

Granskingsrapport

Rapport	
Rapporttittel Gransking av oljeutslipp på Njord A 31.12.2024	Aktivitetsnummer 2025/9

Gradering	
☒ Offentlig	☐ Unntatt offentlighet

Involverte	
Lag A1	Godkjent av / dato Elin S. Witsø/ 4.11.2025
Deltakere i granskingsgruppen [Redacted]	Granskingsleder [Redacted]

Innhold

1	Sammendrag	4
2	Bakgrunnsinformasjon.....	5
2.1	Beskrivelse av innretning og organisasjon.....	6
2.2	Situasjonen før hendelsen.....	8
2.3	Forkortelser	8
3	Havindustritilsynets gransking.....	8
3.1	Granskingsgruppens mandat.....	9
3.2	Granskingsgruppen.....	9
3.3	Metode.....	9
4	Systembeskrivelser.....	10
4.1	Overordnet beskrivelse av separasjon- og produsertvannssystemet.....	10
4.2	Nivåkontroll (regulering og nedstengning)	12
4.2.1	Generelt	12
4.2.2	Måleprinsipp og kalibrering	13
4.2.3	Funksjonstesting av PSD (LALL).....	14
4.3	Driftsutfordringer	15
4.4	Ansvarsforhold ved testing og oppfølging av sikkerhetsfunksjon.....	16
5	Hendelsesforløp.....	16
6	Hendelsens potensial.....	18
6.1	Faktisk konsekvens.....	18
6.2	Potensiell konsekvens.....	18
6.2.1	Økt utslippsmengde	18
6.2.2	Mulighet for overtrykk i utstyr nedstrøms nivåkontrollventilen	19
7	Direkte og bakenforliggende årsaker.....	20
7.1	Direkte årsak.....	20
7.2	Bakenforliggende årsaker / drøftinger.....	20
7.2.1	Behov for manuell inngripen.....	20
7.2.2	Målekonsept og kalibrering av sikkerhetssystem og kontrollsystem	21
7.2.3	Oppfølging av sikkerhetsfunksjon	23
7.2.4	Mulighet for å fange opp hendelsen	24
7.2.5	Overgang fra prosjekt til drift	24
8	Revisjonsfunn.....	25
8.1	Avvik	25
8.1.1	Nivåmålerne i 1. trinns separator var ikke korrekt kalibrert	25
8.1.2	Mangelfull testing av sikkerhetssystemer	26
8.1.3	Mangler ved prosessikringssystem.....	27

	8.1.4 Enkeltfeil som påvirker både kontrollsystem og sikkerhetssystem.....	28
8.2	Forbedringspunkter:.....	29
	8.2.1 Mangelfull videreføring av forutsetninger fra prosjektfasen	29
	8.2.2 Regulering av prosessanlegget	29
9	Barrierer som har fungert:.....	30
10	Andre kommentarer	30
	10.1 Behov for manuell inngripen i kontrollsystemet for å bidra til stabil drift...	30
	10.2 Læring etter hendelsen	30
	10.3 Alarmnivå.....	31
11	Diskusjon omkring usikkerheter	31
	11.1 Bakgrunnen for ustabilitet i separasjonstoget.....	31
	11.2 Årsaken til at vann-nivå lavere enn 37% ikke ble målt	31
12	Vedlegg	33

1 Sammendrag

Den 31.12.2024 kl. 17:50 oppstod det et oljeutslipp fra Njord A plattformen. Equinor er operatør for Njord A.

Oljeutslippet kom som oljeholdig vann via systemet for behandling av produsertvann.

Nivåreguleringen i 1.trinns separator på Njord A har over tid vært krevende. Ustabilitet i vann/olje grensesjiktet (her kalt vann-nivået) har vært forårsaket både av variasjoner i strømningsrater inn til separatorene, og av svekkelser i nivåkontrollventilen som regulerer vannmengden ut av separatorene. Ustabiliteten har tidvis blitt håndtert gjennom manuell styring av nivåkontrollventilen.

I forkant av hendelsen opplevde kontrollrommet slik ustabilitet, og satte nivåreguleringen i manuell, og dermed nivåkontrollventilen i en fast posisjon, for å håndtere dette. Ved en feiltakelse ble ventilen stående i denne fastsatte posisjonen. Dette utløste hendelsen ved at det førte til at vann-nivået falt, og at olje etter hvert gikk sammen med vannet ut av separatorens vannutløp, via systemet for rensing av produsertvann og videre som utslipp til sjø.

Årsaken til hendelsen var at den etablerte barrieren mot utslipp, sikkerhetssystemet som skulle lukket nødavstengingsventilen på vannutløpet ved lavt nivå, ikke fungerte som tiltenkt. Nivåmåleren viste et feilaktig stabilt høyere vann-nivå enn set-punktet for nedstengning gjennom hele hendelsen, og vannutløpet ble dermed ikke stengt slik det skulle blitt gjort.

Det var ingen andre tekniske barrierer som kunne hindret utslippet.

En «online» olje-i-vann-måler måler normalt oljeinnholdet i produsertvannet før det slippes over bord. Måleren gir alarm med for høyt oljeinnhold i produsertvannet som slippes over bord. Dette er normalt et hjelpemiddel for kontrollrommet for å avdekke utfordringer i anlegget for behandling av produsertvann. Måleren var ute av drift på tidspunkt for hendelsen.

Utslippet ble oppdaget ved at en person ute i anlegget oppdaget uvanlig lukt og rapporterte dette inn til kontrollrommet. Områdeoperatør tok da en runde i felt, og meldte inn at det ble observert olje på sjø. Kilden til utslippet ble identifisert i løpet av ca 9 minutter, produsertvannsutløpet fra separatorene ble stengt og utslippet stanset.

Kontrollventilen ble satt i fast posisjon (regulatoren «satt i manuell») ca klokka 17:35. Equinor sin gjennomgang av prosessdata i etterkant av hendelsen viser at det er sannsynlig at selve utslippet startet ca klokka 17:50. Utslippet varte fram til ca klokka 20:10, da produsertvannsutløpet ble stengt.

Den faktiske konsekvensen av hendelsen er et pågående utslipp i 2 timer og 20 minutter. Oljeutslippet er estimert til om lag 75m³ basert på endring i målt oljerate til eksport i tiden før, under og etter hendelsen

Utslippet ble oppdaget ved en tilfældighet, og under andre omstendigheter kunne det ha tatt lengre tid før utslippet ble oppdaget, noe som kunne resultert i et større utslipp. Det er granskingsteamets vurdering at dersom utslippet ikke var blitt oppdaget på denne måten, er det sannsynlig at det ville blitt oppdaget av etablerte rutiner; som prosessoperatørens normale runde i anlegget eller ved rutinemessig manuell prøvetaking av produsertvann. Dette kunne økt utslippstiden til maksimalt ca 6 timer, og tilsvarende økning av utslippsmengden til om lag 200m³, dersom man antar konstant utslippsrate i perioden.

Gjennom granskingen har det kommet fram at nivåkontrollventilen manglet en vandrebegrensning som skulle vært installert for overtrykksbeskyttelse av nedstrøms utstyr. I dette tilfellet var den fastsatte ventilåpningen mindre enn det vandrebegrensningen skulle sikre, slik at tap av væskenivå i separatoren ikke ville resultert i overtrykk av nedstrøms utstyr. Vi ser imidlertid at mangelen på sikkerhetsfunksjonen i kombinasjon med stadig behov for manuell inngripen, under andre omstendigheter kunne resultert i overtrykk i nedstrøms utstyr.

Som en del av granskingen har vi vurdert direkte og bakenforliggende årsaker til hendelsen. Det er avdekket svakheter knyttet til kalibrering av nivåmåler, og til metode for funksjonstesting av sikkerhetssystem, noe som resulterte i at sikkerhetssystemet ikke fungerte som tiltenkt. Det er også identifisert forhold som begrenset muligheten for å oppdage hendelsen.

Vår gransking har påvist avvik knyttet til:

- Mangler ved kalibrering av nivåmålere
- Mangelfull testing av sikkerhetssystemer
- Mangler ved prosesskrings-system
- Enkeltfeil som påvirker både kontrollsystem og sikkerhetssystem

Videre har granskingen identifisert to forbedringspunkt knyttet til

- Mangelfull videreføring av forutsetninger fra prosjektfasen
- Mangelfull regulering av prosessanlegget

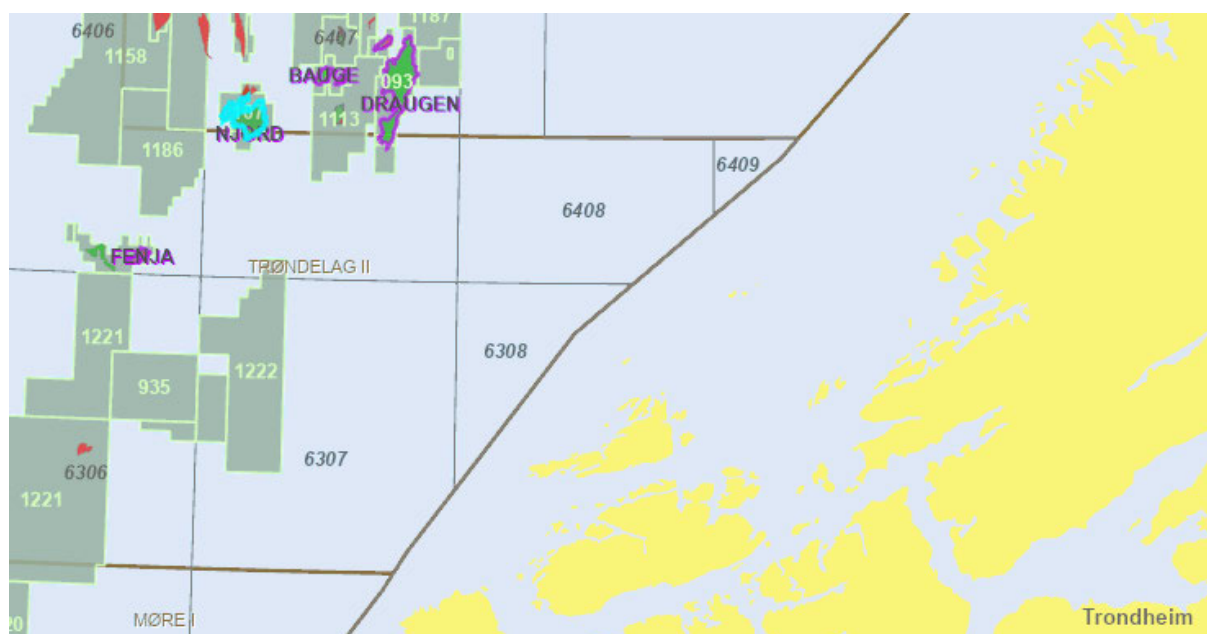
2 Bakgrunnsinformasjon

2.1 Beskrivelse av innretning og organisasjon

Njordfeltet er en del av utvinningstillatelsene PL107 og PL132 på Haltenbanken i Norskehavet, ca. 130 km nordvest for Kristiansund og 30 km vest for Draugen-feltet. Vanndybden i området er ca. 330 meter. Produksjonen startet i 1997. Feltet er bygd ut med en flytende stålinnretning med bore- og prosessanlegg, Njord A og lagerskipet Njord Bravo. Njord A er lokalisert over en rekke subsea-brønner som er knyttet til plattformen med fleksible stigerør. Gassen fra Njordfeltet eksporteres til Kårstø gassanlegg gjennom en 40km lang rørledning koblet til rørledningen Åsgard Transport.

