

# Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Rapport etter gransking av gasslekkasje på Statfjord B 23.5.2022 - Revidert	Aktivitetsnummer 001037065

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

Involverte	
Lag T-1	Godkjent av / dato Kjell Marius Auflem 20.2.2023
Deltakere i granskingssgruppen	Granskingssleder

## Innhold

1	Sammendrag .....	4
2	Bakgrunnsinformasjon.....	5
	2.1 Beskrivelse av innretning og organisasjon.....	5
	2.2 Situasjon før hendelsen .....	6
	2.3 Forkortelser .....	8
3	Ptils gransking .....	10
	3.1 Mandat og sammensetning av granskingsgruppen.....	10
	3.2 Gransking hendelse SFB.....	10
4	Hendelsesforløp.....	12
	4.1 Relevante forhold .....	14
	4.2 Håndtering av hendelsen .....	27
5	Hendelsens potensial.....	28
	5.1 Faktisk konsekvens.....	28
	5.2 Potensiell konsekvens.....	30
6	Direkte og bakenforliggende årsaker.....	33
	6.1 Direkte årsak.....	33
	6.2 Bakenforliggende årsaker .....	33
	6.2.1 Materialtekniske forhold .....	33
	6.2.2 Merking av utstyr.....	33
	6.2.3 Generell oppmerksomhet på korrosjon.....	33
	6.2.4 Risikovurdering utvendig korrosjon .....	36
	6.2.5 Forventning til driftsoperatører.....	36
	6.2.6 Kapasitet offshore for oppfølging av korrosjon .....	36
	6.2.7 Kapasitet i landorganisasjon for oppfølging av korrosjon.....	36
	6.2.8 Operasjonelle og faglige vurderinger.....	37
	6.2.9 Egen oppfølging.....	37
7	Beredskap.....	38
	7.1 Utløsning av deluge .....	38
	7.2 Handlingsmønster når alarmen går .....	38
	7.3 Rømningsveier.....	38
8	Observasjoner.....	39
	8.1 Avvik .....	39
	8.1.1 Mangelfull styring av helse, miljø og sikkerhet.....	39
	8.1.2 Mangelfull kjennskap til svekkelser i barrierer og barrierelementer .....	41
	8.1.3 Mangelfull merking av utstyr .....	41
	8.1.4 Mangelfullt vedlikehold.....	42
	8.1.5 Mangelfullt vedlikeholdsprogram.....	42
	8.1.6 Manglende kriterier for vedlikehold.....	43
	8.1.7 Mangelfull effektivitet av vedlikehold .....	44
	8.2 Forbedringspunkter.....	44

8.2.1	Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning om bord på Statfjord B .....	44
8.2.2	Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning i organisasjonen på land tilhørende Statfjord B.....	45
8.2.3	Bedre sikring av kompetanse (etterslep på opplæring) ..	45
8.2.4	Mangelfull aktivering av deluge .....	46
8.2.5	Bedre planer for oppkjøring av anlegget etter revisjonsstans 46	
8.2.6	Bedre tiltak for evakuering.....	47
8.2.7	Bedre sikring av handlingsmønster .....	47
9	Barrierer som har fungert.....	48
10	Diskusjon omkring usikkerheter .....	49
11	Vurdering av aktørens granskingsrapport.....	50
12	Vedlegg .....	51

## 1 Sammendrag

I forbindelse med oppkjøring etter revisjonsstans på Statfjord B, der Equinor er operatør, oppstod det den 23. mai 2022 gasslekkasje fra to hull i avblødningslinjer i område M10T i øvre nordøstre hjørne av innretningen. Petroleumstilsynet (Ptil) besluttet 24. mai 2022 å granske hendelsen.

De initielle lekkasjeratene er estimert til henholdsvis 0,52 og 0,57 kg/s for de to lekkasjepunktene. Gasslekkasjene på SFB, med samtidig lekkasje fra hull i to ulike avblødningsrør tilknyttet målestasjonene for eksportgass, kunne under andre omstendigheter fått større konsekvenser, og liv kunne ha gått tapt.

Den direkte årsaken til hydrokarbonlekkasjen var utvendig korrosjon og påfølgende tap i integriteten til to avblødningslinjer i karbonstål. Rørene ble brukt under oppstarten etter revisjonsstansen på innretningen. Det er grunn til å tro at avblødningsrørene var gjennomkorrodert i forkant av hendelsen.

De bakenforliggende årsakene er sammensatte. Vedlikehold som ikke var utført var en avgjørende bakenforliggende årsak til hendelsen. Granskingen peker på en rekke årsaker som har bidratt til at nødvendig vedlikehold ikke var utført.

Granskingen viser at denne hendelsen kunne vært unngått dersom Equinor hadde etablert et robust system for å følge opp og ha kontroll med integriteten til avblødningslinjene.

Granskingen har identifisert syv avvik knyttet til:

- Mangelfull styring av helse, miljø og sikkerhet
- Mangelfull kjennskap til svekkelser i barrierer og barrierelementer
- Mangelfull merking av utstyr
- Mangelfullt vedlikehold
- Mangelfullt vedlikeholdsprogram
- Manglende kriterier for vedlikehold
- Mangelfull effektivitet av vedlikehold

Videre har det blitt identifisert syv forbedringspunkter knyttet til:

- Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning om bord på Statfjord B
- Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning i organisasjonen på land tilhørende Statfjord B
- Bedre sikring av kompetanse (etterslep på opplæring)
- Mangelfull aktivering av deluge
- Bedre planer for oppkjøring av anlegget etter revisjonsstans
- Bedre tiltak for evakuering
- Bedre sikring av handlingsmønster

## 2 Bakgrunnsinformasjon

Equinor har de senere årene gjennomført flere kostnadsreduksjons- og effektiviseringsprosesser, og opprettet 1. april 2020 et forretningsområde for innretninger i senfase kalt Field Life eXtension (FLX). SFB inngår i dette forretningsområdet. FLX-organisasjonens enhet *Vedlikehold og teknisk integritet* har et helhetlig ansvar for vedlikehold og integritet av innretningene på Statfjordfeltet.

Under FLX har Equinor arbeidet med å få ned vedlikeholdskostnadene gjennom

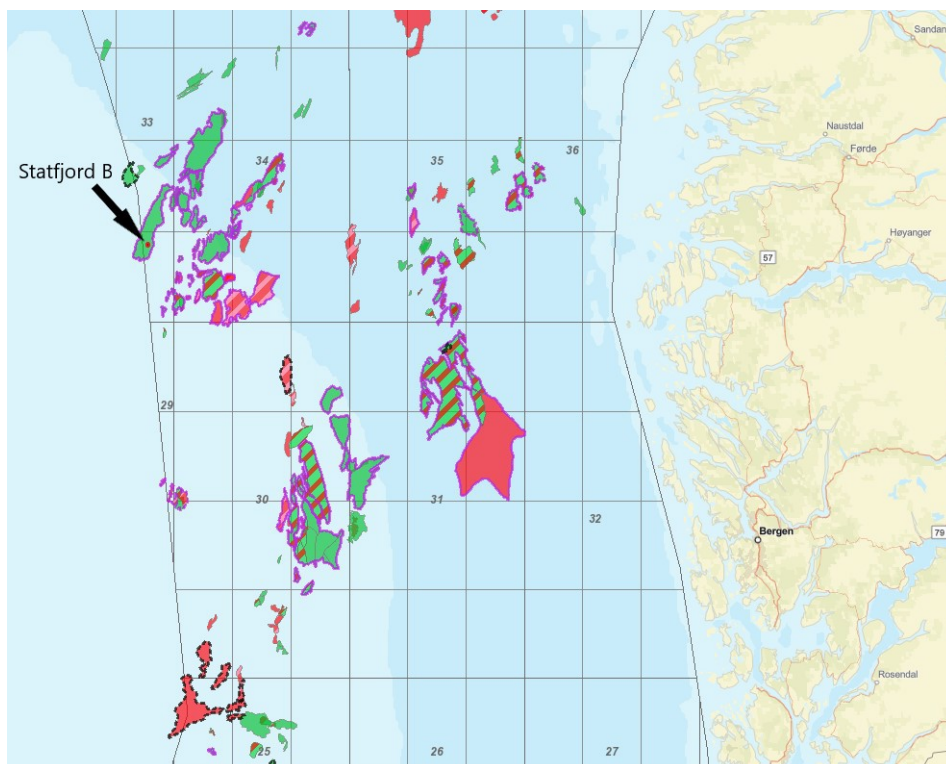
- robustgjøring gjennom investeringer,
- tilrettelegging av vedlikeholdsarbeidet,
- digitalisering og mer bruk av data i vedlikeholdet,
- å øke effektiviteten av vedlikeholdsprogrammet og omsette erfaringer fra vedlikeholdet til fortløpende forbedringer,
- å styrke samarbeidet med leverandørene, og
- å sammenligne vedlikeholdskostnader med andre selskaper og innretninger («benchmarking»).

### 2.1 Beskrivelse av innretning og organisasjon

Statfjordfeltet er utbygd med produksjonsplattformene Statfjord A, Statfjord B og Statfjord C. Feltet er lokalisert på grensen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i Tampenområdet. SFB er en integrert innretning med boring, produksjon og boligkvarter som står på 145 meters vanddyp i søndre del av Statfjordfeltet. Plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1976. SFB startet produksjonen den 5. november 1982.

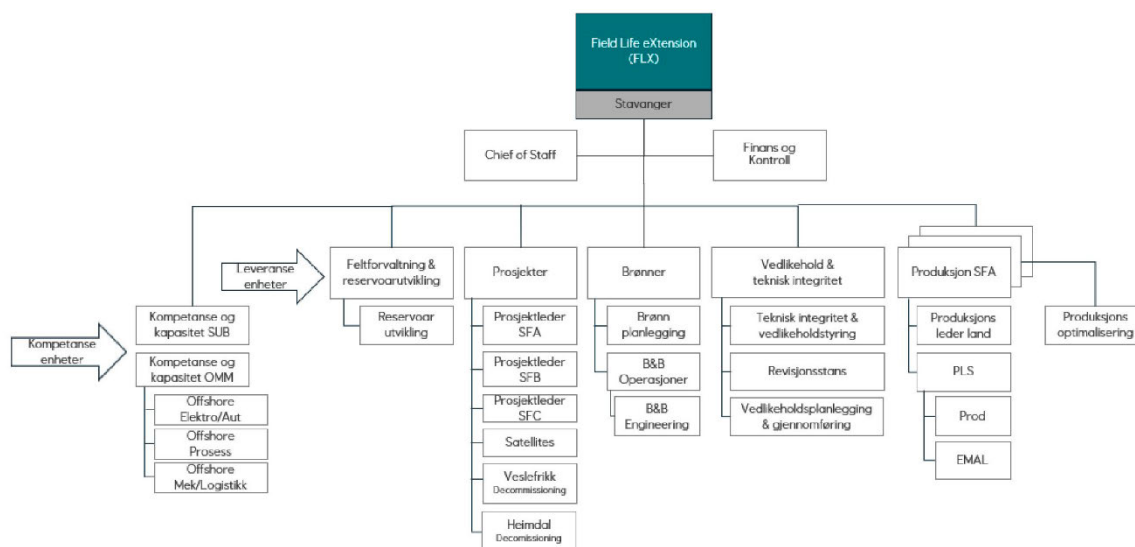


Bilde 1 Statfjord B (Kilde: Equinor)



Figur 1 Kart over områdene (Kilde: Oljedirektoratet)

Organiseringen av FLX er vist i figuren nedenfor.



Figur 2 Organisering FLX (Kilde: Equinor)

## 2.2 Situasjon før hendelsen

På tidspunktet da gasslekkasjene fra prosessanlegget oppstod i modul M10T, var SFB i en oppkjøringsfase etter en planlagt revisjonsstans.

Revisjonsstansen var opprinnelig planlagt utført høsten 2021, men ble utsatt blant annet som følge av begrensninger for bemanningen om bord på SFB i forbindelse med koronapandemien (Covid-19). 12. mars 2022 startet nedkjøringen av anlegget på SFB.

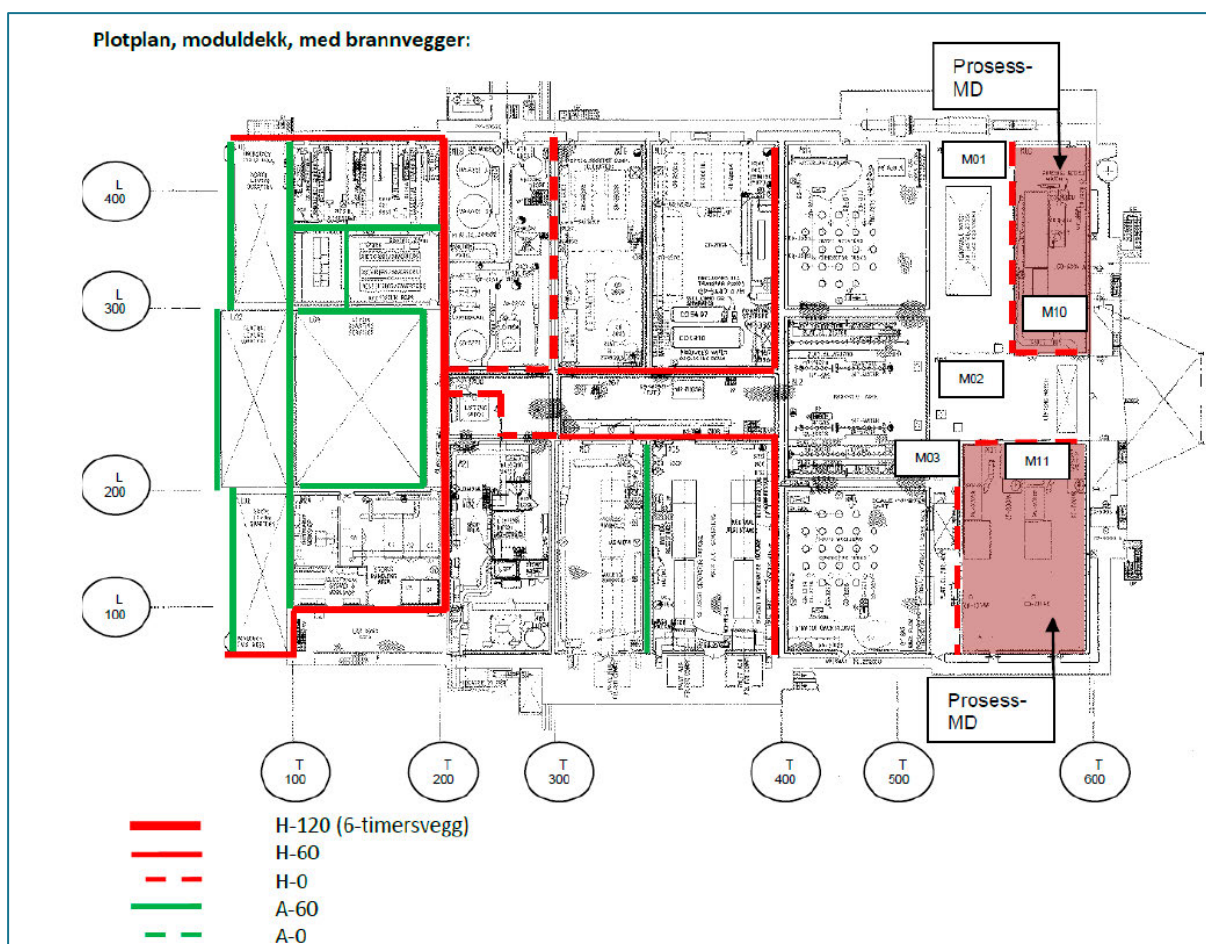
Equinor hadde gjennom overflateprogrammet SOLV og GVI-programmer identifisert over flere år at overflatebelegget på avblødningslinjene var nedbrutt, og at det var behov for vedlikehold av belegget. Equinor hadde i sin oppfølging av tilstanden på de aktuelle rørene valgt inspeksjonsmetoden GVI framfor en mer ressurskrevende NVI-inspeksjon, som krever mye mer tilrettelegging for tilkomst til alle deler av inspeksjonsobjektene.

