold og inspeksjon**Avvik**

Inspeksjon og vedlikehold av røret der lekkasjen oppstod var mangelfull.

Begrunnelse

Lekkasjen skyldtes korrosjon under isolasjon i et rør som ikke har blitt inspisert eller har hatt et vedlikeholdsprogram.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 58 om vedlikehold

10.1.3 Manglende ivaretagelse av sikkerheten for involvert drifts- og vedlikeholdspersonell**Avvik**

Sikkerheten til involvert drifts- og vedlikeholdspersonell var ikke tilstrekkelig ivaretatt i forbindelsen med hendelsen.

Begrunnelse

Etter at det ble bekreftet at det var en naftalekkasje var det totalt tre personer fra driftsavdelingen som var inne i anlegget nær lekkasjepunktet for å sjekke hvor lekkasjen kom fra. Dette ble utført i henhold til Esso sine prosedyrer, som sier at omfanget av hendelsen skal vurderes. De hadde ikke HC-gassmåler og ikke beskyttelse mot benzeneksponering, og kan derfor ha blitt eksponert for benzen. Dersom lekkasjen hadde antent, ville de også vært utsatt for å bli eksponert for brannen.

I forbindelse med normaliseringen ble isolasjonen på røret ved lekkasjepunktet fjernet. I henhold til Esso sin retningslinje skal det måles for benzen ved lekkasjer og søl fra produktstrømmer som inneholder benzen. Basert på resultatene fra målingene skal verneutstyr benyttes i henhold til retningslinjen for å sikre at personellet ikke eksponeres for benzen. Det ble ikke målt for benzen for å sikre at personellet som var involvert i avisoleringen benyttet korrekt verneutstyr.

Intervjuer og gjennomgang av dokumentasjon, samt at Esso sin egen gjennomgang av hendelsen ikke har identifisert forhold knyttet til sikkerheten til involvert personell, viser at ivaretagelse av egen sikkerhet ikke er tilstrekkelig operasjonalisert.

Krav

Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon

Teknisk og operasjonell forskrift § 48 om fysisk og kjemisk arbeidsmiljø, 3. ledd

Teknisk og operasjonell forskrift § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, punkt b)

10.1.4 Manglende ytelseskrav relatert til beredskap

Avvik

Det var ikke definert ytelseskrav for å måle funksjonen av sentrale beredskapsmessige tiltak ved fare- og ulykkessituasjoner.

Begrunnelse

Gjennom intervjuer og i dokumentgjennomgang ble det observert at det ikke var definert ytelseskrav som kan måle godheten av organisatoriske og operasjonelle barrierer i beredskapsorganisasjonen. For eksempel var det ikke satt ytelseskrav til tid for evakuering av anlegget og personellkontroll, og mellom observert hendelse til iverksetting av alarmer for evakuering av anlegg og mobilisering av beredskapsorganisasjonene.

Det ble ikke iverksatt umiddelbar alarm ved observasjon av hendelse og det tok lang tid før operasjonsledelsen hadde kontroll på mønstret personell.

I gjennomgang av dokumentasjon og i intervjuer kom det fram at det tok ca. 15 minutter fra hendelsen ble observert til det ble iverksatt evakuering ved gassalarm. I tillegg gikk det 40 minutter fra gassalarm ble iverksatt til det forelå oversikt over ikke-essensielt personell på mønstringsplass. Under intervjuer ble det opplyst at årsaken var at det ikke var tilgang til rommet med registrerings-automaten, som var avstengt pga. korona-situasjonen. Loggene fra mønstringsstasjonene ble rutinemessig slettet, og det har ikke vært mulig å verifisere mønstringsloggen med hensyn på antall fremmøtte og tidspunkt.

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, 4. ledd

Teknisk og operasjonell forskrift § 67 om håndtering av fare- og ulykkessituasjoner, punkt c) og d)

10.2 Forbedringspunkt

10.2.1 Mangelfull oversikt over svekkelser i anlegget

Det er uklart hvordan barrieresvekkelser i anlegget gjøres kjent for relevant personell.

