

Rapport	
Rapporttittel Gransking av uønsket hendelse på Brage 21.11.2023 med personskade	Aktivitetsnummer 2023-1556
Gradering	
☒ Offentlig	☐ Unntatt offentlighet
Involverte	
Lag A-2	Godkjent av / dato Bjarte Rødne / 27.5.2024
Deltakere i granskingsgruppen [Redacted]	Granskingsleder [Redacted]



Kilde: www.OKEA.no/no/assets/brage-2

Innhold

1	Sammendrag	4
1.1	Annen informasjon	5
2	Bakgrunnsinformasjon	5
2.1	Situasjon før hendelsen	6
2.2	Forkortelser	6
3	Havtils gransking	7
3.1	Fremgangsmåte	7
3.2	Metodevalg for granskingen	8
3.3	Eksterne undersøkelser	9
4	Hendelsesforløp	9
5	Hendelsens potensial	14
5.1	Faktisk konsekvens	14
5.2	Potensiell konsekvens	14
5.3	Midlertidig svekkelse i barrierer	15
6	Beredskap og normalisering	16
7	Direkte og bakenforliggende årsaker	17
7.1	Direkte årsak	17
7.2	Bakenforliggende årsaker	18
8	Observasjoner	25
9	Avvik	25
9.1	Manglende verifikasjoner for å verifisere etterlevelse av HMS regelverket	25
9.2	Manglende vedlikehold og oversikt over teknisk integritet	26
9.3	Roller og ansvar	27
9.4	Mangelfull prosedyre	27
9.5	Tilrettelegging av arbeid	28
9.6	Manglende trening og øvelser knyttet til beredskapshåndtering	28
9.7	Håndtering av fare- og ulykkessituasjoner	29
10	Forbedringspunkt	30
10.1	Registrering av eksponering for hydrokarboner	30
11	Barrierer som har fungert	30
12	Diskusjon omkring usikkerheter	31
12.1	Manglende og mangelfull informasjon fra OKEA	31
12.2	Instrumentering og oppkobling av ventiltre.	31
12.3	Tidspunkt for installasjon av Kerotest nåleventil	31
12.4	Korrosjonsprosess	32
12.5	Gjenstand som påførte IP1 skade	32
12.6	Mønstring og POB	32
12.7	Gjenstander på skadested	32
13	Vurdering av aktørens granskingsrapport	32
14	Andre kommentarer	33

	14.1 PED - Trykkdirektivet.....	33
15	Referanser	33
16	Figurliste	33
17	Vedlegg	33
	17.1 Dokumenter som er del av granskingen.....	34
	17.2 Oversikt over intervjuet personell og møtedeltagere.....	37
	17.3 STEP diagrammene.....	37

1 Sammendrag

I forbindelse med en planlagt 6 måneders ventilttest på brønn A-20, oppstod det 21.11.2023 en alvorlig arbeidsulykke på OKEAs innretning Brage.

Ptil mottok varsel om at det kl. 07:37 hadde løsnet en nåleventil (figur 1) fra topplokket på ventiltreet på A-20. Trykket under nåleventilen var på 80 bar, og kreftene som ble utløst i hendelsen medførte alvorlige skader i ansiktet på en arbeidstaker. Situasjonen fremstod som en alvorlig arbeidsulykke, og Ptil besluttet derfor den 22.11.23 å granske hendelsen.

Den skadde personen (IP1) ble sendt til Haukeland sykehus med SAR samme dag som hendelsen fant sted.

Faktisk konsekvens av hendelsen var en alvorlig personskade.

Marginalt endrede omstendigheter kunne gitt dødelig utfall. Eventuelle ettervirkninger av skade på ansikt er ikke drøftet i denne rapporten. Langtidsskade grunnet eksponering av farlige gasser og støy er ikke konkretisert, men identifisert som en mulig risiko.

Den direkte årsaken til hendelsen var at nåleventilen løsnet fra ventiltreet som følge av at nedre gjengeparti på nåleventilhuset var korrodert. Det stod 80 bar trykk under nåleventilen og selve nåleventilhuset var festet i ventiltreet med en til to gjenger, se kapittel 3.3, når utførende arbeidstager startet på jobben. Den mekaniske belastningen som ble påført nåleventilen ved dette arbeidet utløste hendelsen.

DNV sin skadeanalyse viste at nåleventilen ikke hadde betydelige kontaktmerker fra verktøy, f.eks. fra demontering av blindpluggen. Det er sannsynlig at enhver tilsvarende mekanisk belastning ville kunne utløst en hendelse. Korrosjon, manglende gjengefeste og trykkeksponering fra undersiden ville før eller siden ført til at nåleventilen løsnet.

Det var flere tilsvarende nåleventiler installert på ventiltrær på Brage og det kunne følgelig også skjedd på disse.



Figur 1 Kerotest nåleventil

Havtil avdekket syv avvik og ett forbedringspunkt gjennom granskingen (for detaljer se kapittel 9 og kapittel 10).

1.1 Annen informasjon

Petroleumstilsynet (Ptil) byttet 01.01.2024 navn til Havindustritilsynet (Havtil). Det refereres derfor både til Ptil og til Havtil i rapporten.

2 Bakgrunnsinformasjon

Brage ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, ti kilometer øst for Oseberg og 125 km vest for Bergen. Vanndybden er 140 meter. Brage ble påvist i 1980, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1990. Feltet er bygd ut med en integrert produksjons-, bore- og boliginnretning med stålunderstell. Produksjonen startet 23.09.1993 og Brage har en forventet levetid til 2030. Dagens produksjonskapasitet er:

- 6000 Sm³/sd med olje
- 2,5 MSm³/sd med gass
- Total væskekapasitet: 48000 m³/sd
- Produsert vann: 46000 m³/sd

Brage har 40 brønner fordelt på 25 produksjonsbrønner, fem vanninjektorer, to vannproduksjonsbrønner fra Utsiraformasjonen og en kaksinjeksjonsbrønn. Den

produserte oljen transporteres i rørledning til Oseberg og videre i Oseberg Transport System, OTS-rørledningen, til Stureterminalen. En gassrørledning er koblet til Statpipe.

Norsk Hydro opererte innretningen i perioden 1993-2007. Statoil var operatør i perioden 2007-2013. I 2013 ble lisens og operatørskap overdratt til Wintershall, senere Wintershall Dea. Wintershall Dea var operatør i perioden 2013-2022. I november 2022 ble feltet overført fra Wintershall Dea til OKEA.

Ventiltreet på Brage ble levert av FMC i 1998. Det er ikke kjent hvilket selskap som leverte nåleventilen, eller når den ble montert. På tidspunkt for hendelsen var inspeksjonsaktiviteter kontrahert til Oceaneering. Odfjell Drilling var borekontraktør på innretningen.

2.1 Situasjon før hendelsen

Den 21.11.2023 var en vanlig morgen på Brageinnretningen uten spesielle hendelser i forkant av arbeidet på ventiltreet. Brage var i normal drift med hensyn til bemanning, produksjon og eksport. Produksjonen på den aktuelle brønnen var stengt ned grunnet produksjonsoptimalisering.

Yr.no viste til en temperatur på 5,6 C° og en vindstyrke på 8,3 m/s på dagen 21.11.2023. Det var tilsvarende vær i forkant og i etterkant av hendelsen.

2.2 Forkortelser

Forkortelse	Betydning
AT	Arbeidstillatelse
BSV, DHSV	Brønnsikringsventil, Down hole safety valve (eng.)
C41	Kjellerdekk, brønnhodeområde
C42	Mesanindekk, brønnhodeområde
D&W	Avdeling for boring og brønn i OKEA
DB&B	Double Block and Bleed, utstyr for kontrollert trykkavlastning
Debrief	Engelsk uttrykk for å «ta ned en situasjon og avlegge rapport om en hendelse / snakke om en hendelse.
DNV	Det Norske Veritas
Drift	OKEA driftsorganisasjon offshore på Brage
DV	Drift og Vedlikehold
GA	Generell Alarm
Grating	Transportvei med rist
HMV	Hydraulisk master ventil
IP1	Skadet person (injured person)
IP2	Person i umiddelbar nærhet til skadested (lærling)

KOS	OKEA kompetansestyringsystem
KV	Drepeventil, Kill valve (eng.)
LQ1	1. etasje i boligkvarter
MMV	Manuell masterventil
Nåleventil	Nåleventilhus med spindel og påmontert blindplugg
Nåleventilhus	Ytre del av nåleventil (houseing)
Ops	Avdeling for drift i OKEA
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram (eng.)
PI	Trykkindikator (eng. pressure indicator)
PIV	Plattform Interne Verifikasjoner
PLS	Plattformsjef
PT	Trykktransmitter (eng. pressure transmitter)
PUD	Plan for utvikling og drift
PVV	Produksjon ving ventil
SAP	Vedlikeholdssystem bruk av Wintershall Dea
SAR	Search and Rescue
SJA	Sikker jobbanalyse
SKL	Skadestedsleder
SKR /CCR	Sentralt kontrollrom /Central Control Room
Spindel	Indre del av nåleventil, stengemekanisme og nål
STAR	Vedlikeholdssystem bruk av OKEA
STEP	Metode for analyse av årsaksforhold (Sequential Timed Events Plotting)
SV	Sluseventil, Swab valve (eng.)
Topplukk	Topplukk på ventiltre. Tree cap (eng.)

3 Havtils gransking

Granskingsgruppen besto av 3 personer med relevant kompetanse. Der gruppen manglet spesifikk kompetanse ble relevante fageksperter i Havtil konsultert. Laboratorieteknisk gjennomgang av nåleventilene ble gjennomført hos Det Norske Veritas (DNV) via kontrakt som OKEA administrerte.

3.1 Fremgangsmåte.

Hendelsen skjedde tirsdag 21.11.2023. Granskingsgruppen i Ptil ble etablert onsdag 22.11.2023. Det første intervjuet med IP2 ble gjennomført digitalt på land samme dag. Granskingslaget reiste til Bergen onsdag ettermiddag for utreise offshore til Brage. Grunnet dårlig vær ble utreisen utsatt til fredag 24.11.2023 kl. 13:30.

Grunnet forsinkelsen ble det gjennomført et oppstartsmøte og to intervjuer i OKEA sine lokaler i Bergen, torsdag den 23.11.23.

Oppstartsmøte offshore ble gjennomført 24.11.2023. Følgende aktiviteter ble prioritert i offshoreperioden:

- Intervju med personell offshore som hadde en rolle i hendelsen, beredskapen eller i normaliseringen etter hendelsen
- Befaring på området med relevante personer
- Digitalt intervju med IP1 (skadet person 1) og digitalt andregangsintervju med IP2 (skadet person 2)

Det ble gjennomført et oppsummeringsmøte offshore mandag 27.11.2023, hvor vi gikk gjennom status og hvilke observasjoner vi kom til å jobbe videre med.