For å foreta utbedringer og forlenge levetiden på feltene, ble Njord A og Njord Bravo slept til land for oppgradering og modifikasjoner i 2016 (Njord Future prosjektet). Produksjonen ble gjenopptatt i 2022.

Undervannsutbyggingen Hyme (PL348) som ble satt i produksjon i 2013 ligger 19 km nordøst for Njord A. De nye feltene Bauge (PL348) og Fenja (PL586) ligger henholdsvis 15 km nordøst og 31 km sørvest for Njord A, og ble satt i produksjon i 2023. Equinor AS er operatør for Njord, Hyme og Bauge. Vår Energi er operatør for Fenja.

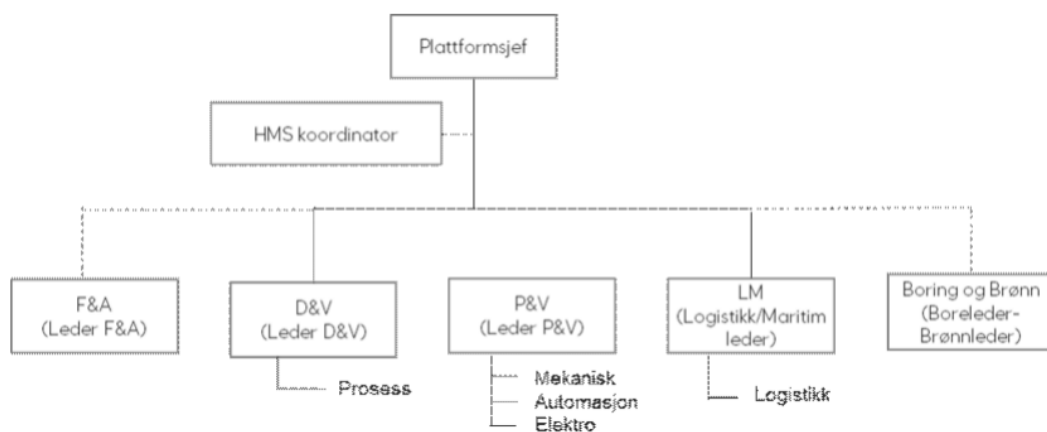


Figur 1 Lokasjon av Njord og Fenja (Kilde: Sokkeldirektoratet)

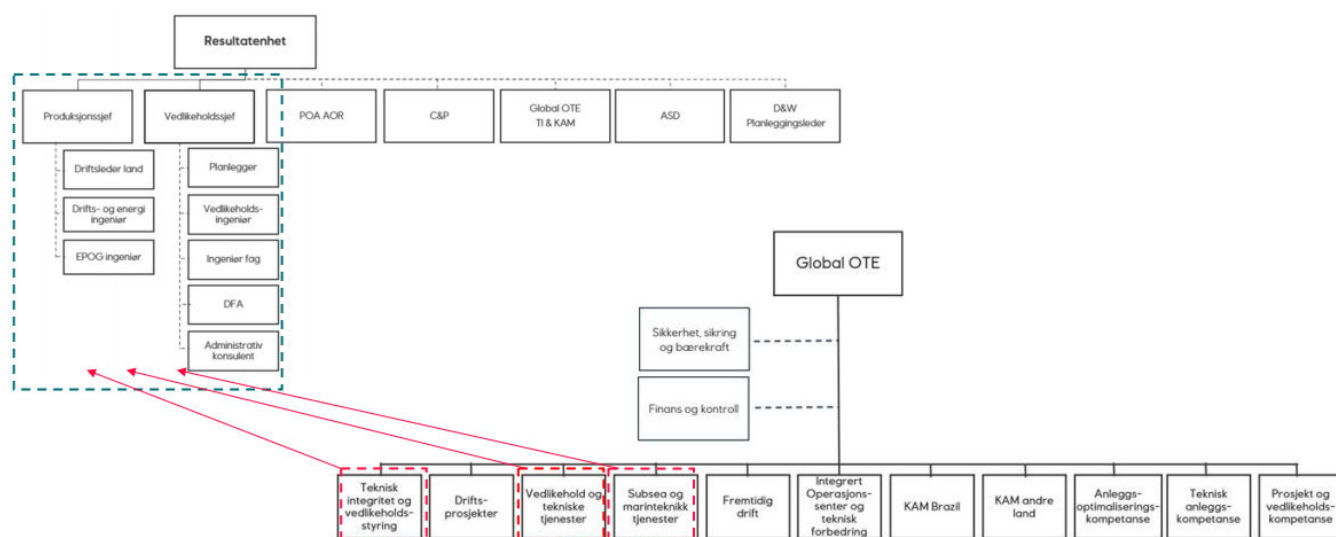
Njord ligger under Drift Nord områder (Heidrun og Njord) i Equinor sin organisasjon. Landorganisasjonen lokalisert i Kristiansund gir driftstøtte til Njord og Heidrun.

Teknisk støtte gis fra Equinors Global Operation Technology (GOTE) som er lokalisert i Stjørdal. GOTE består av ingeniørkorps som utfører tjenester til Njord og Heidrun.

GOTE har blant annet bistått med støtte til Njord ved oppstart av feltet etter Njord Future prosjektet. GOTE har dedikerte støttefunksjoner på prosess/prosessintegritet og vedlikehold for Njord, og er ansvarlig for oppfølging av teknisk integritet.



Figur 2 Driftsorganisasjon på Njord (Kilde Equinor)



Figur 3 Driftsorganisasjon på land og Global OTE (Kilde Equinor)

2.2 Situasjonen før hendelsen

På ettermiddagen nyttårsaften 2024 var Njord A i normal drift. Fenja produserte til 1. trinns separator, Bauge til testseparatoren. Kontrollrommet var, som normalt, bemannet med to SKR-operatører.

Operatørene opplevde en noe ustabil drift, og fra klokka 14:00 og fram til hendelsestidspunktet var det flere alarmer knyttet til nivåregulering i 1.trinns separator.

Det var ingen planlagte aktiviteter som foregikk i anlegget utover boring, og det nærmet seg skiftbytte mellom dag og natt.

2.3 Forkortelser

CFU	Kompakt flotasjonsenhet (Compact Flotation Unit)
CV	Strømnings koeffisient (verdi som beskriver kapasitet på ventil) Circulation volume
EV	Nødavstengingsventil (Emergency Shutdown Valve)
GOTE	Global Operations Technology
Havtil	Havindustritilsynet
HT	Høyt trykk
LAL	Alarm på lavt nivå (Level Alarm Low)
LALL	Tripp på lavt nivå (Level Alarm Low Low)
LT	Lavt trykk
OIV	Olje i Vann
PCS	Prosesskontrollsystemet (Process Control System)
PS	Ytelsesstandard (Performance Standard)
PSD	Prosessnedstengingssystemet (Process Shutdown)
SAP	Program for vedlikeholdsstyring
SKR	Sentralt kontrollrom
STEP	Metode for å analysere og visualisere hendelsesforløp over tid. Diagrammet viser flyten av informasjon mellom aktører som har vært involvert i hendelsen (Sequential Timed Events Plotting)
Vann-nivå (i separator)	Grensesjiktet mellom olje og vann i separatoren

3 Havindustritilsynets gransking

Den 01.01.2025 fikk Havindustritilsynet (Havti) varsel fra Equinor om hendelsen på Njord A. 07.03.2025 ble det gjennomført et møte hvor representanter fra Equinor ga en orientering om hendelsen. 10.03.2025 besluttet Havtil å granske hendelsen.

3.1 Granskingsgruppens mandat

Granskingsgruppens mandat ble etablert med bakgrunn i Havtil sitt myndighetsansvar relatert til operasjoner og systemer om bord på Njord A.

Vurdering av oljevernberedskap og utslippets konsekvens for ytre miljø dekkes av Miljødirektoratets ansvarsområde og omhandles derfor ikke i denne rapporten.

Følgende mandat ble besluttet for Havtils granskingsgruppe:

- a. *Klarlegge hendelsens omfang og forløp (ved hjelp av en systematisk gjennomgang som typisk beskriver tidslinje og hendelser)*
- b. *Vurdere faktisk og potensiell mengde for utslippet*
- c. *Vurdere direkte og bakenforliggende årsaker til utslippet, inkludert barrierer som ikke har fungert*
- 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 granskingsrapport*
- h. *Utarbeide rapport og oversendelsesbrev (eventuelt med forslag til bruk av reaksjonsmidler) i henhold til mal.*
- i. *Anbefale - og normalt bidra i - videre oppfølging*

3.2 Granskingsgruppen

Granskingsgruppen ble etablert med følgende sammensetning:



3.3 Metode

Granskingen ble gjennomført ved intervjuer av personell i landorganisasjonen som følger opp og støtter Njord A, og med driftspersonell og befaring i anlegget om bord på innretningen. Styrende dokumenter og annen dokumentasjon relevant for hendelsen ble gjennomgått og vurdert, inkludert utdrag av relevant informasjon fra

systemet for vedlikeholdsstyring (SAP) for involvert utstyr og data fra kontrollsystemet i perioden før og under hendelsen.

Granskingen har kartlagt faktorer som utløste hendelsen og bakenforliggende årsaker - herunder bakgrunn for beslutninger og adferd som har påvirket hendelsesforløpet.

Et STEP-diagram er utviklet for å vise viktige trekk i hendelsesutviklingen over tid og flyten av informasjon mellom relevante aktører som har vært involvert i hendelsen. Tidsperioden tar høyde for kjeden av informasjonsflyt/hendelser fra Njord Future-prosjektet mellom 2016-2022, oppstart av Fenja/Bauge i 2023 og frem til hendelsesdagen 31.12. 2024. Oljevernberedskapen er ikke inkludert i STEP-diagrammet, da dette ligger utenfor Havtils mandat.

4 Systembeskrivelser

4.1 Overordnet beskrivelse av separasjon- og produsertvannssystemet

Produksjonen på Njord A består av egen produksjon fra Njord feltet samt satellittfeltene Fenja, Bauge og Hyme.

