

**Søknad om tillatelse til virksomhet etter  
forurensningsloven for drift og produksjon  
på Johan Castberg**

## Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Aktiviteter som omfattes av søknaden</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Generell informasjon</b> .....	<b>5</b>
3.1	Feltbeskrivelse .....	5
3.2	Lisensforhold .....	6
3.3	Utbyggingsløsning og produksjonsperiode .....	7
3.4	Utvinningsstrategi, produksjonsplaner og IOR .....	8
3.5	Kontaktperson .....	9
<b>4</b>	<b>Klima, miljø- og naturressurser</b> .....	<b>9</b>
4.1	Verneområder og andre særlig verdifulle områder .....	9
4.2	Sjøtemperatur og salinitet .....	10
4.3	Lufttemperatur .....	10
4.4	Dybde, strøm-, vind og bølgefôrhold .....	11
4.5	Isforhold og den variable iskanten .....	11
4.6	Økosystemet ved iskanten .....	12
4.7	Plankton .....	12
4.7.1	Svamp og koraller .....	12
4.7.2	Fisk og fiskerier .....	13
4.7.3	Sjøpattedyr .....	13
4.7.4	Sjøfugl .....	13
<b>5</b>	<b>Omsøkte mengder</b> .....	<b>14</b>
5.1	Utslipp av kjemikalier .....	14
5.2	Kjemikalier i lukkede system .....	15
5.3	Andre utslipp til sjø .....	15
5.4	Utslipp til luft .....	16
<b>6</b>	<b>Bruk av BAT i tekniske løsninger</b> .....	<b>16</b>
6.1	Energiproduksjon og energieffektivitet .....	16
6.1.1	Kraftgenerering og kraftforsyning .....	16
6.1.2	Energieffektivisering .....	17
6.2	Fakling og kaldventilering .....	18
6.2.1	Høy- og lavtrykksfakkel .....	18
6.2.2	Gjenvinning av flyktige organiske forbindelser (VOC) .....	18
6.2.3	Teppegass .....	18
6.2.4	Kaldventilering .....	18
6.2.5	Avgassing fra kompressortetninger .....	19
6.2.6	Strippegass fra TEG-regenerering .....	20
6.2.7	Avgassing fra produsert vann .....	20
6.2.8	Utslipp til luft ved generatorbytte .....	20
6.2.9	Oppsummerte tiltak for å redusere utslipp til luft av uforbrente hydrokarboner .....	20
6.3	Produsert vann .....	21

6.4	Sulfatfjerningsanlegg (SRU-anlegg) for produksjon av injeksjonsvann .....	22
6.5	Sjøvann .....	23
6.6	Drenasjevann .....	24
6.7	Lastesystem på tankbåter .....	24
6.8	Ballastvann på tankbåter.....	24
6.9	Belysning.....	25
6.10	Styring av undersjøiske ventiler .....	25
6.11	Deteksjon av olje på sjø .....	25
<b>7</b>	<b>Systembeskrivelser for de systemene som påvirker utslipp til sjø og luft.....</b>	<b>26</b>
7.1	Separasjon og stabilisering (System 20) .....	26
7.2	Oljelagring, måling og lasting (System 21 og 33) .....	27
7.3	Gasskompresjon og injeksjon (System 23).....	29
7.4	Gassbehandling (System 24).....	29
7.5	Vanninjeksjon (System 29) .....	29
7.6	Varmemedium (System 41) .....	31
7.7	Fakkell og kaldventilering (System 43) .....	31
7.8	Produsert vann system (System 44) .....	32
7.9	Klorinjeksjon (System 47) .....	34
7.10	Sjøvannsystemet (System 50) .....	34
7.11	Ferskvann (System 53) .....	35
7.12	Åpent avløp (System 56).....	35
7.13	Lukket avløp (System 57) .....	36
7.14	Lensevann (System 59) .....	36
7.15	Sanitæravløp (System 66) .....	36
7.16	Brannvann (System 71) .....	36
7.17	Hovedkraft (System 80) .....	37
7.18	Essensiell kraft (System 83).....	37
7.19	Nødkraft (System 84) .....	38
<b>8</b>	<b>Planlagte utslipp til sjø .....</b>	<b>38</b>
8.1	Brønnopprensning .....	38
8.2	Produsert vann .....	39
8.3	Utslipp av sjøvann .....	41
8.4	Sanitært avløpsvann og drenasjevann.....	43
8.5	Utslipp av olje fra neddykkede sjøvannspumper .....	43
8.6	Beredskapskemikalier .....	43
8.7	Utslipp av hydraulikkvæske.....	43
8.8	Radioaktive komponenter .....	43
8.9	Produksjonskemikalier .....	44
8.10	Hjelpekemikalier .....	45
8.11	EIF .....	47
<b>9</b>	<b>Injeksjon av sjøvann og produsert vann .....</b>	<b>48</b>
<b>10</b>	<b>Planlagte utslipp til luft.....</b>	<b>48</b>

10.1	Kraft og varmeproduksjon .....	49
10.2	Fakkel .....	49
10.3	Direkte utslipp .....	50
10.4	Dieselmotorer .....	50
10.5	Totalt utslipp til luft .....	51
<b>11</b>	<b>Måling og rapportering av utslipp .....</b>	<b>52</b>
11.1	Utslipp til sjø .....	52
11.2	Utslipp til Luft .....	53
11.3	Akutte utslipp .....	53
<b>12</b>	<b>Avfallshåndtering .....</b>	<b>53</b>
<b>13</b>	<b>Miljøkonsekvenser forårsaket ved normal drift av installasjonen .....</b>	<b>54</b>
13.1	Konsekvenser av utslipp til sjø .....	54
13.2	Konsekvenser av utslipp til luft .....	55
13.3	Belysning .....	55
13.4	Fremmede arter .....	56
<b>14</b>	<b>Miljørisiko og beredskap i forbindelse med akutte oljeutslipp .....</b>	<b>56</b>
14.1	Oljedriftsanalyse .....	57
14.2	Miljørisikoanalyse .....	59
14.3	Oljevern beredskapsanalyse .....	62
14.4	Toleransekriterier og ytelseskrav .....	64
<b>15</b>	<b>System for deteksjon av akutt forurensning .....</b>	<b>65</b>
15.1	Satellittovervåking .....	65
15.2	Overvåking på FPSO .....	66
15.3	Subsea lekkasjedeteksjon .....	66
15.4	Visuell observasjon fra innretningen, fartøy og helikopter .....	67
15.5	Toleransekriterier og ytelseskrav .....	67
<b>16</b>	<b>Forkortelser og ordforklaring .....</b>	<b>67</b>
<b>17</b>	<b>Referanser PL532 Johan Castberg - PUD del II – Konsekvensutredning .....</b>	<b>69</b>
<b>18</b>	<b>Vedlegg .....</b>	<b>69</b>

## 1 Innledning

Operatør Equinor Energy AS søker om tillatelse etter forurensningsloven til virksomhet og utslipp i forbindelse med drift og produksjon på Johan Castberg-feltet. Søknaden omhandler forbruk og utslipp av kjemikalier, håndtering av avfall, injeksjon og utslipp til sjø av oljeholdig produsert vann, samt utslipp til luft. Søknaden omfatter produksjonslisensen PL532 i Barentshavet. Produksjonsoppstart er planlagt i siste halvdel av 2024. Forventet levetid for feltet er til 2054.

Det er vurdert at planlagte utslipp til sjø fra drift av Johan Castberg vil ha lokale og små miljøkonsekvenser. Utslipp av karbon dioksid til luft vil bidra til økning i globale utslipp av klimagasser. Klimaeffekten av sotpartikler (BC) fra Johan Castberg installasjonen vil være lav. Gitt at Johan Castberg ligger langt fra både Bjørnøya og kysten av Finnmark, bidraget til eutrofiering og forsuring i Nord-Norge fra Johan Castberg feltet er ubetydelig.

Søknaden inkluderer oppdaterte miljørisikoanalyse og beregninger av behov for oljevernberedskap.

Det blir gjort rede for valg av tekniske løsninger og vurdert om disse er i henhold til krav om BAT. Kapittel 5 omhandler totale omsøkte mengder, mens en fullstendig liste over kjemikalier og produktnavn er gitt i Vedlegg (8). BAT-vurderinger er gitt i kapittel 6, beskrivelser av tekniske systemer i kapittel 7 og forventede utslipp til sjø og luft er beskrevet i henholdsvis kapittel 8 og 10. Injeksjon er beskrevet i kapittel 9.

Tidsavgrensede aktiviteter, samt boring er beskrevet i tidligere søknader. Det er ønskelig at Johan Castberg i fremtiden har én rammetillatelse å forholde seg til.

## 2 Aktiviteter som omfattes av søknaden

Omsøkte aktiviteter for Johan Castberg FPSO:

- Operasjoner knyttet til brønnopprensning.
- Produksjon av hydrokarboner
- Normal drift og vedlikehold
- Injeksjon av vann og gass
- Varmegenerering
- Energiproduksjon - fast innretning
- Nødvendig fakling
- Lagring og lasting av olje

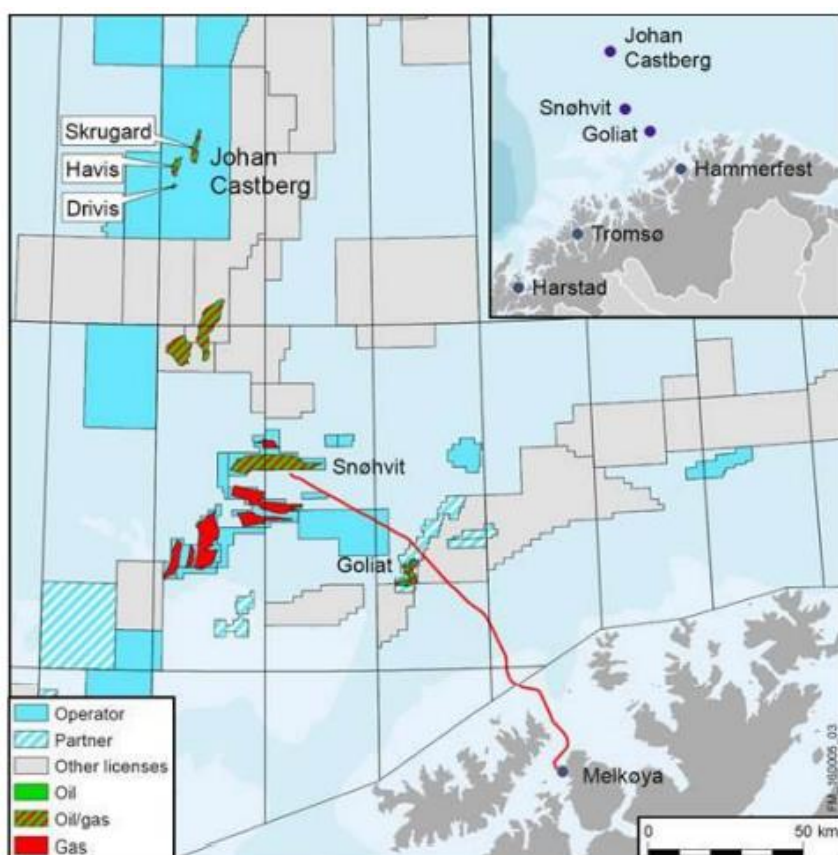
## 3 Generell informasjon

### 3.1 Feltbeskrivelse

Johan Castberg feltet er lokalisert i sørvestre del av Barentshavet midt mellom kysten av Finnmark og Bjørnøya, omtrent på 72°N og 20°Ø. Videre ligger feltet 240 km nordvest fra Hammerfest, og henholdsvis 100 og 150 km nordvest for Snøhvit - og Goliat -feltene. Feltet har en utstrekning på omtrent 125 km<sup>2</sup>, og havdybden i området er 360-405 meter. Johan Castberg er en fellesbetegnelse for reservoarene Skrugard, Havis og Drivis. Dette er oljereservoarer med gasskapper på toppen. Påviste oljeresurser er 450-650 millioner fat (72-104 MSm<sup>3</sup>). Dette gjør Johan Castberg til et middelsstort oljefelt på norsk kontinentalsokkel.

Utbyggingsløsningen omfatter en havbunnsutbygging av Skrugard-, Havis- og Drivis-funnene, hvor oljen prosesseres og lagres på et produksjonsskip (FPSO) for utskipping til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gassturbiner med varmegjenvinning.

Helikopter- og forsyningsbase er planlagt lokalisert i Hammerfest, og driftsorganisasjon for feltet er lagt til Harstad.