Granskingen fortsatte deretter på land. Et stort antall intervjuer ble gjennomført med hovedvekt på OKEA sin landorganisasjon. Siste intervju ble gjennomført 17.01.2024 og siste informasjon fra OKEA ble mottatt 01.02.2024

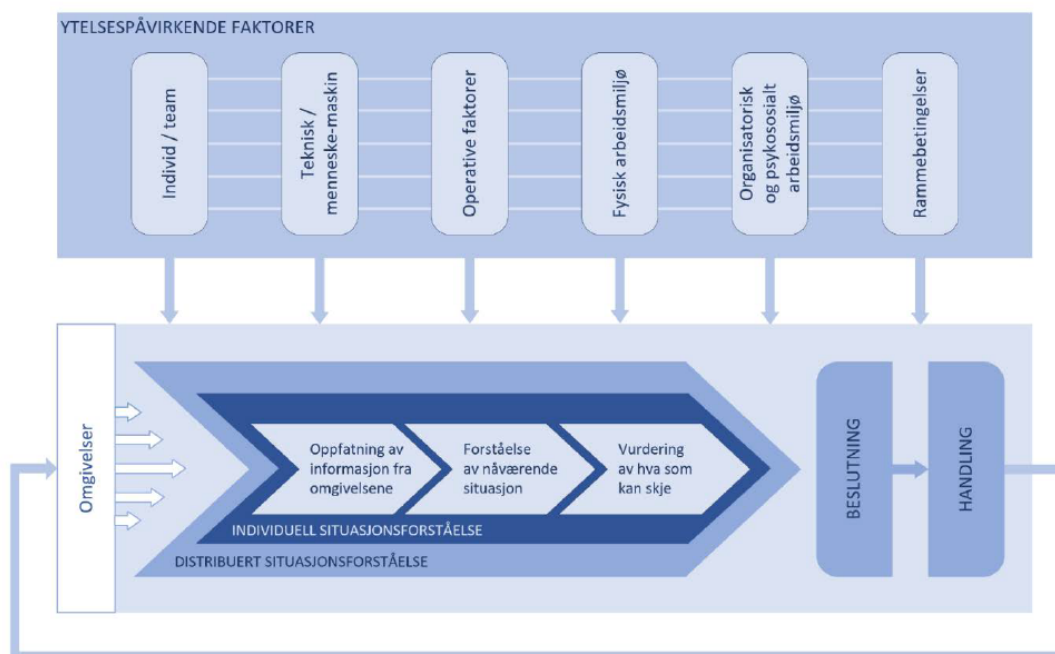
3.2 Metodevalg for granskingen

Flere ulykkesperspektiv ble diskutert og vurdert. Informasjons- og beslutningsperspektivet (systemperspektiv) ble vurdert som det mest dekkende og lagt til grunn for videre analyse. Tema som styring, kontroll, beslutninger, informasjonsflyt og situasjonsforståelse ble vektlagt i våre intervjuer og analyser. Dette perspektivet er også godt egnet for å dekke de menneskelige faktorene.

STEP (Sequential Timed Events Plotting) ble vurdert som den best egnede metoden for strukturering av informasjon om hendelsesforløpet. Hovedargumentet var de mange aktørene og det sammensatte bakteppet.

Etter selve hendelsen var det noe usikkerhet omkring enkelte tidspunkter da få tidspunkt var notert ned av aktøren. Rekkefølgen på aktivitetene er derimot kartlagt med stor sikkerhet.

Havtil har i denne granskingen brukt en modell og metode for å undersøke og vurdere hvilke ytelsespåvirkende faktorer som kan ha påvirket situasjonsforståelsen, beslutningene og handlingene til de involverte. Modellen er utviklet for å sikre systematisk undersøkelse av menneskelige faktorer i gransking av ulykker. Hensikten med metoden er å ivareta menneskelige faktorer i et systemperspektiv og bedre forstå hvorfor mennesker handler som de gjør. Metoden er utviklet av SINTEF, for Ptil og bygger på en anerkjent modell for situasjonsforståelse (Endsley, 1995).



Figur 2 Menneskelige faktorer i gransking (Endsley, 1995)

3.3 Eksterne undersøkelser

Nåleventilen fra A-20, og tilsvarende nåleventil fra A-38, ble sendt til DNV i Bergen for undersøkelser. OKEA administrerte og rekvirerte undersøkelsen hos DNV, med innspill fra Havtil. Resultatet fra undersøkelsen viste at nåleventilhuset fra A-20 hadde forkortet gjengeparti (ca. 8 mm) grunnet korrosjon. DNV har verifisert at korrosjonsomfang og korrosjonshastighet kan samsvare med at nåleventilen har stått montert på ventiltre siden 1998 (DNV AS Energy Systems, 2024). OKEA har ikke kunnet dokumentere tidspunkt for montering av nåleventilen.

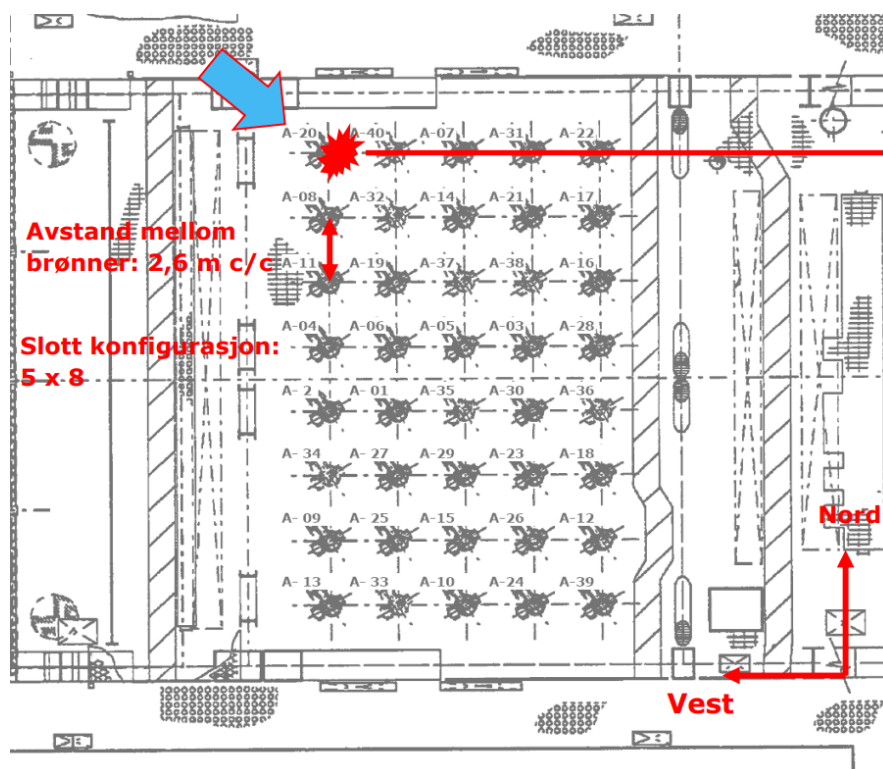
DNV sin undersøkelse indikerer at det ved hendelsesstedspunktet kun var en til to gjenger på nåleventilhuset som var i inngrep og det skulle derfor liten kraft til for å utløse hendelsen.

4 Hendelsesforløp

Havtil har sammenstilt hendelsen basert på egen informasjonsinnhenting, samtaler med involverte personer samt data fra ulike sikkerhetssystemer i OKEA.

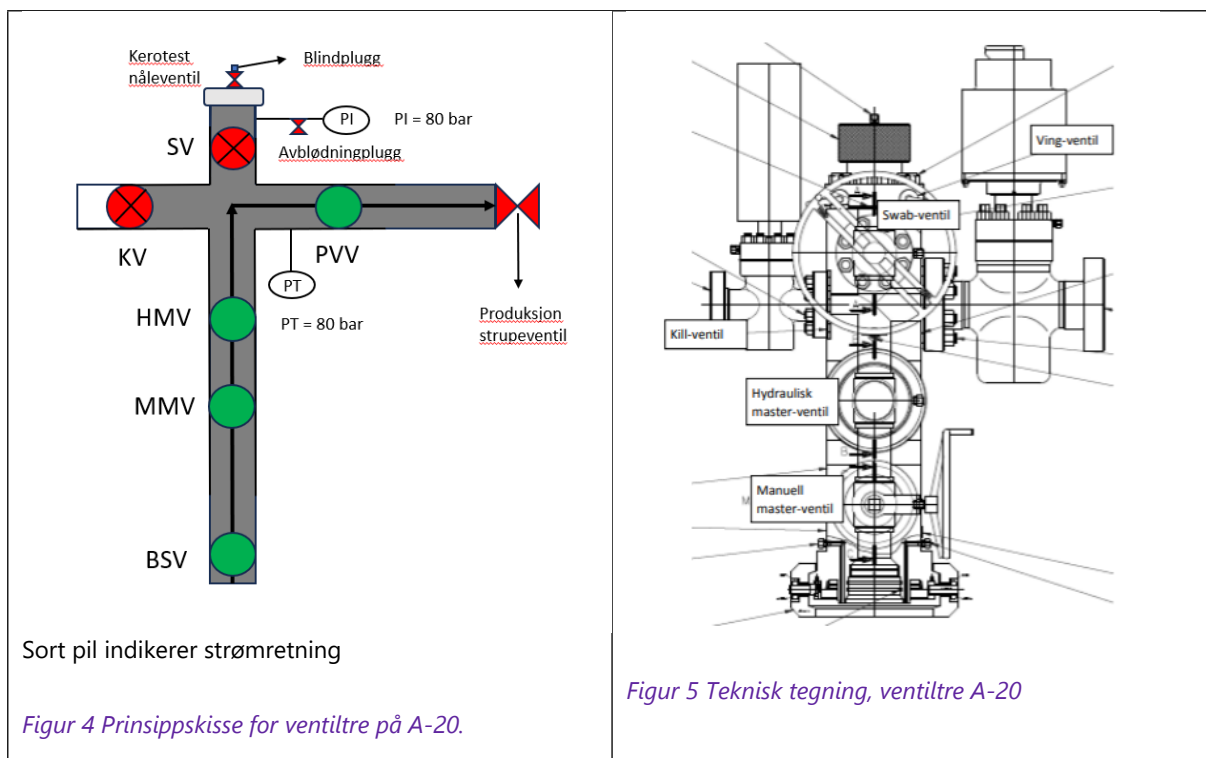
IP1 og IP2 hadde akkurat startet på dagskiftet sitt kl. 06:45 og gjennomført handover med nattskiftet i observasjonsrommet og kort samtale i kontrollrommet. Arbeidslaget hadde unnagjort det meste på fjortendagersplanen og ble enige om å gjennomføre en 6-måneders periodisk ventilttest i løpet av dagen.

Brønn A-20 ligger i nordvestre hjørne av prosessanlegget, ytterst mot gangvei (Figur 3).