Begrunnelse

Befaring i anlegget der lekkasjen oppstod viste at det manglet passiv brannbeskyttelse på strukturen for prosessutstyr, blant annet for kjølere. Vi fikk opplyst at dette er kjent for Esso, og at det er startet arbeid med å utbedre dette. Ved en brann kan manglende passiv brannbeskyttelse resultere i raskere kollaps og eskalering av brannen. Det kom ikke klart frem i granskingen hvilket system en har for å gjøre dette kjent for brannmannskapene eller om det er etablert kompenserende tiltak for manglende passiv brannbeskyttelse.

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, 5. ledd

10.2.2 Manglende merking i anlegget

Forbedringspunkt

Befaring i anlegget viste at det var manglende merking i anlegget.

Begrunnelse

I anlegget så vi at de fleste rørene som vi sjekket ikke hadde merking som viste medium eller strømningsretning. Samtaler med personell bekreftet at det er mangler innen merking av utstyr i anlegget, og at dette er noe det arbeides med. Esso opplyser at det er driftsavdelingen som har ansvaret for å merke når det avdekkes behov, og at det ikke er noen styrt prosess på dette.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 7 om anlegg, systemer og utstyr, 2. ledd

10.2.3 Prosedyre for nedstengning av anlegget

Forbedringspunkt

Foruten nødavstengningsprosedyre er det ikke utarbeidet prosedyre for å stenge ned anlegget så hurtig som mulig ved lekkasje i anlegget.

Begrunnelse

Ved nedstengning av anlegget ble prosedyre for normal nedstengning benyttet, hvor de utelot punkter som ikke var relevant, og stengte ned raskere enn det som var spesifisert i prosedyren. Drift fikk i dette tilfellet støtte av teknisk avdeling på hvor

hurtig det var mulig å stenge ned anlegget. Basert på informasjonen vi har fått, virker det hensiktsmessig å etablere en prosedyre for hurtig nedstengning, slik at driftsavdelingen slipper å være avhengig av støtte fra teknisk avdeling eller selv må gjøre denne type vurderinger i en lekkasjesituasjon. Dette gjelder spesielt dersom hendelsen skjer på et tidspunkt der personell på teknisk avdeling ikke er umiddelbart tilgjengelig.

Krav

Teknisk og operasjonell forskrift § 45 om prosedyrer

10.2.4 Mangelfullt mandat for gransking

Forbedringspunkt

Selskapets egen gransking har ikke hatt tilstrekkelig omfang for å undersøke forhold som kunne ført til skade.

Begrunnelse

Den ansvarlige skal sikre at inntrufne fare- og ulykkessituasjoner som kan medføre, eller har medført, akutt forurensning eller annen skade, blir registrert og undersøkt for å hindre gjentakelse. Mandatet for CFWT-granskingen er generell, og sier ikke noe om omfanget. Det framkom i intervjuer at granskingsgruppa har sett på oppgaven som en ren teknisk gransking. Granskingsrapporten beskriver hendelsesforløp og årsaksforhold knyttet til rørbiten hvor lekkasjen oppsto, men gir i mindre grad vurdering av inspeksjonsprogram, estimert lekkasjerate, hendespotensial, hvordan lekkasjen ble oppdaget eller hvordan den ble håndtert. Sikkerheten til de som oppdaget/undersøkte lekkasjen er ikke vurdert.

Beredskapsmessige forhold er ikke inkludert i granskingen, men vurderes i debrifingen som ble gjort i etterkant.

Krav

Styringsforskriften § 20 om registrering, undersøkelse og gransking av fare- og ulykkessituasjoner og § 23 om kontinuerlig forbedring

11 Barrierer som har fungert

I dette tilfellet var det ingen automatiske sikkerhetssystemer i anlegget som ble aktivert. Barrierene var manuelle aksjoner utført av personell i anlegget og industrivernet.