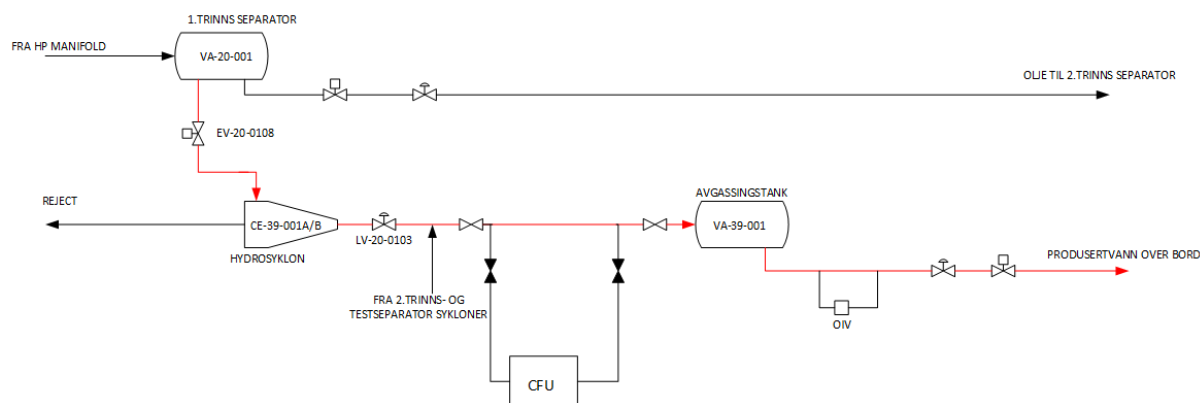
Produksjonen fra brønnene går enten via høytrykk (HT) eller lavtrykk (LT) produksjonsmanifolder til separasjonssystemet. Fra HT produksjonsmanifolden går brønnvæsken fra Njord HT brønner samt Fenja og Bauge, inn på 1. trinns separator (VA-20-0001), mens Njord LT brønner og Hyme går til 2. trinns separator (VA-20-0002).

Egenskapene til oljen fra de ulike feltene varierer, dette inkluderer blant annet tetthetsforskjell på oljen. Tetthetsvariasjon vil påvirke nivåreguleringen i separatorene, som nærmere beskrevet i neste kapittel. Oljen fra Baugefeltet har en lavere tetthet enn øvrig produksjon inn til Njord A.

Separasjonstoget på Njord A består av tre separasjoner i serie, i tillegg til en testseparator. Oljen stabiliseres gjennom separasjonstoget før den pumpes til Njord B. Gassen rekomprimeres og sendes i rørledning til Kårstø. Produsertvannet renses før det slippes til sjø. Det er vannavtak på 1.trinns separator, 2. trinns separator og testseparator.

Rensesystemet for produsertvann består av hydrosykloner, en kompakt flotasjonsenhet (CFU) og en avgassingstank.

En forenklet skisse av 1. trinns separator og produsertvannssystemet er vist i figur 3 under.



Figur 3 Forenklet skisse av 1.trinns separator og produsertvannssystemet

I 1. trinns separator separeres gass, olje og produsertvann. Produsertvannet må renses ytterligere for å møte renhetskravet for utslipp til sjø.

Første trinn i renseprosessen av produsertvann er hydrosyklonene hvor oljedråper fjernes fra vannet. Hver separator har to dedikerte hydrosyklonenheter, og kapasiteten til hver enkelt hydrosyklonenhet kan varieres gjennom å justere antall «linere» i enheten.

Drivkraften over syklonen er trykkforskjellen, noe som betyr at hydrosyklonen trenger et minimum av tilgjengelig trykkfall for å kunne fungere optimalt. Trykkfallet over syklonen er igjen en konsekvens av gjennomstrømningsmengden slik at antall «linere» optimaliseres i forhold til forventet strømningsmengde. Dersom strømningsmengden gjennom syklonen er for høy i forhold til antall «linere» installert kan det resultere i høyt trykkfall og erosjonsskader på «linerne». Ønsket driftsområde for de installerte «linerne» er trykkfall i størrelsesorden 5 – 6 bar, og trykkfallet bør ikke overstige 20 bar.

Fra utløpet av hydrosyklonene går vannet videre enten til CFU hvor flotasjonsprinsippet benyttes for ytterligere rensing, eller direkte til avgassingstanken. I avgassingstanken er det hovedsakelig frigjort gass fra vannet som separeres ut, men i tillegg kan eventuelle oljerester som samler seg på overflaten av vannet i avgassingstanken skummes av fra toppen. Ferdig rensert produsert vann fra avgassingstanken rutes over bord via en dumpecaisson.

Kvaliteten på produsertvannet følges opp ved å ta manuelle prøver hver 6. time. I tillegg er det en olje i vann måler på utløpet (OIV) av avgassingstanken som måler kontinuerlig olje i vanninnholdet og som gir alarm dersom oljeinnholdet overstiger 15 ppm.

Hendelsen oppsto i vannutløpet fra 1.trinns separator hvor oljeholdig vann ble ledet via produsertvann-systemet og over bord. Dette er indikert i rødt på skissen i figur 3.

På tidspunktet for hendelsen var det følgende status for systemet for produsertvannsbehandling:

- vannproduksjonen fra 1.trinns separator var i størrelsesorden $46\text{m}^3/\text{t}$
- samme antall «linere» installert i hver hydrosyklonenhet nedstrøms 1.trinns separator, og begge syklonenhetene var i drift
- Bauge produserte mot testseparator
- produsertvannet ble, som normalt, rutet direkte fra hydrosyklonene til avgassingstanken (bypass av CFU)
- OIV- måler var ute av drift.

4.2 Nivåkontroll (regulering og nedstengning)

4.2.1 Generelt

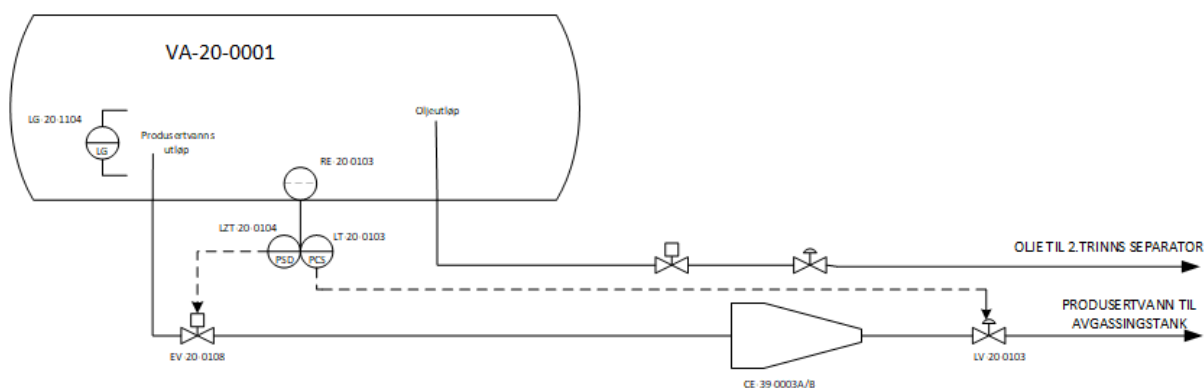
Innløpsseparatoren er en horisontal separator med en indre diameter på ca 3 m og en lengde på 9 m. Innløpet er fra siden. Det er installert «innmat» i separatorens som skal bedre separasjonen. Det er to gassutløp (et i hver side), og olje- og vannutløpet er på ulike høyder i separatorens.

Vann-nivået i 1. trinns separatorens styres av en nivåkontroller (LT-20-0103) som måler grensesjiktet mellom oljen og vannet (omtalt som «vann-nivå») og som styrer en kontrollventil (LV-20-0103) plassert nedstrøms hydrosyklonene i produsertvann-systemet.

Nivåmåleren (LZT-20-0104) er en del av prosess-sikkerhetssystemet (PSD). Den er innstilt for å måle vann-nivået, og skal trigge nedstengning dersom nivået enten blir for høyt eller for lavt. Høyt nivå (LAHH) stenger innløpet til separatorens og lavt nivå (LALL) stenger vannutløpet.

Det er montert et seglass (LG-20-1104) på separatorens for lokal avlesning av nivå, samt til bruk ved kalibrering og test av nivåmålere.

En skisse av 1. trinns separator med funksjoner for nivåkontroll og nedstengning er vist på skissen nedenfor:



Figur 4 Forenklet visning av nivåregulering og sikkerhetsfunksjoner for nedstengning på lavt vannnivå

I forbindelse med Njord Future-prosjektet ble det gjennomført noen modifikasjoner som en konsekvens av forventet økt produsertvannsmengde i forhold til opprinnelig design, dette inkluderte blant annet:

- Ny virvelbryter på vannutløpet, noe som hevet vannutløpet ca 10cm.
- Ny nivåkontrollventil på vannutløpet med større kapasitet (økt CV).

Fra prosjektfasen er det beregnet at strømningsmengden gjennom den nye kontrollventilen ved gassgjennomslag (gas blowby) overstiger kapasiteten på overtrykksbeskyttelsen på nedstrøms utstyr. I tillegg vil denne gassraten kunne medføre for høye belastninger på rørsystemet. For å håndtere dette, var det planlagt at ventilen skulle utstyres med en vandrebegrensning (travelstop) både mekanisk og logiskmessig for å begrense maksimum åpning på ventilen, slik at nedstrøms utstyr kan håndtere strømningsmengden ved gassgjennomslag. Slik vandrebegrensning har imidlertid ikke blitt installert.

4.2.2 Måleprinsipp og kalibrering

Nivåmåling, både for regulering og nedstengning, er basert på samme prinsipp, gammamåling.

Hovedprinsippet for målingen er at gammastråler sendes fra den ene siden av separatoren gjennom mediet i separatoren, til mottakere på andre siden. Gammastrålingen svekkes når den går gjennom ulike medier, og graden av absorbering av stråling er avhengig av tettheten på mediet. Produsertvannet har høyere tetthet enn olje. Mottakerne måler da den strålingsmengden som ikke har blitt absorbert og dette blir «oversatt» til et nivå.

For å sikre at strålingsverdien «oversettes» til rett nivå må måleren kalibreres. Under selve kalibreringen lages det en kalibreringskurve som er basert på utvalgte konkrete målepunkter hvor nivået som blir fysisk avlest på seglasset benyttes for å angi verdi.

For den øvrige del av måleområdet ekstrapoleres kurven basert på de målte verdiene og et definert null-punkt. Kalibreringskurven er ikke lineær, men har en S-form, noe som betyr at både antall reelle punkter og riktig definert null-punkt er viktige for å sikre en representativ kalibreringskurve for hele måleområdet.

Nivåmåleren ble kalibrert i etterkant av en funksjonstest i oktober 2024. Kalibreringskurven fra denne kalibreringen er ikke lengre tilgjengelig.

Målerne har en felles radioaktiv kilde og separate mottakere. Ved utførelse av kalibrering er det mottaker for nivåmåler for nedstengning (LZT-20-0104) som benyttes for utarbeidelse av kalibreringskurven. Kalibrering av nivåmåler for regulering (LT-20-0103) gjennomføres ved å verifisere at denne viser samme nivå som måler for nedstengning, noe som resulterer i at feilkalibrering vil påvirke både kontroll- og sikkerhetsfunksjonen.