Figur 3 Skisse brønnhode dekk

Brønnen hadde på dette tidspunkt stått nedstengt over noe tid. Det hadde vært gjennomført flere ventiltester de foregående dagene og det ble avtalt at dette var en passende oppgave for IP2, mens IP1 kunne starte på den vanlige runden og holde oppsyn. For å få gjennomført den planlagte ventiltesten var man avhengig av differensialtrykk over SV (Sluseventil). Trykket i krysset under SV (80 bar) ble lest av i SKR (Sentralt kontrollrom), mens trykket nedstrøms SV måtte leses av manuelt på ventiltreet (se Figur 4). IP2 leste av trykket til å være 80 bar også nedstrøms SV og rapporterte dette via radio til SKR. Det ble diskutert om man skulle blø av trykket over SV ved bruk av ventil ved PI (trykkindikator, se Figur 4) eller gjennom nåleventil i topplokk, og man kom til enighet om at trykkavlastning gjennom nåleventil, med drenasje til lukket system, kunne være en mulighet. Figur 4 viser ventilstatus og avleste trykk i ventiltreet før oppstart av arbeidet.



Ettersom IP2 hadde begrenset erfaring med denne arbeidsoppgaven ble IP1 kontaktet for assistanse. IP1 befant seg da på kjellerdekk, et nivå under IP2. IP1 hadde overhørt samtalen mellom IP2 og SKR via radio. IP1 møtte IP2 ved brønnhodet og det ble relativt raskt besluttet å blø av trykket på toppen av ventiltreet.

Nåleventilens utløp var isolert med en blindplugg, som måtte demonteres før man kunne koble på slange og blø av trykket. For å nå opp til nåleventil og blindplugg klatret IP1 opp på aktuator for HMV (hydraulisk master ventil), ca. 1,25 m over gulvnivå. Høyde fra gulv til topplokk og nåleventil er ca. 2,25 m. Både nåleventilhus og blindplugg er høyregjenget. For å løsne blindplugg uten at hele nåleventilhuset ble skrudd ut av topplokk, måtte IP1 holde nåleventilhuset fast med en skiftenøkkel og skru av blindpluggen med en annen. På grunn av posisjon, utenfor ventiltrattet til SV, måtte IP1 stå bøyd over topplokk for å få jobbet med blindpluggen (Ref Figur 6 - Prosessteknikker sin arbeidsposisjon. Havtil rekonstruksjon).



Figur 6 -Prosessteknikker sin arbeidsposisjon. Havtil rekonstruksjon

Kort tid etter at IP1 hadde startet arbeidet med blindpluggen, løsnet nåleventilen fra topplokket og ble blåst ut av trykket. IP1 ble truffet i ansiktet av enten nåleventilen eller av en skiftenøkkel. Tidspunktet for hendelsen er anslått til å være ca. kl. 07:30. På dette tidspunktet stod IP2 ved siden av ventiltreet, anslagsvis 2 meter unna selve ventil treet.

Det umiddelbare trykkfallet som oppstod da nåleventilen løsnet genererte et høyt smell, og hjelm samt hørselvern til IP1 ble slått bort. IP1 var etter alt å dømme bevist under hendelsen. IP1 kom seg ned fra ventiltreet på egen hånd, tross skade i ansiktet. IP1 løp deretter langs gangvei mot sør mens vedkommende ropte på overordnet fagansvarlig. IP2 fulgte etter. Fagansvarlig hadde også rollen som skadestedsleder på dette skiftet. Samtidig oppfattet SKR via IP2 på radio at det hadde oppstått en situasjon tilknyttet A-20. SKR valgte på bakgrunn av dette, kl. 07:34, å stenge PVV (produksjonsvingventil), HMV (hydraulisk masterventil) og BSV (brønnsikringsventil). Fagansvarlig som befant seg på kjellerdekk (C41), hørte smellet gjennom dobbelt hørselsvern, og gikk ut av prosessområdet for å få oversikt og finne IP1. Når fagansvarlig fikk øye på IP1 varslet vedkommende SKR om personskade (DFU6), at

det skulle rekvireres SAR (search & rescue, eng.) samt at førstehjelpslaget skulle stille i LQ1 (1 etasje i boligkvarter). Fagansvarlig tok umiddelbart hånd om IP1 med hjelp fra IP2.

Generell mønstringsalarm ble utløst kl. 07:37. Beredskapsledelsen ble samlet i beredskapsrommet kl. 07:40. Det var ikke utløst noen gassalarm.

IP1, IP2 og fagansvarlig tok heisen fra C21 til M11 Sør, gikk til LQ1 og møtte førstehjelpslaget der. IP1 ble tatt med inn på pauserommet i LQ1 der førstehjelp ble iverksatt. HMS ansvarlig/sykepleier ankom like etterpå. Tidspunktet for hendelsen var like etter skiftbytte, og det var derfor mange mennesker i området rundt pauserommet i LQ1. Skadeomfanget ble vurdert av sykepleier på stedet før IP1 ble ført opp til hospitalet for videre undersøkelse. På bakgrunn av de innledende undersøkelsene ble SAR kansellert kl. 07:50.

I forbindelse med kansellering av SAR avblåste beredskapsledelsen hendelsen som en beredskapssituasjon. I forkant av denne beslutningen hadde skadestedsleder initiert sikring av området rundt A-20 (skadested).

På plass i skadestuen ble vakthavende lege på land konsultert, og det ble gjennomført ytterligere undersøkelser av pasienten. Det ble klart at skadeomfanget krevde evakuering, gul respons, og SAR ble igjen rekvirert. ETA ble oppgitt til kl. 08:48. Status i forhold til beredskapssituasjonen ble ikke endret som følge av at SAR ble re-rekvirert. Det var ikke et ønske at mannskapet skulle mønstre på ny.

Ettersom gassalarmene rundt skadested ikke ble utløst, var forståelsen av situasjonen at lekkasjen var relativt liten. Sykepleier hadde ikke bærbar radio tilgjengelig og skadestedsleder valgte derfor å bli igjen i pauserommet, mens IP2 som var kjent på skadestedet ble sendt ut sammen med en mekaniker for å sikre skadestedet og sjekke brønnen for gasslekkasje.

På skadestedet fant de hjelmen til IP1. Delene til hjelmen lå spredd utover. Nåleventilen lå på dette tidspunkt der IP2 stod under hendelsen. De besluttet å la alt utstyr ligge. Snart kom to representanter fra D&W (avdeling for boring og brønn) samt skadestedsleder til området. Skadestedsleder ga beskjed om at det skulle sperres av rundt brønnen. IP2, mekaniker og skadestedsleder gikk så til kontrollrom mens de to fra D&W ble igjen og sperret av rundt brønnen.

Kl. 10:50 ble hendelsesforløpet slik de involverte husket det, gjennomgått og dokumentert. IP2, fagansvarlig, SKR, PLS (plattformsjef) og DV-leder deltok på møtet.

I etterkant av hendelsen ble det iverksatt opprydningsarbeid i og rundt skadestedet. Hendelsen hadde medført blodsøl som ble vasket bort. Alle objekter med unntak av

skiftenøkklene ble liggende urørt på skadestedet. Der ble de liggende frem til værersituasjonen gjorde at de måtte samles inn og sikres. Skiftenøkklene ble lagt i plastposer og brakt inn i boligkvarteret.

Rundt kl. 09:00 og ca. kl. 11:45 ble det visuelt observert gasståke over topplokket på A-20. Hele brønnhodeområdet på mesanindekk ble sperret av rundt kl. 11:45. Etter lunsj, ca. 12:00, ble det montert ny nåleventil i topplokk. Det ble ikke detektert gass via gassdetektor

5 Hendelsens potensial

5.1 Faktisk konsekvens

5.1.1 Personskade

IP1 ble truffet i ansiktet av enten nåleventil eller skiftenøkkel. Det har ikke vært mulig å rekonstruere, eller på andre måter konkludere med, hvilke av disse som påførte skaden.

Dersom det var nåleventilen som traff IP1, ville kreftene som følge av trykket på undersiden av denne tilsvare en vekt på 256 kg. Frigitt energi er beregnet til 1260 Joule. Legemet har mest sannsynlig sneiet ansiktet til IP1 i retning fra nedre del av ansikt, opp mot øvre del, og påført vedkommende alvorlig skade. Trykkbølgen har bidratt til ansiktsskaden.

5.2 Potensiell konsekvens

5.2.1 Potensiale for tap av liv

Det har ikke vært mulig å konkludere med hvilken gjenstand som traff IP1 i ansiktet. Sannsynligvis sneiet gjenstanden ansiktet til IP1 fordi vedkommende stod delvis bøyd over topplokk på ventiltre. Dersom gjenstanden hadde truffet annerledes, f.eks. ved at IP1 hadde lent seg lenger frem, kunne hendelsen ført til tap av liv.

Gjenstanden kunne også påført IP2 eller annet personell i nærheten, skade dersom de hadde blitt truffet.

5.2.2 Eksplosjonsfarlig atmosfære

I etterkant av hendelsen ble PVV, HVM og BSV stengt og trykket i krysset blødd ned til ca. 2 bar. SV var stengt fra før. Brønnen ble stående uten plugg i topplokk inntil det litt før lunch ble observert gass over ventiltreet, og det ble tatt en beslutning om å montere ny nåleventil i topplokk. Ingen gassalarmer i området ble utløst og det har

ikke vært mulig å estimere gasskonsentrasjon i luft over ventiltreet. Verken dekket over eller under mesanindekk, der ventiltreet stod, var sperret av. Det kan ikke utelukkes at det dannet seg en gassky i området, og at deler av denne var innenfor eksplosjonsfarlig område.

5.2.3 Helsen skade som følge av eksponering for hydrokarboner

Da nåleventilen løsnet, ble IP1 eksponert for gass fra brønnen. Den umiddelbare gasskyen har utgjort et volum på ca. 640 l. IP1 har sannsynligvis inhalert gass med helseskadelige komponenter umiddelbart etter hendelsen, eksponeringen antas å ha vært kortvarig. Tidligere benzenmålinger på andre brønner har vist høye benzennivåer. Eksponering av hydrokarboner inkludert benzen som følge av hendelsen kan gi helseskade. Benzen er klassifisert som kreftfremkallende, og eksponering ved innånding er forbundet med leukemi og assosiert med andre kreftformer. Hendelsen medførte en betydelig akutt eksponering, men med kort eksponeringstid. Trykket kan tenkes å ha medvirket til den akutte eksponeringen.

I etterkant av hendelsen ble PVV, HVM og BSV stengt og trykket i krysset blødd ned til ca. 2 bar. SV var stengt fra før. Fra intervjuer kom det frem at det hadde vært flere observasjoner som tydet på at gass hadde lekket ut av topplokket i etterkant av hendelsen. Etter lunsj ble det besluttet å montere på en ny nåleventil i ventiltreet. En må derfor anta at personell som ikke benyttet åndedrettsvern og har innsisert toppen av ventiltreet i perioden mellom kl. 07:34 og til nåleventil ble montert, kan ha blitt eksponert for hydrokarboner inkludert benzen fra brønnen.

5.2.4 Helsen skade som følge av støyeksponering

IP1 og IP2 hadde hørselvern, men ble eksponert for støynivå som overveiende sannsynlig overstiger grenseverdier for impulsstøy. Grenseverdien er 130 dB og eksponering på nivåer over grenseverdi kan forårsake akutt hørselskade som f.eks. tinnitus. Hertil har ikke fulgt opp om hendelsen har medført hørselsskader.

5.2.5 Fallskader

Fall fra ventiltre ville kunne medført ytterligere skade på IP1.