Barrierer som har fungert:

- Observasjon og varsling av lekkasjen

- Aktivisering av gassalarm for evakuering av anlegget
- Beredskapsaksjoner som:
 - Mobilisering av beredskapsorganisasjonen.
 - Skumlegging for å hindre gasspredning og brann.
 - Utplassering av gassmålere.
 - Installering av system for vanngardiner i tilfelle gasspredning.
- Nedstengning av anlegget for å stoppe lekkasjen.
- Dreneringssystemet begrenset spredningen og samlet opp naftaen.

12 Diskusjon omkring usikkerheter

Da granskingen pågikk var ikke røret som lekket tatt ut av anlegget for inspeksjon av hullet. Det er derfor ikke utført beregning av lekkasjerate. Lekkasjeraten ble av de som så den vurdert til å være ca. 10 liter per minutt. Raten er derfor usikker og kan ha vært både større og mindre, uten at det har hatt vesentlig betydning for selve granskingen. Dersom lekkasjen hadde antent ville den etter vår vurdering sannsynligvis vært håndterbar med tanke på brannbekjempelse.

Linjen (PIP-171) ble inspisert i 1997 og 2004, og i granskingen har vi ikke fått avklart hva som var årsaken til at inspeksjonsaktiviteten til røret ble slettet i SAP. Linjen har derfor ikke blitt inspisert etter dette. Det er gjort endringer i arbeidsprosessene og organiseringen av inspeksjonsavdelingen etter feilene som ble gjort i 2008 og 2013. Fokus i granskingen har derfor vært å få klarlagt hvordan dagens system sikrer at tilsvarende feil fanges opp og korrigeres.

Vi har fått opplyst at det kan forekomme intervall på over 20 år i inspeksjonsprogrammene. Det er uklart om PIP-171 ville fått et intervall på 14 eller 21 år. Basert på metoden i DNVGL-RP-G109 virker det lite robust, samt at lekkasjen i dette tilfelle skjedde 16 år etter siste inspeksjon. DNVGL-RP-G109 benytter fire parametre (barrierer) for å vurdere sannsynligheten for KUI, de er (med eksempler)²:

1. Materialet
 - a. Overflatetemperatur
2. Overflatebehandling
 - a. Type
 - b. Alder
3. Beskyttelse mot vanninntrenging
 - a. Tilstand på mantling
4. Design
 - a. Inspeksjonsintervall

² Vår oversettelse fra engelsk til norsk

Her skåres en høyt på sannsynlighet på alle parametre.

De tre første parameterne; materialet har en overflatetemperatur på 90 °C, ingen og/eller gammel overflatebehandling, og dårlig tilstand på beskyttelse mot vanninntrenging (skader på kapslingen). Dette burde derfor ha vært kompensert med hyppige inspeksjoner. På Slagentangen utføres KUI-inspeksjonen med demontering av kapsling og isolasjon med visuell inspeksjon av metalloverflaten. Det er en ressurskrevende prosess og en søker derfor ikke å gjøre dette for ofte. Vi har blitt informert om at de benytter TMEE-062, ExxonMobil (2014), for å utarbeide utstyrsstrategier, denne har en lignende tilnærming som DNVGL-RP-G109. Vi har ikke gjennomgått denne på røret med lekkasje for vurdering av sannsynligheter og beregning av inspeksjonsintervall. Alternativt kan en ha en hyppigere visuell inspeksjon av kapsling for å sjekke at den er vanntett, men det er ikke gjort i dette tilfellet.

Det var lite dokumentasjon av delhendelser, gjennom for eksempel logger i beredskapsledelse, mønstringssteder og fra skadesteder som kunne brukes til å etablere en tidslinje. Flere av tidspunktene i tidslinjen har derfor blitt etablert på bakgrunn av intervjuer.