4.2.3 Funksjonstesting av PSD (LALL)

Det er etablert et forebyggende vedlikeholdsprogram for å teste PSD-funksjonen til LZT-20-0104. Det er satt krav til årlige funksjonstester, og aktiviteter for disse er etablert i SAP, med henvisning til et vedlikeholdskonsept (TI0710-0005) som beskriver generisk hvordan test av PSD-funksjoner skal gjennomføres. Det foreskrives her at testing av trippnivå skal gjøres ved at prosessmediet påtrykkes (her: vann-nivået senkes til LL- nivået i tanken) for å bekrefte at logikken for LL blir aktivert. Det gis åpning for at «dersom det av praktiske årsaker ikke lar seg gjøre å teste sensor» kan man alternativt simulere inngangen til PSD-systemet.

Detaljer rundt praktisk gjennomføring av funksjonstesten, som krav til antall testpunkter eller hvor høyt eller lavt nivå som minimum skal testes, er ikke beskrevet i vedlikeholdskonseptet.

Verifisering av målenøyaktighet inngår også i funksjonstesten. Dersom målenøyaktigheten er utenfor det definerte akseptkriteriet på +/- 5% er det beskrevet at nivåmåleren må kalibreres på nytt.

Utførte tester skal dokumenteres gjennom teknisk tilbakemelding i SAP. For gjennomførte tester av LZT-20-0104 viser granskingen at det gjennomgående er rapportert at testene er «Done», med status «OK». Ingen av testene er registrert med behov for videre oppfølging eller avvikshåndtering. Det er ikke gitt noen tekniske tilbakemeldinger som angir antall målepunkt eller hvorvidt trippnivåene til PSD-systemet er simulert eller målt.

4.3 Driftsutfordringer

I tiden etter at ombyggingen av Njord A var ferdigstilt og produksjonen startet opp, har det vært driftsutfordringer som har forårsaket flere uplanlagte nedstenginger.

Utfordringene har i stor grad vært knyttet til gassbehandling / kompresjonssystemet, men også en viss grad til olje- og vannbehandlingen.

Omfattende arbeid har vært utført siden oppstart for å bedre stabiliteten i prosessanlegget, inkludert justering av reguleringsparametre i kontrollsystemet.

Fenja-produksjonen blir kontrollert gjennom to parallelle strupeventiler (choker) oppstrøms produksjonsmanifolden. Den ene choken på Fenja-manifolden har av og til vandret utilsiktet, noe som er sannsynlig årsak til opplevde væskeslugger inn til separatoren.

Det har tidvis vært krevende å møte krav satt til maksimalt oljeinnhold (ppm) i produsertvann til sjø (her kalt vannkvalitet), og også på dette området har det vært arbeidet aktivt med forbedring

Som følge av små vannmengder i det første året etter ombyggingen ble 1.trinns separator driftet som en to-fase-separator, uten vannavtak, og vannet fra første trinn ble sendt sammen med oljen for videre behandling i 2.trinns separator. I februar 2024 var vannmengden inn til 1.trinns separator økt, og vannavtaket ble åpnet. Dette bidro også til forbedring i vannkvaliteten.

For å oppnå mest mulig stabil drift, herunder vannkvalitet i tråd med krav og for å begrense erosjon i hydrosyklonene, har en praksis blitt utviklet hvor driftsoperatørene ved behov griper inn og aktivt hjelper kontrollsystemene i anlegget. Gjennom intervju og møter har det kommet fram eksempler på to driftsforstyrrelser som påvirker nivåreguleringen i 1. trinns separator og vannkvaliteten, og som tidvis har blitt håndtert ved å sette nivåreguleringen i manuell:

- Økt væskemengde inn på separatoren forårsaket av strømningsforhold oppstrøms separatoren (slughåndtering / chokevandring)
- Høyt trykkfall over hydrosyklonene

Chokene den senere tid blitt rensert og smurt slik at dette forholdet er forbedret.

Når det gjelder trykkfall over hydrosyklonene, har operatøren opplevd utfordringer knyttet til antall «linere» installert i syklonene, og til funksjonaliteten til nivåkontrollventilen som står nedstrøms syklonene. I september 2024 ble det etablert en notifikasjon som beskrev utfordringer med at nivåkontrollventilen i lange perioder opererer ned mot 4 – 15% åpning. Det ble også opprettet en notifikasjon for å få

vurdert hva som bør være kapasiteten (CV) på ny ventil i forhold til forventede vannprognoser og endring på antall «linere» installert. På tidspunktet for hendelsen var det ikke identifisert behov for kompenserende tiltak i forbindelse med behandling av denne notifikasjonen.

Som tidligere beskrevet har hydrosyklonene et definert driftsområde i forhold til trykkfall for å gi ønsket renseseffekt. Forhøyet trykkfall over syklonene har tidligere forårsaket erosjonsskader i hydrosyklonene, og det har ved to anledninger vært nødvendig å bytte «linerne» som en konsekvens av dette. Operatørene har derfor oppmerksomhet på å holde trykkfallet over hydrosyklonene under de anbefalte 20 bar, ved å begrense strømningsmengden gjennom dem. Ved å manuelt strupe nivåkontrollventilen, tvinges mer vann over til 2.trinns separator.

4.4 Ansvarsforhold ved testing og oppfølging av sikkerhetsfunksjon

Global Operations Technology (GOTE) har ansvar for oppfølging av sikkerhetsfunksjoner, og de har en dedikert gruppe som er ansvarlig for blant annet ytelsesstandarden for prosessikkerhet (PS 12). I dette inngår vurdering av testresultater, TIMP vurderinger og etablering av oversikt over barrieresvekkelser.

Metode (vedlikeholdskonsept) for testing og kalibrering av sikkerhetsfunksjoner for nivåkontroll etableres av GOTE, mens testing og kalibrering utføres av automasjonsteknikere med støtte fra driftspersonell på Njord.

5 Hendelsesforløp

Under hendelsen var Njord A i normal produksjon. Ut over pågående boring, pågikk ingen planlagte aktiviteter.

SKR-operatørene opplevde noe ustabilitet i 1. trinns separator, og valgte klokken 17:35 å sette ventilen på vannutløpet i «manuell» (fast åpning på 26%) for å styre vannmengden, og dermed redusere trykkfallet, over hydrosyklonene.

Ventilen ble ved en feil stående i denne posisjonen. Den hadde da en kapasitet som oversteg vannproduksjonen, noe som medførte at vann-nivået i separatoren sank i en sånn grad at olje begynte å gå ut sammen med vannet ca kl 17:50.

Det at vann-nivået i separatoren sank, ble ikke detektert av de relevante nivåmålerne. Verken kontrollsystemet ved LT-20-0103, eller sikkerhetssystemet ved LZT-20-0104, ga alarm eller nedstengingssignal. Utskrift fra systemene viser at nivået i perioden ble «avlest» og vist som rundt 37% for både LT og LZT, noe som er over både LAL (alarm) og LALL (nedstengings)-nivå.

Skiftbytte ble gjennomført klokken 19:00. Prosessoperatørene samlet seg hos fagansvarlig (FA) drift for å dele status og planlegge nattskiftets aktiviteter.

Utslippet pågikk i 140 minutter, gjennom skiftbyttet, før en person som oppholdt seg ute i anlegget kl. 20:01 meldte fra om lukt av «diesel». En prosessoperatør ble deretter sendt ut for å undersøke. Det ble bekreftet lukt av olje, og vedkommende kunne etter kort tid observere betydelige mengder olje på sjøen. Etter videre søk for å finne kilden, inkludert prøveuttak på hydrosyklonene, ble det avklart at oljeutslippet kom via produsertvann-systemet. SKR oppdaget klokken 20:10 at nivåkontrollventilen på vannutløpet (LV-20-103) var låst i åpen posisjon. Denne ble satt tilbake i automatisk modus, og nødavstengingsventilen (EV-20-0108) på vannutløpet ble stengt.

Plattformledelsen har bekreftet at de vurderte å stenge produksjonen da oljen ble observert på sjø. Imidlertid gikk søk og kartlegging av mulige kilder, med identifisering av årsak og stenging av utløpet, så raskt (9 minutter) at en produksjonsnedstenging ikke ble funnet å være hensiktsmessig.

Beredskapsorganisasjonen ble samlet kl 20:27, og aksjonerte videre ut fra DFU2 Akutt oljeutslipp. De varslet NOFO v /Stril Poseidon som tok over koordinering av oljevernberedskapsaksjonen, og SAR, som ankom feltet kl 21:49 og deretter startet kartleggingen av utslippet.

En tidslinje som viser sentrale hendelser / beslutninger er vist under - se vedlegg A for STEP-diagram og beskrivelse.

Dato	Tidspunkt	Hendelse/Erfaringer
2016-2024		<i>Før hendelsen</i>
2016-2022		Njord Future prosjektet gjennomføres; strukturelle forsterkninger og prosessoppgradering – tilrettelegging for tie-in av Fenja og Bauge
2022 – 2023		Njord A startes opp med modifisert anlegg og nye brønnstrømmer Njord Q4 2022, Bauge og Fenja april 2023
2023-2024		En del driftsforstyrrelser ved oppstart av nye felt, særlig i kompressortoget. Optimalisering av reguleringsparametre (inkl fjerning av «dødbånd») og overhaling av Fenja choker foregår for å bedre kontrollen. Ustabilitet i 1. trinns separator oppleves som større og mindre grad av «slugging»
Februar 2024		Start av vannavdrag fra 1. trinns separator etter økte vannmengder fra Fenja og nivåkontrollventilen på vannutløpet (LV-20-0103) tas i bruk.
Mars/april 2024		Erosjon i hydrosyklonpakken for 1. trinns separator førte til at «linerne» måtte byttes
September 2024		Notifikasjon etablert for utbedring av LV-20-0103. Ventilen har for høy kapasitet og er vanskelig å regulere (regulerer kun 4-15%). Notifikasjonen var ikke behandlet på hendelsestidspunktet

Dato	Tidspunkt	Hendelse/Erfaringer
Oktober 2024		FV program med testing og kalibrering av PSD nivåtransmittere i 1. trinns -, 2. trinns - og testseparator. Oljesammenstening fra de ulike feltene ikke hensyntatt, Lavt vann-nivå basert på simulert signal og ikke fysisk verifisert
November 2024		OIV-måler ute av drift. SKR får dermed ingen alarm dersom oljeinnhold i produsertvannet overstiger 15 ppm
November 2024		Notifikasjon etablert for utbedring av LV-20-0103. Ventilen har for høy kapasitet og er vanskelig å regulere (regulerer kun 4-15%). Notifikasjonen var ikke behandlet på hendelsestidspunktet
31.12.2024		<i>Under hendelsen</i>
		Normal drift denne dagen. Ingen pågående jobber
	14:00-17:35	Flere alarmer knyttet til forstyrrelser og ustabilitet i 1. trinns separator
	17:35-17:50	Vann-nivået i 1. trinns separator faller uten LAL - alarm eller LALL - nedstengingssignal og olje drives ut sammen produsertvann
	17:50	Antatt start av utslipp til sjø
	19:00	Skiftbytte
	20:01	SKR får melding om olje/diesellukt på dekk
		Feilsøking starter: 1) Olje på sjø oppdaget av uteoperatør 2) Tap av vann-nivå i 1. trinns separator observert i se-glass 3) Prøvetaking av hydroykloner
	20:10	LV identifisert som årsak til utslipp, og legges tilbake til automatisk funksjon. EV stenges. Utslipp til sjø stopper
	20:27	Beredskapsledelsen tar kontakt med SAR, og tar videre beredskapsaksjoner (ikke dekket av Havtils gransking)

6 Hendelsens potensial

6.1 Faktisk konsekvens

Hendelsen forårsaket et utslipp til sjø. Størrelsen på oljeutslippet er beregnet av operatøren til ca 75m³, basert på målt oljerate i tiden før, under og etter hendelsen. Granskingsgruppen har vurdert operatørens metode, og har ingen kommentarer til dette.