5.2.6 Skade på annet materiell

Nåleventilen utgjorde et prosjektil som skjøt ut av ventiltre med høy hastighet. Gjenstanden kunne ha hatt potensial til å skade annet utstyr.

5.3 Midlertidig svekkelse i barrierer

I tidsrommet fra nåleventilen løsnet kl. 07:30 og nedstenging av PVV/HMV/BSV kl. 07:34, har det vært en midlertidig svekkelse av brønnbarrieren. I dette tidsrommet var det kun SV som stod mellom brønntrykk og atmosfære. Dette kunne ført til en eskalering av hendelsen.

6 Beredskap og normalisering

Beredskapen som er vurdert i denne granskingen inkluderer aksjonene og handlingene fra hendelsen inntraff og frem til situasjonen var normalisert. Vurderingene omfatter beredskapstrening, prosedyrer og utstyr, samt vurderinger og aksjoner som ble tatt av beredskapsledelsen.

Hovedtrekkene i beredskapshåndteringen er beskrevet i kapittel 4.

Granskingen har følgende observasjoner knyttet til beredskap:

- Det ble ikke formelt opprettet skadested umiddelbart etter hendelsen. Dette var delvis en følge at skadestedsleder fulgte IP1 inn i LQ og at beredskapen ble avblåst før opprettelse av skadested.
- SAR ble kansellert før man hadde tilstrekkelig informasjon om potensialet i hendelsen og skadeomfang, og før vakthavende lege på land var konsultert.
- OKEA kunne ikke fremlegge dokumentasjon på at eksponering for hydrokarboner ble vurdert i forbindelse med hendelsen.
- Beredskapen ble avsluttet og personell ble bedt om å gå tilbake til jobben før situasjonen var avklart og før det var foretatt grundige vurderinger av restpotensiale i hendelsen.
- Prosedyre for bruk av beredskapstavle ble ikke fulgt. Aksjonstavlen i beredskapsrommet og tidspunktene for de utførte aksjonene var mangelfull. Tavlen gjenspeilte ikke viktige momenter ved hendelsen, og svært få aksjoner var loggført.
- Beredskapsledelsen på Brage bruker en anerkjent modell som kalles «proaktiv beredskapsledelse». Denne modellen innebærer at den fortløpende beredskapshåndteringen baseres på verst tenkelige utfall av fare- og ulykkessituasjoner. Verken skadepotensialet hos IP1 og IP2 eller potensiale for hydrokarbonlekkasje fra ventiltreet, som nå manglet det siste barriereelementet mot ytre miljø, ble avklart før hendelsen ble avblåst som beredskapssituasjon.
- Personell ble sendt inn i området for å sjekke for gasslekkasje uten at det ble utført målinger av hydrokarboner.
- Normalisering og debrief etter hendelsen var mangelfull. Flere personer hadde vært utsatt for psykiske og fysiske påkjenninger i hendelsen. Det var manglende prosedyrer, struktur og trening knyttet til debrief som er et ledd i normaliseringsarbeidet. Dette førte til en situasjon der ledere på ulike nivå

gjennomførte møter og samtaler i etterkant av hendelsen som ikke nødvendigvis ble opplevd eller oppfattet som debrief.

- Det ble gjennomført beredskapstrening på overtid kl. 20:00 samme kveld, for flere av de involverte.

7 Direkte og bakenforliggende årsaker

7.1 Direkte årsak

7.1.1 Korrosjon

DNV har gjennomført materialtekniske undersøkelser av to nåleventiler fra to brønner på Brage (A-20 og A-38).

Rapporten fra undersøkelsen indentifiserer to mulige korrosjonsmekanismer. Den ene er galvanisk korrosjon i kontaktflaten mellom rustfritt materiale og karbonstål. Den andre mekanismen er CO₂-korrosjon, på endeflaten av gjengeparti på innløpssiden av nåleventilen, grunnet mulig kontakt med hydrokarboner, vann, CO₂ og H₂S.

DNV konkluderer med at CO₂-korrosjon er den mest sannsynlige og dominerende korrosjonsformen i dette tilfellet. Dette virker sannsynlig gitt de data som er opplyst for driftsforhold og fluidsammensetning i brønn A-20. Korrosjonslitteraturen støtter også denne hypotesen. Temperaturen som gjengepartiet har vært utsatt for ligger i et temperaturintervall (20-70 °C) hvor en kan forvente relativt høye korrosjonshastigheter, ref. (DNV AS Energy Systems, 2024), (Shengxi & Et al., 2019), (Jones, 1992), (Vuppu & Jepsen, 1994).

DNV vurderer galvanisk korrosjon som mindre omfattende og ikke dominerende korrosjonsmekanisme. Dette støttes av at gjengepartiet på nåleventilen fra A-38, som har vært i inngrep med den rustfrie overgangen, ikke er vesentlig korroderte. Det er også identifisert avsetninger i de innvendige gjengene i den rustfrie overgangen. Materialanalysen av avsetningene viser høye verdier av fluor og karbon som indikerer rester av gjengeteip. Tilstedeværelse av gjengeteipen kan ha bidratt til at galvanisk kobling mellom rustfri overgang og nåleventilen ikke har vært til stede. Galvanisk kobling er nødvendig for galvanisk korrosjon. Samtidig kan galvanisk kobling ha vært til stede gjennom vannfase i kontakt med material i nåleventilen og overgang i rustfritt materiale. Men da burde korrosjonen vært mer lokalisert ved selve gjengepartiet, og ikke like jevnt fordelt over endeflaten av innløpet.

7.1.2 Utløsende årsak

Store deler av gjengepartiet på nåleventilen var korrodert bort. Undersøkelsene, både de visuelle og det materialtekniske, tyder på at nåleventilen hang igjen i topplokket på en til to gjenger. Med tiden ville også disse gjengene korrodert bort og det var

dermed kun et spørsmål om tid før nåleventilen ville løsnet som følge av trykk fra undersiden eller andre belastninger.

Den utløsende aktiviteten som førte til ulykken, var arbeid som påførte tilstrekkelig kraft på nåleventilen slik at den løsnet.

7.2 Bakenforliggende årsaker

Granskningen har avdekket en rekke bakenforliggende årsaker og ytelsespåvirkende faktorer som har bidratt til at hendelsen har skjedd. Overordnet kan en si at manglende styring av risiko, vedlikehold, kompetanse, fravær av prosedyre og arbeidsbeskrivelse er hovedpunkter for de bakenforliggende årsakene vi vil gå igjennom i dette kapittelet.

7.2.1 Endringer av ventiltre i strid med industristandard

Ventiltreet på A-20 ble levert av FMC i 1998 og er et vertikalt ventiltre. Ventilen som løsnet var en nåleventil av type Kerotest i karbonstål, se Figur 1. Nedstrøm var nåleventilen blendet av med en blindplugg i rustfritt stål. Nåleventilen var montert i ventiltre i materialkvalitet 13Cr. Dette er i strid med NORSOK M-001 og god designpraksis.

Det framkom av dokumentasjon og gjennom intervjuer at ventiltreet ble levert av FMC i 1998, da med bleedplugg i topplokket, og at den aktuelle nåleventilen som var montert i topplokk på tidspunkt for hendelsen ikke var original eller del av FMC sin leveranse til operatøren Norsk Hydro den gangen. Norsk Hydro opererte innretningen i perioden 1993-2007, Statoil i perioden 2007-2013, og Wintershall Dea i perioden 2013-2022. OKEA har vært operatør siden 2022.

Det har ikke vært mulig å tidfeste når nåleventilen ble montert på juletreet på A-20, hvilke vurderinger som ble gjort på tidspunkt for montering, eller hvilket selskap/divisjon som monterte den. Det har gjennom intervjuer kommet frem at den ble brukt av D&W i forbindelse med brønnintervensjoner. Før man demonterer topplokk og går på brønnen med f.eks. WL intervensjonsutstyr må trykket under topplokk bløs av. Trykkavlastning ved bruk av original avblødnings-plugg i topplokk krever utstyr som er designet for dette spesifikke formålet. Det reises derfor spørsmål ved om nåleventilen kan ha blitt montert i forbindelse med brønnintervensjonsaktiviteter og som en følge av at man ikke har hatt tilgang til dette spesialutstyret.

Granskingsgruppen har ikke gått inn i årsakene bak eventuell mangel på spesialverktøy.

7.2.2 Manglende vedlikehold og oversikt over teknisk tilstand

Nåleventilen var utsatt for omfattende korrosjon, både innvendig og utvendig. Den var tilvirket i karbonstål og montert i topplokket som er tilvirket i 13Cr. I kontakt med korrosive brønnvæsker vil den ha vært utsatt for korrosjon, ref. 7.1.1.

Tekniske undersøkelser av nåleventilhuset på A-20 viste at innløpet var avkortet. Endeflaten på det avkortede gjengepartiet hadde indikasjoner på korrosjon i form av korrosjonsprodukter og korrosjonsgroper.

Granskingen avdekket at ingen roller eller fag anså disse nåleventilene som sitt ansvarsområde. De var kun del av et visuelt inspeksjonsprogram, men ikke del av ett vedlikeholdsprogram. Kontraktør som gjennomførte overflateinspeksjon på plattformen, hadde registret flere rustne nåleventiler. Tilstanden ble relatert til galvanisk korrosjon med lite potensiale (visuell inspeksjon) og vurdert som ikke-kritisk. Observasjonene ble på generelt grunnlag (ikke brønnsesifikt) kommunisert til OKEA per e-post. Disse ble ikke fulgt opp med forebyggende eller korrektive aktiviteter i vedlikeholdsprogram.

Overflateinspeksjon ville ikke ha avdekket innvendig korrosjon på verken nåleventilhus eller spindel (indre del av ventil, se kap. 2.2), men om disse nåleventilene var del av et oppfølgingsprogram for teknisk tilstand ville ytre degradering trolig initiert videre undersøkelser.

I etterkant av hendelsen gjorde OKEA en kartlegging om bord på Brage som viste at det var installert flere uoriginale nåleventiler av forskjellige typer på Brage ventiltrær.

7.2.3 Arbeid på trykksatt system

Under intervjuene ble ulike metoder for trykkavlastning av volum over SV beskrevet. Det forelå ikke en felles forståelse, mellom ulike skift, for hvordan man skulle gå frem for å blø av trykket over SV.

I dette spesifikke tilfellet ble det besluttet å blø av trykket ved bruk av nåleventilen på toppen av ventiltreet. For å kunne koble på slange til lukket drenering, måtte blindplugg på toppen av nåleventilen demonteres. For å unngå at nåleventilen løsnet måtte selve nåleventilhuset holdes igjen med en fast- eller skiftenøkkel, mens pluggen ble skrudd ut med en annen fast- eller skiftenøkkel.

Manometer som viste trykk over SV viste 80 bar på tidspunkt for hendelsen. Volumet mellom nåleventil og blindplugg var veldig lite og kunne ikke måles. På tidspunkt for utførelse av arbeid forelå det ingen dokumentasjon som tilsa at nåleventilen var tett. Man kunne derfor ikke med sikkerhet vite om man arbeidet på et lite og trykløst volum (mellom nåleventil og blindplugg), eller et større trykksatt volum (8 liter, volum under topplokk).