I revisjonsstansen ble det utført reparasjon av korrosjonsfunn på ventiler og avblødningslinje tilhørende Statpipe målestasjon (Statpipe-linja) i M10T. Etter arbeidet ble det utført lokal trykktest av reparert område. Reparasjonen omfattet ikke det punktet som gav lekkasje på Statpipe-linja.

Den 4. til 6. april skulle oppkjøringen etter revisjonsstansen ha startet. Under lekkasjetest i forbindelse med oppstart ble det blant annet oppdaget problemer med lekkasjer og oppstarten ble derfor utsatt til 22. mai. Oppstarten 22. mai ble utsatt til neste dag på grunn av behov for utbedringer av en pakkbokselekkasje.

To av tre skift med drifts- og kontrollromsoperatører hadde deltatt på nedstengingsseminar som en del av stansforberedelsene, og det var i utgangspunktet planlagt med en ekstra ressurs i kontrollrommet under ned- og oppkjøringen av anlegget på SFB. Grunnet forsinkelser i oppstarten var det kun to operatører til stede i SKR. Dette var det kompensert for ved at de skulle ta seg ekstra tid til oppkjøringen, og de hadde også en ekstra fagansvarlig prosessoperatør i felt. Equinor hadde ikke utarbeidet detaljerte oppkjøringsplaner for oppstarten, men baserte seg på en generisk oppstartsprosedyre.

M10T er toppen av modul M10, i nordøstre hjørne av innretningen, og er naturlig ventilert. Ved hendelsestidspunktet var det 15 knops vind fra sørøst (170 grader).



Figur 3 Moduloversikt hentet fra sikkerhetsstrategien til SFB (Kilde: Equinor)

## 2.3 Forkortelser

AO	Arbeidsordre
ARL	Alarm-reaksjonslag
CAP	Critical action panel
CS	Carbon Steel, karbonstål
DFU	Definert fare- og ulykkesituasjon
EPN	Utforskning og produksjon Norge
ESD	Nødvastengning
ESD2	Nødvastengning nivå 2
FAK	Fagansvarlig anleggskontakt
FLX	Field Lifetime eXtension
FV	Forebyggende vedlikehold
GA	Generell alarm
GVI	Generell visuell inspeksjon
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HC	Hydrocarbons, hydrokarboner
KV	Korrigerende vedlikehold
LEL	Lower Explosive Limit
MIS	Målstyring i Equinor



NVI	Nærvisuell inspeksjon
Ptil	Petroleumstilsynet
PS	Performance Standard (Ytelsesstandard)
PUD	Plan for utbygging og drift
RBI	Risiko Basert Inspeksjon
SFB	Statfjord B
SKR	Sentralt kontrollrom
SOLV	Statoil Overflate Vedlikehold
TIMP	Technical Integrity Management Programme
TR	Technical Requirement (Tekniske krav)
TRA	Totalrisikoanalyse
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
VI	Visuell inspeksjon

*Tabell 1 Forkortelser*

### 3 Ptils gransking

Formålet med granskningen har vært å finne de direkte og bakenforliggende årsakene til gasslekkasjen på SFB, ta ut læring fra hendelsen og bidra til å forebygge at tilsvarende hendelser skjer igjen.

#### 3.1 Mandat og sammensetning av granskingsgruppen

Mandatet ble tilpasset situasjonen og omfattet følgende punkter:

- 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. *Identifisere avvik og forbedringspunkter relatert til regelverk (og interne krav)*
- e. *Diskutere og beskrive eventuelle usikkerheter /uklarheter.*
- f. *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.)*
- g. *Vurdere aktørens egen granskningsrapport*
- h. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av virkemidler) i henhold til mal.*
- i. *Anbefale - og normalt bidra i - videre oppfølging*

I tillegg skulle granskingsgruppen:

1. *Vurdere eventuelle mangler knyttet til styringsmessige forutsetninger for teknisk og operasjonell integritet.*
2. *Vurdere styringsrelaterte forhold på tvers av andre relevante hendelser i Equinor med tilsvarende identifiserte forhold i årsaksbildet.*

Sammensetning av granskingsgruppen:

Navn	Stilling	Fagområde
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabell 2 Sammensetning Ptils granskningsgruppe

#### 3.2 Gransking hendelse SFB

Den 24. mai 2022 besluttet Ptil å granske gasslekkasjen som oppsto på SFB dagen før.

Formålet med granskingen har vært å finne de direkte og bakenforliggende årsakene til hendelsen samt å identifisere viktige lærepunkter for SFB spesielt og for næringen generelt.

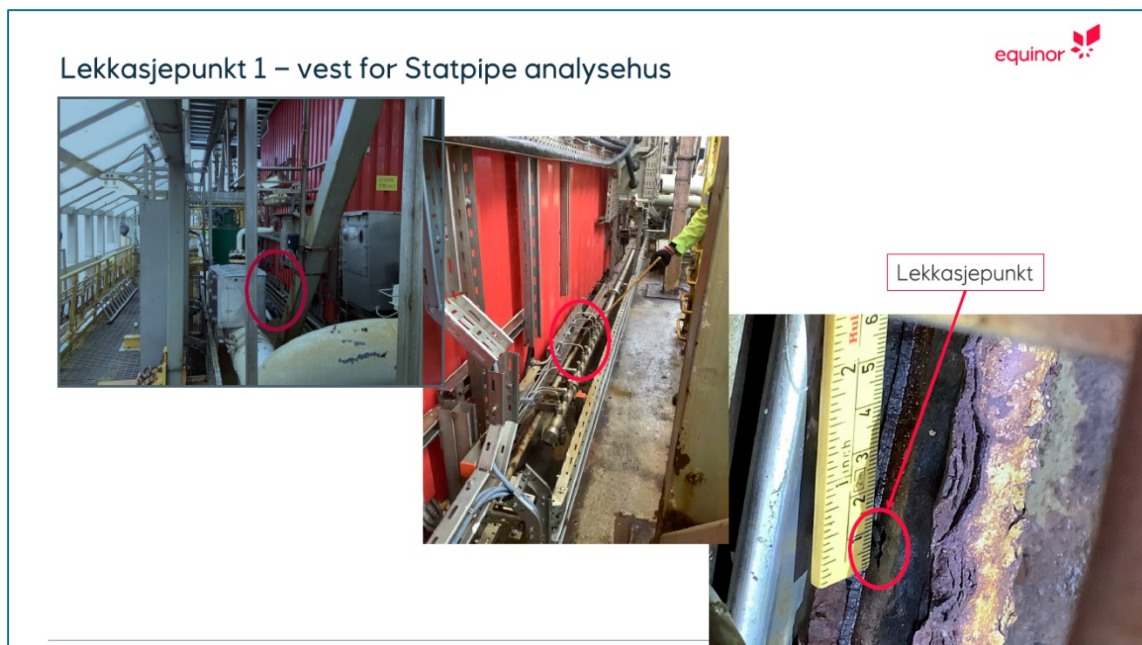
Vår gransking var basert på befaringer om bord på innretningen, verifikasjoner i styringssystemer, intervjuer med personell på land og ute i havet og gjennomgang av relevante dokumenter.

Kort oppsummering av arbeidet:

- Varsel om gransking sendt Equinor den 25.5.2022
- Befaring, intervjuer og verifikasjoner ute på SFB den 30.5. til 1.6.2022
- Intervjuer og verifikasjoner på land i uke 23 til 25 2022
- Intervjuer og verifikasjoner på land i uke 33 og 34 2022
- Møte angående lekkasjeberegninger og potensialet i hendelsen i uke 44 2022
- Ptils interne arbeid for utarbeidelse av rapport

#### 4 Hendelsesforløp

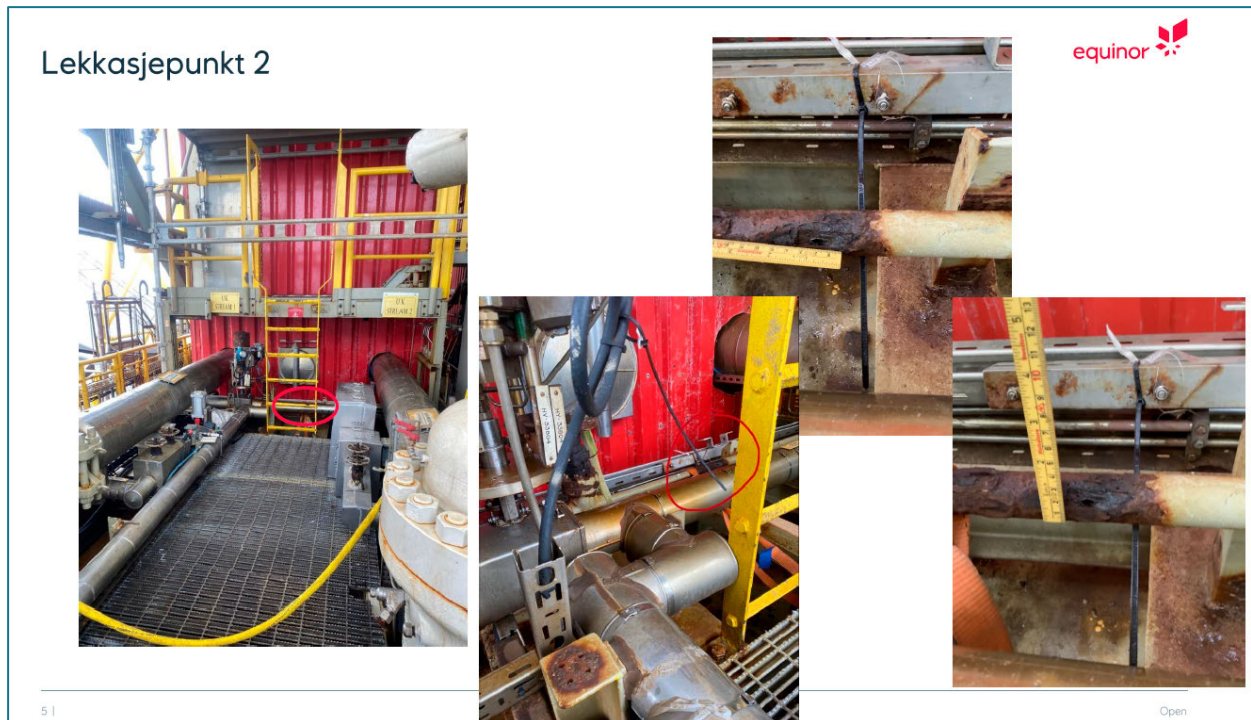
Vi har satt tidspunkt for hendelsen til klokken 17:27 den 23.5.2022, da det var på dette tidspunktet at lekkasjene i de korroderte avblødningslinjene for målestasjonene på modul M10T ble detektert av linjegassdetektorer. Granskingen har vist at overflatekorrosjonen hadde utviklet seg over tid, og at starten for svekkelsene derfor er vanskelig å tidfeste.



Bilde 2 Lekkasjepunkt 1, Statpipe målestasjon, Statfjord B (Kilde: Equinor)



Bilde 3 Lekkasjepunkt 1, Statpipe målestasjon, Statfjord B (Kilde: Bilde tatt under vår gransking)



Bilde 4 Lekkasjepunkt 2, UK målestasjon, Statfjord B (Kilde: Equinor)



Bilde 5 Lekkasjepunkt 2, UK målestasjon, Statfjord B (Kilde: Bilde tatt under vår gransking)

#### 4.1 Relevante forhold

Hendelsen besto av gasslekkasjer fra hull i to 1 toms trykkavlastningslinjer tilhørende målestasjonene på M10T. I tabellen under har vi beskrevet kronologien for forhold vi mener er relevant for denne hendelsen.