6.2 Potensiell konsekvens

6.2.1 Økt utslippsmengde

Tidspunktet utslippet ble oppdaget på var tilfeldig, og under andre omstendigheter kunne det tatt lengre tid å oppdage det, noe som kunne resultert i et større utslipp.

Utslippet ble oppdaget ved at en person ute i anlegget kjente en lukt som ble oppfattet som diesel, og meldte dette inn til SKR. Områdeoperatør tok da en runde ut i felt, og observerte olje på sjø rundt og under plattformen.

Siden skiftbyttet nylig var gjennomført da lukten ble oppdaget, var prosessoperatørene samlet i møterommet for å diskutere nattskiftets planlagte aktiviteter. De ville i henhold til normale rutiner gått ut i anlegget etter møtet. Det er vurdert som sannsynlig at de da, dersom forholdene ellers var like, ville oppdaget lukten, iverksatt feilsøking og stoppet utslippet. Vi anslår at utslippet med dette kunne foregått ca. 30 min lenger, og gitt en estimert total oljemengde på 90m³. ¹⁾

Det var rolige værforhold på hendelsestidspunktet. Dersom forholdene hadde vært annerledes, for eksempel med sterkere vind som førte utslippet og lukten av det bort fra plattformen, ville utslippet kunnet foregått lenger uten å bli oppdaget. Rutinene som er etablert for å måle oljeinnholdet i produsertvannet tilsier prøveuttak hver sjettime. Den siste prøven ble tatt før utslippet startet, og den neste var planlagt om lag kl 24:00. Det er sannsynlig at denne prøven ville ha avdekket at vannet var sterkt forurensset. Dette ville ført til feilsøking og påfølgende stenging av vannutløpet. Utslippet ville da ha vart i omlag 4 timer lenger, med en estimert total utslippsmengde av olje på 200 m³. ¹⁾

6.2.2 Mulighet for overtrykk i utstyr nedstrøms nivåkontrollventilen

Gjennom granskingen har det kommet fram at nivåkontrollventilen på vannutløpet av 1.trinns separator manglet vandrebegrensning, som skulle vært installert for overtrykksbeskyttelse av utstyrskomponenter nedstrøms nivåkontrollventilen. En overtrykksituasjon kunne oppstått dersom hele væsknivået i separatoren gikk tapt og man fikk gassgjennomslag (gasblowby) dersom ventilen hadde en åpning større enn det vandrebegrensningen skulle begrenset den til.

Åpningsgraden på kontrollventilen var imidlertid satt på 26%, som er lavere enn det vandringsbegrensningen skulle begrenset åpningen til. Selv om det i etterkant har vist seg at kontrollventilen hadde en erosjonsskade, og dermed hadde større gjennomstrømning enn det posisjonen skulle tilsi, er overtrykk i nedstrømsutstyr ikke vurdert å være en sannsynlig konsekvens av denne hendelsen. Granskingsteamet vil imidlertid påpeke at mangelen på denne sikkerhetsfunksjonen i kombinasjon med stadig behov for manuell inngripen, under andre omstendigheter kunne resultert i overtrykk i nedstrømsutstyr.

¹⁾ Basert på Equinor sitt estimat for utslippsmengde, og en antagelse om konstant utslippsrate

7 Direkte og bakenforliggende årsaker

Gjennom vurdering av fremlagt dokumentasjon og intervju med relevant personell, har granskingen kartlagt relevante aspekter ved systemer og praksis knyttet til måling av vann-nivået i 1. trinns separator, og til kalibrering og testing av sikkerhetssystemet.

7.1 Direkte årsak

Den utløsende årsaken til hendelsen var at nivåkontrollventilen på vannutløpet fra 1. trinns separator på Njord A ble stående i låst åpen posisjon etter en manuell intervensjon.

Årsaken til utslippet var at den etablerte barrieren, sikkerhetssystemet som skulle gitt nedstengning på tap av vann-nivå, ikke fungerte som tiltenkt. Det at nivået falt ble ikke oppdaget, og nødavstengingsventilen på vannutløpet ble ikke stengt.

Det er granskingsgruppens vurdering at årsaken til at nivåmåleren ikke målte reelt nivå, skyldes operasjonelle forhold knyttet til kalibrering og gjennomføring av funksjonstesting.

7.2 Bakenforliggende årsaker / drøftinger

Granskingen har avdekket flere elementer som har, eller kan ha hatt, betydning for at hendelsen oppsto og for varigheten av utslippet. Disse elementene beskrives i de følgende delkapitlene.

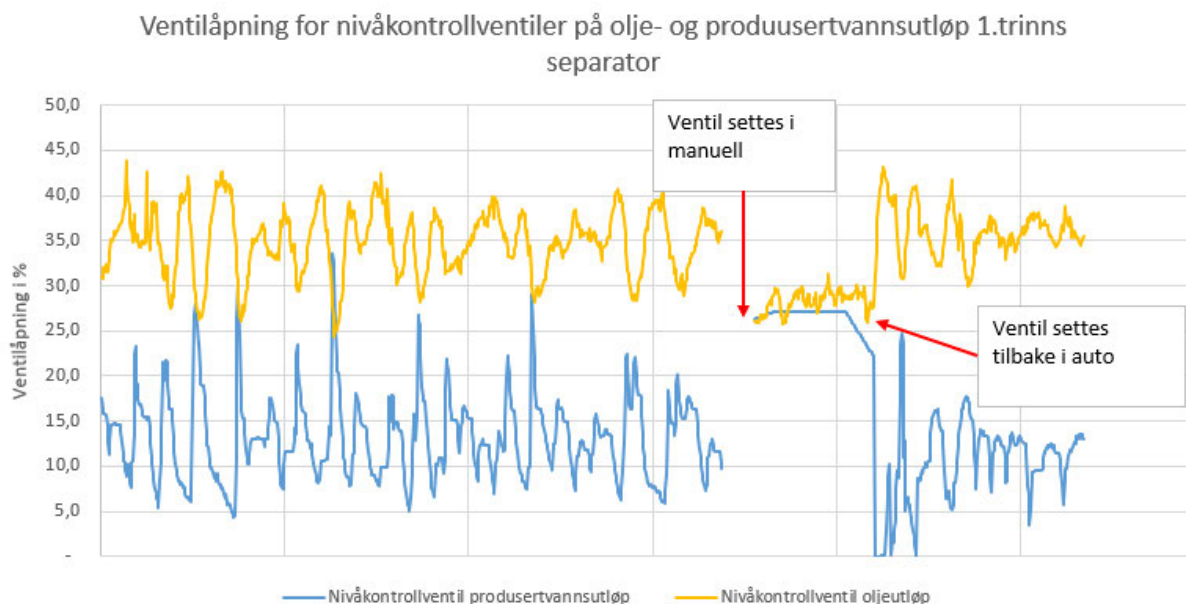
7.2.1 Behov for manuell inngripen

Som drøftet i avsnitt 4.3, har operatørene på Njord A opplevd driftsutfordringer som tidvis, og av forskjellige grunner, har resultert i behov for å sette kontrollfunksjoner i manuell for å håndtere driftsforstyrrelser.

Som foranledning til hendelsen ble kontrollventilen på vannutløpet satt fast posisjon. Hensikten med dette var å redusere trykkfallet over hydrosyklonene, for å hindre erosjonsskader på «linerne» i hydrosyklonene.

I tillegg til at ventilen er dimensjonert for et stort driftsområde, har det også i etterkant av hendelsen blitt avdekket at ventilen hadde en erosjonsskade som bidro til at ventilen i stor grad jobbet utenfor et optimalt reguleringsområde.

Mottatte data for ventilåpning for nivåkontrollventilene på olje- og vannutløp fra 1.trinns separator for 31.12.2024 er vist i figur 5 nedenfor. Det mangler data for perioden fra kl 11:00 til 18:00 på hendelsesdagen noe som er illustrert med brudd i kurvene.



Figur 5 Plott som viser ventilåpning for nivåkontrollventil for vann og nivåkontrollventil for olje

Figuren viser at i perioden nivåkontrollventilen for vann står i auto, varierer ventilåpningene mye, og at kontrollventilen for oljenivået da responderer for å kompensere for endringer i væsknivået. Vi ser videre at variasjonen på ventilåpning på oljeutløpet dempes i den perioden nivåkontrollventilen på vannutløpet står i manuell. Det er sannsynlig at erosjonsskaden på nivåkontrollventilen for vann, i kombinasjon med at ventilen er dimensjonert for en høyere vannrate, gjør at nivåreguleringen ikke fungerer optimalt. Dette gir svingninger både på nivå i separatoren, og på vannmengden ut av den.

En oversikt over alarmhistorikk i perioden før nivåkontrollventilen ble satt i manuell, viser at det fra kl 14:00 og fram til kl 17:35 har vært flere alarmer knyttet til vannnivået i 1.trinns separator.

7.2.2 Målekonsept og kalibrering av sikkerhetssystem og kontrollsystem

Under hendelsen viste både nivåmåler for kontroll og nivåmåler for prosessnedstengning samme vann-nivå. Målt nivå lå (feilaktig) stabilt på ca 37%

under hele hendelsesforløpet, noe som er høyere enn satt grenseverdi for både alarmnivå (LAL) og trippnivå (LALL). Det ble dermed ikke gitt noen alarm til SKR ved LAL-nivå og heller ingen alarm eller nedstengning på LALL-nivå. Dette førte til at olje uoppdaget fulgte med produsertvannet til sjø.