I henhold til OKEA sitt styringssystem kreves det ikke bruk av AT (arbeidstillatelse) for rutinearbeid som er dekket av prosedyre.

Det forelå imidlertid ikke prosedyre for trykkavlastning som forberedelse til ventiltester. Prosedyren som var i bruk omhandlet ventiltesting, med fokus på testkriterier og akseptkriterier. Denne prosedyren la differensialtrykk over ventilene til grunn, men dekket ikke trykkavlastning for å oppnå differensialtrykk. Det var opp til den enkelte prosessstekniker å velge løsningen.

Som følge av manglende prosedyre skulle altså arbeidet vært omfattet av en AT.

Havtil indentifiserte konflikter mellom ulike krav i OKEA sitt styringssystem. Dette kan ha bidratt til feiltolkninger og misforståelser knyttet til kriterier for bruk av AT.

7.2.4 Risikovurderinger og tilrettelegging av arbeid

Som nevnt under avsnitt 7.2.3 hadde prosessoperatørene ulike metoder for trykkavlastning av volum over SV. OKEA hadde ikke gjennomført en kartlegging av de ulike metodene og en vurdering av den risikoen de ulike metodene innebar. Det var ikke gjort vurderinger av de ergonomiske forholdene ved arbeidsoperasjonen, det vil si hvordan arbeidsoppgaven var tilrettelagt for prosessoperatørene. Metoden som ble valgt innebar f.eks. klatring på masterventilen som utgjør en fallrisiko, og at en måtte utføre arbeidsoppgaven i en vanskelig arbeidsstilling (se kap. 4).

Arbeidsmetoden medførte at prosessoperatør ble stående å arbeide delvis i "line of fire" over trykksatt system. For å nå opp til masterventilen, samt holde balansen under arbeid, måtte vedkommende trå på aktuator for HMV. Det må anses som sannsynlig at eventuelle fall også ville kunne føre til skade på instrumentering tilknyttet aktuator.

Fra intervjuene kom det frem at det i selskapet ikke var en felles oppfatning av om metoden var egnet til formålet. Det må allikevel presiseres at flere delte en forståelse av at valgt metode var en av flere muligheter som kunne benyttes. Valg av metode baserte seg på det enkelte skift og prosessoperatørenes egen erfaring. Det var ikke etablert en felles opplæring eller utsjekk i de ulike metodene, men det var ansett at dette var en del av den kompetansen en prosessoperatør skulle inneha. OKEA hadde heller ingen dokumentasjon på hvilken metode som var brukt ved de ulike ventiltestene, og eventuelt hvorfor metoden ble valgt.

En bakenforliggende faktor var at selskapet ikke hadde tilrettelagt for at arbeidet kunne gjennomføres slik at en reduserte risiko for helseskade, og feilhandlinger. Selskapet hadde ikke på bakgrunn av kartlegginger og risikovurderinger utarbeidet arbeidsinstruks eller prosedyrer for utførelse av arbeidsoppgaven som kunne bidra til at den mest risikoreduserende arbeidsmetoden ble valgt.

7.2.5 Roller og ansvar

OKEA gjennomførte i 2023 en intern revisjon for vedlikehold og barrierestyring. Her ble det identifisert at ansvar og myndighet ikke var entydig definert og samordnet til enhver tid. Anbefalingen var å oppdatere stillingsinstrukser som et minimum for alle ansatte med ansvar for sikkerhetskritisk utstyr og aktiviteter. Fra oppfølgingen så vi at arbeidet ble påbegynt i november 2023, men at aksjonen ikke var lukket ved hendelsestidspunktet. Under granskningen kom det tydelig frem at det fremdeles var uklarheter rundt roller og ansvar, eksempelvis var det ingen i OKEA som anså disse nåleventilene som sitt ansvarsområde.

7.2.6 Manglende gjennomføring av verifikasjonsaktiviteter

Granskningen viste blant annet følgende mangler:

- Det var ikke i tilstrekkelig grad gjennomført verifikasjoner av at utførende personell jobbet etter styrende dokumenter. Ledende personell på plattformen var slik sett ikke klar over at det manglet prosedyre for trykkavlastning.
- PIV-programmet – Plattform Interne Verifikasjoner – var ikke gjennomført i henhold til plan. Dette er en prosess hvor operativ ledelse skal påse at man etterlever styrende krav.
 - Manglende gjennomføring var ikke avviksbehandlet
 - Resultatet fra gjennomførte verifikasjoner var ikke dokumentert
- Det var ikke i tilstrekkelig grad gjennomført verifikasjoner av at roller og ansvar i landorganisasjonen var forstått og entydig definert. Usikkerhet rundt roller og ansvar kom også frem gjennom intervjuer.
- Fem av tolv «1st line of Defence» (LOD1) for 2023 var utsatt eller kansellert.
- Det var ikke planlagt noen «3rd line of Defence (LOD3) - Independent Corporate audits» for 2023.

7.2.7 Plassering av gassdetektorer

Det var ikke utslag på gassdetektorer under selve hendelsen, ei heller i etterkant før ny nåleventil ble montert. Under selve hendelsen ble det sluppet ut ca. 0,6 Sm³ gass. Det var også visuelt observert gass i området over brønnen i perioden fram til ny nåleventil ble installert ca. kl. 11:45.

De aktuelle detektorene i området rundt brønnen A-20 var C4203203 (linjegass detektor) og C420227 (punktdetektor).

Etter gjennomgang av mottatte dokumenter viser det seg at det ikke er gjort noen oppdateringer eller endringer på gassdeteksjonsstrategien på lang tid. Mottatt dokumentasjon for ytelseskravene er datert til 1995. Siden den tid har gass-olje forholdet i brønnene endret seg (mer gass), antall brønner har endret seg og utstyrstettheten har økt. Det er usikkert om noen gassdetektorer ville plukket opp en lekkasje som følgende av manglende nåleventil.

Flere av beslutningene som ble tatt i etterkant av hendelsen kom trolig som følge av manglende alarmer i felt. Tillit til gassalarmene kan ha påvirket aktørene sin situasjonsforståelse og dermed ha stått i veien for vurderinger av lekkasjeeskalerting. For eksempel ble beredskapssituasjonen avblåst i etterkant av hendelsen som følge av at de anså hendelsen kun som en personskafe og at hendelsen derfor var under kontroll. Risiko for større lekkasje fra brønnen ble vurdert som ikke-eksisterende til tross for observasjoner av gass over ventiltreet.

Tillit til gassalarmer kan ha påvirket vurderinger relatert til om personell ble eller kunne bli eksponert for hydrokarboner, og påfølgende vurderinger rundt potensiale i hendelsen.

Gassdeteksjonssystemet er et viktig sikkerhetssystem, og rett detektorplassering er avgjørende for å få alarm ved behov. Dersom gasskonsentrasjonen er under alarmgrensen, vil tilstedeværelse av gass likevel utgjøre en helserisiko.

7.2.8 Overgang fra Wintershall Dea til OKEA

På hendelsestidspunktet var det ca. 1 år siden OKEA kjøpte Brage fra Wintershall Dea. Ved overtagelse av Brage ble det ikke gjennomført verifikasjoner av samsvar mellom dokumentasjon og installasjonen, som kunne avdekket nevnte mangler på innretningen.

7.2.9 Observasjoner relatert til prosedyrer og prosesser

Granskingen avdekket flere forhold knyttet til mangel på styrende dokumentasjon, etterlevelse av dokumentasjonen som eksisterte og forståelse av den.

Forholdene som beskrives i underliggende kapitler belyser inntrykket av mangler knyttet til styring av forhold som påvirker helse, miljø og sikkerhet på innretningen.

All dokumentasjon som ligger til grunn for granskingen er listet i vedlegg A.

Ventilstatus på nedstengt av brønn over lengre tid eller for vedlikehold

Da Brage produserer opp mot maks gasskapasitet kan ikke alle brønnene produsere samtidig. Oljeproduksjonen blir optimalisert med utgangspunkt i kapasitet på gasseksport. Brønn A-20 hadde vært stengt inne på produksjonsstrupeventil i noen uker på hendelsestidspunktet. Med tillatte lekkasjerater på SV innebar dette at det stod fullt brønntrykk over SV og under nåleventil. Nåleventilen var ikke identifisert, testet eller underlagt vedlikeholdsprogram. Man hadde altså kun en utestet ventil mot brønntrykk. OKEA kunne ikke fremskaffe prosedyrer eller sjekkliste for testing, nedstenging og oppkjøring av brønn, eller kriterier for hvilke ventiler som skal stå stengt ved lang tids innestenging.

Slanger og sertifisering

For trykkavlastningen var det planlagt å bruke en slange som var koblet til lukket avløp eller en DB&B-tralle (double block & bleed) – hvor "bleed" blir plassert i sikkert område.

Viser slangen som ble brukt til å blø av hydrokarboner til lukket avløp.



Figur 7 Slange til lukket avløp

Viser DB&B-tralle for trykkavlastning til sikkert område.



Figur 8 DB&B-tralle

Slangen som var koblet opp mot lukket avløp manglet historikk. OKEA kunne ikke dokumentere når den var tatt i bruk, eller av hvilken enhet. Den skal ha vært i bruk og koblet opp som på bildet i flere år. Slangen var av ukjent type, den var ikke sertifisert eller godkjent for bruk.

Tilsvarende gjelder for DB&B-trallen. Den var heller ikke sertifisert i henholdt til OKEA sine styrende dokumenter.

OKEA hadde ingen styrende dokumenter eller krav knyttet til hvordan eller i hvilke situasjoner man skulle bruke løsningen med slange til sikkert område eller slangetralle med DB&B. Samtidig var ingen av slangene godkjente for bruk i henhold til OKEA sine styrende dokumentasjoner.

Granskingen avdekket flere brudd på styrende krav knyttet til bruk og vedlikehold av slanger. Det er ikke ytterligere drøftet i denne rapporten, da forholdene ikke er direkte til hendelsen som granskes. Forholdet underbygger imidlertid mangler knyttet til styring av forhold som påvirker helse, miljø og sikkerhet på innretningen.

Mangler og feil ved arbeidsordre

Gjennom granskingen ble det vist til prosedyre for gjennomføring av ventiltesting. Denne prosedyren het *Arbeidsbeskrivelse: Integritetstesting av brønnventiler - OKEA-BRA.MNT.WIN-0294* forklarte hva man skulle oppnå (funksjonell prosedyre) og ikke hvordan man skulle utføre det arbeidsoppgaven. Kontroll av prosedyren opp mot arbeidsordren utarbeidet for ventiltestingen avdekket lav grad av språklig samsvar. Arbeidsordrens terminologi, benevninger og forkortelser, som ble brukt for å beskrive de ulike ventilene i ventiltre, samsvarte ikke med tilsvarende terminologi i prosedyre for ventiltesting. Forholdet åpnet opp for misforståelser og feilhandlinger.

8 Observasjoner

Havtils observasjoner deles generelt i to kategorier:

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

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

9 Avvik

9.1 Manglende verifikasjoner for å verifisere etterlevelse av HMS regelverket

Avvik

OKEA hadde ikke i tilstrekkelig grad fulgt opp elementer fra eget styringssystem knyttet til verifikasjoner.