Dato-klokkeslett	Hva	Kommentar/Vurdering
1.3.1984	Installasjon av avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3 (Statpipe målestasjon) og 01"-VF-33601-MF3 (UK målestasjon)	ISO-tegning med revisjonsdato "Issued for construction" den 1.3.1984.
	Overflatebehandling av avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3 og 01"-VF-33601-MF3	Equinor har ikke kunnet bekrefte at avblødningslinjene har vært overflatebehandlet siden de ble installert.
27.10.2008	Klassifisering av avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3 og 01"-VF-33601-MF3	"Containment Fail Consequence" er vurdert til "Extremely High". "Function Fail Consequence-HSE" er satt til "Low".  Kommentar fra Ptils granskningsgruppe: Disse linjene er felles for hvert av måleløpene. Redundansgrad for avblødningslinjene i SAP og klassifiseringsverktøyet Kamfer anga feilaktig at disse linjene var redundante.
2008	Overflateprogram (SOLV) 2008	Avblødningslinjene 01"-VF-33001-MF3 og 01"-VF-33601-MF3 ble rapportert med tilstandsgrad 1 (beste gradering, 0-3% av overflaten med nedbrutt overflatebeskyttelse) på en skala fra 1 til 6, der maksimal tillatt tilstand på dette røret er 2, og 6 angir dårligste tilstand.
2012	GVI modul M10	I 2010 og 2011 inkluderte FV tekst både struktur og statisk prosessutstyr. Dette ble endret til å kun å omhandle statisk prosessutstyr fra og med 2012. Struktur skilt ut i eget GVI-program.
15.7.2013	GVI modul M10	Endret frekvens for GVI-programmet for statisk prosessutstyr og rør i modul M10 fra 12 månedlig til 36 månedlig.
2014	Overflateprogram (SOLV) 2014	Rørline 01"-VF-33601-MF3 er rapportert med tilstandsgrad 5 (40-60% av overflaten med nedbrutt

		<p>overflatebeskyttelse). Data for 01"-VF-33001-MF3 er ikke mottatt.</p> <p>Equinor informerer i e-post til Ptils granskningsgruppe at denne tilstandsutviklingen ikke er normal for en periode på 6 til 7 år og at tilstandsgrad 1 rapportert i 2008 kan ha vært feil.</p> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Vi har ikke informasjon om at det ble tatt aksjon på vurderingene i SOLV-gjennomgangen i 2014. Samme tilstandsgrad ble rapportert i 2018.</p>
5.6.2015	Rapport "Oppdatering av RBI og inspeksjonsprogram for rør på Statfjord B".	<p>Anbefalinger fra rapportens kapittel 9: "Erfaringsmessig vil utvendig korrosjon kunne bidra til en del lekkasjer på rør, basert på anleggets alder. Utvendig korrosjon er ikke inkludert i arbeidsomfanget, men bør også gjennomgå en RBI evaluering for å kunne danne et mer helhetlig risikobilde av anlegget."</p> <p>I intervjuer ifm. granskingen vår kom det frem at det ikke er utført RBI for utvendig korrosjon.</p>
2.9.2013 og 13.12.2016	GVI Modul M10	<p>Equinor skriver i e-post til Ptils granskningsgruppe at de antar at GVI-inspeksjonen av avblødningsrørene 01"-VF-33001-MF3 og 01"-VF-33601-MF3 er utført med OK tilstand som resultat. Ingen dokumentasjon om utført inspeksjon (M3-rapport) er tilgjengelig. Gjeldende praksis er negativ rapportering.</p>
31.1.2018	SOLV studierapport i 2018 for jobbpakke 4A12 M10 utvendig øvre værdekk	<p>Rapporten viser tilstandsgrad 5 for 1"-VF-33601, med maks tillatt tilstandsgrad 2.</p> <p>«Alle tilstander i SOLV database er snitt-tilstander for et tag. Dette betyr at det kan være deler av et tag som har dårligere eller bedre tilstand. SOLV</p>

		<p>erstatte derfor ikke behov for inspeksjonsprogrammer (FV).»</p> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Vi antar at disse vurderingene fra SOLV-gjennomgangen ble inkludert som en del av underlaget for overflateprogrammet (malingsprogrammet) 2020.</p>
19.9.2018	Forslag om oppdatering av GVI modulprogrammer	M5-notifikasjon 45405822 opprettet for oppdatering av GVI-modulprogrammer
9.10.2018	Oppdatering av GVI modulprogrammer	Endring av overskrift for inspeksjonsprogrammet i M10 fra "36M-FV-INSP-GVI, Modul M10" til "24M-FV-INSP-GVI, Modul M10". Frekvensen for Maintenance plan ble først endret fra 36 månedlig til 24 månedlig 7.12.2021, se punkt under.
4.7.2019	Jobbpakke for overflatevedlikehold på M10 utvendig øvre værdekk (SOLV)	<p>Avblødningsrør 01"-VF-33601-MF3 er gitt tilstandsklasse 6.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- De to bildene i jobbpakken tilhørende detalj F1Z virker ikke å vise stedet lekkasjen oppstod.</li> <li>- Notifikasjon 45805325 og 46745700 refereres til under detalj F1Z.</li> </ul> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Notifikasjon 45805325 ble opprettet 29.7.2019. Vi antar derfor at jobbpakken er oppdatert etter etableringsdatoen.</p>
29.7.2019	GVI Modul M10	Arbeidsordre for 36 månedlig GVI for alle nivå i modul M10 ble gjennomført.
29.7.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3 opprettet i forbindelse med 36 månedlig GVI	<p>"Merkede plasser på vedlagt ISO anbefales overflatebehandlet."</p> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Ut fra de merkede områdene på vedlagt ISO ser det ut til at lekkasjepunktet var omfattet av funnet beskrevet i denne notifikasjonen. Notifikasjonen inneholdt bilder av flere punkter med betydelig korrosjon, men ikke bilde av lekkasjepunktet på avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3.</p>




12.8.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Anbefaling etter visuell inspeksjon om å male røret innen to år.
13.8.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Fagansvarlig anleggskontakt (FAK) statisk mekanisk utstyr på SFB anbefaler å fjerne korrosjon for å avdekke omfanget og at rørene må skiftes ved utilstrekkelig veggtykkelse.  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Vi kan ikke se at resttykkelsesmåling ble foretatt før hendelsen inntraff.
28.8.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Vurdering i funnmøte: «Rør må overflatebehandles innen senest ett år»
20.9.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Notifikasjon er planlagt utført i overflateprogram for 2020 og frist for notifikasjonen (required end) foreslås utsatt til 31.12.2020, dvs ikke i tråd med anbefaling fra funnmøtet 28.8.2019. Beslutningen om utsettelse ble lagt til funnmøte.  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Vi kan ikke se av den mottatte dokumentasjonen om det er lagt inn vurderinger fra funnmøte i forbindelse med flytting av frist for utførelse.  Ut fra intervjuer og verifiseringer i styringssystemet ser det ut til at notifikasjonen ikke ble behandlet innen fristen 31.12.2020. Vi har fått opplyst at malingsprogrammet ble utsatt fra 2020 til 2021 på grunn av koronapandemien, men begrunnelsen for dette ble ikke funnet under verifikasjonen i styringssystemet.
9.12.2019	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Notifikasjonen ble lagt til arbeidsordre for malingsprogrammet i 2020 (AO 24996666), ref. «Action log» for notifikasjonen.
26.3.2020	Risikoregister ved etableringen av FLX	Risikofaktor: «Redusert vedlikeholdsprogram innen

		<p>sikkerhetskritisk utstyr. Fare for hendelser og prod stans pga manglende vedlikehold»</p> <p>Risiko for storulykke vurdert til høy med lav usikkerhet.</p> <p>Foreslåtte aksjoner: "Sikre samkjøring med levetidsprogram. Sikre en QA rutine rundt endringer ved involvering av fagstigen"</p> <p>Tidsfrist 01.04.2020 / lukket</p>
26.3.2020	Risikoregister ved etableringen av FLX	<p>Risikofaktor "Dimensjonering: Reduksjon av bemanning onshore" og beskrivelse av risiko «Fare for storulykke som følge av feilhandling pga lav bemanning».</p> <p>Risiko for storulykke vurdert til lav med stor usikkerhet.</p> <p>Foreslåtte aksjoner: Opprette OMC med beskrivelse av roller og ansvar med tilhørende grensesnitt for LL</p> <p>Tidsfrist 01.04.2020 / lukket.</p>
26.3.2020	Risikoregister ved etableringen av FLX	<p>Risikofaktor "Dimensjonering: Reduksjon av bemanning offshore".</p> <p>Risiko for storulykke vurdert til stor med stor usikkerhet.</p> <p>Foreslåtte aksjoner: Fase 2: Planlegge og gjennomføre prosess som ivaretar lokal vurdering av tilstrekkelig kompetansebehov.</p> <p>Tidsfrist 01.04.2020 / lukket</p>
1.4.2020	Opprettelsen av forretningsområde Field Life eXtension (FLX)	SFB inngår i dette forretningsområdet.
11.5.2020	To identifiserte risikoer i MIS vurdert som relevante for hendelsen.	1) «SFB PS1 Lekkasje som følge av degradert overflatetilstand.» «Start date 20.04.2020»

		<p>«Risk description: Stort gap ift. tilstand opp mot krav for overflatebehandling. Selv med gjennomføring av godkjente overflateprogram vil gjennomsnittstilstand for anleggene degradere. Flere områder har tilstand utover akseptkriteriene. Forventet utvikling: Tilstand vil gradvis forverres for alle systemer med karbonstål. Økende risiko for lekkasje grunnet overflatekorrosjon.»</p> <p>«Risk factors:  - Alder på anlegget.  - Mye karbonstål.  - Manglende kapasitet for planlegging og gjennomføring»</p> <p>«Impact description:  Manglende gjennomføring av overflateutbedring kan føre til lekkasje»</p> <p>Relaterte tiltak, begge med due date 2037:  - «Følge opp utførelse av overflateprogram  - Sikre risikovurdering av årsprogram overflate»</p> <p>2) «SFB PS1 Fare for antent HC-lekkasje som følge av korrosjon»  «Risk description: Fare for antent HC-lekkasje som følge av korrosjon på tanker og rør. Statfjordinstallasjonene er eldre installasjoner med bl.a mye karbonstål og utstyr fra oppinnelig tid. Det er en økende fare for lekkasje som følge av både innvendig og utvendig korrosjon. Det er mye korrektivt vedlikehold på sikkerhetskritisk statisk mekanisk utstyr. Det kan være en indikasjon på at den tekniske integriteten til utstyret er dårlig.»</p>
--	--	--

		<p>«Risk factors: - Alder på anlegget - Mye karbonstål»</p> <p>«Impact description: Det antas at antent lekkasje kan føre til 1-3 døde og større materielle skader.»</p> <p>Relaterte tiltak, alle med due date 2099: «- Sikre riktig funnhåndtering - Sikre at inspeksjonsprogram av HC-systemer utføres iht. plan - Sikre innspill for robustgjøring av HC-systemer til Teknisk Levetidsplan - Synliggjøre spesifikke PS1 svekkelser og sikre kommunikasjon av risiko ved disse - Sikre gjennomføring av KV relatert til utbedring av korrosjonsfunn på HC-systemer innen Required End»</p> <p>Kommentar fra granskingsgruppa: Tiltakene påpeker betydningen av en god og robust prosess for å oppdage og korrigere korrosjon, men de tilfører ikke ekstra aksjoner som kan føre til forbedring og/eller robustgjøring av prosessen</p>
24.6.2020	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3 opprettet i forbindelse med inspeksjonsprogram (AO. 25085851)	<p>«Kraftig utvendig korrosjon på rør og ventiler» i forbindelse med inspeksjon (radiografi) av diverse linjer på M10T. Innmelder anbefaler utbedring i revisjonsstansen i 2021, som senere utsatt til første halvår 2022.</p> <p>Kommentar fra granskingsgruppen: Ut fra de merkede områdene på vedlagt ISO ser det ikke ut til at lekkasjepunktet i utgangspunktet var omfattet av denne notifikasjonen.</p>
26.6.2020	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	Det beskrives at $T_{\min 3}$ ( $T_{\text{målt}}=2,3$ mm, $T_{\min 3}=2,4$ mm) er passert, og resttykkelse av røret bestemmer utbedringsmetode.

		Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Målt tykkelse er ikke av lekkasjepunktet på Statpipe-linja.
27.7.2020	Notifikasjon 45233509 med anbefaling om etablering av overflatevedlikehold.	Notifikasjonen ble opprettet 24.4.2018.  «I tillegg ut fra mengden utvendig korrosjon anbefales det å etablere et utvendig program for visuell inspeksjon (VI/GVI/NVI) til å kartlegge og holde under kontroll utvendig korrosjon»  Kommentar 27.7.2020: «Intervallendring utført. Tag som har/har hatt utvendig korrosjon er lagt inn i GVI for fakkelsystem»
13.1.2021	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	Teknisk sikkerhet FLX: «Under RS21 må vi få skiftet ut deler av dette 1" rør strekket pga korrosjon»
29.1.2021	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Notifikasjonen ble lukket i forbindelse med lukking av malingsprogrammet i 2020 (AO 24996666), uten at funnet ble utbedret.  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: I intervju ble dette beskrevet som en feilhandling.
15.2.2021	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	Teknisk integritet «anbefaler at drift/mekanisk sammen med inspeksjon ser på totaliteten her og anbefaler et utskiftingsscope som er fremtidsrettet. i.e. er der andre deler av *VF-33001*, fra målestasjon og helt frem til fakkell, som bør skiftes samtidig nå som dette kan gjøres med kalde installasjonssløsninger»  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Intervjuer og verifisering har vist at kun en del av linja ble skiftet under revisjonsstansen i 2022 (RS22). Lekkasjepunktet på Statpipe-linja ble ikke vurdert og inkludert i forbindelse med denne utskiften.

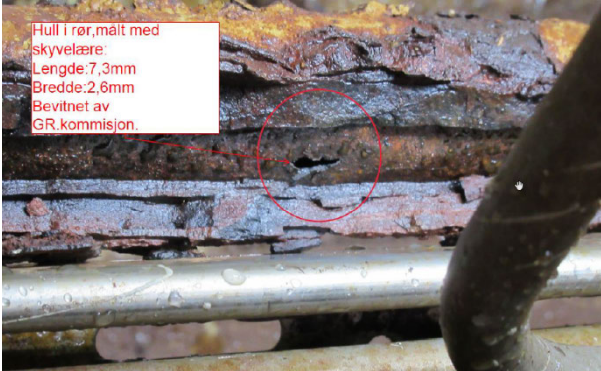

11.6.2021	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	<p>Forslag til ny frist 15.5.2022. «Konsekvens/risiko: Liten, Pr i dag er ene statpipe run et stengt av da vil ikkje dette værekritisk mtp lekk.»</p> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: I intervjuer og fra tegninger kom det frem at vurderingen var feil, da avblødningslinjene ville kunne tas i bruk ved trykkutligning uavhengig av om ett eller to måleløp var tilgjengelig.</p>
15.6.2021	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	Teknisk integritet støtter utsettelse av frist.
31.8.2021	GVI modul M10 (AO 25356787)	Fra langtekst AO 25356787: «Fokus på god rapportering! Ta kontakt hvis noe er uklart. Les igjennom listen under hva som skal sees på - og rapporteres etter utført GVI-inspeksjon. Se M3 44962837 for eksempel på OK rapportering. Del rapporteringen inn i 3 - en for hvert av områdene M10/M10M/M10T.»
31.8.2021	Rapport (M3-notifikasjon 46745491) etter GVI modul M10 (AO 25356787)	<p>«Utført av» den 31.8.21 og «Kvalitetssikring iht ARIS R-11549» meldt «OK» 7.12.2021.</p> <p>Enkelte av bildene i vedleggene til rapporten (M3-notifikasjon 46745491) viser til linjenummer 01"-VF-33601-MF3 og at det var opprettet en notifikasjon, på linjen som bildet viser, i 2019.</p>  <p>Bilde 6 Vedlegg M3-notifikasjon 46745491 (Kilde: Equinor)</p>

		Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: I intervjuer kom det frem at dette var en misforståelse og at bildene viser linje 01"-VF-33001-MF3. Dette korrosjonsfunnet ble dermed ikke rapportert.
7.12.2021	GVI Modul M10	Frekvens for gjennomføring av GVI ble endret for Maintenance Item 10196823 fra 36 månedlig til 24 månedlig.
7.12.2021	GVI Modul M10	M3 rapport tilhørende AO 25356787 for GVI i modul M10 M10T: «En del overflatekorrosjon påvises på rør og struktur, mye av rørene er ute av drift.»  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Rør ute av drift kan åpne for misforståelser i forbindelse med GVI-inspeksjon av rørsystemer.
14.12.2021	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	«Ny GVI er utført 14.12.2021. Ingen synlig utvikling, men bør overflatebehandles for å unngå utvikling.» Notifikasjonen ble åpnet igjen.  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Det er grunn til å tro at det var hull i UK-linja allerede før hendelsen. Rapporteringen etter GVI-inspeksjon viser etter vår vurdering at metoden GVI ikke var detaljert nok for oppfølging av korrosjonen på rørene. Rapporten identifiserer område med lekkasje på ISO-tegning, men det er ikke vedlagt bilder av dette området.
16.12.2021	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Action log for notifikasjonen viser at fristen for notifikasjonen (required end) blir utsatt fra 23.7.2020 til 23.12.2021.
20.12.2021	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	«Anbefaler at denne notifikasjonen utføres på egen KV arbeidsordre i og med at denne er blitt liggende lenge. Ref. tekst fra inspeksjon, så KV jobb utføres i løpet av Q1 2022.»