Figur 3-1 Lokalisering av Johan Castberg feltet

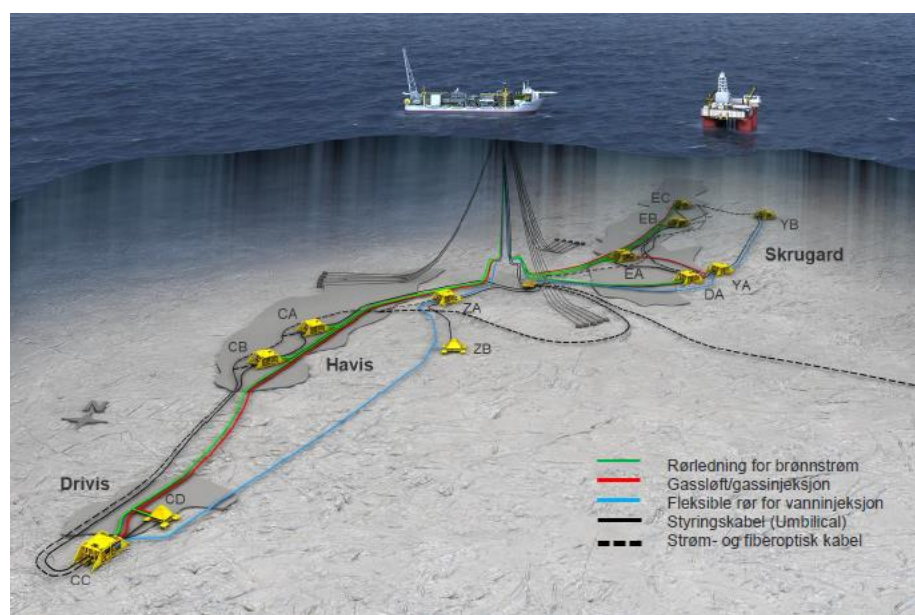
### 3.2 Lisensforhold

PL532 ble tildelt i mai 2009 som en del av den 20. konsesjonsrunden. PL532 omfatter blokkene 7219/9, 7220/4,5,7 og 8. I april 2011 påviste rettighetshaverne i produksjonslisensen olje i Skrugard-strukturen. I januar 2012 ble det påvist olje i den nærliggende Havis-strukturen i den samme lisensen. I april 2012 bekreftet en avgrensingsbrønn antatt oljepotensiale i Skrugard-strukturen. I april 2014 ble det påvist olje i Drivis reservoaret.

Lisensens rettighetshavere er Equinor (operator), Vår Energi ASA og Petoro med henholdsvis 50%, 30% og 20% eierandel.

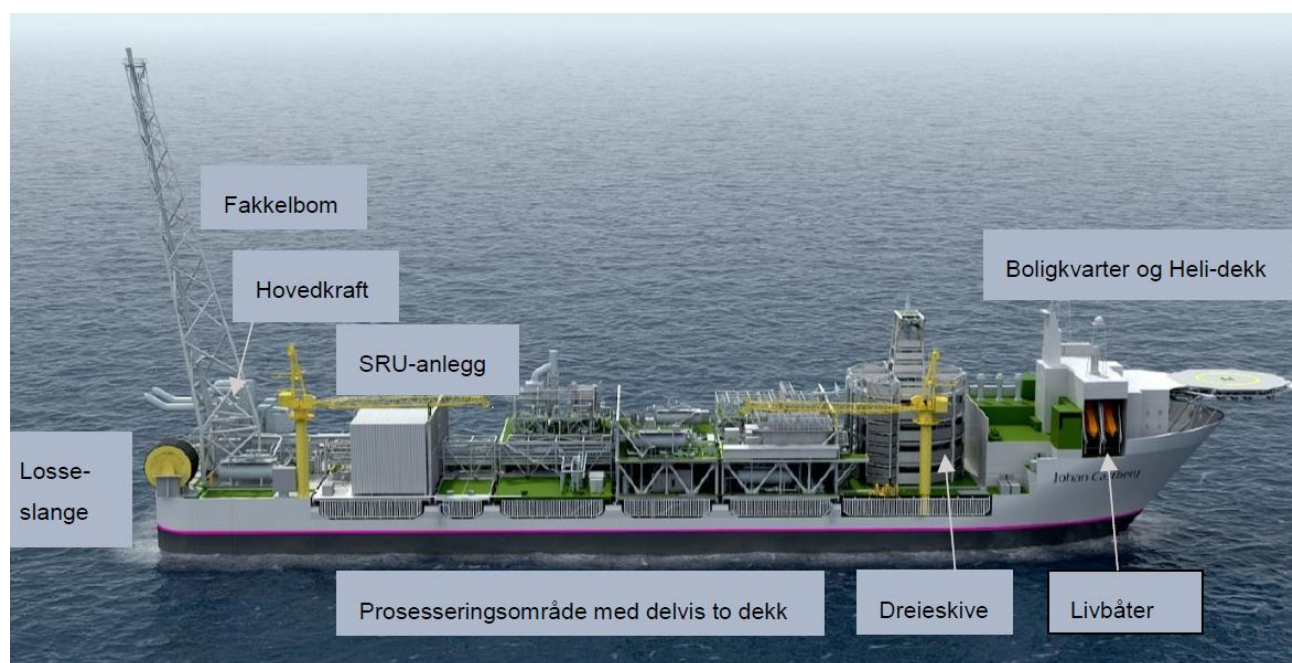
### 3.3 Utbyggingsløsning og produksjonsperiode

Johan Castberg er en havbunnsutbygging tilknyttet et produksjonsskip (FPSO) for prosessering, lagring og lasting på feltet før transport av olje i skytteltankere til markedet.



Figur 3-2 Skisse av utbyggingsløsning for Johan Castberg

Produksjonsskipet er ca. 313 meter langt og 55 meter bredt, og har en oppankret dreieskive (turret) for å kunne dreie fritt rundt sin egen akse og legge seg med baugen opp mot været. Produksjonsenheten vil ha utstyr for separasjon av olje, gass og produsert vann, og full prosessering, lagring og eksport av stabilisert olje. Designkapasiteten er 35 000 Sm<sup>3</sup> olje pr dag. Produksjonsskipet vil ha helikopterdekk og boligområde med 140 senger.



Figur 3-3 Illustrasjon av produksjons- og lagerskipet (FPSO)

Produksjon fra feltet er planlagt å starte i siste halvdel av 2024. Feltets forventede levetid er 30 år, med mulighet for forlengelse dersom det blir gjort nye funn i området. Installasjon av havbunnsanlegg og boring ble startet i 2019. Boring av brønner vil pågå frem til 2026, to år inn i produksjonsperioden.

Til sammen planlegges det i første omgang å bore 30 undervannskompletterte brønner for produksjon av olje, og for gass- og vanninjeksjon. Brønnene er fordelt på 10 standard 4-slissers bunnrammer og to enkeltstående satellitter.

Havbunnsinstallasjonene knyttes opp med stigerør til produksjonsskipet. Skipet vil ligge fast forankret ute på feltet. Utbyggingsløsningen inkluderer også en datakommunikasjonskabel (fiberoptisk kabel) fra feltet til Melkøya på land. Det er besluttet å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoar Monitoring, PRM).

### 3.4 Utvinningsstrategi, produksjonsplaner og IOR

Strategien for å maksimere utvinningsgraden er basert på trykkvedlikehold ved reinjeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av behandlet sjøvann der sulfat og oksygen er fjernet. Valg av utvinningsstrategi er basert på reservoarmodellering, simuleringstudier inkludert risikoanalyse og potensialet for videre økning av oljeproduksjonen fra feltet (IOR-Improved Oil Recovery).

Johan Castberg planlegges med full reinjeksjon av produsert vann i reservoaret, noe som kan ha en negativ effekt på injektiviteten i injeksjonsbrønnene. Den valgte injeksjonsstrategien inkluderer derfor tiltak for å kunne opprettholde god injektivitet gjennom feltets levetid.

En rekke tiltak er inkluderte for å sikre god injektivitet ved oppstart av feltet og gjennom feltets levetid:

- Studier og kvalifisering av bore- og kompletteringsvæsker er utført for å sikre at disse aktiviteter resulterer i minimal formasjonsskade.



- Vanninjektorer er designet med en relativt enkel nedre komplettering (pre-drilled liner) for å redusere risikoen for plugging.
- De pre-drill-vanninjektorene vil bli strømmet tilbake/renset opp i en LWI-kampanje før injeksjonsoppstart for å sikre maksimal kommunikasjon med reservoaret.
- Produsert vann vil bli renset før reinjeksjon for å redusere risikoen for plugging med fine partikler.
- Injektorene er designet med sikre driftsmarginer for å tillate økt injeksjonstrykk i perioder når formasjonen er tettet av partikler. Initierting av sprekker i reservoaret vil reetablere injektivitet.

Kjøling i nærbrønnsområdet (injeksjonsvannet har en del lavere temperatur enn det som er i injeksjonspunktet) bidrar til å sikre en ønsket oppsprekking lokalt rundt injeksjonsbrønnen som vil bidra til økt injektivitet. Vanngjennombrudd forventes 2-3 år etter produksjonsoppstart, dvs. at det vil være en periode hvor det kun injiseres renset sjøvann.

På grunn av relativt lavt trykk i reservoaret vil det i perioder være behov for kunstig løft i noen av oljeproducentene, ved at gass injiseres i brønnstrømmen for å øke oljeraten (nedihulls gassløft). Gassen som reinjiseres i reservoaret kan produseres og eksporteres mot slutten av feltets levetid dersom dette blir kommersielt gjennomførbart.

### 3.5 Kontaktperson

Myndighetskontakt for Johan Castberg-prosjektet er Tove Lind, Tlf. 480 60 167, e-post [tlin@equinor.com](mailto:tlin@equinor.com)

## 4 Klima, miljø- og naturressurser

Kapittelet gir en kort beskrivelse av miljø- og naturressurser i området. For mer detaljert informasjon vises det til konsekvensutredningen for Johan Castberg fra 2017. Konsekvensutredningen med underlagsrapporter kan lastes ned fra [www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredning-johan-castberg](http://www.equinor.com/no/baerekraft/konsekvensutredning-johan-castberg)

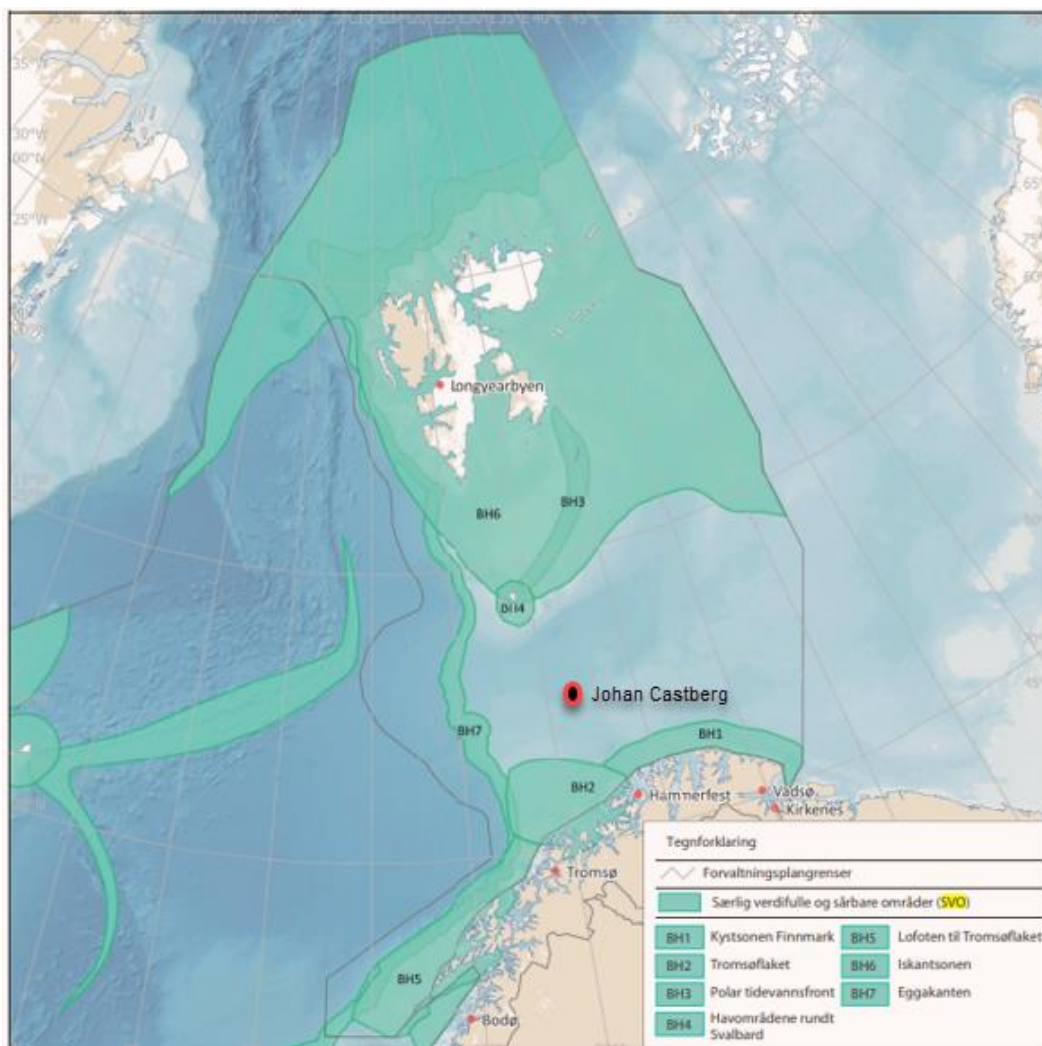
### 4.1 Verneområder og andre særlig verdifulle områder

Johan Castberg ligger nord for Tromsøflaket og Kystsonen i Finnmark, øst for Eggakanten, og sør for havområdene rundt Svalbard og Iskantsonen. Avstanden fra feltet til Bjørnøya er 210 km og omtrent 190 km til sørspissen av naturreservatet rundt øya, samt mer enn 200 km fra særlig verdifull og sårbart område (SVO) iskantsonen som definert i Meld. St. 20 (2019-2020) (Figur 4-1).