Begrunnelse:

Under granskingen ble det avdekket at OKEA ikke i tilstrekkelig grad hadde gjennomført undersøkelser som kunne verifisert etterlevelse av interne krav, som var blitt implementert for å møte HMS-regelverket.

Gjennom intervjuer og dokumentgjennomgang kom det frem følgende mangler:

- PIV-programmet var ikke gjennomført i henhold til plan. Dette er prosess hvor operativ ledelse skal påse at man etterlever styrende krav.
 - Manglende gjennomføring var ikke avviksbehandlet
 - Resultatet fra gjennomførte verifikasjoner var ikke dokumentert
- Det var kun gjennomført en verifikasjon som omhandlet roller og ansvar, Brage-AUD-23-0009101 – vedlikehold og barrierestyring. Her var et av funnene mangler ved styring av helse, miljø og sikkerhet knyttet til mot roller, ansvar og stillingsinstrukser. Denne ble gjennomført som en «2nd line of

defense LOD2» verifikasjon. Usikkerhet rundt roller og ansvar kom også frem gjennom flere intervjuer.

- Fem (5) av tolv (12) første-linje verifikasjoner for 2023 var utsatt eller kansellert.

Krav:

Styringsforskriften § 21 – Oppfølging

9.2 Manglende vedlikehold og oversikt over teknisk integritet

Avvik

Det var ikke sikret at nåleventil i toppen av ventiltre på Brage ble holdt ved like slik at de var i stand til å utføre krevde funksjoner.

Begrunnelse:

Nåleventil i toppen av topplokk på ventiltre var sterkt korrodert, (se Figur 1).

Nåleventilen var tilvirket i karbonstål. Denne var montert i endelokk tilvirket i 13Cr, og med en blindplugg i rustfritt stål i toppen, se Figur 1. Under de rådende forhold ble både innvendige og utvendige deler av nåleventilen utsatt for korrosjon. Undersøkelser av nåleventilhuset viser at gjengepartiets endeflate var utsatt for CO₂-korrosjon. Det manglet ca. 8 mm av gjengepartiet, og dette har vært direkte utslagsgivende for hendelsen.

Praksis med ettermontering av slike nåleventiler var utbredt og flere av ventiltrærne på Brage hadde lignende eller tilsvarende montert i topplokk. Flere av disse var utsatt for korrosjon tilsvarende ventilen på A-20.

Det er uklart om OKEA ved de enhetene i organisasjonen som har ansvar for vedlikehold og teknisk integritet, eller selskapet som satt på inspeksjonskontrakt for Brage, var kjent med at det stod nåleventiler i toppen av ventiltrærne. Disse nåleventilene var verken tegnet inn i P&ID (piping & instrumentation diagram, eng.), eller på prinsippskissene for ventiltrærne. Nåleventilene var lett synlige fra gulvnivå. "Topplukk med trykkavlastningsventiler" var omfattet av et eget punkt på sjekkliste for inspeksjon. Gjennomgang av dokumentasjon fra inspeksjon viser at det ble gitt motstridende informasjon om ventiltreets tilstand i etterkant av inspeksjon. Mens det i skjema for visuell inspeksjon var notert at topplokk med bolter og trykkavlastningsventiler var i «OK» forfatning går det frem av annen elektronisk kommunikasjon at det var registrert brukt en blanding av materialer og at det var identifisert korrosjon på nåleventiler på flere av ventiltrærne på Brage. Funnene var imidlertid ikke fulgt opp med arbeidsordrer for korrektivt vedlikehold.

Nåleventilene var verken omfattet av forebyggende vedlikeholdsprogram eller del av oppfølgingen av teknisk integritet av de fagansvarlige på land. Nåleventilen i toppen

på topplokk utgjør siste ventil mot eksternt miljø. Ventiler i ventiltre mot eksternt miljø skal ha null i lekkasjerate (NORSOK D-010 Annex C, tabell 33). For å verifisere at ventilen holder tett må den være underlagt vedlikeholds- og verifiseringsprosess.

Krav:

Aktivitetsforskriften § 45 om vedlikehold

Innretningsforskriften § 12 – Materialer

Aktivitetsforskriften § 46 om klassifisering

9.3 Roller og ansvar

Avvik

Roller og ansvar var ikke tilstrekkelig klarlagt og forstått av ledende og utførende personell med ansvar for ventiltreets tekniske integritet.

Begrunnelse

- OKEA gjennomførte i 2023 en intern revisjon for vedlikehold og barrierestyring hvor det blant annet ble identifisert mangler knyttet til ansvar og myndighet. Aksjonen var ikke lukket ved hendelsestidspunktet.
- Granskingen avdekket at ingen roller eller fag anså nåleventilen som sitt ansvarsområde.
- Intervjuer viste at det var ulik forståelse av hvem som hadde ansvar for oppfølging og vedlikehold av juletreet.
- Det var ikke tilstrekkelig definert hvem som hadde ansvar for å sikre driftsprosedyren for ventilttest av ventiltreet. Under intervju ble det fra offshorepersonell vist til prosedyren som var etablert av landorganisasjonen. Fra landorganisasjonen viste en til at det var Drift som var ansvarlig for å utarbeide driftsprosedyren (7.2.3).

Krav

Styringsforskriften § 6 – Styring av helse, miljø og sikkerhet 2. ledd

9.4 Mangelfull prosedyre

Avvik

OKEA hadde ikke sikret at prosedyrer for arbeid med trykkavlastning var utformet slik at de oppfylte sine tiltenkte funksjoner.

Begrunnelse

Valg av metode for trykkavlastning innebar at man jobbet på potensielt trykksatt volum i toppen av topplokk. Arbeidet skulle i henhold til OKEA sine egne krav vært omfattet av en egnet prosedyre. Prosedyren som var i bruk omhandlet ventilttesting, med fokus på testkriterier og akseptkriterier. Denne prosedyren la differensialtrykk over ventilene

til grunn, men dekket ikke trykkavlastning for å oppnå differensialtrykk. Dette viser at prosedyren som en benyttet ikke var tilstrekkelig for denne type arbeid. Se nærmere punkt 7.2.3.

Krav

Aktivitetsforskriften § 24 – Prosedyrer

9.5 Tilrettelegging av arbeid

Avvik

OKEA hadde ikke sikret at arbeidet med nåleventilen var lagt til rette slik at helseskadelig eksponering og uheldige fysiske og psykiske belastninger ble unngått for den enkelte arbeidstakeren, og slik at sannsynligheten for feilhandlinger som kan føre til fare- og ulykkessituasjoner ble redusert.

Begrunnelse

- I intervjuer og ved dokumentgjennomgang kom det frem at arbeidsoperasjonen ikke var vurdert med hensyn til tilkomst, fysisk/kjemisk risiko, ergonomisk belastning, risiko for fall og arbeid mot trykksattsystem.
- Det var ikke identifisert risikoforhold som hadde betydning for valg ved utførelse av arbeidsoppgaven
- Manglende risikovurdering av arbeidsmiljøet medførte at OKEA ikke hadde tilstrekkelig informasjon til å utforme en arbeidsinstruks eller prosedyre.
- Manglende kartlegging og risikovurdering av arbeidsoppgaven må anses å være bidragsyttere til at de enkelte arbeidstakere og skift ikke hadde en omforent forståelse av hvordan arbeidsoppgaven skulle løses slik at valgt løsning innebar minst mulig risiko.

Selskapet hadde ikke på bakgrunn av kartlegginger og risikovurderinger utarbeidet arbeidsinstruks eller prosedyrer for utførelse av arbeidsoppgaven som kunne bidra til at den mest risikoreduserende arbeidsmetoden ble valgt.

Krav

Aktivitetsforskriften § 33 - Om tilrettelegging av arbeid

9.6 Manglende trening og øvelser knyttet til beredskapshåndtering

Avvik

OKEA hadde ikke sikret at det er utført nødvendig trening og nødvendige øvelser for å håndtere fare- og ulykkessituasjoner.

Begrunnelse

Granskningen og dokumentgjennomgang viste flere mangler;

- Beredskapsorganisasjonen hadde ikke trent eller gjennomført øvelser på normalisering etter en hendelse.
- Prosessen med selvrappotering av kompetanse og verifisering av en overordnet var ikke fulgt opp.
- Det ble ikke mønstret i henhold til alarminstruks.

Krav

Aktivitetsforskriften § 23 – Trening og øvelser første ledd

Aktivitetsforskriften §77 – Håndtering av fare- og ulykkessituasjoner jf. punkt d)

9.7 Håndtering av fare- og ulykkessituasjoner

Avvik

OKEA hadde ikke sikret at nødvendige tiltak ble satt i verk så raskt som mulig ved hendelsen.

Begrunnelse

- SAR helikopteret ble kansellert for tidlig i beredskapen.
- Prosedyre for bruk av beredskapstavle ble ikke fulgt.
- Da sykepleier ikke hadde radio, var sykepleier ukjent med hendelsesforløpet når han traff IP1 i første etasje i LQ. Sykepleier var derfor ikke forberedt på relevant skademekanisme og involvert energi.
- Verken skadepotensialet hos IP1 eller potensiale for hydrokarbonlekkasje fra ventiltreet som nå manglet den siste utvendige barriere mot atmosfære, ble avklart før hendelsen ble avblåst som beredskapssituasjon. Skademekanisme ble ikke ettergått for korrekt å kunne bedømme involvert energi.
- Beredskapen ble avsluttet og personell ble bedt om å gå tilbake til jobben før situasjonen var avklart, og før det var foretatt grundige vurderinger av restpotensiale i hendelsen.
- Beredskapsplanen inneholdt en sjekkliste for normalisering etter en hendelse. Denne sjekklisen for normalisering var ikke brukt av beredskapsorganisasjonen i perioden etter hendelsen. Normalisering og debrief etter hendelsen var mangelfull, lite strukturert og manglende for flere direkte involvert personell, se kap. 6.
- Aksjonspunkt # 5 i sjekkliste for normalisering som beskriver aksjoner før entring av eksponert område ble ikke fulgt.

Krav

Aktivitetsforskriften § 77 – håndtering av fare og ulykkessituasjoner punkt d) og e)

Aktivitetsforskriften § 80 – kommunikasjon

10 Forbedringspunkt

10.1 Registrering av eksponering for hydrokarboner.

Det synes som at OKEA ikke i tilstrekkelig grad hadde sikret registrering av arbeidstakere som var eksponert for kreftfremkallende eller mutagene kjemikalier.

Begrunnelse

Til tross for at OKEA egne retningslinjer stilte krav til at arbeidstaker som på grunn av ulykke/uhell, uvanlig arbeidsoperasjon e.l. hadde blitt eksponert for kreftfremkallende kjemikalier, som benzen, skulle registreres, hadde ikke hendelsen blitt registrert. Tilbakemeldingen fra selskapet var at deres beregninger gitt konservativ oppholdstid på 5 minutter, viste at eksponeringen sannsynligvis ikke hadde gitt eksponering over grenseverdi (fullskifts yrkeshygieniske grenseverdi for 12 timers skift), og at det derfor ikke etter OKEAs krav var registreringspliktig.