13 Vurdering av aktørens granskingsrapport

Slagentangens krav til oppfølging av hendelser og næruhell beskrives i prosedyren SLR-OIMP-9.1 Hendelsesrapportering og gransking. Hendelser og næruhell blir registrert og fulgt opp i verktøyet Impact. Ved innrapportering blir alvorlighetsgraden av hendelsen/næruhellet vurdert, og resultatet av vurderingen bestemmer granskingstype.

For å vurdere alvorlighetsgraden i naftalekkasjen 24. august ble Incident Risk Analysis Tool, IRAT, benyttet. I følge OIMS 9.1 gir IRAT en god forståelse av aktuelle konsekvenser, mulige konsekvenser for ulike scenarioer relevant for hendelsen/næruhellet samt hvilke barrierer som var på plass, feilet eller manglet. IRAT baserer seg på en konsekvensklassifisering I-IV, hvor I er mest alvorlig.

IRAT-score

IRAT-score baserer seg på vurdering av

- aktuell konsekvens (Level I-IV, verdi 20/10/5/2),
- potensiell konsekvens (Level I-IV, verdi 20/10/5/2), og
- barrierer (ingen=20, 1=10, 2=5, 3+=2)

I den aktuelle hendelsen vurderte granskingslaget hendelsen slik:

- Aktuell konsekvens: 2, med kommentaren Tier 2 Process safety event, all nafta ble samlet opp, ingen personskade, ingen miljøkonsekvens.
- Potensiell konsekvens: 10, med kommentaren: Lekkasje kunne bli antent og gi utstyrsskade 1-30 M\$ i direkte kostnader.
- Barrierer: 10, med kommentaren Personell rigget opp gassmålere, brannkanoner og vanngardiner. Området ble skumlagt og drift var klar for nødnedkjøring av anlegget.

Dette ga IRAT-score $2 \times 10 \times 10 = 200$

Valg av granskingsmetode

Ved hendelser og næruhell med IRAT score 400+ har Esso krav til gransking, og da benyttes Causal Factor Why Tree (CFWT)-metoden. Vi fikk opplyst at det ikke er uvanlig å iverksette CFWT-gransking selv med IRAT-score < 400, noe som er tilfelle for denne hendelsen.

Vurdering av granskingsrapporten

Mandatet for CFWT-granskingen er generell, og sier ikke noe om omfanget. Granskingsrapporten beskriver hendelsesforløp og årsaksforhold knyttet til rørbiten hvor lekkasjen oppsto, men gir i mindre grad vurdering av inspeksjonsprogram, estimert lekkasjerate, hendelsespotensial, hvordan lekkasjen ble oppdaget eller hvordan den ble håndtert. Sikkerheten til de som oppdaget/undersøkte lekkasjen er ikke vurdert.