Det er ikke funnet korallrev på Johan Castberg og det er kun registrert få og spredte forekomster av svamp.

Bjørnøya er et nøkkelområde for sjøfugl og er vernet som naturreservat. Naturreservater er den strengeste formen for områdevern etter Naturmangfoldloven. Det biologiske mangfoldet på og rundt øya er knyttet til det produktive marine økosystemet i Barentshavet. De grunne områdene omkring Bjørnøya er blant de mest produktive delene av Barentshavet.

Langs Finnmarkskysten finnes også naturreservatene Gjesværstappan, Hjelmsøya og Sværholtklubben. Disse er vernet på grunn av deres betydning som hekkekolonier for sjøfugl.



Figur 4-1 Lokalisering av Johan Castberg feltet i forhold til særlig verdifulle og sårbare områder

## 4.2 Sjøtemperatur og salinitet

I det området hvor Johan Castberg ligger er endringene i sjøtemperaturen over året relativt moderate, fra gjennomsnittlig 4,2 °C i april måned til 8,5 °C i august måned. Saliniteten varierer som forventet lite i de frie vannmassene, og ligger rundt 35 ‰.

## 4.3 Lufttemperatur

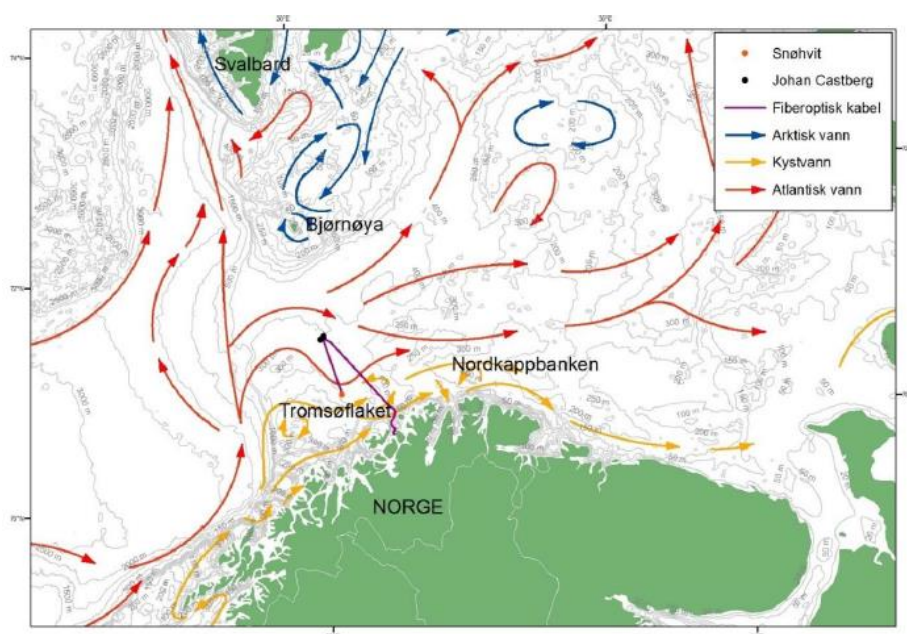
Innstømming av relativt varmt atlantisk vann fører til høyere lufttemperaturer ved Johan Castberg enn hva breddegraden skulle tilsi. Det vil være relativt store variasjoner i lufttemperatur (pr. måned) over året, ekstremverdiene varierer fra -20,0 °C i januar til +15 °C i august. Den gjennomsnittlige årsmiddeltemperaturen vil typisk variere mellom -1 °C og +8 °C.

#### 4.4 Dybde, strøm-, vind og bølgeforhold

Vanndybden på Johan Castberg feltet varierer mellom 360 og 405 meter.

Strømmenes hastighet og retning er bestemmende for isdrift og fordeling av is i Barentshavet og vil også være bestemmende for drift og utbredelse av et eventuelt større oljeutslipp.

De dominerende strømforholdene, som i stor grad forårsakes av innstrømning av varmt Atlanterhavsvann til Barentshavet og styres av bunntopografien, viser at vannmassene i overflaten beveger seg mot øst store deler av tiden.



Figur 4-2 Dominerende strømforhold i Barentshavet

#### 4.5 Isforhold og den variable iskanten

Iskanten eller iskantsonen er overgangen mellom tett drivis og åpent hav. Denne overgangssonen kan variere i bredde fra noen hundre meter til ca. 100 kilometer. Iskanten er i forvaltningsplanen også brukt som betegnelsen på et særlig verdifullt og sårbart område (SVO). Nærmeste del av SVO iskantsonen som definert i Meld. St 20, (2019-2020) ligger få kilometer sør av Bjørnøya, 205 km fra Johan Castberg.

Historiske iskartdata fra Norsk Meteorologisk Institutt viser at den dynamiske iskanten, som er skillet mellom havområder med «mindre enn» og «mer enn» 15% av overflaten dekket med is, kan strekke seg noe sør for Bjørnøya. Den dynamiske iskanten har ikke vært nærmere Johan Castberg enn ca. 100 km de siste 30 årene. Dette innebærer at gjennom de siste 30 år har dynamisk iskant ikke vært sør for 73.4°N.

Det er også svært sjeldent at isfjell driver så langt sør som til Johan Castberg-feltet, og selv om isfjell skulle komme så langt, er det svært usannsynlig at sammenstøt mellom innretninger og isfjell skal forekomme. Det er estimert at isfjell innen Johan Castberg sikkerhetssone vil opptre en gang per 1.000 år og at sammenstøt mellom isfjell og en installasjon vil forekomme sjeldnere enn en gang per 10.000 (ref. MDB).

Det skal implementeres et Ice Risk Management System (IRMS) for Johan Castberg. Dette innebærer at isforholdene overvåkes kontinuerlig og at risikoreduserende tiltak skal iverksettes dersom:

- Sjøis passerer 73oN (60 km nord for FPSO)
- Sjøis er beregnet å nå Johan Castberg innen 3,5 dager
- Isfjell er identifisert nærmere enn 12 nm fra FPSO

Det viktigste risikoreduserende tiltak i forbindelse med miljørisiko og boring/produksjon/oljelasting er operasjonsstans og trykkavlastning av stigerør. Overordnede føringer for håndtering av isrisiko er beskrevet i «Ice Risk Management Strategy» dokumentet.

#### 4.6 Økosystemet ved iskanten

Produksjonen i iskantsonen er høy på våren, og planktonet tiltrekker seg både fisk, fugl og pattedyr. Iskantsonen er regnet som et svært sårbart økosystem på grunn av rik produksjon av plankton, forekomst av arter som kun forekommer i tilknytning til iskanten, og der flere er rødlistede, samt høy tetthet av organismer på flere trofisknivå.

Naturvernområdene ved Bjørnøya, langs kysten av fastlandet, samt iskanten, ligger så langt unna Johan Castberg at de ikke vil bli påvirket av de regulære aktivitetene som er beskrevet i denne søknaden.

#### 4.7 Plankton

Det sørlige Barentshavet er karakterisert ved en kraftig våroppblomstring av planteplankton over 3-5 uker i mai-juni når solinnstrålingen etter vinteren tar seg opp og det samtidig er rikelig tilgang på uorganiske næringsalter.

Den intense våroppblomstringen av planteplankton danner grunnlaget for en effektiv næringskjede. I de nordlige havområdene dominerer to grupper av algespisende dyreplankton: hoppekreps (hovedsakelig arter i slekten *Calanus*) og krill (hovedsakelig arter i slekten *Thysanoessa*). Disse artene har evnen til å danne energirikt fett fra karbohydrater og proteiner, som algene består av. Algespisende dyreplankton kan inneholde så mye som 60 % fett og utgjør føden til større arter dyreplankton som amfipodene *Themisto libellula* og *T. abyssorum*, samt til yngel og yngre stadier av de store pelagiske bestandene som lodde, sild og makrell som igjen er føde for torskefisk.

Algeoppblomstringen og dyreplanktonets energiomsetning er grunnlaget for migrasjonen av lodde, sild, sjøfugl, sel og hval mot nord i sommerhalvåret. De energirike fettsyrene som dannes nede i næringskjeden overføres til topp-predatorer som sel og hval i løpet av 7 til 10 måneder.

##### 4.7.1 Svamp og koraller

Det sørlige Barentshavet har en variert bunnfauna med flere viktige naturtyper som svampområder og korallrev. I forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten er habitatdannende arter som koraller og svamper definert som potensielt sårbare. Det er ingen kjente forekomster av korallrev i området rundt Johan Castberg. Visuelle kartlegginger har vist spredte forekomster av flere arter svamp i området.

#### 4.7.2 Fisk og fiskerier

Av Barentshavets mer enn 150 fiskearter er det kun et titalls arter som utnyttes i det kommersielle fisket. De viktigste er torsk, sild, lodde, sei og hyse, samt bunnfiskene blåkveite, brosme, lange, kveite og uer. Nordøstarktisk torsk (skrei) er den viktigste arten i fisket.

Hovedgyteområdene for de fleste av Barentshavets kommersielle fiskebestander ligger i Norskehavet, og Johan Castberg-feltet overlapper ikke med de viktigste og best dokumenterte gyteområdene. Gyteområdene som ligger nærmest Johan Castberg, er gyteområde for blåkveite og NØA Hyse. Ytterkanten av disse ligger henholdsvis 80nm og 22nm fra feltet.

Gyteproduktene (egg og larver) fra gytefeltene i Barentshavet og Norskehavet spres inn i Barentshavet som en følge av de overordnede strømsystemene i det sørvestlige Barentshavet. Området rundt Johan Castberg er en del av oppvekst-, beite- og gytevandingsområdet for mange av de kommersielt viktige fiskeartene. Dette gjelder for eksempel lodde, blåkveite, norsk vårgytende sild, nordøstarktisk torsk og uer. Hovedvandingsområdet til lodde ligger nord-øst for Johan Castberg.

Nyere merkestudier tyder på at atlantisk laks fra elver i Finnmark benytter havområdene mellom fastlands-Norge og Svalbard både som beiteområde og som vandringsvei til og fra beiteområder lengre vest i Atlanterhavet, og de produktive havområdene langs polarfronten. I tillegg til laks fra nordlige vassdrag, er det indikasjoner på at også laks fra flere europeiske bestander benytter det nordlige og østlige Barentshavet som oppvekstområde. Dette innebærer at laks vil kunne forekomme i havområdet ved Johan Castberg i de fleste av årets måneder.

#### 4.7.3 Sjøpattedyr

Det rike økosystemet i Barentshavet, med store bestander av dyreplankton og fisk, utgjør en viktig næringsressurs for en mengde sjøpattedyr. Blant de syv selartene og 17 hvalartene som jevnlig observeres i Barentshavet, oppholder noen seg der hele året, feks nise, kvitnos, ringsel og storkobbe. Andre vandrer inn i Barentshavet fra områder lengre sør og vest i sommerperioden (f.eks. bardehvalene vågehval, knølhval og finnhval). Grønlandssel er vanlig i åpent hav i Barentshavet og klappmyss kan til tider også bruke området, hovedsakelig de vestre delene.

Havert og steinkobbe er de vanligst forekommende selartene i den kystnære delen av Barentshavet, med flere viktige kasteplasser (der selen føder unger) og kolonier langs Finnmarkskysten. Det er størst sannsynlighet for å påtreffe knølhval, vågehval, kvitnosdelfin og finnhval på Johan Castberg. Andre arter kan også forekomme, slik som klappmyss og grønlandssel.

#### 4.7.4 Sjøfugl

Økosystemet i Barentshavet har en særlig tallrik forekomst av sjøfugl. Mange av sjøfuglbestandene i Barentshavet er av nasjonal og internasjonal betydning, og havområdet er en viktig sjøfuglregion i global sammenheng.