Hav til sin vurdering er at OKEAs terskel for å registrere i eksponeringsregisteret fremstår høy.

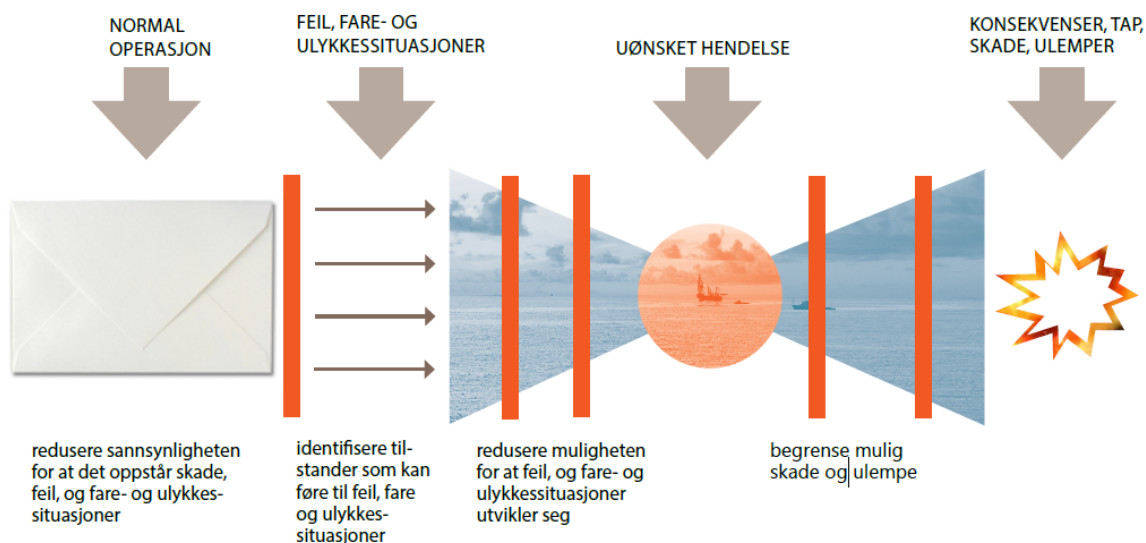
Hendelsen medførte en akutt eksponering. Havtils vurderinger har tatt utgangspunkt i de høyeste nivåene oppgitt i oversikter som ble mottatt i forbindelse med granskingen. Havtil har benyttet tommelfingerregel for korttidsgrenseverdi som blir oppgitt i arbeidstilsynets veiledning til forskrift om tiltaks og grenseverdier. Ved bruk av tommelfingerregelen utledes en korttids-grenseverdi (15 minutter) på 0,6 ppm for benzen.

Beregningene, om en anslår en eksponeringstid som er halvparten av OKEAs anslag på 5 min, og antar at øvrig eksponering i løpet 15 minuttene er ueksponert, et midlet eksponeringsnivå for den aktuelle IP over 1 ppm, noe som er godt over korttidsgrenseverdi for benzen.

Krav

Forskrift om utførelse av arbeid § 31-1 Register over arbeidstakere eksponert for kreftfremkallende eller mutagene kjemikalier og bly.

11 Barrierer som har fungert



Figur 9 Tradisjonelt barrierediagram – Fra Ptil barrierenotat 2017

I denne hendelsen var det brudd på flere barrierer på venstre siden av bowtie-diagrammet. På høyre siden av diagrammet fungerte følgende barriereelementer:

- SKR oppfattet kommunikasjon over radio og fulgte opp med umiddelbar stenging av barriereventiler i brønn A-20.
- SKR oppfattet melding på radio og initierte GA (generell alarm) som mobiliserte beredskapsledelsen.
- Beredskapslag og førstehjelpspersonell mønstret i henhold til instruks og ytelseskrav.
- Kommunikasjon med SAR fulgte protokoll.
- SAR beredskapen fungerte og brakte IP1 til land for medisinsk hjelp.

12 Diskusjon omkring usikkerheter

12.1 Manglende og mangelfull informasjon fra OKEA

Gransking krever mye informasjon, og ikke alt vi etterspurte ble levert. Endel dokumenter var skannede papirkopier av dårlig kvalitet. Det var inkonsistens mellom hva dokumentene skulle inneholde og faktisk innhold. Det har vært tidskrevende å innhente informasjonen fra operatøren.

12.2 Instrumentering og oppkobling av ventiltre.

Det er usikkerhet knyttet til instrumentering og oppkobling av det originale ventiltreet, og hvilket selskap eller hvilken divisjon, som i sin tid stod for arbeidet. Vår vurdering er at dette ikke har betydning for læringen og konklusjonen i denne rapporten.

12.3 Tidspunkt for installasjon av Kerotest nåleventil

Brage er en plattform som har byttet eier flere ganger siden installasjon. Den ble bygd av Hydro som fusjonerte med Statoil (senere StatoilHydro). Brage ble deretter solgt til Wintershall (senere Wintershall DEA) som igjen solgte den til OKEA. Det er usikkerhet knyttet til tidspunkt for installasjon av den aktuelle nåleventilen.

12.4 Korrosjonsprosess

Materialundersøkelsene tyder på at korrosjon til enhver tid har vært lokalisert i nedre del av gjengepartiet på nåleventilen. Det er ingen indikasjoner på utstrakt korrosjon på andre innvendige flater i ventilen. En forklaring kan være at fuktighet akkumuleres på endeflaten grunnet den geometriske utformingen og orienteringen av nåleventilen. Vanndråper blir hengende i nedre del, CO₂ løses opp i vannet og resulterer i CO₂-korrosjon.

DNV sin materialtekniske rapport gjør vurdering basert på at nåleventilen er installert i 1998. Grunnet usikkerheten om når den er installert (se 12.3) så kan korrosjonshastigheten være mye høyere enn indikert i DNV sin rapport. Kunnskap rundt dette er et viktig læringspunkt for å unngå fremtidige lignende hendelser.

12.5 Gjenstand som påførte IP1 skade

Det er usikkert om det var nåleventilen eller en av de to skiftenøkene IP1 benyttet til arbeidet, som traff vedkommende i ansiktet. Basert på skade, posisjon og hendelsen er det stor sannsynlighet for at det var nåleventilen, og dette er lagt til grunn i rapporten. Granskingsgruppen mener usikkerheten ikke utgjør betydning for funn, saksgang eller vurderinger i denne rapporten.

12.6 Mønstring og POB

Det ble oppgitt av POB var klarert kl. 07:50. Dette er samtidig med at SAR ble kansellert. Informasjon som kom frem under intervjuer tyder på at personell som ikke var del av beredskapslag på dette tidspunkt oppholdt seg i LQ1 for å bistå i beredskapen. Det knyttes derfor noe usikkerhet rundt tidspunkt for klarering av POB.

12.7 Gjenstander på skadested

Når granskingsteamet kom ut på plattformen var hendelsesområde sperret av, men ryddet. Grunnet dårlig vær (mye vind) hadde operatøren fjernet hjelm, skiftenøkler, nåleventilen og restene fra den ødelagte hjelmen. Det er usikkerhet knyttet til nøyaktig plassering av gjenstander, og dermed detaljer rundt hendelsesforløpet. Det er vår vurdering at det ikke påvirker læringen og funnene i rapporten.

13 Vurdering av aktørens granskingsrapport

Det var ikke del av gruppens mandat å vurdere OKEA sin granskingsrapport. OKEA gjennomførte gransking av hendelsen i henhold til sine interne styrende krav. Leveransen fra OKEA sin gransking ble dokumentert i form av en PowerPoint-presentasjon. Havtil har ikke gjort noen vurderinger av denne leveransen.

Havtil snakket med OKEA sitt granskingsteam i forkant av utreise.

14 Andre kommentarer

14.1 PED - Trykkdirektivet

I henhold til «Forskrift om trykkpåkjent utstyr» §3 underpunkt i) så gjelder denne forskriften ikke for ventiltrær i produksjonsbrønner.

15 Referanser

DNV AS Energy Systems. (2024). *Skadeanalyse Trykkavlastningsventil Brage ventiltre A-20, Rev. Draft A*. DNV.

Endsley, M. R. (1995). *Toward a Theory of Situation Awareness in Dynamic Systems*. *Human Factors Journal*.

Hendrick, K., & Benner, L. (1986). *Investigating accidents with STEP (Vol. 13)*.

Jones, D. A. (1992). *Principles and prevention of corrosion*. Macmillan Publishing Company.

Shengxi, L., & Et al. (2019). *CO2 Corrosion of Low Carbon Steel Under the Joint Effect of Time-Temperature-Salt Concentration*. *Frontiers in Materials*.

Vuppu, A., & Jepsen, W. (1994). *The effect of Temperature in Sweet Corrosion of Horizontal Multiphase Carbon Steel Pipelines*. SPE.

16 Figurliste

Figur 1 Kerotest nåleventil	5
Figur 2 Menneskelige faktorer i gransking	9
Figur 3 Skisse brønnhodedekk	10
Figur 4 Prinsippskisse for ventiltre på A-20	11
Figur 5 Teknisk tegning, ventiltre A-20	11
Figur 6 -Prosessteknikker sin arbeidsposisjon. Havtil rekonstruksjon	12
Figur 7 Slange til lukket avløp	24
Figur 8 DB&B-tralle	24
Figur 9 Tradisjonelt barrierediagram – Fra Ptil barrierenotat 2017	31

17 Vedlegg

17.1 Dokumenter som er del av granskingen

Dokumentnavn	Ekstra forklaring
Brage ATer 20-22 november 2023.pdf	Oversikt over arbeidstillatelser
12 + 27. Beredskapsplan Brage.pdf	
14 dagers arbeidsplan.pdf	
Områdetegning 30-1A-KE-P16-00005.pdf	
Områdetegning 30-1A-KE-P16-00004_09_L_2023-06-20_01 (1).pdf	
23 05 11 Ptil tilsyn OKEA overtakelse av Brage - Oppsummert presentasjonsmateriale fra OKEA.pdf	
Sjekkliste A-20.pdf	Visual Inspection report
Utføre arbeid i høyden (1107).pdf	Styrende dokumentasjon
Plattforminterne verifikasjoner (PIV).pdf	
Bilder topp brønner.pdf	
Slanger og Kuplinger.pdf	Styrende dokumentasjon
Arbeidsordre 501314 slanger sykkloner fra intervju.pdf	
Forbrukskontroll og koble til slange med kuplinger.pdf	Styrende dokumentasjon
Fremskaffe slange og kuplinger.pdf	Styrende dokumentasjon
Følge opp slange i midlertidig bruk.pdf	Styrende dokumentasjon
Koble fra og håndtere slange med koblinger etter bruk.pdf	Styrende dokumentasjon
Utføre periodisk kontroll av slange.pdf	Styrende dokumentasjon
Hand over well to Drilling or Well interventions (813).pdf	
Handover well to Operations.pdf	
Bilder A30 A38.pdf	
Hoke-Plug-Valves-7400-Series.pdf	Datablad på en ventil
Brage medarbeiderundersøkelse tilbakemelding Rapport_2023.pdf	
Brage_english_benchmark_41795_d4zt.pdf	Work Environment Survey 2017
Brage .pdf	Generell info om Brage
Gassdetektorer 21.11.pdf	Utslag på gassdetektorer
Granskingsrapport Gassutslipp (gasslekkasje fra spilloljetank) .pdf	
Samtlige skjema 2017-2023.pdf	Visual Inspection report
2377_001.pdf	Kontrollskjema brønn A-20
2019_196_rapport-OKEA-vedlikeholdsstyring-draugen.pdf	Ptil tilsynsrapport
2023 Storulykkesilsyn rev. 1 av 081123.pdf	Informasjon fra pågående tilsyn med Brage
Arbeide på instrumentrør fittings ventil-blokker og andre sammenkoblinger (1406).pdf	Styrende dokumentasjon
Arbeidsordre.pdf	Arbeidsordre for gjennomføre ventilttest
Audit Brage-AUD-23-0009101.pdf	
Audit Brage-AUD-23-0009176.pdf	
B30_1555033.pdf	Skisse brønnhode Brage
Beredskapsanalyse Brage.pdf	