23.12.2021	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Action log for notifikasjonen viser at fristen for notifikasjonen (required end) blir utsatt fra 23.12.2021 til 23.3.2022.
22.3.2022	Notifikasjon 45805325 for avblødningslinje 01"-VF-33601-MF3	Notifikasjonen ble lukket igjen (langtekst på notifikasjonen viser dato 16.3.2022), uten at funnet ble utbedret. Frist for notifikasjonen (required end) var 23.3.2022.
12.3.2022-23.5.2022	SFB Revisjonsstans 2022	Se delkapittel 2.2. Revisjonsstansen var opprinnelig planlagt utført høsten 2021, men ble utsatt. 4.-6. april skulle oppkjøringen etter revisjonsstansen ha startet, men ble utsatt til 23. mai.
25.3.2022	Notifikasjon 46220504 for avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3	Reparasjon av ventil, nærliggende rør og flenser på Statpipe avblødningslinje 01"-VF-33001-MF3. Det ble utført lokal trykktest (jointttest) 26.3.2022 etter reparasjonen.  Lekkasjepunktet på linje 01"-VF-33001-MF3 var ikke omfattet og trykktestet i forbindelse med denne reparasjonen.
12.3.2022-23.5.2022	SFB Revisjonsstans 2022	Ifølge informasjon ble det ikke utført arbeid på avblødningslinjen tilhørende UK-målestasjonen (01"-VF-33601-MF3) under revisjonsstansen.
April 2022	Tilbakemelding på ventilposisjoner på fakkellventiler i Statpipe målepakke	Tilbakemelding på ventilposisjonene på HV33003, HV33102 og HV33202 ble først tilgjengelig i trendverktøy (PI) fra april 2022.  Kommentar fra Ptils granskingsgruppe: Equinor har ikke historikk som viser når røret (01"-VF-33001-MF3) er blitt trykksatt/brukt tidligere enn dette.
5.4.2022	MIS Risk – SFB PS6	Antennelse grunnet manglende oversikt over ikke-elektriske tennkilder START/END DATE: 20.04.2020 – 31.12.9999 Due date 31.12.2022: Sikre gjennomføring av kartlegging Rapportert 10% ferdig 5.4.2022



5.4.2022	MIS Risk – SFB PS6	<p>Antent lekkasje grunnet feil på egensikre sløyfer (EX-i)  START/END DATE: 20.04.2020 – 31.12.9999  Due date 31.12.2022: Fremskaffe dokumentasjon på eksisterende EX-i sløyfer, samt utføre EX-i beregninger  Rapportert 10% ferdig 5.4.2022</p> <p>Kommentar fra Ptils granskingsgruppe:  Gitt overflatekorrosjon og risiko for HC-lekkasje er det spesielt uheldig med usikkerheter knyttet til tenkilder.</p>
19.5.2022	TIMP anleggsvurdering for SFB	<p>«Risikonivået på plattformen er ansett akseptabel med bakgrunn i den tekniske tilstanden».</p> <p>TIMP status ga karakter D (betydelige mangler) på 13 ytelsesstandarder (PS), blant annet på PS1 – Containment.  PS1: «De siste årene har det vært et høyt antall åpne notifikasjoner på sikkerhetskritisk statisk utstyr, inkludert HC-førende tag.»  «På grunn av svakheter ved opprinnelig design og at SFB er en aldrende installasjon er det viktig å ha fokus på:-  Kvalitetssikre prioritet på utbedring av funn på HC system, og utbedre funnene.»</p>
20.5.2022	MIS Risk – SFB PS6	<p>Antent gasslekkasje grunnet feil på varmekabler  START/END DATE: 07.05.2020 – 31.12.9999  Due date 31.12.2023: Sikre akseptable tilstand på varmekabler for å hindre tennkilde  Grad av ferdigstilling ikke angitt</p>
23.5.2022 kl. 07:00	Ordinært morgenmøte med gjennomgang før oppstart	Oppstarten ble utført uten en detaljert oppkjøringsplan.
23.5.2022 kl. 08:55	Åpning av choke på første brønn ble utført	
23.5.2022 kl. 09:15	Oppstartsmøte i SKR	I dette møtet var det oppmerksomhet på å ha full fokus på oppkjøringen, og å ta

		seg tid. Etter møtet ble det gitt fullmakt til SKR om å kjøre opp anlegget.
23.5.2022 kl. 10:33	Fakkeltening	
23.5.2022 kl. 17:09	Start av rekompresortog M11B etter flere mislykkede forsøk	
23.5.2022 kl. 17:27	Fakkelventil (HV33004) på Statpipe-målestasjon ble åpnet.	
24.5.2022	Lekkasjepunkt 1 (01"-VF-33001-MF3)	<p>M2-notifikasjon 47074220</p> <p>Hull målt med skyvelære med følgende mål: Lengde 7,4mm og bredde 2,6mm</p>  <p>Bilde 7 Vedlegg M2-notifikasjon 47074220 (Kilde: Equinor)</p>
24.5.2022	Lekkasjepunkt 2 (01"-VF-33601-MF3)	<p>M2-Notifikasjon 47074214</p> <p>Hull målt med skyvelære med følgende mål: Lengde 6,3mm og bredde 2,0mm</p>  <p>Bilde 8 Vedlegg M2-notifikasjon 47074214 (Kilde: Equinor)</p>

Tabell 3 Forhold av betydning for hendelsen i kronologisk rekkefølge

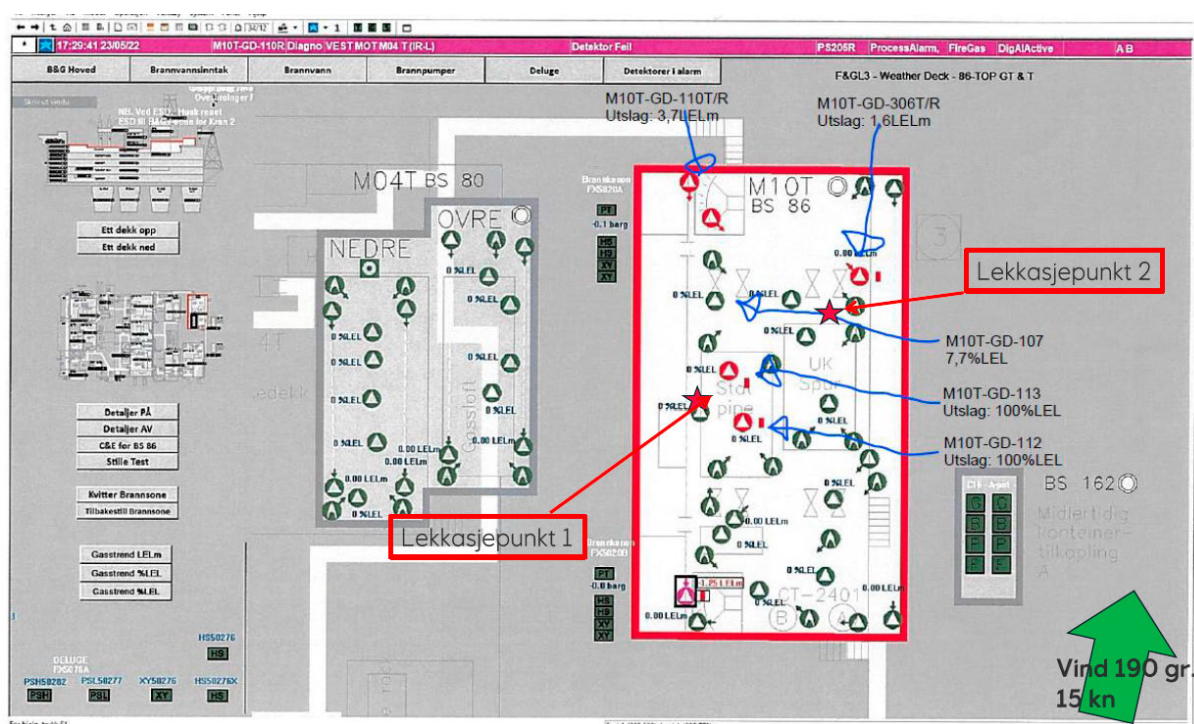
## 4.2 Håndtering av hendelsen

Dato- klokkeslett	Aktivitet/situasjon
23.5.2022 kl. 17:27:25	Gasslekkasje M10T – 2 detektorer gikk i 100% LEL. Automatisk GA og ESD2. Gassdetektorer varslet nesten umiddelbart etter at man startet operasjonen med å utligne difftrykket. Utskrift fra kontrollsystemet viste at to linjegassdetektorer slo ut kl 17:27:25.
23.5.2022 kl. 17:27:30	Tennkildeutkobling ble aktivert automatisk
23.5.2022 kl. 17:28:37	Utskrift fra kontrollsystemet viser at to punkt-gassdetektorer slo ut klokken 17:28:37
23.5.2022 kl. 17:29:52	Utløste trykkavlastning (utskrift viser at dette hadde umiddelbar effekt). Trykkavlastning ble manuelt utløst fra SKR med pneumatisk tidsforsinkelse som sikrer at tidsforsinkelsen fungerer selv ved tap av drivspenning
23.5.2022 kl. 17:40	Alle gassdetektorer i M10T nede i 0%. M10T er naturlig ventilert. Ved hendelsestidspunktet var det 15 knops vind fra sør.
23.5.2022 kl. 17:43	POB kontroll, innenfor kravet til mønstringstid
23.5.2022 kl. 17:43:53	Anlegget trykkløst
23.5.2022 kl. 17:52	Søk og redningslag klarert for entring av område med pusteluft/personlig gassmåler for inspeksjon av skadested
23.5.2022 kl. 18:06	Personell ut av livbåt

Tabell 4 Håndtering av hendelsen i kronologisk rekkefølge

## 5 Hendelsens potensial

Gasslekkasjene oppsto i det åpne prosessområdet M10T i øvre nordøstre hjørne av SFB, hvor målestasjoner for gass eksport er plassert. M10T er toppen av injeksjonskompressormodul M10, som inneholder gasturbin og injeksjonskompressortog, som før hendelsen var tatt ut av drift. Vinden blåste med 15 knop fra sørøst (informasjon vi har mottatt fra Equinor i etterkant har korrigert vindretning til 170 grader, og ikke 190, som bildet under viser). Bildet viser gassdetektorer med utslag. De to punkt-gassdetektorene med 100 prosent LEL-utslag var plassert inne i Statpipe analysehus, mens linjegassdetektorene var plassert ute i modulen.



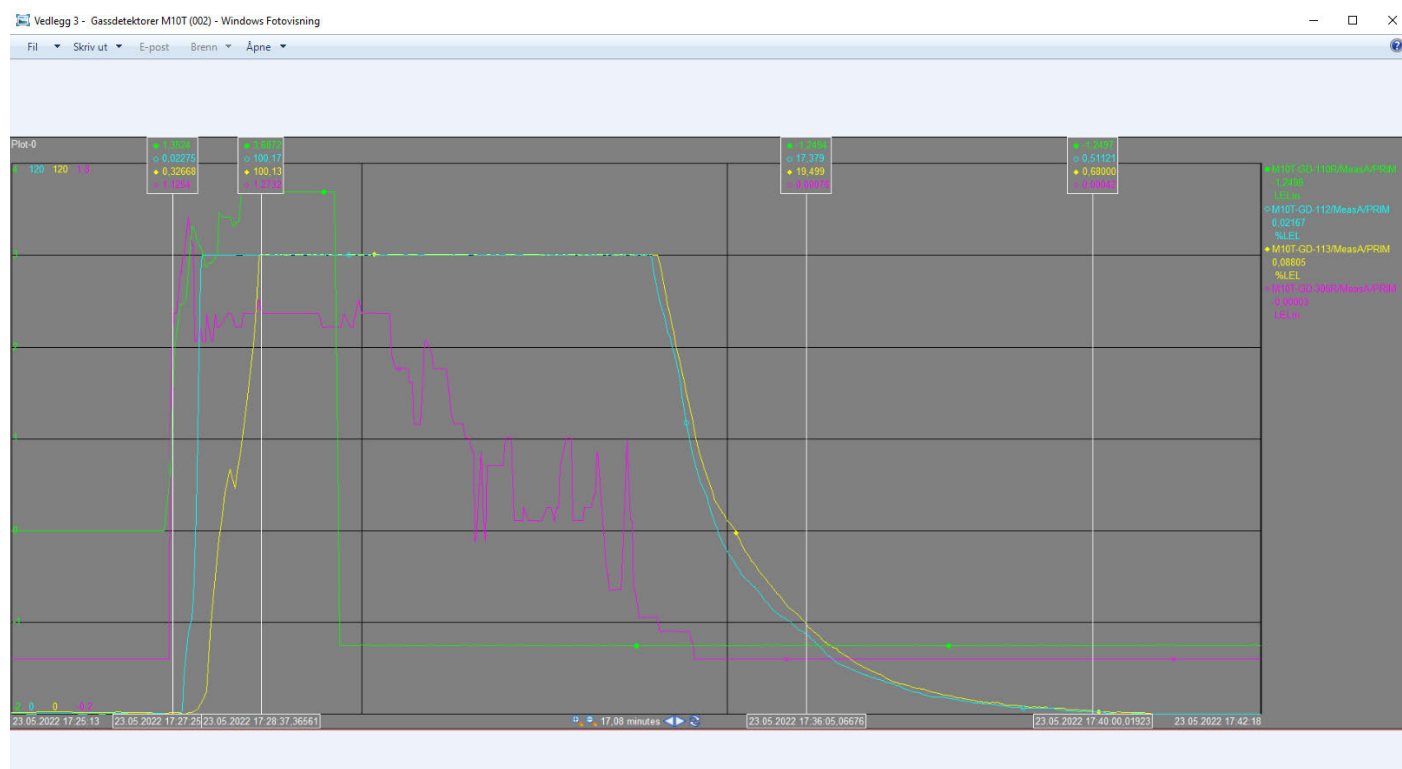
Figur 4 Oversikt over branndeteksjon på M10T (Kilde Equinor)

### 5.1 Faktisk konsekvens

Vi baserer vår vurdering av lekkasjerater på Equinors egne lekkasjeberegninger, da geometri, trykk og temperatur er verifiserbare fra flyttdiagrammer og prosessdata.