Gjennom granskingen har vi fått informasjon om to faktorer som kan ha bidratt til at nivåmålerne ikke detekterte det reelle vann-nivået:

- Feilkalibrering
 - Ikke tatt hensyn til tetthetsvariasjoner
 - Ikke kalibrert mot rett null-punkt
 - Ikke reelle målepunkter i nedre del av måleområdet
- Fasen på mediet
 - Olje og vann i blandet fase

På Njord A produseres det fra ulike felt, og tettheten på oljen varierer fra de ulike feltene. Dette vil igjen bety at dersom man produserer med en annen oljesammensetning enn det måleren er kalibrert for, vil den viste verdien ikke reflektere det reelle nivået i tanken. I etterkant av hendelsen har Equinor vurdert feilmargin som konsekvens av tetthetsforskjell på oljen til å kunne være opp mot 20%. Under hendelsen produserte Bauge-feltet, som er det feltet som har en lavere tetthet enn de øvrige oljene som produseres på Njord A, til testseparator.

Måleren ble kalibrert i oktober 2024. Kalibreringen tok ikke hensyn til et elevert vannutløp, og det er usikkert om ekstrapoleringen av kalibreringskurven tok hensyn til rett null-punkt. Kalibreringskurven for denne kalibreringen er ikke lenger tilgjengelig, men gjennom intervju kom det fram at det ikke ble gjennomført kalibreringspunkt ned mot trippnivå for måleren.

I etterkant av hendelsen (11.01.2025) ble det utført en jobb med å verifisere vannmåleren. Der ble det observert at avleste nivåmålinger i SKR aldri var lavere enn 33%, til tross for at det reelle nivået var tatt ned til ca 5%. Det ble da startet et arbeid for å definere hvordan måleren best kunne verifiseres og kalibreres. Den 23.03.2025 ble målerne kalibrert på nytt, ved at punkter i hele måleområdet ble sjekket og korrigert mot leverandørdata (normaliserte punkter / % verdi). Etter gjennomført kalibrering korresponderte avlest og målt nivå for alle målepunktene, noe som indikerer at måleren fungerer og at årsaken til tidligere svikt var feilkalibrering.

Under hendelsen ble nivåkontrollventilen manuelt satt i en posisjon som resulterte i en fast utstrømning fra vannutløpet. Mengden ut av vannutløpet var da større enn vannproduksjonen, noe som resulterte i at det etter hvert også ble dratt olje ut gjennom vannutløpet. Dette førte til en blanding av olje og vann i det som normalt er en vannfase, noe som kan ha bidratt til at målerne mistolket nivået.

Tetthetsvariasjoner, i kombinasjon med kalibreringsfeil og oljeinnholdet i produsertvannet, resulterte i at nivåmålerne viste høyere nivå enn det reelle nivået i tanken, og dermed aldri nådde de satte trippverdiene for LAL og LALL.

Ved fastsettelse av trippnivå (LALL) var det ikke tatt hensyn til mulige tetthetsvariasjoner, eller konsekvensen av oljemedrivning. Som et kompenserende tiltak rett etter hendelsen, ble set-punktet for LAL hevet til 40%.

7.2.3 Oppfølging av sikkerhetsfunksjon

Som beskrevet i kapittel 4.2.3, er LZT-20-0104 definert som et sikkerhetskritisk element i vedlikeholdssystemet, og er som sådan knyttet opp til et vedlikeholdskonsept for test av PSD funksjoner. Gjennomgang i vedlikeholdssystemet viser at programmet for årlig test er gjennomført etter oppstart av Njord Future-prosjektet. Tilbakemeldingen på gjennomførte tester i vedlikeholdssystemet er at test er gjennomført og «OK» - uten noen kommentarer.

Vedlikeholdskonseptet (i SAP) for funksjonstesting av transmitter i PSD beskriver at man kan simulere aksjonen uten å påtrykke prosessmedium (altså uten å senke nivået fysisk), dersom det av praktiske årsaker ikke lar seg gjøre å teste sensoren.

Gjennom intervjuer er det kommet frem at ved testing av PSD-transmitterne i separatorene på Njord A, «senkes vann-nivået så lavt som drift tillater». Automasjonsteknikerne utfører testene i felt, i dialog med kontrollromsoperatørene i SKR. Kontrollromsoperatørene har ingen definert rolle i testingen av dette sikkerhetssystemet ut over at de (etter å ha koblet ut nedstengingsfunksjonene) styrer vann-nivået opp og ned i tråd med forespørsler fra automasjonsteknikerne. Dette kan påvirke risikoforståelsen og dialogen under planlegging, og gjennomføring av testene. Kontrollromsoperatørene ønsker generelt ikke å senke nivået fysisk så lavt som til LALL, siden dette kan medføre at olje dras med i vannutløpet, og dermed øke sannsynligheten for økt konsentrasjon av olje i produsertvann til sjø.

Som følge av denne begrensningen simulerer automasjonsteknikerne tripp på LALL.

Testene gjennomføres ved dette med en metode som er i tråd med retningslinjer i vedlikeholdskonseptet (hvor det åpnes for at trippnivå kan simuleres), men metoden har svakheter som kan føre til at mulige mangler ikke avdekkes for eksempel feil i kalibrering eller feil i målerfunksjon.

I tilbakemelding av gjennomført test er det ikke beskrevet at testen er gjennomført uten å fysisk ta vann-nivået ned til trippverdien, og at aktivering av PSD-inngang kun er simulert. Det fremkommer heller ikke hvor mange punkter som er verifisert. Tilbakemeldingen på testen vil derfor ikke gi den som er ansvarlig for å følge opp

sikkerhetsfunksjonen («PS-ansvarlig» i GOTE) tilstrekkelig informasjon til å kunne vurdere eventuelle svekkelser på systemet, eller gi grunnlag for å be om at metoden justeres for å sikre fysisk test.

7.2.4 Mulighet for å fange opp hendelsen

Den eneste etablerte tekniske sikkerhetsfunksjonen som skal hindre utslipp av produsertvann med forhøyet oljeinnhold, er tripp på lavt vann-nivå i separatoren.

Noen kontrollfunksjoner i drift kunne imidlertid gi indikasjoner på at nivåreguleringen sviktet. I dette tilfellet var det ingen slike indikasjoner som ble fanget opp. Granskingen viste blant annet:

- Nivåmåler for PCS og PSD hadde samme måleprinsipp, var kalibrert på samme måte, og begge viste dermed feilaktig samme nivå under hendelsen. Det var derfor ingen mulighet for å oppdage feil på nedstengningsfunksjonen som en konsekvens av avvik mellom måler for regulering (PCS) og måler for nedstengning (PSD)
- Olje-i-vann-måleren (OIV) på utløpet av avgassingstanken, som ville gi alarm på grunn av for høyt oljeinnhold i vannet, var ute av drift da hendelsen inntraff.
- Det var flere alarmer på høyt differansetrykk over hydrosyklonene i perioden utslippet pågikk som kunne indikert høy vannrate ut av separatoren
- Nivåmålingen i separatoren «flatet ut» i perioden hvor LCV stod med fast åpning. Dette var unormal adferd og kunne gi informasjon om at noe var galt

Mulighet for å oppdage hendelsen var begrenset til rutinemessig prøvetaking av olje i vann (ble utført om lag hver 6. time), samt eventuell visuell observasjon av oljeutslipp på sjø.

7.2.5 Overgang fra prosjekt til drift

I forbindelse med Njord Future-prosjektet ble det gjort flere oppgraderinger i separasjon- og produsertvannsystemet, hvor konsekvensene ikke ble hensyntatt i drift.

Fra prosjektfasen var det planlagt at nivåreguleringsventilen for produsertvann skulle utstyres med en vandrebegrensning (travelstop) for å begrense maksimum åpning på ventilen, slik at nedstrømsutstyr kan håndtere strømningsmengden ved gassgjennomslag. Denne vandrebegrensning ble ikke installert.

I forbindelse med innfasing av Fenja og Bauge, ble 1.trinns separator oppgradert med virvelbryter på vannutløpet. Virvelbryteren gjorde at vannutløpet ble hevet ca 10 cm, noe som ikke ble hensyntatt ved nivåsetting.

Nivåmåleren ble kalibret ved bruk av vann og luft som en del av prosjektferdigstillingen i 2022. Vannavtaket på 1. trinns separator ble åpnet i februar 2024, før nivåmåleren ble kalibrert med reelle strømningsmedier.

Oljen fra Bauge, Fenja og Njord har forskjellig tetthet. Tettheten på mediet i separatoren vil påvirke nivåmålingen. Det var ikke i tilstrekkelig grad vurdert konsekvensen av hvordan mulig variasjon av blandingsforhold av de ulike oljene påvirker nivåmålingen, og behov for endring av set punkt på LALL og LAL for å sikre at de gir nødvendig beskyttelse for alle blandingsforhold.

Erfaringer fra oppstartsfasen og den første driftsperioden etter oppgraderingsprosjektet viser utfordring med ustabil drift og behov for korrigeringer, blant annet på reguleringsparametre. Vi har mottatt informasjon i granskingen som viser at det i produsertvannsystemet, allerede etter et par måneders drift, ble erfart erosjonsskader på «linere» og ventil.

8 Revisjonsfunn

Vi har to hovedkategorier av revisjonsfunn:

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

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

Avvik og forbedringspunkt fra HMS-regelverket som er knyttet til hendelsen er identifisert og begrunnet i kapittel 8. Andre forhold som etter granskingsgruppens vurdering ikke har en sannsynlig påvirkning på hendelsesforløpet, men som gruppen allikevel anser som relevante å påpeke er kort drøftet i kapittel 10.

8.1 Avvik

8.1.1 Nivåmålerne i 1. trinns separator var ikke korrekt kalibrert

Avvik

Barrieren som var etablert for å avdekke lavt vann-nivå i 1. trinns separator var ikke i stand til å identifisere tilstander som kunne føre til feil, fare- og ulykkessituasjoner

Krav:

Styringsforskriften §5 om barrierer, første ledd bokstav a).

Begrunnelse:

Ved kalibrering og fastsettelse av tripp-nivå for nivåmålere på vann-nivået, ble forutsetninger som påvirker måleresultatet ikke tatt tilstrekkelig hensyn til. Nivåmåleren, og det fastsatte trippnivået på lavt vann-nivå i separatoren, ga dermed ikke nødvendig beskyttelse.

Følgende fremkom gjennom intervju og mottatt dokumentasjon:

- a) Det var ikke tatt hensyn til tetthetsvariasjoner for de ulike oljene som produseres på Njord A ved fastsettelse av trippnivå
- b) Ved kalibrering i oktober 2024 ble det ikke tatt hensyn til betydningen av mulige variasjoner i tetthet på mediet
- c) Kalibrering ble ikke gjort med fysiske målinger i hele måleområdet, og ved ekstrapolering av kalibreringskurven ble det ikke verifisert korrekt null-punkt.
- d) Måleren ble, som del av ferdigstilling etter ombyggingen, kalibrert ved bruk av vann og luft. Vannavtak ble åpnet i februar 2024 uten at nivåmåler ble kalibrert for dette. Anlegget var dermed i drift i ca 6 mnd, uten at måleren var kalibrert.

8.1.2 Mangelfull testing av sikkerhetssystemer

Avvik:

Det var mangler ved den beskrevne fremgangsmåten for testing av deler av sikkerhetssystemet på Njord A, noe som førte til at sviktmodi ikke ble identifisert, korrigert eller rapportert.