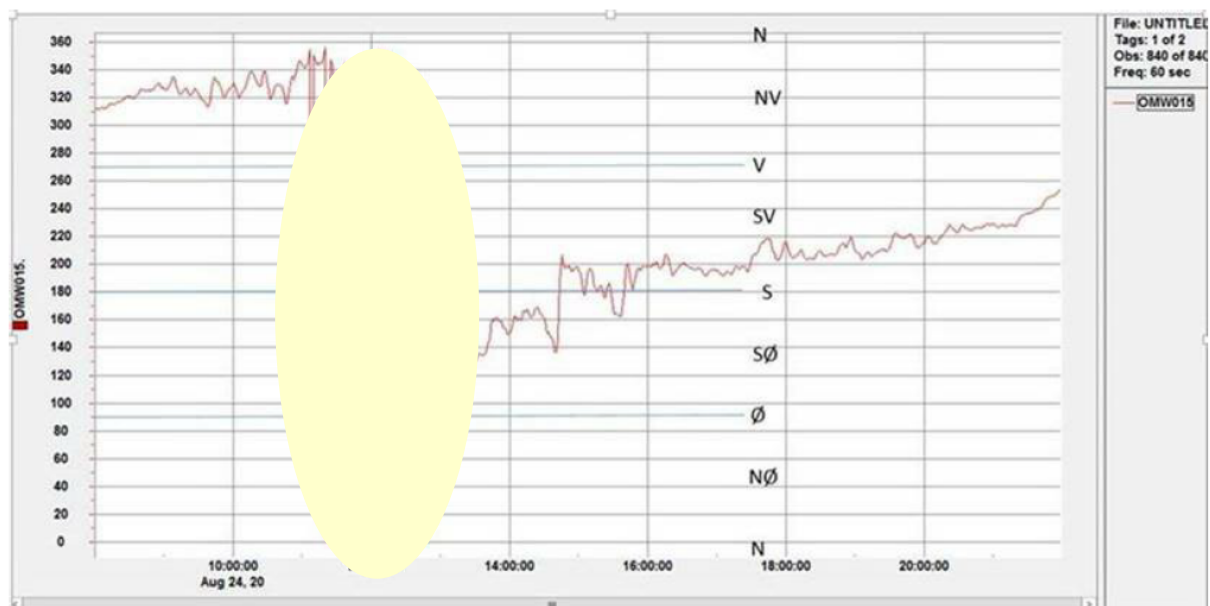
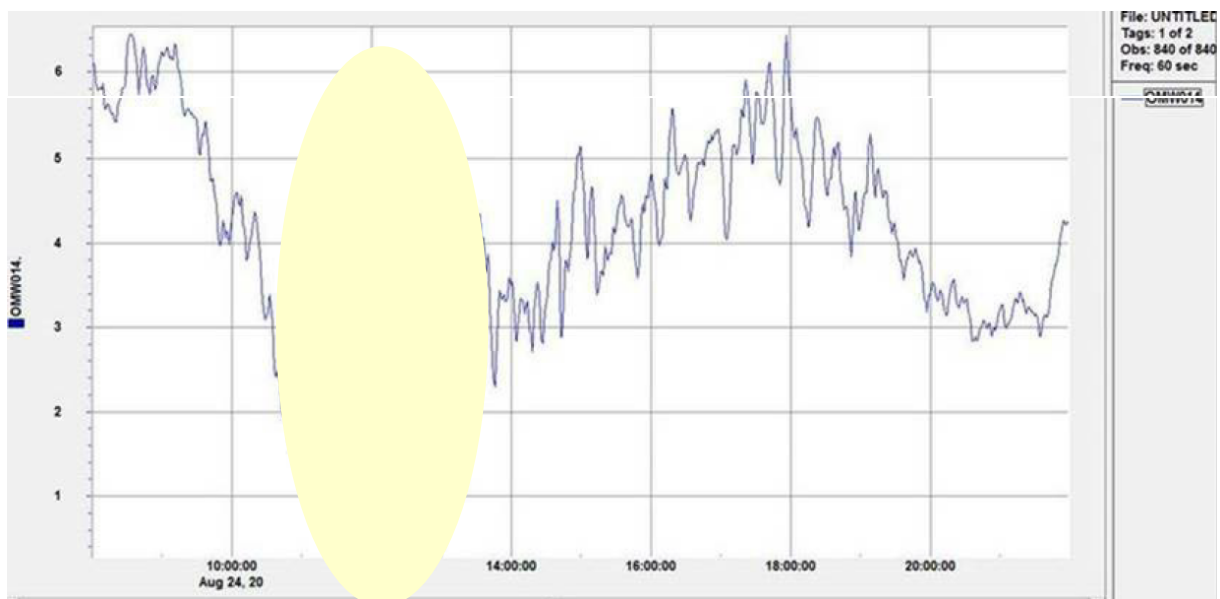
I barrierevurderingskapittelet i rapporten er følgende kommentar lagt inn: *Pga lav IRAT er det valgt å ikke lage bow-tie.*

14 Referanser

DNVGL (2019). RP-G109 *Risk based management of corrosion under insulation*
 NORSOK (2019). Standard M-004. *Piping and equipment insulation*.
 Petroleumstilsynet (2013). *Granskningsrapport etter damplekkasje på Mongstad 8.11.2012*.
 Petroleumstilsynet (2017). *Granskningsrapport etter gasslekkasje på Statoil Mongstad den 25.10.2016*.