Hendelsens faktiske konsekvens var gasslekkasje estimert initielt til henholdsvis 0,52 og 0,57 kg/s, med totalt utslipp av cirka 285 kg eksportgass, med påfølgende nedstenging, beredskapsmobilisering og forsinket oppstart av innretningen på i underkant av to døgn. Det var ingen materielle skader av betydning, utenom de allerede degraderte avlastningslinjene. Ingen personer ble eksponert for HC-gass under hendelsen.

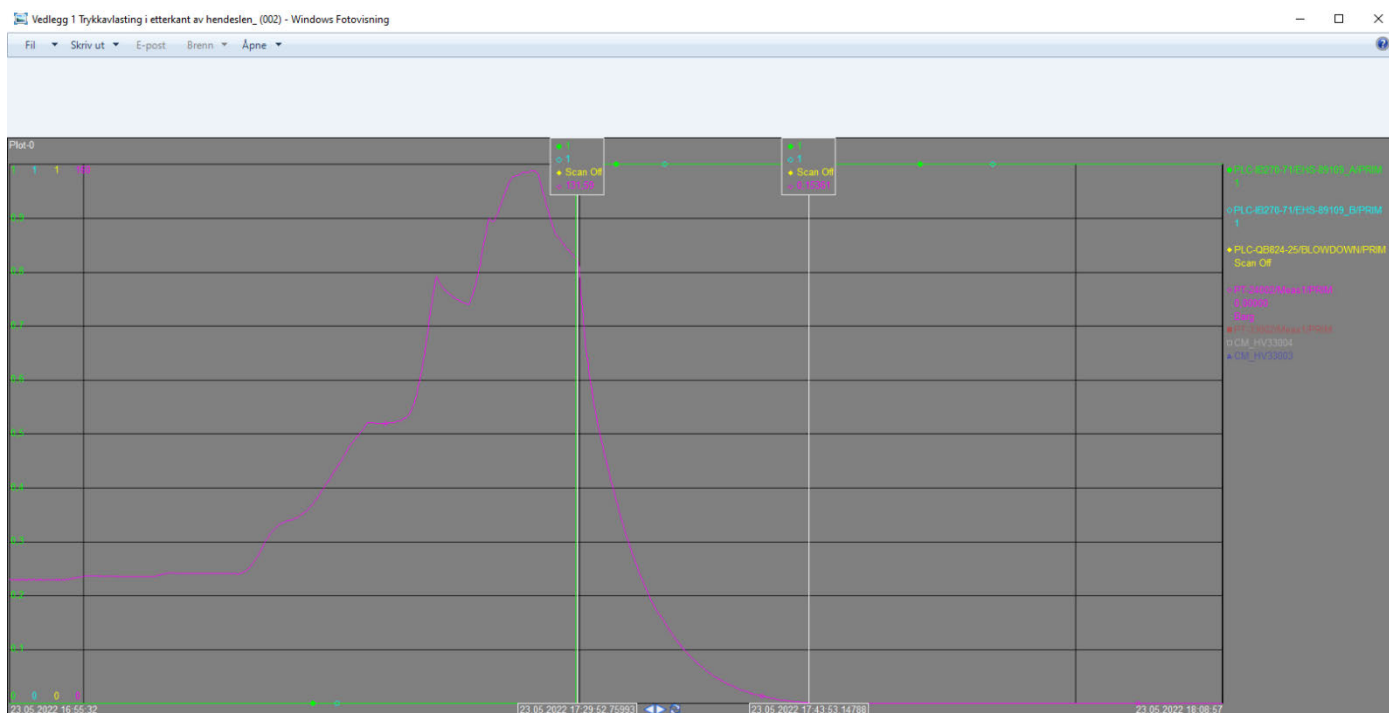
Initielt trykk på lekkasjetidspunktet var cirka 160 bar. Manuell trykkavlastning ble aktivert kl. 17.29.52, cirka 2,5 minutter etter GA og ESD2. Kurvene under viser henholdsvis når gassdetektorer slo inn, og trykkavlastningsforløp.



Figur 5 Utslag på gassdetektorer på M10T. (Kilde: Equinor)

#### Forklaring til Figur 5:

- Første markør viser når de to første gassdetektorene kom inn. Dette er linjegassdetektorer og de måler i LEL meter, hvor en er H og to er HH
- Andre markør viser når fire gassdetektorer var inne, hvor to er linjegass og to er punkt-gass
- Tredje markør viser når alle gassdetektorene var nede under 20 prosent LEL
- Fjerde markør viser når alle gassdetektorene var nede i 0 prosent (kl. 17:40)



Figur 6 Trykkavlastning i etterkant av hendelsen. (Kilde: Equinor)

Forklaring til Figur 6:

- Figuren viser at manuell trykkavlastning (EHS-89109A og B) ble foretatt kl. 17:29:52.
- Trykktransmitteren PT 24002 på CD2010 (gas injection suction scrubber oppstrøms målepakke) viser at trykket var nede på null kl. 17:43:53.

Etter at manuell trykkavlastning ble aktivert sank trykket raskt, og ifølge figuren over var anlegget trykkkløst 14 minutter etter at trykkavlastningen ble initiert. Segmentet som ble trykkavlastet ble av Equinor opplyst å ha et volum på 41 m<sup>3</sup>.

## 5.2 Potensiell konsekvens

### Potensiell konsekvens for mennesker

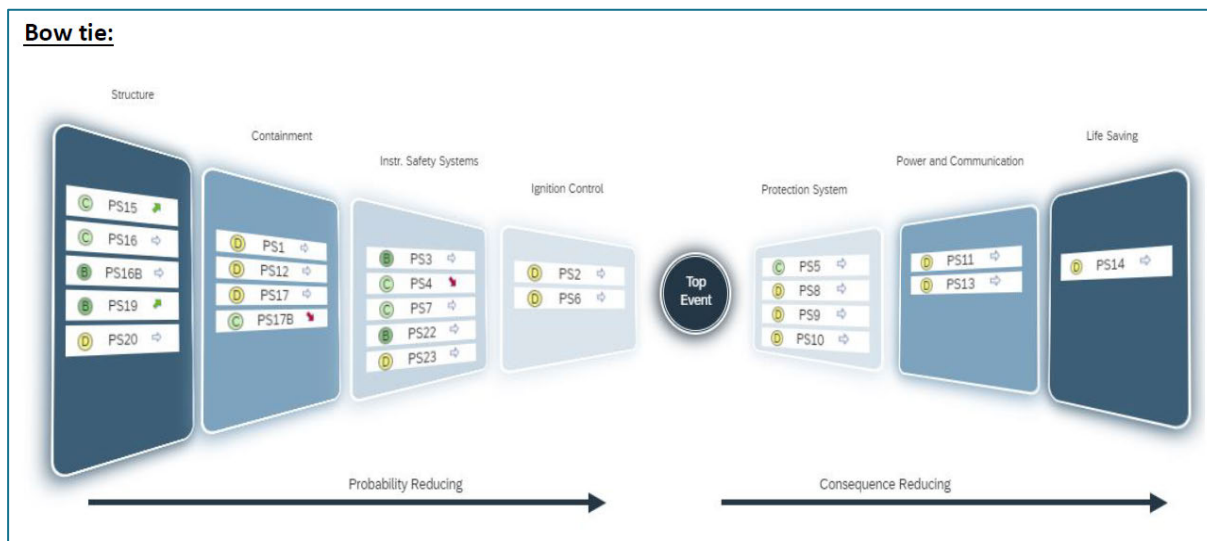
I forbindelse med oppkjøringen etter revisjonsstansen var det redusert aktivitet ute i anlegget. Personell ute i anlegget hadde i oppdrag å se og lytte etter signaler som kunne indikere om noe var unormalt.

Vi har fått informasjon om at det var to personer i området nær M10T i forkant av gasslekkasjen, og at to personer beveget seg i retning M10T når lekkasjen oppsto for å undersøke nærmere. Vår vurdering er at dersom gasslekkasjen hadde antent når disse personene var i umiddelbar nærhet kunne de ha blitt utsatt for alvorlig skade eller død. Skadene kunne oppstått som følge av eksponering for brann eller treff av løse fragmenter ved antennelse av gass i Statpipe-analysehuset. Innånding av gass kunne også utgjort en potensiell fare for tap av bevissthet.

Vi baserer vurderingen vår på informasjon fra SFBs TRA, som beskriver sannsynlighet for øyeblikkelig dødsfall i ulykkesområdet på henholdsvis 0,1 og 0,5, ved brann med rater på 0,05-1 og 1-10 kg/s. TRA-en har også vurdert sannsynligheter for tap av liv ved rømning fra boreområdet gitt brann fra M10T, ved rater på 0,05-1 og 1-10 kg/s. Tilhørende sannsynligheter i TRA-en er henholdsvis 0 og 0,015 for øyeblikkelig dødsfall.

Potensielt kunne gasslekkasjene ha økt i størrelse ved at lekkasjeåpningene kunne økt tilsvarende helt rørbrudd, men vi anser dette som lite sannsynlig. Vi har fått opplyst at gasseksportlinjen var trykket opp til cirka 160 bar da hendelsen inntraff, og Equinor har beskrevet at ved et tenkt fullt rørbrudd kunne potensiell lekkasjerate da ha blitt i størrelsesorden 7 kg/s. Den høyeste konsekvensklassen i TRAen, det vil si lekkasjer over 10 kg/s, ville dermed ikke vært relevant for dette scenarioet.

TRA-en forutsetter at integriteten på innretningen og sikkerhetsbarrierene er ivaretatt. TIMP-oversikten viser karakter D (det vil si «betydelige mangler») for PS6 Tennkildekontroll på grunn av risiko relatert til tilstand på varmekabler, og selskapet har etablert et levetidstiltak for installering av tennkildeutkobling, med investeringsbeslutning (DG3) i 2023. Det er også identifisert usikkerhet rundt ikke-elektriske tennkilder, der selskapet har etablert en kartleggingsaktivitet med frist 31.12.2022. Dette indikerer at SFB har en sårbarhet når det gjelder tennkilder.



Figur 7 TIMP-bilde SFB. (Kilde: Equinor)

Vindretning og vindhastighet mens lekkasjene pågikk er oppgitt til henholdsvis 170 grader (vind fra sørøst) og 15 knop (7,7 m/s). Lekkasjepunktene var i åpne områder på M10T, men gass ble også detektert inne i det naturlig ventilerte Statpipe-analysehuset. Det er grunn til å tro at den naturlige ventilasjonen effektivt bidro til uttynning av gasskonsentrasjoner.

**Potensiell konsekvens for materiell**

Antennelse i analysehuset kunne ha ført til store skader på analysehuset, men større skader utenfor modulen M10 og M10T anser vi ikke som sannsynlig, basert på totalrisikoanalysen. Totalrisikoanalysen sier at selv brann med initiell lekkasjerate over 10 kg/s ikke vil true andre hovedsikkerhetsfunksjoner enn rømning fra boreområdet.

**Potensiell konsekvens for miljø**

Under endrede forutsetninger kunne initiell lekkasjerate vært større, noe som ville ha ført til økte utslipp til luft.

**Områder på SFB med større skadepotensiale**

Denne granskingen har avdekket svakheter i oppfølging av utvendig korrosjon av prosessrør i karbonstål, og vi kan ikke utelukke at lekkasje kunne ha oppstått i et annet område enn M10T, hvor skadepotensialet kunne ha vært større enn i M10T. Vi har ikke gjort videre vurderinger av dette i denne granskningen.



## **6 Direkte og bakenforliggende årsaker**

### **6.1 Direkte årsak**

Den direkte årsaken til de to hydrokarbonlekkasjene i modulen M10T var kraftig utvendig korrosjon av rør i karbonstål.

Overflatebelegget var brutt ned, og korrosjon hadde fått utvikle seg til å bli alvorlig uten at tekniske eller operasjonelle tiltak var blitt iverksatt. Det er grunn til å anta at det allerede var rustet hull i rørene da de ble trykksatt i forbindelse med oppkjøringen.

### **6.2 Bakenforliggende årsaker**

Granskingen har avdekket flere tekniske, organisatoriske og operasjonelle elementer som hadde eller kunne ha hatt betydning for at lekkasjene oppsto. Disse elementene beskrives i de følgende delkapitlene.

#### **6.2.1 Materialtekniske forhold**

Vår verifisering om bord på SFB viste at overflatebeskyttelsen på de aktuelle rørene var brutt ned og at overflatekorrosjon hadde fått utviklet seg. Rørene hadde ikke blitt overflatebehandlet siden installasjonen i 1984. I tillegg observerte vi at ett av rørene var ekstra korrodert etter kontakt med annet materiale, med mulig galvanisk effekt. Rørene på M10T står værutsatt til og korrosjon vil starte når korrosjonsbeskyttelsen er tapt. Malingsbelegget ble rapportert degradert til tilstand fem i 2014, men det er mest sannsynlig at korrosjonen har startet tidligere. Det kan videre antas at ugunstige forhold, god tilgang på fuktighet i kombinasjon med salt, kan gi en korrosjonsrate på 0,5 mm/år.

#### **6.2.2 Merking av utstyr**

De to aktuelle rørlinjene på M10T var ikke merket tilstrekkelig for å sikre korrekt identifikasjon og kontroll av integritet.

I tillegg var det ikke tilstrekkelig merking av utstyr som var tatt ut av drift. Dette gir mulighet for misforståelser, se tabell 3 med kommentar om GVI-inspeksjonen 7.12.2021 i modul M10.

#### **6.2.3 Generell oppmerksomhet på korrosjon**

Utvendig korrosjon vil forekomme på en eldre innretning som SFB. utfordringen ligger i å skille det som er alvorlig korrosjon og det som ikke er alvorlig generell korrosjon. Begrepet overflatekorrosjon var brukt for å beskrive den utvendige tilstanden på rør i karbonstål på SFB.

Equinor hadde to vedlikeholdsprogrammer som skulle følge opp henholdsvis integriteten på overflatebelegget og integriteten på selve rørene.

Korrosjonsbeskyttelsen ble fulgt opp ved å gjøre områdevis oppgang av tilstanden på overflatebelegget. Gradering av tilstandene på overflatebelegget dannet grunnlaget for programmer for vedlikehold av selve overflatebeskyttelsen. Områdebaserte GVI-programmer ble benyttet for å kartlegge tilstanden, grove svekkelser, på statisk prosessutstyr modul for modul.