Sjøfugler tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er bare avhengige av å oppsøke land i hekketiden. Mens de kystnære artene har en begrenset aksjonsradius, kan de pelagiske artene bevege seg mange titalls kilometer ut fra hekkekoloniene. Det finnes en rekke viktige hekkekolonier spredt langs hele Finnmarkskysten, Bjørnøya og Svalbard.

Barentshavet er svært viktig for sjøfugl også utenom hekkesesongen. Hekkesesongen er i perioden april-juli. Havområdet mellom Bjørnøya og fastlandet er viktig for ikke-hekkende og overvintrende bestander av lomvi, polarlomvi, lunde, krykkje og havhest. Det er kun noen få arter som forlater Barentshavet tidlig på høsten. De fleste sjøfuglene blir værende lenge, samtidig som sjøfugler fra andre hekkebestander trekker inn i området.

Siden Barentshavet tiltrekker sjøfugler fra mange hekkebestander, opptil 2000 km unna, tyder det på en relativt stabil og forutsigbar næringstilgang. Barentshavet er et grunt havområde, et såkalt sokkelhav, og det er spesielt gode forhold for marin produksjon der det kalde arktiske vannet møter og blandes med de varmere og saltere atlantiske vannmassene.

## 5 Omsøkte mengder

En fullstendig liste med produktnavn og forventede utslipp til sjø er vist i Vedlegg (8). En nærmere beskrivelse av planlagte utslipp er gitt i kapittel 8. Miljøvurderinger av valgte produkter er gitt i Vedlegg (1). I det følgende gis en oppsummering av omsøkte kjemikalier fordelt på de ulike fargekategoriene.

### 5.1 Utslipp av kjemikalier

Omsøkte årlige mengder kjemikalier som slippes til sjø er kategorisert i henhold til aktivitets-forskriften § 63. En kort oversikt er gitt under:

- Grønn: Kjemikalier på PLONOR-listen (utgjør liten eller ingen risiko for miljøet)
- Gul (100): er kjemikalier som ikke er omfattet av svart, rød eller grønn kategori. Dersom målt bionedbrytbarhet er mellom 20 og 60 %, skal de klassifiseres i følgende underkategorier:
  - Underkategori 1 (101, Y1) dersom nedbrytningsproduktene forventes å brytes ned fullstendig
  - Underkategori 2 (102, Y2) dersom nedbrytningsstoffet forventes å bionedbrytes til stoff som ville falle i rød kategori dersom det var omfattet av krav til kategorisering, dvs. ikke farlig og ikke-nedbrytbar.
  - Underkategori 3 (103, Y3) dersom nedbrytningsproduktet forventes å brytes ned til stoff som kan være miljøfarlig, dvs. svart.
  - Underkategori 104 er harmløse syrer og baser som nøytraliseres i sjøvann.
- Rød: Kjemikalier som skal prioriteres erstattet.
- Svart: Kjemikalier som det kun unntaksvis gis utslippstillatelse for.

Kategoriene 0 til 205 hentes fra inndelingene gitt i NEMS-databasen og reflekterer miljøfareklassene gitt i aktivitetsforskriften. Equinor regner kategori 100, 101 og 104 som akseptable gule og miljøvennlige. Kategori 102 er lite nedbrytbar, men ikke giftig og regnes som rød i substitusjonsvurderinger. Kjemikaliene i kategori 103 er lite nedbrytbare og giftige og i praksis å regne som svarte. En oppsummering av forventet årlig utslipp til sjø er vist i tabellene nedenfor.

Tabell 5-1 Stoff i svart kategori

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjonsgruppe	Maksimal bruk av stoff i svart kategori (kg)	Maksimalt utslipp av stoff i svart kategori (kg)
KI-302C	F - Hjelpekjemikalier	Korrosjons hemmer	35	160
Sum			36	160

I Tabell 5-1 er vist en estimert årlig forbruk av stoff i svart miljøkategori, men beregnet utslipp er samlede verdi for forbruket i 8 år. Vi estimerer at det første året når systemet (kjølemedium systemet) tas i bruk skal forbruke være større og årene deretter vil behovet for tilsetning av kjemikalie være mindre. Dette er et lukket system hvor væsken skal skiftes hver 8-ne-år.

Tabell 5-2 Stoff i rød kategori

Bruksområde	Funksjonsgruppe	Maksimal bruk av stoff i rød kategori (kg)	Maksimalt utslipp av stoff i rød kategori (kg)
F - Hjelpekjemikalier	01 - Biocid	11 500	11 000
F - Hjelpekjemikalier	40 - Hypokloritt	100 000	50 000
B - Produksjonskjemikalier	04 - Skumdemper	28 000	0
Sum		139 500	61 000

Tabell 5-3 Stoff i gul underkategori 2 og 3

Underkategori	Maksimal bruk (kg)	Maksimalt utslipp (kg)
Underkategori 2 (NEMS 102)	780 000	30 000
Underkategori 3 (NEMS 103)	0	0
Sum	780 000	30 000

Tabell 5-4 Stoff i gul kategori og gul underkategori 1

Underkategori	Anslått bruk (tonn)	Anslått utslipp (tonn)
Uten underkategori (NEMS 100 og 104)	1 520	52
Underkategori 1 (NEMS 101)	562	330
Sum	2082	382

Tabell 5-5 Stoff i grønn kategori

	Anslått bruk (tonn)	Anslått utslipp (tonn)
Stoff i grønn kategori	4 400	390

## 5.2 Kjemikalier i lukkede system

Det er ikke forventet forbruk av kjemikalier i lukkede system over 3000 kg/år. Dersom forbruk av enkeltkjemikalier i lukkede systemer skulle overstige 3000 kg per år, vil dette komme fram i feltets årsrapport.

## 5.3 Andre utslipp til sjø

Produsert vann vil re-injiseres til reservoaret som trykkstøtte. Estimert oppetid på injeksjonsanlegget er 95 %. Det er dermed antatt at 5 % av årlig volum produsert vann vil bli sluppet til sjø etter rensing. Maksimalt utslipp av dispergert olje i produsert vann er estimert til 10 000 kg per år. Utslipp av olje fra rensedrenasjevann er antatt å bli maksimum 600 kg per år.

Det forventes ikke mye sand fra brønnene. Produsert sand med oljeinnhold under 10 gram per kilo tørr masse kan bli sluppet til sjø. Om oljeinnholdet i sand/vann-blanding er høyere enn dette, skal den sendes som avfall til land. Maksimalt utslipp av olje som følger med produsert sand er estimert til ca. 180 kg/år.

## 5.4 Utslipp til luft

Forventede årlige mengder som slippes til luft fra Johan Castberg FPSO er vist i Tabell 5-6. Estimatene er for perioden 2024 til 2033. For mer detaljer vises det til kapittel 10.

Tabell 5-6 Forventede utslipp til luft fra Johan Castberg feltet i tonn per år

	CO <sub>2</sub> (tonn)	NO <sub>x</sub> (tonn)	CH <sub>4</sub> (tonn)	nmVOC (tonn)	SO <sub>x</sub> (tonn)
Minimum	278 808	158	144	39	1,3
Maksimum	379 894	337	217	160	1,3
Gjennomsnitt	298 230	182	157	71	1,3

## 6 Bruk av BAT i tekniske løsninger

I henhold til Industriutslippsdirektivet stilles det krav til at energien utnyttes effektivt og at beste tilgjengelige teknikker (BAT) tas i bruk for å forebygge og begrense forurensing. Krav om vurderinger av BAT er også nedfelt i selskapets interne prosedyrer, og er dermed gjennomført og lagt til grunn ved valg av konsept og teknologi.

Det er selskapets oppfatning at det valgte løsningen som er presentert nedenfor er i henhold til beste praksis og BAT.

### 6.1 Energiproduksjon og energieffektivitet

#### 6.1.1 Kraftgenerering og kraftforsyning

Johan Castberg vil bli forsynt med hovedkraft fra to generatorer drevet av gassturbiner med lav-NO<sub>x</sub> brennere (LM2500+G4, 25 ppm NO<sub>x</sub>). Begge turbinene kan gå på både gass og diesel i lav-NO<sub>x</sub> modus. I tillegg er det en gassinjeksjonskompressor som er direkte drevet av en lav-NO<sub>x</sub> gassturbin (Siemens SGT-750GT, 15 ppm NO<sub>x</sub>).

I vedlikeholdsperioder uten gassproduksjon vil installasjonen bli forsynt med elektrisk kraft og varme fra en dieselmotor drevet essensiell generator. Generatoren kan også bli brukt for å optimalisere kraftgenerering og redusere utslipp.

Det totale varmebehovet er beregnet til maks 53 MW, og et gjennomsnitt på 40 MW. Varmebehovet er høyt på grunn av lave reservoartemperaturer og prosesskrav. Hele varmebehovet på installasjonen vil bli dekket ved gjenvinning av varmeenergien i eksosen fra alle tre gassturbinene. Dette gir en høy total virkningsgrad, estimert til 63%.

Siemens SGT-750GT ble vurdert som turbin også for hovedkraft, men dette ble forkastet basert på en totalvurdering av energibalansen. Temperaturen på eksosgassen fra denne turbinen er betydelig lavere og ville gitt 3-4MW mindre gjenvunnet varmeenergi, som igjen ville resultert i behov for større last på hovedgeneratorene. Dette ville gitt et høyere utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> over tid.

Det ble utført en evaluering av forskjellige alternativer for kraftforsyning med fornybar energi:

- Hovedalternativ: Tre gassturbiner som dekker installasjonens kraft- og varmebehov.



- Alternativ A: DC elektrisk strøm fra land til elektriske forbrukere. Gassturbin for gassinjeksjon og to gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet.
- Alternativ B: AC elektrisk strøm fra land til elektriske forbrukere. Gassturbin for gassinjeksjon og to gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet.
- Alternativ C: Elektrisk strøm fra havvindmøller til elektriske forbrukere. Gassturbin for gassinjeksjon og to gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet.
- Alternativ D: DC elektrisk strøm fra land til elektriske forbrukere og til gassinjeksjonskompressoren. Tre gassfyrte kjeler for å dekke varmebehovet.
- Alternativ E: DC elektrisk strøm fra land til å dekke det totale behovet for kraft og varme.

En mer detaljert evaluering av valgt kraftforsyninger er gitt i Vedlegg (2) (Johan Castberg power concept selection summary report).

De alternative løsningene har en vesentlig høyere investeringskostnad sammenlignet med hovedalternativet. Det ble derfor besluttet å gå videre med hovedalternativet med tre gassturbiner som dekker installasjonens kraft- og varmebehov.

Det er satt av plass til nødvendig utstyr og kabel dersom det i fremtiden blir besluttet å forsyne Johan Castberg med strøm fra land.

I tillegg til dette er det gjort en mulighetsstudie hvor utslippsreduksjonspotensialet ved implementering av et batterisystem er vurdert. Systemet vil bidra til å jevne ut topplastene, og derigjennom øke energieffektiviteten og redusere utslippene fra hovedturbinene. Studien indikerer at årlig CO<sub>2</sub>-utslipp vil kunne reduseres med mellom 8 000 og 32 000 tonn. Tallene har imidlertid en høy grad av usikkerhet og vil være nært knyttet til hvordan dynamikken og nivået på det totale elektrisitetsforbruket arter seg når feltet kommer i drift. Det vil være plass til batterier i området som er satt av til fremtidig elektrifisering.

For den essensielle generatoren ble det vurdert å benytte en dieselmotor som samsvarer med MARPOL Tier II og Tier III som begge har krav til reduserte NO<sub>x</sub>-utslipp sammenlignet med konvensjonelle marine dieselmotorer. Tier III har lavere NO<sub>x</sub>-utslipp enn Tier II. Begge alternativene vil kreve mer plass. Basert på tekniske utfordringer og at denne generatoren kun vil driftes 250 timer/år ble det ikke vurdert som den beste løsningen for Johan Castberg.

### 6.1.2 Energieffektivisering

Johan Castberg har tekniske løsninger som minimerer energibruk og maksimerer energieffektivitet. Energi-reducerende og utslippsreducerende tiltak har vært en integrert del av konseptvalg og design og følgende er gjennomført:

- Energianalyser for å øke energieffektiviteten til prosessanlegget
- Variabel hastighetsstyring på større elektriske motorer
- Gjenvinning av overskuddsvarme
- Bruk av LED lys på hele installasjonen

Under drift vil operatøren ha system for energiledelse med kontinuerlig, systematisk og målrettet vurdering av tiltak som kan iverksettes for å oppnå en mest mulig energieffektiv produksjon og drift.

Energiledelsessystemet skal følge prinsippene og metodene angitt i norsk standard for energiledelse NS ISO 50001. Det vil også utvikles en faklingsstrategi.