Krav:

Aktivitetsforskriften §47 om vedlikeholdsprogram, andre ledd, jfr aktivitetsforskriften §24 om prosedyrer, andre ledd.

Begrunnelse:

Vedlikeholdsprosedyren, og gjennomføring av funksjonstest, sikret ikke at etablert sikkerhetsfunksjon mot tap av vann-nivå fungerte som tiltenkt. Svekkelser ble ikke avdekket.

- a) Det generiske vedlikeholdskonseptet (TI0710-0005) som ligger i SAP, og er relevant for testing av nivåmålere i PSD-systemet (her: LZT-20-104), åpner for å simulere, heller enn å fysisk teste, at nivåmåleren slår ut på definert nivå. Simulering kan ifølge beskrivelsen gjøres dersom det av praktiske årsaker ikke lar seg gjøre å teste sensor. Det er ikke definert hva som ligger i «praktiske årsaker», og heller ikke klargjort hvorvidt bruk av en slik alternativ testemetode skal drøftes med, eller kommuniseres til, ansvarlig fagavdeling (PS-ansvarlig) i støtteorganisasjonen (GOTE), eller på annen måte avvikshåndteres. Konseptet åpner med dette for en test som er mangelfull både med hensyn på å bekrefte om sikkerhetsfunksjonen fungerer, og med tanke på å sikre informasjon om dette til PS ansvarlig.

Årlig testing av LZT-20-0104 er gjennomgående testet i felt, uten at det fysiske vann-nivået er senket til LL-nivået.

- b) Testing er gjennomført, og resultatene rapportert som utført og i orden («done» og «OK»), uten at usikkerheten som ligger i bruk av «alternativ metode» er drøftet eller kommunisert til PS-ansvarlige i GOTE. PS-ansvarlig får dermed ikke informasjon om at LALL ikke er fysisk testet, og at de dermed ikke har fått verifisert aktivering av PSD. Dette gir mangelfullt grunnlag for deres evaluering av PS12 i forbindelse med deres barrierevurdering/TIMP-gjennomgang.
- c) Det er kontrollromsoperatørene (SKR) sin beslutning om hvor langt de vil senke vann-nivået som avgjør om automasjonsteknikerne kan gjennomføre fysisk testing av LSLL, eller om de må simulere dette. Kontrollromsoperatørene (SKR) har imidlertid ikke en formell rolle i arbeidsordren / testprosedyren for funksjonstest av dette sikkerhetssystemet. Dette kan påvirke risikoforståelsen og dialogen under planlegging og gjennomføring av testene.
- d) Vedlikeholdskonseptet presiserer at det ved avvik +/- 5 % mellom referanse og målt verdi, skal utføres kalibrering på en separat aktivitet. Usikkerheten i målekonseptet pga tetthetsvariasjoner er større enn angitt akseptvariasjon. Under befaring i felt observerte granskingsgruppen at tilkomst til og utforming av, se-glasset som dekker separatorens vann-nivå (LG-20-1104) gjør at det vil være praktisk svært krevende å identifisere et slikt avvik. Ingen av de gjennomførte testene har identifisert noen slike avvik.
- e) Det samme måleprinsippet og tilsvarende testrutiner er i bruk på andre trinnseparator (VA-20-002) og testseparator (VA-13-001). Testing av LALL-nivå på vannsiden har vært gjennomført på samme måte der.

8.1.3 Mangler ved prosessikringssystem

Avvik

Det var mangler knyttet til kravet om to uavhengige sikringsnivåer mot overtrykk i deler av produsertvannssystemet

Krav

Innretningsforskriften §82 nr 2, jfr forskrift om prosess- og støtteanlegg i petroleumsvirksomheten fra 1992; §40 om trykkbeholdere og atmosfæriske beholdere, tredje ledd

Innretningsforskriften § 82 nr 2, jfr forskrift om sikkerhets og kommunikasjonssystemer fra 1992; § 19 om prosessikringssystem

Begrunnelse

Det var mangler knyttet til overtrykksbeskyttelse av utstyr nedstrøms nivåkontrollventilen i produsertvannsystemet.

I mottatt systemdokumentasjon for separasjonssystemet er det beskrevet at «gas blowby» via nivåkontrollventil på vannutløpet fra 1.trinns separator kan resultere i strømningsmengder høyere enn det overtrykksbeskyttelsen på nedstrøms utstyr kan håndtere. Strømningsraten kan også resultere i vibrasjonsutfordringer på nedstrøms rør. For å ivareta dette scenariet, er det i systemdokumentasjonen beskrevet at det skal installeres en vandrebegrensning på ventilen for å begrense strømningsraten til det nedstrøms beskyttelsesutstyr kan håndtere. Denne vandrebegrensningen var ikke installert.

8.1.4 Enkeltfeil som påvirker både kontrollsystem og sikkerhetssystem

Avvik

Systemet for nivåkontroll og prosessikring av vannnivå i 1.trinns separator var utformet med en avhengighet slik at feilkalibrering ga uakseptable konsekvenser i form av oljeutslipp.

Krav

Innretningsforskriften § 82 nr.2 jf forskrift om prosess- og støtteanlegg i petroleumsvirksomheten fra 1992; §13 om generelle krav til sikkerhet, andre ledd

Begrunnelse

Det er samme målekonsept for nedstengningsfunksjon og nivåkontroll på vann-nivået på trefaseseparatorene på Njord A.

Ved kalibrering blir nivåmåler for nedstengning (i PSD) kalibrert, mens det for nivåmåler for kontroll (PCS) kun gjøres en vurdering for å bekrefte at måler viser samme verdi som nivåmåler for nedstengning.

Metoden for kalibrering av nivåmålere for vann-nivå på separatoren resulterer i at feilkalibrering dermed påvirker både tripp-funksjonen og reguleringsfunksjonen. En konsekvens av slik feilkalibrering kan resultere i et oljeutslipp.

Se også avvik 8.1.2 om at metoden som ble benyttet for test av tripp-funksjon heller ikke vil fange opp feilkalibreringen.

8.2 Forbedringspunkter:

8.2.1 Mangelfull videreføring av forutsetninger fra prosjektfasen

Forbedringspunkt

Oppdateringen av styrende dokumenter, inkludert tekniske driftsdokumenter fremstår som mangelfull.

I forbindelse med modifikasjoner ble mangler knyttet til overtrykksbeskyttelse av utstyr nedstrøms nivåkontrollventilen i produsertvannsystemet ikke korrigert

Krav

Styringsforskriften § 5 om barrierer, siste ledd

Aktivitetsforskriften §20 om oppstart og drift av innretninger andre ledd bokstav b)

Begrunnelse

Gjennom granskingen har det kommet frem mangler knyttet til det å sikre at endringer i forutsetninger for drift av Njord A, etter Njord Future-prosjektet i tilstrekkelig grad har blitt ivaretatt.

I granskingen har vi sett følgende:

- a) I systemdokumentasjonen er det beskrevet et behov for vandrebegrensning på nivåkontrollventil nedstrøms hydrosyklonene for å sikre overtrykksbeskyttelse av nedstrøms utstyr. Behovet er en konsekvens av en ny kontrollventil med større kapasitet enn opprinnelig design, dimensjonert for et mulig framtidig lavtrykks case, og som dermed kan åpne for en høyere gassrate ved tap av væsknivå. Som omtalt i avvik 8.1.3 var denne vandrebegrensningen ikke installert. Ved modifikasjon på ventilen i etterkant av hendelsen ble det installert en ny trim med samme kapasitet som tidligere. Det ble ikke installert vandrebegrensning på ventilen i forbindelse med denne modifikasjonen.
- b) Flowassurance-vurderinger for Fenja i prosjektfasen har identifisert behov for slug-håndtering under enkelte strømningsforhold. Det er lagt fysisk til rette for dette gjennom valg av choker med mulighet for aktiv slugkontroll og gjennom tilrettelegging for bruk av gassløft, men disse tiltakene er ikke inkludert i systembeskrivelser eller operasjonsprosedyrene for Njord A.

8.2.2 Regulering av prosessanlegget

Forbedringspunkt

Det kan synes som at prosesskontrollen for regulering av vannnivå i 1.trinns separator ikke var tilpasset produksjonsbetingelsene, noe som kan øke sannsynligheten for prosesshendelser.

Krav

Styringsforskriften § 4 om risikoreduksjon, første ledd

Begrunnelse

Gjennom granskingen har det kommet fram at svekkelser på nivåkontrollventil resulterte i at regulering av vannivå i 1. trinns separator var utfordrende. Det var ikke vurdert behov for kompenserende tiltak for dette.

I september 2024 ble det opprettet en notifikasjon knyttet til utfordringer med nivåkontrollventil på vannutløpet fra første trinns separator. I beskrivelsen er det nevnt at ventilen i stor grad opererer i et område der ventilen har liten reguleringseffekt. Mottatte logger fra viser at posisjon på nivåkontrollventilen svinger. Det var samtidig svekkelser på utstyrskomponenter som kunne bidratt til å avdekke driftsforstyrrelser (OIV ute av drift).

9 Barrierer som har fungert:

Som beskrevet i kapittel 7.1, sviktet den eneste tekniske barrieren som kunne hindret utslippet.

Det er rimelig å anta at etablerte operasjonelle rutiner, som driftoperatørenes runde i felt og prøvetaking hver sjette time, ville ha detektert utslippet.

Da utslippet ble observert på sjø var det effektiv feilsøkning som førte til at utslippet ble stanset.

10 Andre kommentarer**10.1 Behov for manuell inngripen i kontrollsystemet for å bidra til stabil drift**

I oppstartsfasen etter ferdigstilling oppgraderingsprosjektet på Njord A og tilknytning av nye felt, har det vært utfordringer med ustabil drift og uplanlagte nedstigninger, særlig i gassbehandling/ kompresjonssystemet. Teknisk støtte fra land vært ressurskrevende i denne fasen, og manuelle justeringer i kontrollsystemet har vært nødvendig for å oppnå stabil drift.

10.2 Læring etter hendelsen

Sentrale bakenforliggende årsaker til hendelsen er knyttet til valg av metode for nivåmåling, og til kalibrering og testing av disse. Gjennom granskingen bekreftet operatøren at det har vært, og vil bli tatt, videre initiativ for å bidra til at læring på disse områdene blir delt i eget selskap og med andre i industrien.

10.3 Alarmnivå

Gjennom granskingen har vi mottatt informasjon om antall stående alarmer samt nye alarmer i pr time. Tallene viser at antall stående alarmer var høyere enn Equinor sine egne krav.

Antall nye alarmer pr time var i hovedsak innenfor kravene men det var et stort antall «støy» alarmer forårsaket av to stk utstysfeil som ikke var filtrert bort. Et høyt antall alarmer selv om de ikke er relevante kan ha påvirke muligheten til å oppdage relevante alarmer.