Brenngass systemet.pdf	
Datablad på ventil.pdf	
Deltagerliste åpning og avslutning.pdf	
Dieselsystemet.pdf	
DNV Rapport No 2023-5441 Skadeanalyse trykkavlastingsventil Brage A-20 RevA.pdf	Draft rapport
Fagansvarlig Prosess.pdf	
Fakkel vent og trykkavlastning.pdf	
Ferskvannsystemet.pdf	
Gasskompresjon tørking og eksport.pdf	
Generelt om brønner.pdf	
Gjennomgang av hendelse (1).pdf	
Glykol regenerering.pdf	
Handover mellom boring og drift 68. 2377_001.pdf	
Instrument fire and gas layout MSF C04 Level 1 North - 30-1A-KE-I52-00007.PDF	
Instrument fire and gas layout MSF C04 Level 1 South - 30-1A-KE-I52-00008.PDF	
Instrument fire and gas layout MSF C04 Level 2 North - 30-1A-KE-I52-00017.PDF	
Instrument fire and gas layout MSF C04 Level 2 South - 30-1A-KE-I52-00018.PDF	
Introduksjon Brage drift.pdf	
Kjemikaliesystemet klorering og metanol.pdf	
Normalt trykksatte systemutstyr (170).pdf	
Opplæring M10.pdf	
Opplæring MSF.pdf	
Opplæring SKR.pdf	
Oseberg SAR.jpg	Logg fra Oseberg SAR
Performance Standard no 3 Gas Detection.pdf	
PIV13 Inspection Brage-INS-23-0004848 .pdf	
Plattformstruktur utstyrs plassering.pdf	
Prosesstekniker.pdf	Opplæringsoversikt
Prosjektkoding.pdf	
Seperasjon og råoljestabilisering.pdf	
Sjøvannsystemet.pdf	
System for behandling av oljeholdig vann.pdf	
PXL_20231126_054644757.jpg	
Test M10 ute.pdf	
Test of Safety Critical Elements (SCE) (9836) - Brage.pdf	
Test SKR.pdf	Arbeidsbeskrivelser drift, Brage
Trykkluftsystemet.pdf	Teorispørsmål
Utarbeide isoleringsplan (8859).pdf	
Utstyrs plassering.pdf	

Vanninjeksjon.pdf	
Åpent avløp.pdf	
Hydraulisk master og vingventil på brønn A-20.eml	Ventilposisjoner på aktuell brønn
SV Informasjon om risikovurdering og målinger av eksponering.eml	
TAMPEN SAR.jpg	Logg fra Tampen SAR beredskap
23. 24. Handover rapport Mikon 19112023 til 22112023.xls	
Utført Forebyggende vedlikehold Brønn A-20.xlsx	
Test_results from SAP_A-20.xlsx	
Rapportering av Svikt eller Feil Brønn A-20.xlsx	
Korrektive Arbeidsordre A-20.xlsx	Oversikt
M3 Activity Report brønn A-20.xlsx	
Endringsmeldinger Brønn A-20.xlsx	
FV-program og genererte åpne ordre Brønn A-20.xlsx	
WH_XT_oversikt.xlsx	
Brage_akseptkriterier.xlsx	Ventiltest krav
14. A-20 kjemikaliebruk.xlsx	
25. 2023 23 11 timerapport - tilsyn - driftspersonell.xlsx	
26 Oversikt faste møter Brage.xlsx	
37. Situasjonstavle 2.linje Brage hendelse.xlsx	
55. Logg egentrening 2023 fra DaWinci.xlsx	
2023 12 eksempel på Prosess-krav.xlsx	
2023 12 Kompetansestatus prosess.xlsx	
Annual Audit Plan 2023_ Brage.xlsx	
Brage_akseptkriterier_BRA_MNT_WIN_0498.xlsx	Ventiltest krav
Kopi av Isoleringsplan - forenklet klargjøring.xlsx	
Hendelse Brage 21 november Beredskapstavler.pptx	
Gjennomgang av hendelse (1).pptx	
Forberede SJA.docx	
Forhåndsgodkjenne arbeidstillatelse (AT) (383).docx	
Følge opp arbeid og avslutte arbeidstillatelse (AT) (798).docx	
Gjennomføre SJA-møte.docx	
Gjennomføre SJA-tiltak ved utførelse av arbeid (1096).docx	
Arbeidsbeskrivelse - Integritetstesting av brønnventiler.docx	
Arbeidsdokument Brage granskning personskade.docx	
Tilsynsrapport - OKEA Brage overtakelse(1) (002).docx	Ptil tilsynsrapport
SV_ Informasjon.msg	
SV_ Dokumenter ifm. med granskning.msg	
vurdering.PNG	Epost for vurdering av ventil på treecap
A20 SAS HMI.PNG	Alarmoversikt for A-20
Intervjuer offshore.png	
Ventiltest_12mai_2023.pdf	
Ventiltest_29sept_2022.pdf	

DEV-21-0049_Ctild.pdf	Avviksrapport for ringrom A-20
02.NCR-23-0031857_kntrlASV.pdf	NCR rapport A-20
Arbeidsordreplan for drift 08.11.23 - 21.11.23.pdf	
Performance Standard no. 10 Passive Fire Protection.pdf	
Performance Standard no. 10 Passive Fire Protection.pdf	
Audit Brage-AUD-23-0009176	
DNV Rapport No 2023-5441 Rev0	Endelig versjon av materialrapporten
Utrekk målinger fra C41, C42, MSF	

17.2 Oversikt over intervjuet personell og møtedeltagere

Informasjonen er unntatt offentligheten.

17.3 STEP diagrammene

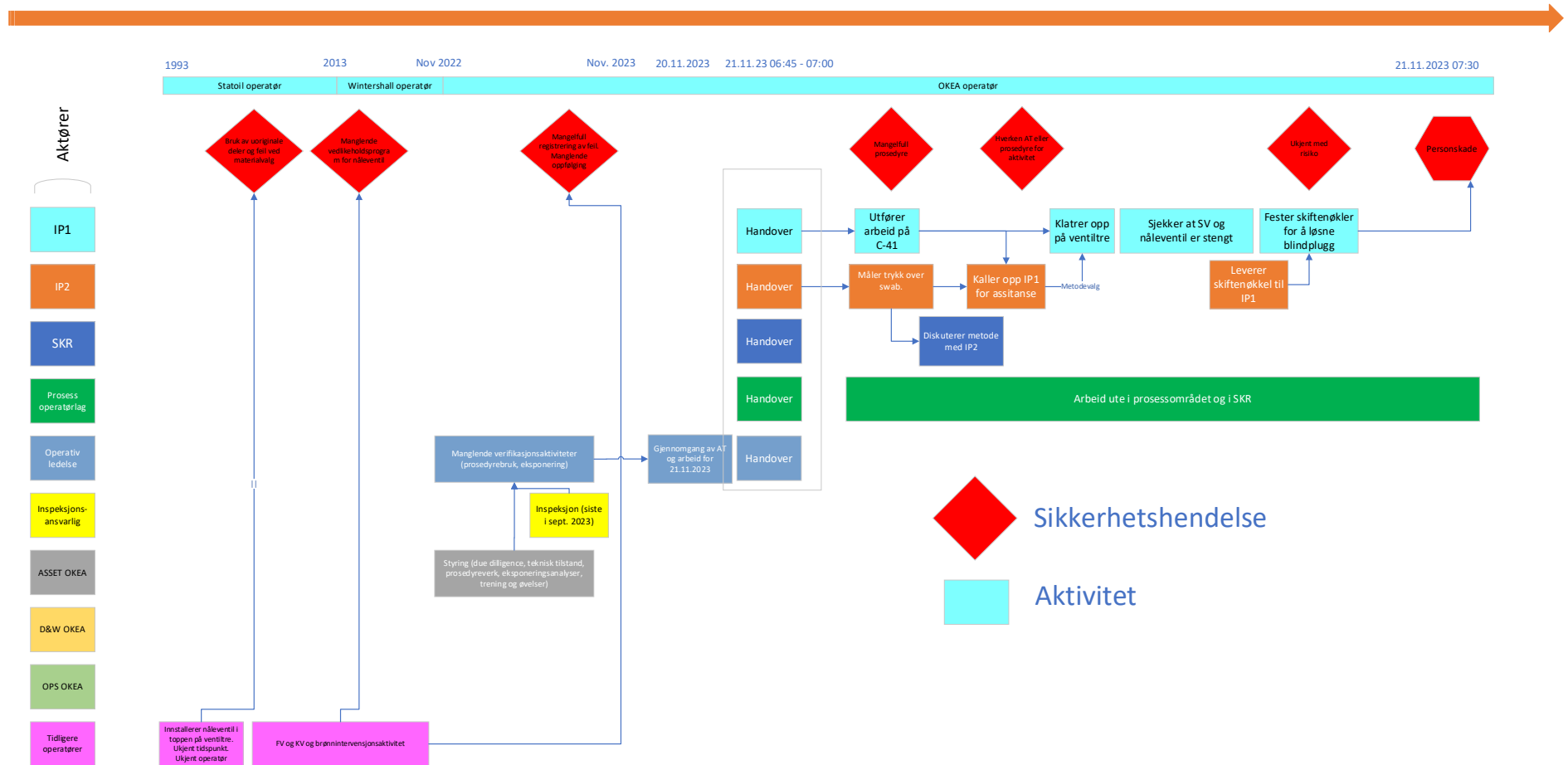
STEP diagrammene gir en oversikt over hendelsesforløp og aktører og er brukt av granskingsgruppen som et verktøy for å strukturere informasjon. Diagrammene er lagt ved for å illustrere dette.

Bakenforliggende ytelsespåvirkende faktorer som har bidratt til beslutninger og handlinger kommer ikke frem av diagrammene. Metodikken for denne analysen er beskrevet i kapittel 3.2

For mer informasjon om STEP metodikken – se f.eks. (Hendrick & Benner, 1986).

17.3.1

STEP diagram for the incident from personal injury



17.3.2

STEP diagram hendelsen etter personskaden