## 6.2 Fakling og kaldventilering

### 6.2.1 Høy- og lavtrykksfakkel

Fakling vil ikke forekomme i normal drift. Fakling benyttes som en nødprosedyre når anlegget skal trykk-avlastes og tømmes for gass ved rask nedstengning. Dette er en del av sikkerhetssystemet og kan forekomme i hele driftsperioden. Fakling kan også forekomme i perioder ved oppstart av anlegget etter at gassinjeksjonssystemet har vært ute av drift, spesielt i oppstartsfasen før anlegget er godt innkjørt. Fakkalgassen vil da antennes automatisk ved hjelp av et automatisk tenningsystem.

I normaldrift vil gass fra både høytrykksfakkel og lavtrykksfakkel gjenvinnes og sendes tilbake i prosessen.

### 6.2.2 Gjenvinning av flyktige organiske forbindelser (VOC)

Det er installert en VOC-kompressor som vil komprimere flyktige organiske forbindelser fra olje lagertanker og spillvannstanker og resirkulere disse tilbake i prosessen. Kilden til VOC er primært teppegassen som benyttes i disse lagertankene.

### 6.2.3 Teppegass

Brenngass vil bli benyttet som primær teppegass i lagertanker og spillvannstanker. Denne vil bli resirkulert tilbake i prosessen via VOC-kompressoren.

Sekundær teppegass er eksos fra forbrenning av diesel. Denne vil primært bli brukt i forbindelse med forberedelser til entring av oljelagertank eller spillvannstank og vil bli luftet til atmosfære etter bruk. Under evalueringen av sekundær teppegass ble flere alternativer vurdert for håndtering av VOC sammen med sekundær teppegass:

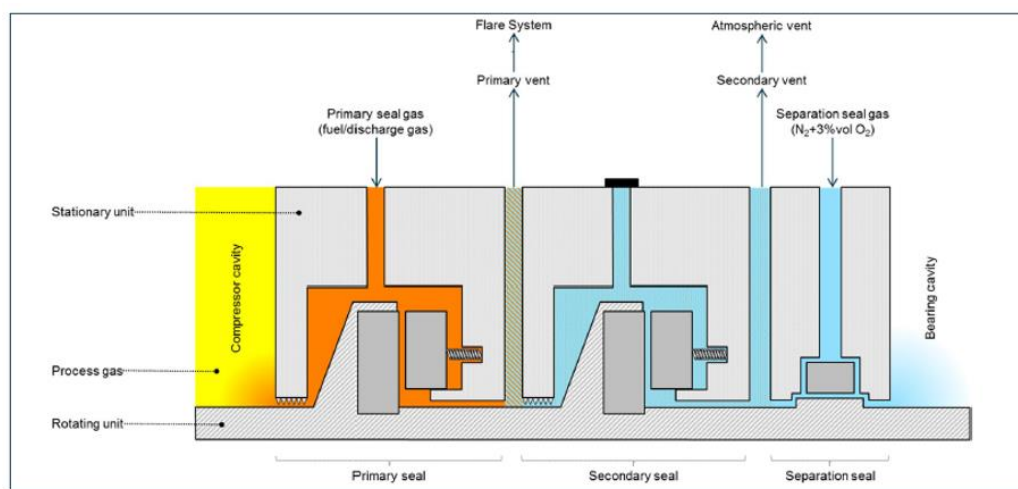
- Ventilering til atmosfære (hovedalternativ)
- Forbrenning av overskuddsgass i fakkel - Denne løsningen krever eget fakkelsystem da operasjonstrykket i lavtrykk fakkelsystemet er for høyt. Videre er brenning av gassrester i eksos utfordrende og vill kreve tilførsel av ekstra brenngass. En slik løsning ville også introdusert sikkerhetsutfordringer på en FPSO.
- Kondensering av gass til væske i et VOC-anlegg for inertgass eksos - Med veldig lave mengder VOC sammen med resterende brenngass og teppegassen blir dette en veldig ineffektiv prosess. Dette ville medført ett energikrevende, plasskrevende og kostbart anlegg, med marginal effekt.
- Bruk av nitrogen i stedet for brenngass - Denne løsningen vill ikke ha noen signifikant effekt på utslipp av brenngass eller VOC. Nitrogen vil måtte ha en renhet på minimum 96% for å unngå tennrisiko. Det er ett nitrogensystem om bord, men det har ca 20% kapasitet i forhold til behovet for sekundær teppegass. Ett nitrogenanlegg som skal oppfylle krav til renhet og kapasitet vil være energikrevende, plasskrevende og kostbart.

### 6.2.4 Kaldventilering

Kaldventilering til atmosfære skal sørge for en sikker ventilering av primært hydrokarbonholdige gasser fra prosessutstyr. Kildene til dette systemet er ventilering fra utstyr som opererer på nær atmosfærisk trykk, f.eks. analyse/prøvetakingsskap, gassturbin utlufting, ventilering fra kompressor tetningsgass-systemer, overtrykksbeskyttelse av lager og spillvannstanker.

## 6.2.5 Avgassing fra kompressortetninger

Det ble vurdert flere løsninger og hovedalternativet bruker hydrokarbongass som primær tetningsgass, sekundær tetningsgass vil ikke bli brukt - innløpsport til den sekundære tetningen er stengt. Gass fra primærtetning blir ført til lavtrykksfakkel der den vil bli resirkulert tilbake i prosessen. Noe hydrokarbongass fra primærtetningen vil lekke over i sekundær tetningen og slippes ut til atmosfærisk vent, men det er anslått at 99 % av hydrokarbongass fra kompressortetninger vil bli gjenvunnet. Prinsippet er vist i Figur 6-1.



Figur 6-1 Kompressor tetningsgass med stengt tilførsel til sekundær tetning

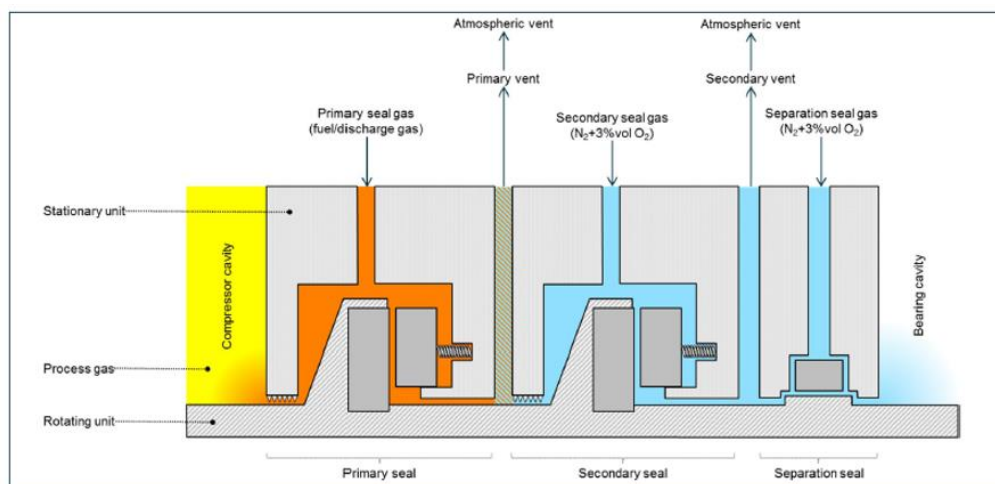
### Andre alternativer som ble vurdert (se Figur 6-2):

Alternativ 1: Hydrokarbongass som primær tetningsgass. Nitrogen med 3 % oksygen som sekundær tetningsgass.

- Denne løsningen ble forkastet fordi det ville resultere i økt utslipp fra atmosfærisk vent av hydrokarbon/nitrogen. Det ville ikke være mulig å gjenvinne tetningsgassen pga. for høyt nivå av oksygen (som urenheter fra nitrogen).

Alternativ 2: Hydrokarbongass som primær tetningsgass. Nitrogen med redusert innhold av oksygen som sekundær tetningsgass.

- Denne løsningen ble forkastet fordi det da ville medføre store kostnader til forbedret nitrogengenerator.



Figur 6-2 Alternativ 1 for kompressor tetningsgass-designet; tilførsel av sekundær tetningsgass

### 6.2.6 Strippegass fra TEG-regenerering

Trietylenglykol (TEG) brukes som absorpsjonsmiddel for reduksjon av vann i eksportgassen. Strippegass i form av brenngass brukes for å fjerne rester av vann i TEG-løsningen når denne regenereres. Strippegassen vil normalt bli ført til lavtrykksfakkel og bli gjenvunnet, men vil ved for høyt trykk i lavtrykksfakkel bli sendt til atmosfærisk vent.

### 6.2.7 Avgassing fra produsert vann

Avgassing fra avgassingstanken blir ført tilbake til prosessen via rekompresjonstoget.

### 6.2.8 Utslipp til luft ved hovedkraftturbinbytte

På grunn av varierende kraftforbruk, vil det variere hvor mye de to hovedkraftturbinene er i drift. Begge turbinene vil ikke gå hele tiden, og det vil byttes på hvilke som er i drift. Base case er at ved bytte mellom turbinene vil det slippes ut omtrent 50 kg brenngass fra den første turbinen til atmosfæren, noe som ville gi et utslipp på 2500 kg brenngass/år. Det ble gjort en BAT-vurdering i designfasen som resulterte i en designendring der mye av gassen ved bytte av last fra en turbin til den andre blir ledet til høytrykksfakkel, og gjenvunnet. Dette vil redusere årlige direkte utslipp i forbindelse med turbinbytte fra 2500 kg/år til 100 kg/år.

### 6.2.9 Oppsummerte tiltak for å redusere utslipp til luft av uforbrente hydrokarboner

Følgende tiltak er gjort på Johan Castberg for å redusere utslipp av uforbrente hydrokarboner til atmosfæren:

- Gjenvinning av VOC
- Brenngass benyttet som teppegass blir resirkulert tilbake i prosessen via VOC-gjenvinning.
- Ca. 99 % av gass fra kompressortetninger sendes tilbake til prosessen.
- Avgassing fra produsert vann blir resirkulert tilbake til prosessen.
- Utslipp av brenngass ved turbinbytte er betydelig redusert.
- Antall flenser og lokale prøvetakingsutluftinger i prosessen er minimert.

### 6.3 Produsert vann

Produsert vann er vann som følger med olje og gass fra reservoaret. Det består både av naturlig vann fra formasjonene og vann som er injisert for å øke utvinningen. Produsert vann vil inneholde rester av produksjonskjemikalier.

For å begrense utslipp til sjø har prosjektet valgt et konsept som baseres på reinjeksjon av produsertvann, bruk av utprøvd teknologi for rensning av produsertvann, utslipp til sjø når injeksjonen er ikke tilgjengelig og lagring av produsertvann i spilvannstanker eller cargotankene når det er driftsforstyrrelser og vannet er med dårlig kvalitet. Valgte konsept vil gi en EIF 0-1 for alle produksjonsår.

Produsert vann går gjennom en tretrinns rensesprosess før injeksjon/utslipp til sjø: hydroykloner, kompakte flotasjonsenheter (CFU) og avgassingstank. Systemdesignet er basert på vurderinger av spesifikke forhold knyttet til Johan Castberg (f.eks. separasjonsevne olje/vann, temperatur, trykk) og erfaringsdata på drift og ytelse for aktuelle renseteknologier. Under stabile driftsforhold er det forventet at utslippkonsentrasjoner vil være under 15 mg/l. Generelt kreves det spesiell fokus i oppstartsfasen med lite vann samt ved spesielle operasjoner som brønnaktiviteter, oppstart etter nedstenging o.a. For å robustgjøre produsert vann rensingen på Johan Castberg er følgende tiltak implementert:

- Design- og driftsparametere i separatorene som gir mulighet for overvåking og optimal styring av systemet.
- Høy fleksibilitet med flere parallelle enheter, 3 x 33% hydroykloner (HC), 2 x 50% kompakt flotasjonsenheter (CFU) og split-range kontrollventiler som gir mulighet for å håndtere store spenn i vannproduksjon og opprettholde maksimal renseseffekt.
- To-kammer hydrosyklon for testseparator som gir fleksibilitet til å håndtere varierende vannmengder over kort tid.
- Sandsykloner som beskytter injeksjonssystem og reduserer risiko for tap av injeksjonskapasitet (sikre oppetid på injeksjon).
- CFUer har løsning med effektiv gasstilførsel som sikrer god gas-olje kontakt og separasjon uavhengig av vannrate. Rejekt fra hydroykloner er ført direkte til separasjonstoget for å unngå pumping og redusere problem knyttet til skjærkrefter og emulsjonsdannelse.
- Samlet håndtering av rejekt fra CFU og avgasser som føres oppstrøms heater i separasjonstoget for å oppnå bedre separasjon, med mulighet for ruting til spilvannstanker dersom det oppstår separasjonsproblemer.
- Bruk av lavskjær-pumper og lavskjær kontrollventiler for produsert vann for å begrense oppdeling av oljedråper.
- Tilrettelagt for dosering av flokkulant på alle rensetrinn.
- Høy grad av redundans på teknisk utstyr som gir mulighet for tilnærmet 100 % oppetid.
- Løsninger som skal minimalisere behov for vedlikehold og mulige driftsforstyrrelser (eks. inspeksjon, automatisk spyling og materialvalg).