Utstyr tatt permanent ut av drift på SFB inngikk ikke i programmet for overflatevedlikehold. Det kan derfor være utfordrende å ha tilstrekkelig oppmerksomhet på korrosjon av utstyr som er i drift, når det er akseptert at utstyr ute av drift korroderer.

a) Kontroll med utvendig korrosjon

Overflatebeskyttelse og overflatevedlikehold er en forutsetning for å ha kontroll med integritet av rør i karbonstål gjennom levetiden.

Detaljert inspeksjon med en tilpasset metode er en forutsetning for å kunne følge opp korrosjon under utvikling.

Utfordringen for SFB har vært mangel på en tilstrekkelig styring av vedlikehold der inspeksjon og overflatevedlikehold ikke utfyller hverandre slik at lekkasjeintegriteten sikres.

b) Overflatevedlikehold

Behovet for overflatevedlikehold på M10T ble identifisert i SOLV-studien i 2018, men av ulike grunner ble dette ikke utført før hendelsen inntraff den 23. mai 2022.

Oppgradering av malingsbelegget på de aktuelle rørene lå inne i overflateprogrammet, men programmet ble utsatt gjennom koronapandemien. Utfordringen er mangel på individuell risikohåndtering for utstyr og rør som ligger i overflateprogrammet og prosess for håndtering av risiko ved flytting av programmer for overflatevedlikehold.

Tilstandsgrad seks (dårligste tilstandsgrad) i 2019 på deler av avblødningslinja for UK-målestasjon førte tilsynelatende ikke til aksjoner og ny oppfølging var først GVI-inspeksjon av M10T i 2021.

c) Vedlikehold i form av inspeksjon

Degradert overflatebelegg og korrosjon ble identifisert og rapportert etter GVI-programmer i 2019. Behovet for utfyllende inspeksjon for å bekrefte gjenværende veggtykkelse for korroderte rørlinjer ble ikke fulgt opp.

Inspeksjonsmetoden GVI for oppfølging av utvendig korrosjon har ikke nødvendig presisjon for oppfølging av enkeltsvækkelser og å ha kontroll med gjenværende veggtykkelse.

d) Prioritering av inspeksjonsfunn

Rapporter etter GVI-inspeksjoner i 2019 og 2021 viste usikkerhet knyttet til rørenes tekniske integritet, og behov for ytterligere inspeksjoner var delvis beskrevet i rapportteksten. Dette fikk ikke nødvendig oppmerksomhet og oppfølging ved at funn på svekkede rør ble gitt tilstand «Unwell» og dermed lav prioritet.

Resultatet i dette tilfellet var at den tekniske tilstanden til deler av de aktuelle rørene ikke var kjent, og at alvorlige svekkelser først ble avdekket i form av en hendelse.

e) Behandling av notifikasjoner

Notifikasjoner etter funn ved inspeksjon (GVI) av de aktuelle rørene har blitt lagt inn i overflateprogrammet uten at restveggtykkelsen på rørene har vært kjent. Usikkerhet knyttet til restveggtykkelse på enkeltrør i et stort overflateprogram har ikke vært synliggjort. Overflateprogrammet var i liten grad egnet til å håndtere individuell usikkerhet for enkeltrør. Korrosjonen vil fortsette så lenge overflatebelegget er nedbrutt og ikke blir vedlikeholdt. Notifikasjon for funn på UK-linja ble også feilaktig lukket i forbindelse med flytting av overflateprogrammet, ved at aktuell arbeidsordre ble lukket og ny ble etablert. Dette ble under granskingen beskrevet som en feilhandling. Granskingen viste også at funn av korrosjon på Statpipe-linja, i forbindelse med GVI i 2021, feilaktig ble blandet sammen med funn på tilsvarende linje tilhørende UK-målestasjon og at korrosjonen allerede var rapportert. Ny notifikasjon ble derfor ikke opprettet.

Proessen for behandling av notifikasjoner er ikke tilstrekkelig robust i den forstand at individuell risiko for hvert rør og gjenværende tid til tapt integritet ikke er tilstrekkelig fulgt opp. Korrosjonen vil fortsette uten overflatevedlikehold.

Granskningen har vist flere eksempler på innmeldte funn av utvendig korrosjon som har blitt sent behandlet, utsatt og feilaktig faglig vurdert, og lukking uten at funn er utbedret.

f) Prioritering av inspeksjon

RBI-analysen for utvendig degradering av de aktuelle rørene er ikke oppdatert og det er ikke angitt endret sannsynlighet for degradering som en følge av tapt overflatebelegg og rapportert korrosjon. Rørene er klassifisert i høyeste klasse (Extremely High) ved bortfall av funksjon, tap av containment, og lekkasje av hydrokarboner.

Hendelsen viser at prosessen for å etablere nødvendig bekreftende inspeksjon for hydrokarbonførende rør ikke er tilstrekkelig til å kunne avdekke, og dermed forebygge, alvorlig korrosjon med lekkasje som konsekvens.

#### **6.2.4 Risikovurdering utvendig korrosjon**

Equinor har i sitt risikostyringsverktøy MIS-Risk angitt utvendig korrosjon på hydrokarbonførende rør som en risiko. Aksjoner knyttet til risikoen er i liten grad målbare og strekker seg ut i tid. Dette gjør det vanskelig å måle effekten av tiltak.

Equinor har i sitt TIMP-verktøy angitt karakteren til PS1 som D for M10T SFB, med kommentar om korrosjon på rør. Karakteren D tillater operasjon uten begrensninger, og usikkerheter som en konsekvens av utsatt overflatevedlikehold og ukjent tilstand på hydrokarbonførende rør er ikke diskutert.

Equinor påpeker overflatekorrosjon i sin oppsummering av tilstand etter inspeksjoner av statisk prosessutstyr på M10T SFB utført i 2021. Oppsummeringen identifiserer ikke alvorlig korrosjon, og drøfter ikke potensielle effekter av overflatevedlikehold utsatt i tid og ukjent tilstand på rør.

#### **6.2.5 Forventning til driftsoperatører**

Det kom fram i flere intervjuer at det var en forventning om at driftsoperatørene på SFB skulle være observante ut i felt, og melde tilbake dersom de så korrosjon eller andre forhold som kan true integriteten på statisk prosessutstyr.

Det er vår forståelse at operatørene overvåker en rekke driftsforhold, blant annet ved å se, lukte og lytte etter uregelmessigheter, men å avdekke og vurdere korrosjon er ikke en del av deres primære rolle.

#### **6.2.6 Kapasitet offshore for oppfølging av korrosjon**

Inspeksjonsressurser om bord på SFB har blitt redusert, med bakgrunn i robustgjøringsprosjekter som er rettet mot å redusere behovet for å følge opp innvendig degradering av statisk prosessutstyr. Bekreftende inspeksjon vil kreve mer kapasitet enn dagen praksis med GVI-inspeksjon for å følge opp utvendig korrosjon som en følge av degradert overflatebelegg.

Det kom fram under granskingen at det har vært en økende belastning knyttet til behandling av notifikasjoner. Dette kan medføre at behov for individuell risikovurdering og vurdering av risiko ved utsetting av arbeid ikke blir tilstrekkelig vurdert.

#### **6.2.7 Kapasitet i landorganisasjon for oppfølging av korrosjon**

Organisasjonen på land, som skal utarbeide vedlikeholdsplaner for statisk prosessutstyr, følge opp tilstand på hydrokarbonførende rør og vurderer risiko for lekkasje av hydrokarboner, er blitt redusert over tid. Denne granskingen har vist sårbarheter i landorganisasjonens behandling av notifikasjoner, blant annet i forbindelse med risikovurdering av svekkelser og utsettelse av arbeid.

### **6.2.8 Operasjonelle og faglige vurderinger**

Ved oppstart etter revisjonsstans i 2022 var ikke organisasjonen ute på SFB klar over degraderingen av de aktuelle rørene og at de ikke kunne benyttes.

Fagmiljøet på land hadde i 2021 foreslått et «fremtidsrettet scope» hvor hele Statpipe-linja burde skiftes, men konkluderte deretter feilaktig at den kraftig korroderte linja var stengt og ikke i bruk, se punktene for 15.2 og 11.6.2021 i tabell 3.

### **6.2.9 Egen oppfølging**

Utvendig korrosjon av utstyr i karbonstål var identifisert som en risiko i MIS-verktøyet, men tilhørende aksjoner og oppfølging har ikke vært tilstrekkelig til å avdekke og imøtegå sårbarheter i styringen av vedlikeholdet. Equinor har identifisert notifikasjonsbehandling som en risiko og vi har fått opplyst at de har innført en egevalueringsaktivitet, men aksjoner for å redusere usikkerhet knyttet til kompetanse, prosesser, systemer og verktøy var ikke klart definert.

## **7 Beredskap**

Hendelsen ble håndtert i henhold til DFU1 Olje-/gasslekkasje, og generelt er vårt inntrykk at beredskapshåndteringen var god. Tidslinjen, gjengitt i kapittel 4.2. viser at det tok cirka 15 minutter fra alarmen gikk til de hadde POB-kontroll om bord.

Manuell trykkavløsning ble initiert tidlig fra CAP-panelet på ordre fra beredskapsleder, og anlegget var trykkløst ca 14 minutter etter aktivering. Av hensyn til innsatslagenes sikkerhet ventet de enda noen minutter etter at anlegget var blitt trykkløst og det ikke var utslag på gassdetektorer, før de sendte inn søk- og redningslag iført pusteluftutstyr for inspeksjon av M10T.

### **7.1 Utløsning av deluge**

Det er ikke automatisk utløsning av deluge ved bekreftet gass i M10T.

Under intervjuene kom det fram at situasjonen i SKR under hendelsen ble oppfattet som rolig og behersket, og at håndteringen og kommunikasjonen opplevdes som god. Vi har allikevel fått høre at det tidlig i hendelsen ble gitt ordre fra beredskapsleder om å aktivere deluge i det aktuelle området, men at dette ikke ble fanget opp i SKR. Først i sluttfasen av beredskapshåndteringen, da det ble gitt ordre om å skru av deluge, ble det oppdaget at deluge ikke var blitt aktivert.

Hadde brannvann blitt automatisk utløst av bekreftet gassalarm under denne hendelsen, ville Equinor unngått kommunikasjonssvikten som oppsto, og eksplosjonstrykket ville kunne blitt redusert dersom gassen hadde antent.

### **7.2 Handlingsmønster når alarmen går**

Vi ble gjort oppmerksom på at to personer påtok seg rollen som ARL (alarmreaksjonslag) under hendelsen og gikk mot M10T for å se hvor lekkasjen var. Dette er ikke i henhold til ønsket handlingsmønster når alarmen går, og vedkommende fikk beskjed fra SKR om å forlate området umiddelbart. I etterkant ble det skrevet en egen Synergi på dette forholdet, for å understreke viktigheten av riktig handlingsmønster. Viktig info angående ARL og beredskap ble også lagt inn i «Ny om bord», en presentasjon som blir gitt som informasjon ved ankomst SFB, i etterkant av hendelsen.

### **7.3 Rømningsveier**

I henhold til sikkerhetsstrategien, appendiks B for SFB, skal det være minimum to rømningsveier fra ethvert permanent eller midlertidig bemannet område, men vi fikk informasjon om at en rømningsvei ut av UK-målestasjonen var blokkert under hendelsen. Forholdet var utbedret da vi var på befaring om bord i forbindelse med granskingen.

## 8 Observasjoner

Vi har to hovedkategorier av observasjoner:

*Avvik:* Observasjoner der vi *påviser* brudd på/manglende oppfylging av regelverket.

*Forbedringspunkt:* Observasjoner der vi *mener å se* brudd på/manglende oppfylging av regelverket, men ikke har nok opplysninger til å kunne påvise det.

### 8.1 Avvik

#### 8.1.1 Mangelfull styring av helse, miljø og sikkerhet

##### Avvik

Styringen av helse, miljø og sikkerhet på Statfjord B omfattet ikke de aktivitetene, ressursene og prosessene, knyttet til kontroll med degradering av overflatebeskyttelse og korrosjon på hydrokarbonførende rør, som var nødvendig for å sikre forsvarlig virksomhet og kontinuerlig forbedring.

##### Begrunnelse

I granskningen har Equinor vist mange pågående og avsluttede aktiviteter for å redusere risiko forbundet med degradering av overflatebeskyttelse og korrosjon på hydrokarbonførende rør i karbonstål. Granskningen har vist at disse aktivitetene ikke har vært tilstrekkelige til å håndtere alvorlige svekkelser som resulterte i lekkasje av hydrokarboner, som at:

- Equinor i 2020 identifiserte risiko for lekkasje som følge av degradert overflate, og tilstanden ble beskrevet som uakseptabel med økende risiko. Tiltakene om å følge opp overflate hadde utløpsdato 2037. Tiltakene for å sikre riktig funnhåndtering, inspeksjonsprogram og lignende, hadde utløpsdato 2099.
- Equinor ikke har hatt tilstrekkelige oppfølging av sårbarheter i eget system for vedlikehold av hydrokarbonførende rør i karbonstål for å unngå lekkasjer som en følge av utvendig korrosjon. Equinor har ikke i tilstrekkelig grad fulgt opp de sårbarheter og usikkerheter som ligger i grensesnittet (detaljer og dekningsgrad) mellom programmer for overflatevedlikehold og vedlikehold i form av inspeksjon av hydrokarbonførende rør i karbonstål.
- GVI i juli 2019 meldte om funn av utvendig korrosjon på avblødningslinje tilhørende UK målestasjon, med anbefaling om tykkelsesmåling og overflatebehandling av lekkasjepunkt innen ett år. Tykkelsesmåling ble ikke gjennomført og overflatebehandling ble utsatt flere ganger.