11 Diskusjon omkring usikkerheter

11.1 Bakgrunnen for ustabilitet i separasjonstoget

Gjennom granskingen har det kommet frem informasjon om at det var utfordringer med ustabile driftsforhold i 1.trinns separatoren (omtalt som «slugging»). Det er noe uklarhet rundt hvorvidt denne ustabiliteten skyldes innkommende væskeplugg fra brønnene, oppsamling av væskeplugg i bunnen av stigerørene eller ustabilitet lenger nede i produksjonen.

SKR-operatørene opplevde tidvis behov for manuell kontroll av nivåkontrollventilen for å «hjelpe» systemet; både for å holde vann-nivået relativt stabilt, og for å begrense raten gjennom hydrosyklonene og dermed unngå erosjon av «linere».

Informasjon fra kontrollsystemet i perioden fra kl 11:00 til kl 18:00 er ikke tilgjengelig. Det er derfor usikkert om variasjonen i nivå på hendelsestidspunktet, i tillegg til dårlig funksjonalitet på nivåkontrollventilen, også skyldes innkommende «slug'er».

11.2 Årsaken til at vann-nivå lavere enn 37% ikke ble målt

Gjennom granskingen har det kommet frem flere elementer knyttet til utfordringer med nivåmålingen. Tetthetsvariasjoner på oljen, kalibreringsfeil og strømningsregime (mixed phase) under hendelsen, kan ha påvirket at målerne ikke avdekket det reelle nivået.

Basert på punktene under er det rimelig å anta at det var feilkalibrering / definering av måleområde som var hovedårsaken til at nivået ikke sank under 37% under hendelsen:

- Verifisering av nivåmåler i etterkant av hendelsen viste at avlest nivå i SKR ikke sank under 33%, til tross for at nivået ble senket ned til tilnærmet tom vannside

- Etter ny kalibrering i 23.03.2025, hvor det ble sjekket punkter i hele området og korrigert mot leverandørdata (normaliserte puler / % verdi), viste sjekk ute i felt mot se-glass at alle målepunktene stemte bra.

12 Vedlegg

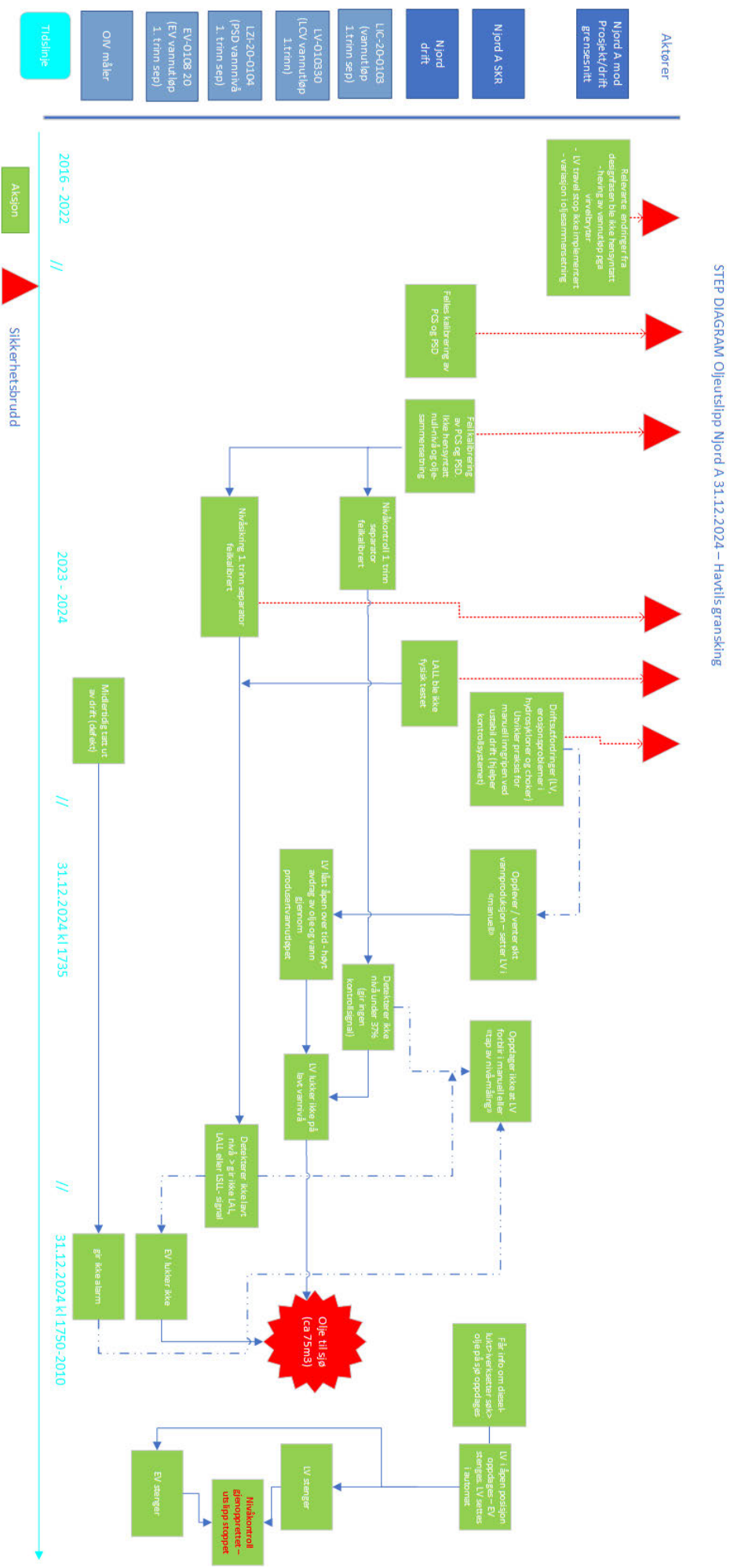
Vedlegg A STEP diagram med forklaring

STEP-diagrammet viser en oversikt over utviklingen av hendelsen over tid.

Tidsperioden tar høyde for kjeden av sentrale hendelser fra Njord Future 2016-2022 og frem til hendelsesdagen 31.12. 2024. Oljevernberedskapen er ikke tatt med i STEP-diagrammet.

Horisontalt vises utviklingen over tid og involverte aktører vises langs den vertikale akse. Aktører som er valgt er utstyr og organisasjoner som har vært involvert i handlinger og hendelser og diagrammet beskriver kommunikasjon og flyt av informasjon mellom aktørene.

De markerte sikkerhetsbruddene (1-4) i STEP-diagrammet inngår i rapportens påviste avvik og begrunnelsene for disse.



Vedlegg B Dokumenter benyttet i granskingen

1. 18-1A-AS-C87-02000 - Sys 20 – Engineeringsmanual
2. SO06120 - Sys 20 - Separasjon og Stabilisering, System beskrivelse
3. 18-1A-AS-C87-03900 - System Engineering Manual, System 39 - Produsert vannbehandling
4. SO06139 - Sys 39_51 - Prod vann og Spylevann, Systembeskrivelse
5. Nivåmåling LZT-20-0104 (Plott)
6. Nivåmåling 1 trinn sep (øvrige målinger)
7. EQN Presentasjon oppstartsmøte 21.3.2023
8. Synergisak 3831486
9. Oversiktstegning hovedprosess 1 (separasjon og inj kompressor)
10. Oversiktstegning hovedprosess 2 (Oljebehandling og rekompresjon)
11. Følgende P&ID'er:
 - a. Fenja topside production flowline 18-1A-KV-C78-01316
 - b. Flow line #13 well A-13, 18-1A-AS-C78-01306
 - c. Flow line #17 well A-20, 18-1A-AS-C78-01301
 - d. High pressure production manifold, 18-1A-AS-C78-02000
 - e. 1st. Stage separator, 18-1A-AS-C78-02010
 - f. 2nd stage separator 18-1A-AS-C78-02020
 - g. Test separator 18-1A-AS-C78-01360
 - h. Produced water system hydrocyclones. 18-1A-AS-C78-03915
 - i. CFU package produced water 18-1A-KV-C78-03901
 - j. Produced water system degassing drum, 18-1A-AS-C78-03920
 - k. Produced water system disposal caissons 18-1A-AS-C78-03930
12. J74704A-P-RT-15002/d1 – Fenja Detailed Design – Steady State Flow Assurance Report
13. J74302a-P-RT-15001/d2 - Pil og Bue Steady Flow Assurance Report
14. Rådata for følgende komponenter 24.12.2024:

- LT-20-0103 (PCS IF)
- LZT-20-0104 (PSD IF)
- LV-20-103 (LV vannutløp)
- LT-20-0101 (PCS olje)
- LZT-20 – 0102 (PSD olje)
- LV-20-0101 (LV oljeutløp)

15. Presentasjon fra granskningsintervju

16. Plott for tidsperioden (døgnet) 31.12.24

17. 1828-LZT-20-104 - Presentasjon som ble vist i intervju med GOTE aut 10.4.25

18. Vedlikeholdskonsept for testing av transmitter med PAS funksjon MI 10289698

19. SO06113 System 13 - Plattform produksjon- og injeksjonssystem mot stigerør –
Systembeskrivelse

20. 18-1A-ST-X03-00200, Commisioning prosedyre system 20 Product manifold and
separators

21. SAP M2 48279893

22. 18-1A-KV-M58-21129-0001 og 18-1A-AS-M58-01021-0001 (tegninger av
separator)

23. 18-1A-HM-I87-30292-0007 - Funksjonsbeskrivelse

24. EQNs tidslinje / log

25. Fotografier av utslippet

26. Epost SAP-rapporter:

- Test Separator:
 - Teknisk tilbakemelding 1820-LZT-13-0604
 - LZT AO oversikt
- Andre Trinn Sep
 - 1820-LZT-20-0024 eksempel teknisk tilbakemelding (representativ)
- Liste FV-jobber
- Utdrag fra longtxt AO 26734284
- 1.trinns separator
 - 1820-LZT-20-0104
- Generelt rundt vedlikeholdskonsept
- Vedl konsept for TI0710 – kode 39

- Aktivitet 005
- Njord Vedlikehold portefølje/KPI'er
- KPIer for CMR overdue og Req'd end overdue (Njord A + B)

27. LG-20-1104: Bilder av se-glass og kalibreringsdata/ Oversikt over set pkt og % nivå for vann LZT-20-0104 LG, LT-20-013

28. Notifikasjon 48156293

29. Data fra gjennomførte tester LZT

30. Prosess dataark 20-LV-0103

31. Instrument dataark 20-LV-0103

32. Alarms and events 31.12.24 (fra SKR)

33. EQN presentasjon fra oppstartsmøtet 3.2.25

34. Svar på avklaringsspørsmål gjennom granskingen knyttet til alarmhåndtering, rutiner for prøvetaking, rutiner for slughåndtering m.v.

35. Organisasjonskart Njord

36. M2 notifikasjon 48047401

37. Plott av åpning nivåkontrollventil 8.1.2025, 17.04.2025 og 24.05.2025