Det vil legges vekt på optimal drift av produsert vann-systemet for å oppnå best mulig rensesgrad, uavhengig av om det injiseres til reservoar eller slippes til sjø. Fra et reservoarsynspunkt er høy kvalitet på vannrensing svært viktig for å opprettholde injektiviteten.

En kjent problematikk er dog at perioder med utslipp til sjø ofte henger sammen med ustabile driftsforhold (shut-down/start-up) eller spesielle operasjoner (brønnoppstarter/intervensjoner) med tilhørende dårligere vannkvalitet. I slike situasjoner kan være en utfordring å nå forventet renseseffekt. Ved injeksjon, vil det under

slike forhold være risiko for negativ effekt på injektiviteten. Noe kan kompenseres med operasjonelle tiltak så som økt bruk av flokkulant, redusert gjennomstrømming og eventuelt bruk av spilvannstanker.

Det er selskapets oppfatning at de valgte tiltakene for å håndtere produsert vann er i henhold til beste praksis og BAT.

## 6.4 Sulfatfjerningsanlegg (SRU-anlegg) for produksjon av injeksjonsvann

I sulfatfjerningsanlegget skal brukes et biocid som kalles DBNPA for å kontrollere biologisk vekst på sulfatfjerningsmembranene. Det er vurdert ulike tiltak for å unngå eller redusere utslipp av biocid/DBNPA til sjø og bl.a. er det vurdert:

1. Unngå bruk og utslipp av DBNPA
2. Minimere bruk og utslipp av DBNPA
3. Minimer miljøeffekten av utslipp av biocid.

### 1. Unngå bruk og utslipp av DBNPA

Følgende tiltak er vurdert for å unngå forbruk og utslipp av DBNPA:

- Ikke bruke biocid - Fravær av biocid-behandling vil medføre høy Clean-in-Place-vaskefrekvens (kjemisk vask med høy og lav pH) som betyr høyt forbruk av kjemikalier, og vil ha negativ påvirkning på oppetiden på anlegget og utskiftingsfrekvensen av membranene. Fravær av biocid er derfor ikke anbefalt.
- Kjemisk substitusjon - Eget substitusjonsprodukt er ikke identifisert per i dag. Alternative biocider har enten for lang reaksjonstid eller er ikke kompatible med membranene.
- Transport og behandling på land (ved offline biocidbehandling) - En egen transport- og behandlingskjede vil måtte etableres, og biocid-avfallet vil måtte håndteres og behandles som farlig avfall og sannsynligvis brennes. Total miljøeffekt er tvilsom. Dette alternativet er ikke anbefalt.
- Injeksjon av biocid-holdig vaskevann i vanninjeksjonsbrønn (ved offline biocid-behandling) - Ikke alle bakterier vil drepes av biocidet. Injeksjon av biocidholdig vaskevann vil inneholde frigjort cellemateriale som vil gi næring til bakterier som overlever og som eksisterer i reservoaret fra før av. Dette kan gi en sekundær oppblomstring av mikrobiell aktivitet og forårsake problematisk cellevekst i reservoaret som gir redusert permeabilitet og redusert injektivitet. Denne løsningen er ikke ansett som moden per i dag. Løsning som muliggjør bruk av denne muligheten i fremtiden, er imidlertid implementert i design og vil vurderes å tas i bruk etter driftserfaring er oppnådd.

### 2. Minimere bruk og utslipp av DBNPA

Følgende tiltak er vurdert for å minimere forbruk og utslipp av DBNPA:

- God forbehandling av sjøvannet for å minimere biologisk vekst på sulfatfjerningsmembranene. Sjøvannet vil klorineres kontinuerlig på inntaket og partikler ned til 0,02 micron vil fjernes i ultrafiltreringsmembraner før sulfatfjerningsmembranene. Dette er ansett som den best mulige og foretrukne forbehandling av sjøvann til sulfatfjerningsmembraner.
- Reaktiv biocid-behandling i stedet for preventiv biocid-behandling. Reaktiv biocid-behandling krever kontinuerlig monitorering av bakterievekst for å forutse behov for biocid-behandling. Ingen monitoreringsteknikker er per i dag kvalifisert til bruk på sulfatfjerningsmembraner.
- Optimalisering av dose, frekvens og oppholdstid. Det er anbefalt at optimalisering av dose, frekvens og oppholdstid blir gjennomført i driftsfasen og justeres i forhold til sesongvariasjoner i fødevannskvalitet.
- Redusere sjøvannsraten under biocid-behandlingen (ved online biocid-behandling). Ved å utnytte anleggets turndown (ned til 70 %) kan sjøvannsraten reduseres under online biocid-behandling.

- Tilpasse kapasiteten på anlegget til faktisk injeksjonsbehov. Behovet for sjøvannsinjeksjon vil avta etter hvert som produksjon av formasjonsvann øker, ut i tid vil kapasiteten til sulfatfjerningsmembranene bli tilpasset ved at en permanent blinder av membrantanker.
- Offline biocid-behandling. Offline biocid-behandling er implementert i design av sulfatfjerningsanlegget. I praksis betyr dette at ett og ett tog tas ut av drift den tiden det behandles med biocid (såkalt offline behandling), fremfor at biocid doseres inn i total sjøvannsmengde som strømmer gjennom anlegget i drift (online behandling). Sistnevnte metode er den konvensjonelle måten å gjøre biocidbehandling på. Offline behandling gjør at volumene av biocid reduseres betydelig og begrenses til det lukkede volumet av membraner i ett tog.

### 3. Redusere miljøeffekten av utslipp av biocid – Følgende tiltak er vurdert for å redusere miljøeffekten av biocidutslipp:

- Kjemisk degradering (avgiftning) av DBNPA før utslipp. DBNPA vil i reaksjon med natrium bisulfitt bli avgiftet ved at enkelte av brom-ionene spaltes av DBNPA-molekylet. Tester har vist at reaksjonen skjer raskt. Løsning som muliggjør kjemisk degradering av DBNPA før utslipp er implementert i design. Behandlingen vil ikke mineralisere DBNPA og substansen vil uansett ha lang nedbrytningstid i miljøet, men fare for akutte giftighetseffekter reduseres vesentlig med forbehandling med bisulfitt.

## 6.5 Sjøvann

Sjøvann leveres av 3x50 % sjøvannsløftepumper. På hovedsjøvannsløftepumpene er sjøvannsinntakslanger festet under skrogbunnen. Slangene har et grovfilter på enden som hindrer sel og stor fisk i å komme inn i slangen. Valg av plassering av sjøvannsinntak er basert på flere faktorer:

- Strømningsanalyser som er utført for å sikre at sjøvann til FPSO-en ikke blir forurenset av kloakk, produsert vann eller andre utslipp fra FPSO, tankbåter eller forsyningsfartøy
- Dybde som begrenser biologisk materiale i sjøvannsinntaket
- Stabil temperatur på sjøvannet

Det er usikkert hvordan den biologiske aktiviteten i sjøvannet vil være for ulike dyp for Johan Castberg, men en undersøkelse av Akvaplan/Niva sommeren 2013 av den biologiske aktiviteten i «Vardø snittet», en strekning mellom Vardø og Svalbard i Barentshavet gir en indikasjon på forventet biologisk aktivitet. De har tatt prøver og analysert konsentrasjonen av Klorofyll, som er en metode for å måle mengdene plankton som finnes. Prøver tas ned til -75m dybde. Undersøkelsen viser at det er plankton i de øverste 25 m, og reduseres ned mot 50-60 m dyp, men svært lite ved -75m. Det betyr ikke at det er ikke andre biologiske aktiviteter på -75m, men at det er en reduksjon i forhold til -50m, og potensialet for begroing er derfor mye lavere.

Det ble vurdert å senke sjøvannsinntaket under -60m, men pga. store investeringskostnader og tekniske utfordringer ble det besluttet å ikke gå videre med dette. Økt inntaksdybde har følgende usikkerheter:

- Kvalifisering av fleksibelt rør - på det tidspunktet hadde ikke selskapet erfaring eller teknologi for sjøvannsinntak med den nevnte slangelengden og ny teknologi måtte kvalifiseres som ble ansett som for tidskrevende.
- Re-design av strukturell skroggjennomføring – det ble identifisert at lengre slange/dypere sjøvannsinntak vil ha større vekt og bli utsatt for større dynamiske krefter som igjen ville gi behov for strukturelle forsterkninger.
- Hypokloritt vil fortsatt være nødvendig, da man ikke kan utelukke marin vekst i vannet fra dybder under -60 m.

- De totale kostnadene vil være store.

Ved å hente sjøvann fra en dybde på -45 til -51,5 meter, vil inntaket av begroingsorganismer reduseres betydelig. Dette tiltaket er spesielt effektivt i perioden mai til juni, når primærproduksjonen er høyest. Inntaket av sjøvann fra nedre del av sprangsjiktet (-45 meter) vil også redusere bruken av natriumhypokloritt. Studier viser at det vil være noe biologisk vekst i dette området. Det vil derfor være behov for å behandle vannet for å hindre marin vekst.

I forbindelse med BAT-vurderingene, har prosjektet også vurdert følgende metoder for behandling av sjøvann:

- Direkte dosering av hypokloritt fra lagertanker (importert hypokloritt).
- Elektroklorinering
- Kobberklorinering

Kobberklorinering viste seg å være uegnet for Johan Castberg fordi kobber vil ha negativ effekt på nano-filtreringsmembranene i sjøvannbehandlingsanlegget (SRU). I tillegg viste beregninger at direkte dosering av hypokloritt ville gi en høyere konsentrasjon av rest-klor i utslippet enn elektroklorinering. Elektroklorinering ble derfor valgt som metode for å forhindre marin vekst i sjøvannet.

## 6.6 Drenasjevann

Dreneringsvann (åpent avløp, beskrevet i kapittel 7.12 som system 56) og spillvann (skrog, som er en del av system 21 og beskrevet i kapittel 7.2) vil samles i to systemer.

Det åpne avløpssystemet er delt inn i avløp fra ikke-farlige områder og farlige områder. Vann og søl i disse områdene samles opp og føres til en ikke-farlig – eller farlig åpen avløpstank. Vannet fra ikke-farlig avløpstank pumpes til farlig åpen avløpstank.

Spillvannsystemet har tre spillvannstanker, en for rent vann og to for olje-vannblandinger (skittent vann). De skitne spillvannstankene er utformet for å samle opp olje, vann og rester etter tankrengjøringsoperasjoner, motta råolje og vann under utlasting av slanger, og drenere fra forskjellige tanker. Vann fra de to systemene vil bli behandlet i et kombinert behandlingssystem kalt «Spillvann-behandlingspakke» før det slippes ut i havet.

Spill-behandlingspakken består av 2 x 100 % høyhastighets-selvrensende sentrifuger. Oljefraksjonen sendes deretter for videre prosessering, og kun behandlet vann med mindre enn 15 mg/l olje vil bli dumpet i havet.

## 6.7 Lastesystem på tankbåter

Equinor er medlem i VOC Industry Cooperation (VOCIC) som har som mandat å redusere nmVOC-utslipp under offshore lasteoperasjoner på norsk sokkel. De fleste av skipene (6 av 8) som er på kontrakt med Equinor og skal laste olje fra Johan Castberg til Europa er utstyrt med kondensasjonsanlegg og SVOC forbrenning, som er teknologien med høyest reduksjon av nmVOC og metan. De to andre skipene som kun er utstyrt med passivt reduksjonsutstyr og økt tanktrykk, har en estimert reduksjon av nmVOC på 15-28 %.

## 6.8 Ballastvann på tankbåter

Norske myndigheter innførte i juli 2009 Forskrift om hindring av spredning av fremmede organismer via



ballastvann og sedimenter fra skip (ballastvannforskriften), som regulerer håndtering og utslipp av ballastvann i norsk territorialfarvann og i norsk økonomisk sone. I henhold til forskriften skal skip med urensset ballastvann tatt inn sør for 62° N skifte ballastvann i definerte utskiftningsområder til havs på vei til Barentshavet. Alle skipene som skal benyttes for Johan Castberg vil ha et godkjent anlegg for rensing av ballastvann, dette erstatter metoden med utskifting av urensset ballastvann.

Oljen fra Johan Castberg vil skipes til kontinental-Europa. Dersom en fremmed art klarer å etablere seg i Barentshavet kan dette kunne ha stor påvirkning og konsekvens for økosystemet. Risikoen for at fremmede arter skal kunne etablere seg er likevel relativt liten i de frie vannmassene offshore, og begrenses ytterligere ved rensing av ballastvann og ved oppfølging av andre operasjonelle prosedyrer i ballastvannforskriften.