- det ble i 2015 anbefalt å gjennomføre en oppdatering av RBI-evalueringen for utvendig korrosjon som grunnlag for inspeksjonsprogrammet. Dette ble ikke utført.
- kraftig utvendig korrosjon på avblødningslinje tilhørende Statpipe-målestasjon ble identifisert i forbindelse med GVI i juni 2020. Det ble også anbefalt å vurdere om andre deler av linjen burde skiftes ut. Denne anbefalingen ble ikke fulgt opp.
- overflateprogrammet i 2014 konkluderte med tilstandsgrad 5 for overflatebeskyttelse på de aktuelle avblødningsrørene, der høyeste tillatte tilstandsgrad i selskapet er 2, uten at utbedringer ble gjennomført.
- TR1987 "Preventive Activities for Static Process Equipment and Load-Bearing Structures" krever 100 prosent visuell inspeksjon av prosessrør og nødvendige aktiviteter for å bekrefte gjenværende veggtykkelse ved korrosjon. Dette kravet ble ikke fulgt.
- unøyaktig rapportering har vært en kjent utfordring for SFB. Se dato 31.8.2021 i tabell 3, der ønske om mer nøyaktig rapportering ved GVI likevel ikke førte til at identifisert alvorlig korrosjon ble håndtert.
- Equinor oppsummerte i sin seneste årsvurdering etter inspeksjon (ved utgangen 2021) at det er noe overflatekorrosjon på rør i M10T. Usikkerhet knyttet til tilstand var ikke beskrevet.
- Equinor oppsummerte tilstanden for PS1 «containment» til karakter «D» (betydelige mangler) i M10T. Usikkerheten knyttet til tilstandsutvikling på enkeltrør og uavklart tilstand var ikke beskrevet.
- Equinor ikke har utført periodisk korrosjonsevaluering som beskrevet i Equinors styrende dokument OM104.702.02 – Evaluer og rapporter korrosjonsrisiko.
- Equinor ikke i tilstrekkelig grad har fulgt opp usikkerheter gitt utsatte programmer for overflatevedlikehold som en følge av koronapandemien (Covid-19) og begrensninger i kapasitet for å få utført vedlikehold.
- redusert vedlikeholdsprogram innen sikkerhetskritisk utstyr, med fare for hendelser på grunn av manglende vedlikehold og risiko for storulykke, ble i FLX S-AMU (saken lukket 01.04.2020) vurdert til høy risiko med lav usikkerhet.



**Krav**

*Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet første ledd jf. styringsforskriften § 21 om oppfølging andre ledd*

**8.1.2 Mangelfull kjennskap til svekkelser i barrierer og barrierelementer****Avvik**

Equinor hadde ikke sikret at det var kjent hvilke barrierer og barriereelementer som var ute av funksjon eller svekket på Statfjord B.

**Begrunnelse**

Equinor har ikke oppdatert RBI-analysen for utvendig degradering av rør på SFB og har ikke håndtert risiko for lekkasje som en følge av tapt overflatebelegg og korrosjon over tid.

Equinor har i stor grad tillagt håndtering av integritet på hydrokarbonførende rør til program for oppfølging og vedlikehold av overflatebelegg. Granskingen har vist at lokal degradering av overflatebeskyttelse på individuelle rør ikke ble håndtert tidsnok for å hindre alvorlig utvendig korrosjon.

Equinor bruker generell visuell inspeksjon (GVI) for å avdekke svekkelser på hydrokarbonførende rør. Granskingen har vist at metoden i liten grad er egnet til å følge opp tilstand på rør og utstyr hvor degradering delvis er skjult av korrosjonsprodukter.

Granskingen har avdekket svakheter ved metoder for å avdekke alvorlig og kritisk korrosjon i tide.

**Krav**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer, femte ledd*

**8.1.3 Mangelfull merking av utstyr****Avvik**

Equinor hadde ikke merket hydrokarbonførende rør på Statfjord B slik at det var lagt til rette for en sikker drift og et forsvarlig vedlikehold.

**Begrunnelse**

Equinor har ikke merket de aktuelle rørlinjene på SFB, der lekkasjene oppstod, slik at det var lagt til rette for sikker drift og et forsvarlig vedlikehold. Equinor har som en sannsynlig konsekvens av manglende merking referert til feil linjenummer i forbindelse med inspeksjon av et av de to rørene med alvorlig korrosjon og lekkasje.

Equinor har ikke i tilstrekkelig grad merket utstyr tatt ut av drift på SFB slik at dette ikke kan forveksles med utstyr i drift eller ta oppmerksomheten bort fra tilstand på utstyr i drift, se også kapittel 6.2.2.

### **Krav**

*Innretningsforskriften § 10 om anlegg, systemer og utstyr, andre ledd*

## **8.1.4 Mangelfullt vedlikehold**

### **Avvik**

Equinor hadde ikke sikret at hydrokarbonførende rør på Statfjord B ble holdt ved like slik at disse var i stand til å utføre sine krevde funksjoner i alle faser av levetiden.

### **Begrunnelse**

Equinor hadde ikke utført et tilstrekkelig vedlikehold på HC-førende rør i CS-stål slik at utvendig korrosjon kunne forebygges og/eller avdekkes før den ble alvorlig og kunne lede til lekkasje slik som i dette tilfellet, jf. avvik 8.1.1, og 8.1.5 til 8.1.7.

Det er vår vurdering at det var korrodert hull i de to aktuelle avblødningslinjene før disse ble trykksatt under hendelsen 23.5.2022.

### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 45 om vedlikehold*

## **8.1.5 Mangelfullt vedlikeholdsprogram**

### **Avvik**

Equinor hadde ikke sikret at det i vedlikeholdsprogrammet for Statfjord B inngikk aktiviteter for overvåking av teknisk tilstand som skal sikre at korrosjon på hydrokarbonførende rør som er under utvikling eller hadde intrådt ble identifisert og korrigert.

### **Begrunnelse**

Equinor hadde i sine forebyggende vedlikeholds- og inspeksjonsprogrammer med bruk av generelle visuell inspeksjon (GVI) ikke klart å identifisere alvorlig korrosjon på HC-førende rør.

Equinor hadde med sitt program for overflatevedlikehold ikke klart å stanse korrosjon før denne har blitt kritisk.

Equinor har benyttet rapporteringen «Unwell» for rør der det var påvist utvendig korrosjon uten at den faktiske gjenværende veggtykkelsen på røret var kjent.

Kriterier (vedlegg til R-103506) for rapportering av inspeksjonsfunn, utvendig korrosjon, angir bruk av koden «Unwell» ved «Større områder med manglende overflatebelegg eller overflatekorrosjon». Termen overflatekorrosjon er ikke definert, og vurdering av dette blir derfor subjektiv. Granskingen har vist at koden «Unwell» også ble brukt dersom det var snakk om betydelig veggtag som følge av korrosjon.

Equinor hadde ikke identifisert behov for bekreftende inspeksjon for de aktuelle rørene til tross for at det var kjent at overflatebeskyttelsen var tapt i 2014 (tilstandsgrad fem) og at rørenes plassering, væreksonert på SFB M10T, ville kunne gi en betydelig korrosjonsrate.

Equinor hadde ikke oppdatert RBI-analysen for utvendig degradering av rør på SFB, og hadde ikke håndtert risiko for lekkasje som en følge av tapt overflatebelegg og korrosjon over tid.

### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 47 om vedlikeholdsprogram, andre ledd*

## **8.1.6 Manglende kriterier for vedlikehold**

### **Avvik**

Equinor hadde ikke definert kriterier for setting av prioritet med tilhørende tidsfrister for utføring av vedlikeholdsaktiviteter for hydrokarbonførende rør på Statfjord B.

### **Begrunnelse**

Equinor hadde ikke fulgt opp akseptkriteriet, tilstandsgrad 2, som de hadde definert for overflatvedlikeholdet, for å unngå utvikling av alvorlig korrosjon på HC-førende rør i CS-stål.

Equinor hadde ikke satt frister for å gjennomføre vedlikehold, i form av måling av gjenværende veggtykkelse, slik at korrosjon ble avdekket før den ble alvorlig.

Equinor hadde ikke satt kriterier for når det skulle utføres detaljert og bekreftende inspeksjon på HC-førende rør i CS-stål, der det er rapportert om tapt overflatebeskyttelse.

### **Krav**

*Aktivitetsforskriften § 48 om planlegging og prioritering andre ledd*

### 8.1.7 Mangelfull effektivitet av vedlikehold

#### Avvik

Equinor hadde ikke systematisk evaluert effektiviteten av vedlikeholdet på Statfjord B på grunnlag av registrerte data for ytelse og teknisk tilstand for hydrokarbonførende rør i karbonstål.

#### Begrunnelse

Equinor hadde ikke systematisk evaluert effektiviteten av overflatevedlikeholdet for å sikre at nødvendig vedlikehold ble utført før alvorlig korrosjon fikk utvikle seg.

Equinor hadde ikke systematisk evaluert effektiviteten av inspeksjonsprogrammet, bruken av inspeksjonsmetoden GVI, for å sikre at korrosjon ble avdekket før den ble alvorlig.

#### Krav

*Aktivitetsforskriften § 49 om vedlikeholdseffektivitet første ledd*

## 8.2 Forbedringspunkter

### 8.2.1 Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning om bord på Statfjord B

#### Forbedringspunkt

Equinor synes ikke i tilstrekkelig grad å ha utredet mulige konsekvenser for HMS ved endringer i bemanningen om bord på Statfjord B, knyttet til inspeksjon og vedlikehold av hydrokarbonførende rør i karbonstål

#### Begrunnelse

Reduksjon av bemanning offshore og risiko for storulykke var i FLX S-AMU (saken lukket 01.04.2020) vurdert til stor med stor usikkerhet.

SFB har hatt en reduksjon i sin faste inspeksjonsbemanning om bord over tid, uten at behovet for inspeksjon av utvendig degradering på hydrokarbonførende rør i karbonstål og tilhørende vedlikehold var tilstrekkelig tatt høyde for.

Deler av anlegget om bord på SFB i karbonstål var byttet til mer rustbestandige materialer de senere årene for å redusere sannsynligheten for innvendig degradering. Det var imidlertid fortsatt mye rør og utstyr i karbonstål om bord og granskingen viste at det ikke var tatt høyde for et økende behov for inspeksjon av utvendig degradering av hydrokarbonførende rør i karbonstål som følge av degraderinger i overflatebeskyttelse over tid.

Equinor synes ikke i tilstrekkelig grad å ha utredet mulige konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning om bord på SFB.

#### **Krav**

*Styringsforskriften § 14 om bemanning femte ledd*

### **8.2.2 Bedre utredning av konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning i organisasjonen på land tilhørende Statfjord B**

#### **Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke i tilstrekkelig grad å ha utredet mulige konsekvenser for HMS ved endringer i organisasjonen tilhørende Statfjord B på land, knyttet til inspeksjon og vedlikehold av hydrokarbonførende rør i karbonstål

#### **Begrunnelse**

Reduksjon av bemanning onshore og risiko for storulykke som følge av feilhandling på grunn av lav bemanning var i Statfjord AMU (FLX S-AMU-saken ble lukket 01.04.2020) vurdert til lav, men med stor usikkerhet.

SFB har over tid hatt en reduksjon i personellet i organisasjonen på land, som følger opp teknisk integritet, inspeksjon av rør i karbonstål og vedlikehold av overflatebeskyttelse. Granskingen har vist at det i forbindelse med håndteringen av de degraderte avblødningsrørene var gjort flere feilvurderinger og feilhandlinger av personellet på land underveis i behandlingen av innmeldte funn på disse.

Granskingen har vist at organisasjonen på land ikke har hatt tilstrekkelig detaljert oversikt av degraderinger i tilstand og behov for vedlikehold av de hydrokarbonførende avblødningsrørene.

Equinor synes ikke i tilstrekkelig grad å ha utredet mulige konsekvenser for HMS ved endringer i bemanning i SFBs organisasjon på land.

#### **Krav**

*Styringsforskriften § 14 om bemanning femte ledd*

### **8.2.3 Bedre sikring av kompetanse (etterslep på opplæring)**

#### **Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke å ha sikret at personellet om bord på Statfjord B til enhver tid har den kompetansen som er nødvendig for å kunne utføre aktivitetene i henhold til helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen.

**Begrunnelse**

Det var et betydelig etterslep på nødvendig opplæring av personellet om bord på SFB. Etterslepet var større enn selskapets eget akseptkriterium for ikke utført opplæring innenfor satt frist.

Equinor synes ikke i tilstrekkelig grad å ha vurdert risiko forbundet med manglende opplæring for enkeltstillinger eller samlet for organisasjonen om bord på SFB.

**Krav**

*Aktivitetsforskriften § 21 om kompetanse første ledd*

**8.2.4 Mangelfull aktivering av deluge****Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke å ha valgt de løsningene for barrierene på Statfjord B som har størst risikoreducerende effekt.

**Begrunnelse**

Det var ikke automatisk utløsning av deluge ved bekreftet gass i modul M10T.

Deluge ble ikke utløst under hendelsen til tross for at det ble gitt beskjed fra beredskapsleder om manuell aktivering. Beskjeden ble ikke fanget opp av SKR, og dette ble heller ikke fulgt opp av beredskapsledelsen under hendelsen.

**Krav**

*Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, tredje ledd*

**8.2.5 Bedre planer for oppkjøring av anlegget etter revisjonsstans****Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke å ha utarbeidet nødvendig plan for oppkjøringen av anlegget på Statfjord B etter revisjonsstansen våren 2022.

**Begrunnelse**

Det kom fram i granskingen at det ikke var utarbeidet en detaljert plan for oppkjøringen av driften på SFB etter revisjonsstansen. Driftspersonellet baserte seg på en lite detaljert og generisk oppstartsprosedyre. I intervjuer kom det frem at det hadde vært stor utskifting av driftspersonellet som arbeider i SKR og at flere ikke hadde vært med på oppstart av anlegget tidligere. På bakgrunn av dette hadde flere ytret ønske om en mer detaljert oppstartsprosedyre. I tillegg kom det frem at simulator for trening av driftspersonellet i håndteringen av driften var lite brukt.

**Krav**

*Styringsforskriften § 6 om styring av helse, miljø og sikkerhet, tredje ledd, jf. aktivitetsforskriften § 20 om oppstart og drift av innretninger, andre ledd bokstav b*

**8.2.6 Bedre tiltak for evakuering****Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke å ha satt i verk tiltak for å rette opp eller kompensere for svekkelser i evakueringsbarriere på Statfjord B.

**Begrunnelse**

Ifølge sikkerhetsstrategien, appendiks B, skal det være minimum to evakueringsveier fra ethvert permanent eller midlertidig bemannet område. Vi fikk opplyst at en evakueringsvei ut av UK-målestasjon (nordside) var blokkert av stillas under hendelsen, uten at kompenserende tiltak var iverksatt. Stillaset var fjernet da vi var på befaring i anlegget i forbindelse med granskingen.

**Krav**

*Styringsforskriften § 5 om barrierer, sjette ledd*

**8.2.7 Bedre sikring av handlingsmønster****Forbedringspunkt**

Equinor synes ikke å ha sikret at personellet om bord på Statfjord B til enhver tid hadde den kompetansen som var nødvendig for å kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner.

**Begrunnelse**

Vi ble gjort oppmerksom på at to personer påtok seg rollen som ARL (alarmreaksjonslag) under hendelsen og gikk til modulen M10T for å se hvor lekkasjen var. Dette var ikke i henhold til ønsket handlingsmønster når alarmen går.