15 Vedlegg

- A: Relevante skisser/figurer/etc.
 B: Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen
 C: Oversikt over intervjuet personell

Vedlegg A: Vindforhold 24.8.2020, Slangentangen**Figur A-1** Vindretning målt med Esso sin vindmåler på Slangentangen.**Figur A-2** Vindstyrke målt med Esso sin vindmåler på Slangentangen.

Vedlegg B: Dokumenter lagt til grunn i granskingen

Arkiv Ref	Dokument
2020/1680-4	Informasjon til Ptil - Naftalekkasje 24082020
2020/1680-4	OIMP 10.1 Beredskapsplan
2020/1680-4	Log of events - modified
2020/1680-6	EDD 1A
2020/1680-6	Strategi SLR-APS CIRCUID-04
2020/1680-6	Maling og isolasjonsprosedyre
2020/1680-6	Roller ihht kap 7.1 Skadestedsleder Felt
2020/1680-6	Action board -modified
2020/1680-6	Log of events – modified forkortelser
2020/1680-6	Organisasjonskart
2020/1680-6	PEAR Board Form – modified
2020/1680-6	Lekkasje svetting og CUI funn 2010-2020
2020/1680-6	Oppsummering av industrivernets innsats
2020/1680-8	OIMP 6.4
2020/1680-8	OIMP 9.1 Hendelsesrapportering og gransking
2020/1680-8	VI-16 Asberst og andre isolasjonsmaterialer
2020/1680-8	VI-28 Bruk av åndedrettsvern
2020/1680-9	Isotegn PIP-171
2020/1680-10	DV screenshots
2020/1680-10	S210-Ua2-2028
2020/1680-10	PS&-P111
2020/1680-10	PS 3 E-136
2020/1680-11	GRP 6C Prosedyre ofr ustyrstrategi Fixed Equipment
2020/1680-12	7111719XNO salgsprodukt
2020/1680-14	Slagen Åpningspresentasjon
2020/1680-14	Draft CFWT PIP-171
2020/1680-15	CFWT gransking væskefylling i fakkel
2020/1680-16	HPScan 20200907
2020/1680-16	Kopi av Næruhell PIP-204
2020/1680-17	OIMP 10.1 Brann vedlegg 3
2020/1680-17	Bilder fra befaring i anlegget
2020/1680-18	Bilder fra befaring i anlegget Del 2
2020/1680-21	Logger fra drift Del 1
2020/1680-22	Logger fra drift Del 2
2020/1680-23	Logger fra drift Del 3
2020/1680-24	OIMP 6.3 SSHE kritisk utstyr Slagentangen
2020/1680-24	OIMS 2.1 Risikostyring Slagentangen
2020/1680-24	Montering avstengningsventiler før E-136 Slagentangen
2020/1680-24	Offsite CSOV-747 23 August 2020 -Tillatelse for midlertidig deaktivering av SHE-kritisk utstyr - Slagentangen
2020/1680-24	Tegning – Onsite brannvann ekstra utstyr
2020/1680-25	AT pipestill
2020/1680-26	Fireproofing Ptil
2020/1680-29	Granskings av lekkasje av nafta i PS 240820

2020/1680-31	Verneinstruks 11 Benzen og PAH
2020/1680-34	CUI rapport fra 2004
2020/1680-36	System for beredskapstrening - Trening
2020/1680-40	Svar på spørsmål – Utdrag fra dokumenter
2015/20	ExxonMobil (2014). TMEE-062 Corrosion under insulation
	Sikkerhetsrapport for Slagentangen