## 6.9 Belysning

Det er gjort en BAT-vurdering for bruk av lys på Johan Castberg da man valgte lyskilder. BAT-vurderingen er en del av BAT-rapporten som ble laget før Plan for Utvinning og Drift ble godkjent for Johan Castberg i 2018, og fokuserer på muligheter for å redusere energiforbruket og utslippene til luft. BAT-rapporten konkluderer at energiforbruket reduseres med 46% med bruk av LED-lys i forhold til konvensjonell belysning, og LED-lys er vurdert til å være beste tilgjengelige teknologi, og derfor valgt. Lysforurensing og eventuell påvirkning lys har på fugl var ikke med i denne vurderingen. Belysning på Johan Castberg er bygget i henhold til internasjonale standarder for arbeidsmiljø, og skal tilfredsstillende grunnleggende menneskelige behov som visuell komfort og opplevd velvære, sikkerhet for å gjøre personell i stand til å utføre oppgaver som krever godt lys, også under vanskelige forhold og under lange arbeidsperioder.

## 6.10 Styring av undersjøiske ventiler

For hydraulisk åpning og lukking av brønnventiler og ventiler på havbunnsmanifoldene, skal det brukes vannbasert hydraulikkvæske. Det er valgt et åpent system som vil medføre utslipp av hydraulikkvæske til sjø i forbindelse med operering av ventilene.

Løsning er valgt basert på en totalvurdering ut fra teknisk funksjonalitet, sikkerhet og hensyn til miljø for både lukkede systemer med syntetiske hydraulikkvæsker og åpne systemer med vannbaserte hydraulikkvæsker.

Selskapets erfaringer fra felt i drift med lukket retursystem viser at returvæsken i enkelte tilfeller kan være kontaminert med brønnvæsker, avleirings hemmer, sjøvann og kompletteringsvæske. En slik mulig kontaminering kan tolereres i syntetiske væsker, men de kan forårsake blokkering i vannbaserte systemer.

Dersom dette skulle skje, vil det være en risiko både for sikkerhet og tilgjengelighet.

Havbunnsmanifolder med åpen retur og vannbasert væske er også mer kostnadseffektivt på grunn av at lavere viskositet tillater mindre dimensjoner på rør og mulighet til å benytte standardutstyr. Bruk av standardutstyr er også mer effektivt ifm. vedlikehold. Basert på disse vurderingene har Equinor valgt å ha åpen retur på det vannbaserte systemet.

## 6.11 Deteksjon av olje på sjø

Selskapet har prosedyrer som ivaretar gode barrierer mot utslipp til sjø under lossing av olje til tankskip. Det er installert IR kamera for overvåkning i området. I tillegg er det installert et radarovervåkningssystem som vil

---

gjøre det lettere å detektere oljesøl på havet. Det er selskapets oppfatning at de valgte tiltakene er i henhold til beste praksis og BAT.

## **7 Systembeskrivelser for de systemene som påvirker utslipp til sjø og luft**

### **7.1 Separasjon og stabilisering (System 20)**

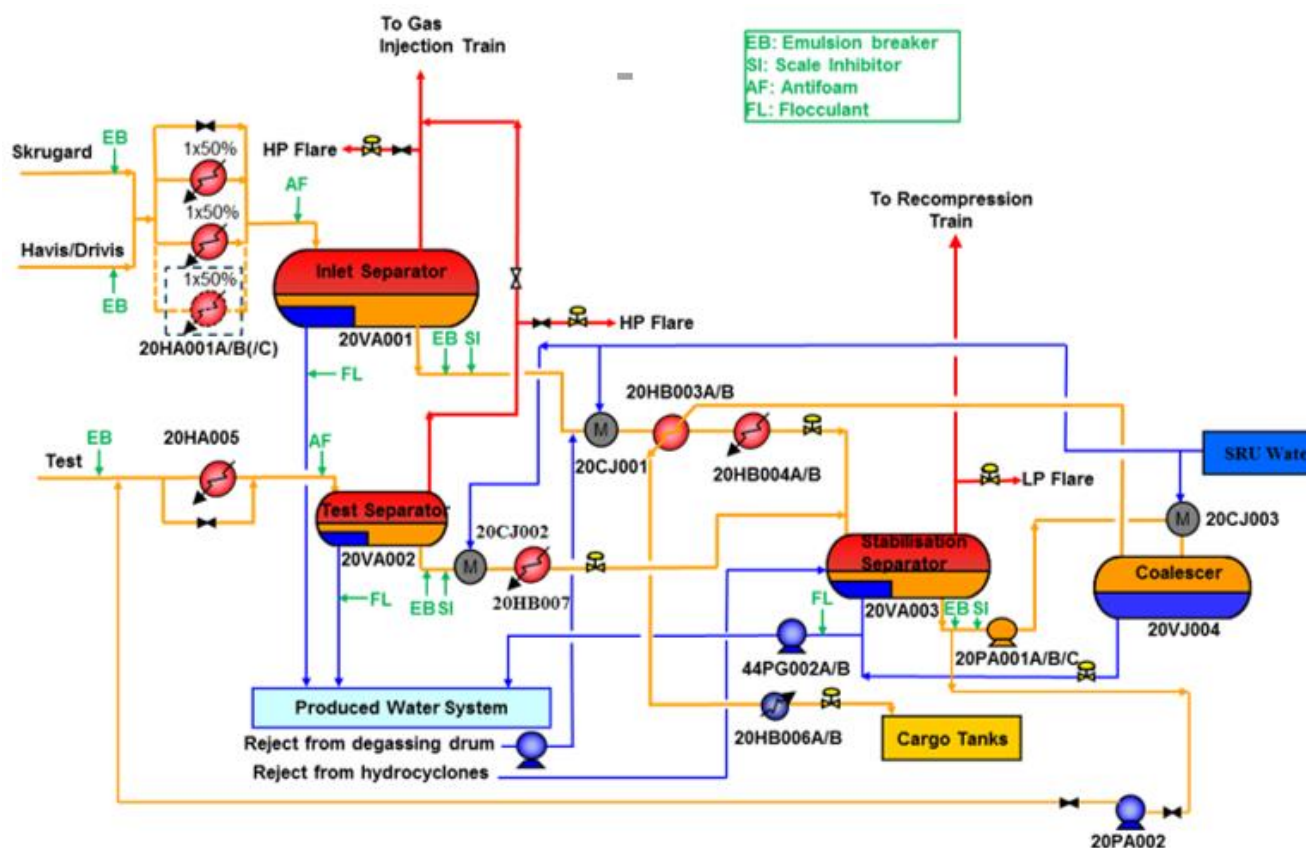
Systemet skal ta imot brønnstrøm og separere denne i produktene olje, produsert vann og gass samt stabilisere oljen. Separasjon og stabilisering gjøres i en innløpsseparator, en stabiliseringsseparator og en elektrostatisk vannutskiller.

I tillegg finnes en egen testseparator som skal brukes ved opprensning av brønner og brønntesting.

Reservoartemperaturen for Johan Castberg-feltet er lav sammenlignet med andre felt og oljen inneholder en del voks. For å motvirke voksing i innløpsseparatoren er det installert innløpsvarmere som varmer opp brønnstrømmen til 55 °C. Tilsvarende er det varmevekslere oppstrøms testseparatoren og stabiliseringsseparator.

Vann med lavt saltinnhold tilsettes i en delvis separert brønnstrøm for saltvasking og for å hjelpe til å møte saltinnholdsspesifikasjon for oljen.

Emulsjonsbryter kan tilsettes brønnstrømmen oppstrøms innløpsvarmerne og oppstrøms stabiliseringsvarmerne, samt oppstrøms elektrostatisk vannutskiller. Skumdemper kan tilsettes brønnstrømmen oppstrøm innløps- og testseparator. Avleiringshemmer kan tilsettes oljestrømmen nedstrøms innløpsseparator og testseparator samt nedstrøms stabiliseringsseparator. En forenklet oversikt over systemet er vist i Figur 7-1. Et mer detaljert bilde av system 20 er gitt i Vedlegg (3a/b).



Figur 7-1 Forenklet oversikt over systemet 20

### Miljøaspekter ved separasjon og stabilisering

Tilsatte produksjonskjemikalier vil følge oljen eller produsert vann avhengig av om de er vann- eller oljeløselige. Normalt vil produsert vann føres til vannrensaneanlegg og videre til reinjeksjon i reservoaret.

## 7.2 Oljelagring, måling og lastning (System 21 og 33)

Oljelagring, måling og lastning består hovedsakelig av lagertanker for olje og spillvann, pakke for oljemåling, oljeksportpumper og slangesystem samt pakke for spillvannsrensing.

Hensikten med systemet er å motta stabilisert olje fra prosessen (System 20) ved en produksjonsrate opp til 1460 Sm<sup>3</sup>/t. Oljen lagres i 14 råoljetanker som til sammen har en kapasitet på 175 000 m<sup>3</sup> basert på 98 % fyllegrad. Hydrokarbongass tilføres når tankene tømmes og presses ut av tankene når disse fylles opp med olje, gassen ledes til VOC-kompressor og gjenvinnes. Oljen pumpes via en lossemanifold og måles i en oljemålestasjon før den føres over i et tankskip. Design losserate er 8000 m<sup>3</sup>/t, basert på 6 pumper i drift.

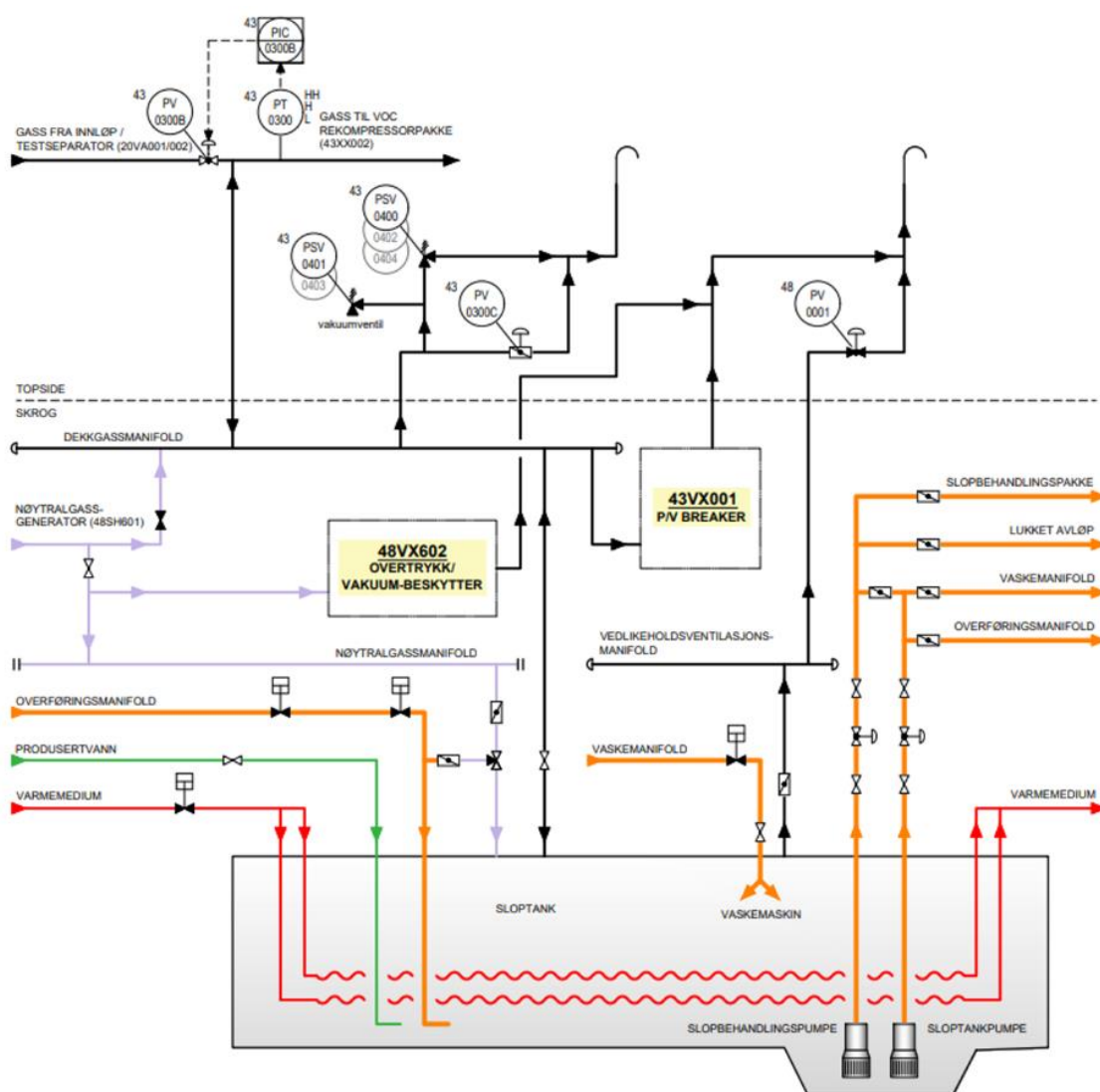
Etter at tankbåten har posisjonert seg, ca. 110 meter fra FPSO-en, vil losseslange (20" og 165 m) bli overført. Lossing kan starte når alle betingelsene for «grønn linje» er på plass. Ved brudd på denne vil lossing stoppes.