**Krav**

*Aktivitetsforskriften §21 om kompetanse første ledd*

## 9 Barrierer som har fungert

Tekniske barriereelementer som har fungert etter hensikten:

Gassdetektorer: Fakkelfventil HV33004 på Statpipe-målestasjon ble åpnet kl 17:27. Utskrift viser at to linjegassdektektorer slo ut kl. 17:27:25, og at to punktdetektorer slo ut kl. 17:28:37. Dermed ble gassen detektert nesten umiddelbart etter at man startet operasjonen med å utligne diffstrykket.

Tennkildeutkobling: Utskrift viste at signal for tennkildeutkobling ble aktivert automatisk kl. 17:27:30.

Trykkavlastning: Utskrift viser manuell utløsning, denne skal ha pneumatisk tidsforsinkelse som sikrer at tidsforsinkelsen fungerer selv ved tap av drivspenning. Kl. 17:29:52 ble trykkavlastning utløst, og utskrift viser at dette hadde umiddelbar effekt. Kl. 17:43:53 var anlegget trykkløst.

Isolering: Isolering av segmentene for å begrense utsluppet mengde gass skal skje automatisk på ESD2 ved bekreftet gassdeteksjon (200N).

Naturlig ventilasjon: Modul M10T er naturlig ventilert. Ved hendelsestidspunktet bidro 15 knop vind fra sør. Kl. 17:40 var alle gassdetektorene i M10T nede i 0 prosent.

Rømning og evakuering: SFB rapporterte om POB-kontroll kl. 17:43.



## 10 Diskusjon omkring usikkerheter

Granskingen har identifisert usikkerhet knyttet til historisk operasjon av de to avblødningslinjene på M10T. Vi er kjent med at rørenes operasjonelle historie ikke er lett tilgjengelig og at verktøyet PI kun gir informasjon fra og med april 2022. Vi er videre kjent med at reparasjon av Statpipe-linja under stansen i 2022 ikke medførte at lekkasjepunkt 2 (Statpipe-linja) ble trykksatt under trykktest etter reparasjon. Det har ikke latt seg bekrefte når de to aktuelle linjene ble trykksatt siste gang før de ble trykksatt under oppstarten 23.5.2022. Rørenes operasjonelle historier kunne ha sagt noe om når det senest ble bekreftet at rørene tålte forventet operasjonstrykk. Vi antar at avblødningsrørene var korrodert til hull i forkant av hendelsen.

Granskingen har identifisert noen tekniske forhold som kan ha hatt betydning for korrosjonsutviklingen fram til lekkasje, men disse er ikke konkludert.

For lekkasjepunkt 2 (UK-linja) kan det se ut som om det i området for lekkasjen kan ha vært en support i form av en U-bolt. En mulig support kan ha medført at belegget på røret har blitt nedbrutt raskere i kontaktflaten mellom rør og support og at korrosjonen har startet før 2018 og videre fått utvikle seg delvis skjult i kontaktflaten. Bevegelser mellom rør og support kan ha medført gnaging og tap av gods i røret i tillegg til en forsterkende effekt på korrosjon ved at friskt rørmateriale eksponeres som en konsekvens av gnaging.

For lekkasjepunkt 1 (Statpipe-linja) kan det se ut som om lekkasjepunktet kan ha vært dekket av rørmerking som har vært tapet på røroverflaten. Rørmerking klistret på overflaten kan ha medført at fuktighet har samlet seg mer effektivt på røroverflaten og gitt vedvarende fuktighet på lekkasjepunktet. I tillegg kan påklistret rørmerking ha gitt en forsterkende effekt på korrosjon ved å fungere som spalt. Påklistret rørmerking kan også ha bidratt til å kamuflere korrosjon under utvikling.

## 11 Vurdering av aktørens granskingsrapport

Equinor konkluderer med at den direkte årsaken til hendelsen er at det ble sluppet inn gass fra prosesskilden 14"-PV-33001-MF3 (Statpipe) under oppstarten etter stansen og at det grunnet utvendig korrosjon kom gass ut av to hull på 1» avblødningslinje, et på 1101-01"-VF-33001-MF3 (Statpipe) og et på 1101-01"-VF-33001-MF3 (UK).

Vi har ikke gått inn i Equinors tema om bruk av avblødningslinjer, men støtter Equinors vurdering av at linjene skulle tåle slik bruk.

Equinor har i sin granskingsrapport indentifisert syv områder for forbedring etter granskingen av hendelsen på SFB 23.5.22. De syv områdene dreier seg om relevante oppstartsprosedyrer og omforente metode for å nå ønsket gasskvalitet, behov for å spisse inspeksjonsprogrammet, sikre oppfølging av korrosjonsfunn, gjennomføring av forebyggende overflatebehandling, tydeliggjøring av ivaretagelse av korrosjonsfunn på kritiske rørlinjer, oppmerksomhet på sårbarheter i vedlikeholdsstyring av kritiske rørlinjer og lærings- og forbedringsområder innen beredskap. Vi ser at det er mange fellestrekk mellom observasjoner i vår rapport og forbedringsområder indentifisert av Equinor.

Equinor vurderer at hendelsen ikke kunnet utvikle seg til en storulykke. Faktisk alvorlighetsgrad for personskade er satt til «Ingen» og olje-/gasslekkasje er satt til «Rød 2». Mulig alvorlighetsgrad under ubetydelige endrede omstendigheter for personskade er satt til «Grønn 4» og olje-/gasslekkasje er satt til «Rød 2». Equinor vurderer faktisk alvorlighetsgrad og mulig alvorlighetsgrad under ubetydelige endrede omstendigheter for materiell skade og andre økonomiske tap til «Ingen». Vår vurdering er at dersom gasslekkasjen hadde antent når personer var i umiddelbar nærhet kunne de ha blitt utsatt for alvorlig skade eller død. Vi kan heller ikke utelukke at lekkasje fra små HC-førende rør i CS-stål kunne ha oppstått i et annet område enn M10T, hvor skadepotensialet kunne ha vært større enn i M10T.

## 12 Vedlegg

### Dokumentliste

Følgende dokumenter er lagt til grunn i granskingen:

1. Varsel om uønsket hendelse utslipp HC lekkasje mønstring - Equinor Statfjord B - Generell alarm aktivisert grunnet gasslekkasje 23052022
2. Møtereferat 24.05.22 - Gasslekkasje Statfjord B 23.05.22
3. Status hendelse - Gasslekkasje på avblødningslinje gasseksport Statfjord B 23052022
4. BP-000-ZE-124.000
5. Lang saksrapport knyttet til hendelsesforløpet (dokument nr 1 punkt 11 (1999893))
6. Lang saksrapport i synergi for gasslekkasjen – 2000369
7. Rørsesifikasjon MF3 (epost 30.5.2022)
8. OMC20 Field Life eXtention (FLX).pdf
9. ISO VF33601.pdf
10. Tennkilder - 2.pdf
11. Hendelsesforløp i forkant av gasslekkasjen og like et.pdf
12. Tennkilder - 1.pdf
13. Vedlikehold - VF-33601 - Ikke utført.pdf
14. Innsatspersonell - plassering.pdf
15. Personell i området like før hendelsen oppstod.pdf
16. ESD alarmlogg fra gasslekkasje M10T.pdf
17. Beredskapstavler.pdf
18. Fakkellinje P ID - VF33001.pdf
19. Vedlikeholdsordre inkl inspeksjon - historikk - VF33001-33601.pdf
20. Fakkellinje P ID - VF-33601.pdf
21. Skjerm bilde B-G SKR - Alarmlogg.pdf
22. ISO VF33001.PDF
23. Overordnet flytdiagram SB
24. SO00134 System PF – Fakkellinje og avluftningssystemet
25. SO00276 – System PZ – Nød- og avstegningssystem
26. SO00150 System PL – Salgsmåling og gasseksport
27. SO00138 System PH – Gassreinjeksjon
28. OM105.07.01.03 - Tilbakestill isolering og trykksett
29. OM101.05.01 - Oppstart og drift av utstyr / system
30. TIMP oversikt for SFB og detaljert for PS1
31. Plan for oppkjøring av SFB ifm revisjonsstansen
32. Tidslinje for røret
33. MIS risikobilde med tiltak
34. Equinor COA granskningsmandat
35. Utskrift brann og gass logg
36. Brann og gass alarmliste

37. Trykkavlastningslinje via UK – når ble denne sist brukt?
38. Dokumenter tilknyttet Brann og gass logg, alarmliste og trykkavlastningslinje - Trending av gassdetektorer
39. Gassdetektorer UK
40. Trykkavlasting UK run 1
41. Trykkavlasting UK run 2
42. Ny Ombord Drift uke 22 skift 6 + 1 2022
43. Synergi 1885947 - Brann i boligkvarter
44. Debrief mønstring 16-02-22 - brann i boligkvarter
45. Bemanningsanalyse
46. Utklipp TIMP – PS1
47. Utklipp TIMP – PS10
48. Synergirapport 2007285 – med vedlegg – M11T måleskap: gasslekkasje – detektert av gassdetektor
49. Synerginummer 2007289 – med vedlegg - Diffuse gasslekkasjer ifm oppkjøring
50. Notifikasjon 45805325
51. Vedlegg not 45805325
52. vedlegg 2 not 45805325
53. Notifikasjon 46220504
54. Vedlegg not 46220504
55. Notifikasjonsnummer på ett på hvert lekkasjepunkt -
56. Rapport med lang tekst
  - 47074214 (lekkasjepunkt 1)
  - 47074220 (lekkasjepunkt 2)
57. Tilstandsoppdatering Oceaneering fra 2018 ICMM - M10 Top område
58. Utklipp fra simulering
59. Hele programpakken 4A12 - Vedlagt hele programpakke 4A12. Linje 1»VF-33601 avmerket med grønn farge.
60. Synergisak – Diffus gasslekkasje M10 topp - måleblender
61. Bilder tatt i felt 02.06.22
62. Oversikt over åpne notifikasjoner mot HC rør - fordeling av vurderingene uvel - syk - død
63. EXT-001101 - Inspeksjonsfunnkoder og feilgraderingskoder - statisk prosessutstyr
64. Disp -Kriterie for rapportering av innvendig korrosjon FLX Statfjord
65. Dokumentasjon på trykkavlastning i etterkant av hendelsen  
Bekreftelse på at tennkildeutkopling fungerte  
Bevis for når det ikke kunne detekteres gass i M10T etter lekkasjen.
66. UK Run 1 trykkavlastet til fakkell
67. UK Run 1 trykkavlastet til fakkell

68. Vi ber om ISOer som nøyaktig angir punkter for lekkasje med tilhørende markeringer på P&IDer. Vi ber også om at det aktuelle avblødningsvolumet som ble trykksatt ved lekkasjetidspunktet blir angitt på ISO/P&ID.
69. Utskrift;  
Arbeidspakke 2020 overflate  
Arbeidspakke 2021 overflate
70. Kopi av dokument lastet opp i AO, som skal sikre at Leverandør ser hva som er med i pakken. Dette dokumentet inneholder bilder og kommentarer for detaljer i pakken (4A12-JPK overflate).
71. Utskrift 24996666 – longtekst på arbeidsordre
72. Utvidet studierapport Oceaneering – jobbpakke
73. TR0007 – angi tilstandsgraderinger
74. Klassifisering av tag
75. Kamfer analyse
76. SAP: Utskrift «Maintenance plan NDT» - langtekst
77. Utsnitt; Utfyllende lister / TT\_SFB\_NDT\_UG\_40-WF-01 2020
78. Endring av intervall M5 for NDT – langtekst beskrivelse
79. Konsekvensklassifisering rør 33001
80. GVI\_program
81. Rapport – 46745491 /Vedlegg dokument
82. M5 45405822
83. PM01 -25245892
84. 46220504
85. 45805325 Action Log
86. Ptil granskning SFB - Dokumentasjonsoversendelse - 14\_06\_22 (70)
87. FW\_ Signert mandat Gasslekkasje på avblødningslinje Statfjord B
88. Oppgavematrise inspeksjon
89. RBI. Vedlagt ligger oppdatert RBI fra 2014
90. Prosess for inspeksjon – Vedlikeholdsstyringsløyfe / Aris 104.702.02 – Evaluere og rapportere korrosjonsrisiko
91. Endringslogg – Maintenance plan
92. FV Standard tekst
93. R-103606 - Kriterier for rapportering av inspeksjonsfunn
94. AO – 253 56787 Langtekst
95. Oppsummeringsrapport M3 - Rapport tekst - 46745491
96. Tennkildeutkoblingsprosjekt – er varmekabler en del av dette prosjektet?
97. BP-000-ZE-163.000 STATPIPEmetering HT M10T
98. BP-000-ZE-166.000 UK SPUR Metering HT M10T
99. BP-000-ZU-209.004 GasInj Comp Seal Oil HT M10T
100. MIS risiker på PS 6
101. Aris prosess – etablering av årsprogram
102. Varighet av stoppet overflatebehandling grunnet Covid
103. Skjerm bilde dashboard HSE Critical CM Req end date – PM01

104. Egeevaluering M2 - Siste vurdering av SFB
105. Beskrivelse av planeffektivitet
106. Dokumentasjonsoversendelse - 22\_06\_22 (93-96)
107. Power BI; NCS utklipp tabell kompetanseoversikt – dato 23.05.22
108. Aksjoner fra siste Stabsmøte angående kompetanse SFB
109. MIS – Risiker knyttet til kompetanse SFB
110. Begrunnelse for innføring av kompetansekrav innmelder notifikasjon SAP rolle YO002
111. SFB\_25085851
112. Risiko og konsekvensmatrise
113. GPS SFB 2021
114. Verifikasjonsplan
115. Assurance activities in FLX
116. FLX review
117. MIS – Drift SFB
118. MIS – FLX nivå
119. AO med langtekst for utskifting av ventil + noe rør på Statpipe-linjen - AO 24649915
120. Reparasjonen av Statpipe avblødningslinjen under stansen i
121. System for aktiv brannbekjempelse på SFB M10T (åpne områder på toppen og inne i målepakkene
122. Utført inspeksjon i henhold til program for begge rørene i perioden fram til henholdsvis
123. Gasslekkasje SFB – Lekkasjeberegning
124. Referat 01.11.22 - Ptil møte - Lekkasjeberegninger SFB gasslekkasje 23.05.22
125. Simuleringsrapport - Estimert lekkasjerater og prosesssteknisk vurdering av utført operasjon
126. Gasslekkasje Statfjord B mai 2022 revidert
127. Tegninger datert når rørene ble «Issued for construction
128. sfb\_maintitem\_10196823 - mottatt på mail 17.11.22
129. ST-03060-4\_VEDLEGG\_L\_-\_BRANNVURDERINGER
130. ST-03060-4\_VEDLEGG\_K\_-\_EKSPLOSJON
131. Equinor Graskningsrapport - Gasslekkasje på avblødningslinjer for gasseksport på Statfjord B 23.05.2022
132. TR1987 Preventive Activities for Static Process Equipment and Load-Bearing Structures

## **Vedlegg A Oversikt over intervjuet personell**