Det er iverksatt en rekke tiltak for å unngå akutt forurensing:

- Overvåking fra kontrollrommet
- Installerte CCTV kamera for lossetrommel og sjø mellom tankbåt og FPSO
- Trykksensorer som vil indikere mulig brudd i slange

- Grønn linje som skal sikre at alle forhold relatert til lossing er ivaretatt (f.eks. posisjonering og operativt losseanlegget på både FPSO og tankbåt)
- Stengeventiler i begge endene av losseslangen som stenger ved tap av grønn linje
- Visuell overvåking
- System for deteksjon av akutt forurensing (se kapittel 15)
- Beredskap i forbindelse med akutte oljeutslipp (se kapittel 14)

Hensikten med spillvannsystemet er primært å samle opp og lagre urent vann. Spillvannssystemet har tre tanker, to til oppsamling av urent vann og én til oppsamling av rent vann. Tankene kan i tillegg brukes til lagring av olje. Oljeholdig vann behandles i behandlingseenheten for spillvann. Renset vann fra denne enheten kan slippes over bord, når det er innenfor kravene. Vann fra spilltankene kan bli brukt til vasking av spill- og råoljetanker ved hjelp av fastmonterte tankvaskemaskiner installert i disse tankene.



Figur 7-2 Typisk spillvannstank med forbindelser til manifolder

### Miljøaspekter ved oljelagring og måling

Jevnlig utslipp av rensert spillvann.

### 7.3 Gasskompresjon og injeksjon (System 23)

Hensikten med gassinjeksjonssystemet er å komprimere gass fra innløp- og testseparator, i tillegg til gass gjenvunnet fra rekompresjonssystemet, til et så høyt trykk at den kan injiseres i dedikerte injeksjonsbrønner eller benyttes som løftegass. Den komprimerte gassen etter første komprimeringstrinn ledes videre til system 24- gassbehandling for å fjerne vann. En sidestrøm tas av, denne strømmen er kilden til brenngass systemet.

Hovedkomponenten i systemet er injeksjonskompressoren som er drevet av en dedikert gassturbin. Systemet er designet for en mulig fremtidig gassseksport med dedikert plass i turet. Gasskompressor turbinen er fra produsenten Siemens, og leverandøren gir garantiverdier for NOx i røkgassen på opptil 15 ppm ved 15% O<sub>2</sub> i tørr eksos, dette gjelder for last mellom 32 og 36 MW.

MEG kan tilsettes systemet for hindring/bekjempelse av hydrater og eventuelt ved oppstart.

#### Miljøaspekter gassbehandling og kompresjon

Kompresjon er en kraftkrevende operasjon og gir utslipp til luft fra gassforbrenning. MEG vil i hovedsak følge væske fra væskeutskillere tilbake til separasjon. Lekkasje av tetningsgass fra kompressortetninger blir ventiltet til atmosfæren. Ventiltet gass vil inneholde en blanding av nitrogen og hydrokarbongass.

### 7.4 Gassbehandling (System 24)

Gassbehandlingssystemet er designet for å kjøle ned gassen og ta ut både kondensert væske og vann fra gassfasen. Målet er å ha et lavt duggpunkt på gassen. Dette begrenser muligheten for hydratdannelse ved høyere trykk på injeksjonsgassen. Det er trietylene glykol (TEG) som benyttes som tørkemedium, denne sirkulerer i en delvis «lukket» krets hvor den blir regenerert og kan gjenbrukes. Kretsen vurderes som delvis lukket da en del av TEG-en vil gå med gass fasen som dråpemedriving og en del vil løses opp i vann fasen som videre havner i produsertvann strømmen.

#### Strippegass fra TEG-regenerering

TEG brukes som absorpsjonsmiddel for reduksjon av vann i eksportgassen. Strippegass i form av brenngass brukes for å fjerne rester av vann i TEG-løsningen når denne regenereres. Strippegassen vil normalt bli ført til lavtrykkfakkell og gjenvunnet.

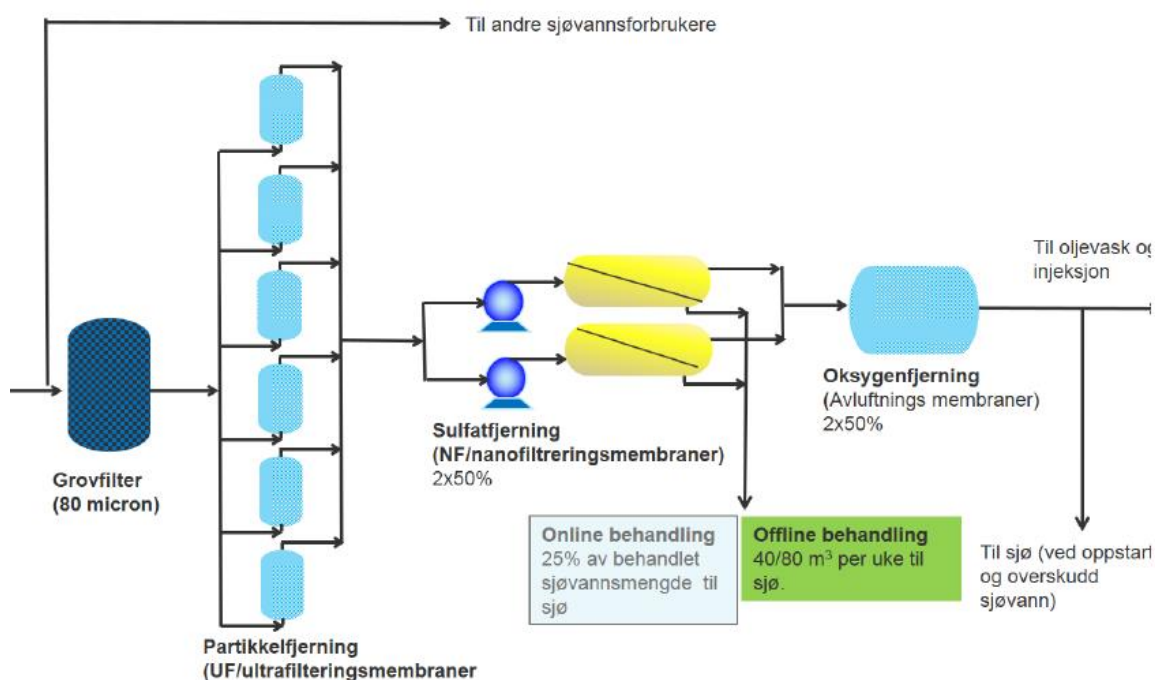
#### Miljøaspekter for gassbehandlingssystemet

Små mengder hydrokarboner vil kunne bli luftet til atmosfære. En del av TEG-en vil løses i vannfasen og blir sendt videre med resten av produsert vann til injeksjon. TEG regenererings anlegget har kapasitet av 10 m<sup>3</sup> og ved utskifting vil denne mengden sendes til land for destruering. Utskifting av TEG fra regenererings anlegget estimeres til å være en gang per 8 år. Det forventes lite kvikksølv fra reservoarene på Johan Castberg og dermed enda mindre i TEG fra tørkeanlegget.

### 7.5 Vanninjeksjon (System 29)

Vanninjeksjonssystemet består av to prinsipielt forskjellige deler, vanninjeksjonspumpedelen som pumper vann til reservoaret for trykkstøtte og deponering og pakken for sulfat- og oksygenfjerning av sjøvann (SRU).

SRU-anlegget inneholder også eget system for kjemikalielager og -distribusjon.



Figur 7-3 Oversikt over sulfat- og oksygenfjerningsanlegget med forbehandling og offline og online behandling

Sulfat fjernes fra sjøvannet ved bruk av nanofiltreringsmembraner i to parallelle membran-tog. Hvert av membran-togene består av over 500 membraner. Membranene som brukes, utsettes for begroing av bakterier og alger som følger med sjøvannet. For å unngå at membranene tettes igjen, tilsettes biocid som dreper bakterier og alger.

Biocidet som benyttes til preventiv behandling av sulfatjerningsmembranene for å hindre biologisk vekst, er en type ikke-oksiderende biocid ved navn DBNPA. Med høyt fokus på å minimere utslipp av kjemikalier i Barentshavet, er SRU-anlegget på Johan Castberg designet slik at forbruk og utslipp av DBNPA reduseres betraktelig på grunn av implementering av offline biosid behandling istedenfor online behandling. Offline behandlingen er fullt automatisert og sekvensstyrt. I tillegg er det forberedt for å tilsette natrium bisulfitt til brukt biocidvaskevann for å nøytralisere biocidet før det slippes ut til sjø via åpent dren etter endt biocidbehandling.

Føden til vanninjeksjonspumpene er rensert produsert vann fra system 44 og sulfat- og oksygen-fritt sjøvann fra SRU anlegget. Avleiringshemmer vil tilsettes injeksjonsvannet for å hindre avleiringer. Biocid vil kunne tilsettes injeksjonsvannet for kontroll av mikrobiologisk vekst.

Etter en har fått erfaringer med injektiviteten på vanninjektorene, og erfaring med hvor mye biologisk materiale som vaskes av membranene under slik behandling, vil injeksjon av biocidvaskevann vurderes. Dette på grunn av risiko for å plugge porer i vanninjektorene. Det biologiske materialet som vaskes av membranene kan inneholde noen få overlevende bakterier, som kan skape grobunn for videre biologisk vekst i vanninjeksjonsbrønnene. Et mer detaljert bilde av vanninjeksjonssystemet er gitt i Vedlegg (4).

### Miljøaspekter vanninjeksjon

Vanninjeksjon er kraftkrevende. Det vil bli utslipp av kjemikalier fra biocidbehandling og vaskeprosessen av SRU-membranene, i tillegg til avleiringshemmer og klorfjerner som følger rejektstrømmen.

## 7.6 Varmemedium (System 41)

Johan Castberg har et stort behov for prosessvarme sammenlignet med andre felt. Dette skyldes lav reservoarstemperatur, og de klimatiske forholdene som krever ekstra varme for sikker drift av produksjonsenheten.

Hensikten med dette systemet er å overføre varme til prosessutstyr og HVAC-systemer.

Systemet består av to hovedkretser; en primær krets for oppvarming av prosessutstyr og en sekundær krets for oppvarming av HVAC-systemene. Primærkretsen varmes opp i varmegjenvinningsenheter (WHRU) koblet til hovedkraftturbine og injeksjonskompressorturbine. Primærkretsen overfører varme til sekundærkretsen.

Varmemediet består av en blanding av TEG og vann (45/55 vekt%) og sirkuleres i lukkede og trykksatte sløyfer ved hjelp av sirkulasjonspumper. I sløyfen er det også installert en dumpekjøler som har i oppgave å fjerne overskuddsvarme ved lav belastning.

### Miljøaspekter varmemedium

Systemet bidrar til høy energituttnyttelse. Det vil forekomme utslipp av TEG /vann blandingen ved vedlikehold av systemet.

## 7.7 Fakkell og kaldventilering (System 43)

Hovedformålet med fakkelsystemet er å sørge for en sikker håndtering av hydrokarboner i gass- og væskeform som kommer fra prosess-systemene. Fakkelsystemet består av et høytrykk (HT) og et lavtrykk (LT) -nettverk. Generelt sett vil kilder med operasjonstrykk over 12 barg gå til HT-fakkelsystemet og kilder med operasjonstrykk lavere enn 12 barg gå til LT-fakkelsystemet.

Høytrykksnettverket består av et varmt/vått og et kaldt/tørrt nettverk som går i separate løp helt frem til HT fakketrykkttank. Kilder oppstrøms gasstørkeanlegget går til varm/våt fakkelmanifold. Kilder nedstrøms gasstørkeanlegget går til kald/tørr fakkelmanifold. HT-fakketrykkttank er forbundet til to separate fakkeltipper, en HT-fakkeltipp-nød og en mindre som håndterer driftshendelser, HT-fakkeltipp drift. Dette sikrer redusert slitasje og mindre vedlikehold samt øker sikkerheten på plattformen.

Kilder fra lavtrykksystemene går til LT-fakketrykkttank som er forbundet til LT-fakkeltipp. Hver fakkeltipp har to tenningsystemer, et ballistisk system og et system med brenngasspiloter. Faklene er normalt ikke tent og tennes automatisk ved behov.

Fakkelsystemet er normalt lukket, gass som samles opp i systemet gjenvinnes og føres tilbake til prosess-anlegget. Fra lavtrykksystemet via VOC-kompressor til re-kompressor og fra høytrykksfakkell direkte til re-kompressor.

Kaldventilering delsystemet består av Cargoentsystem og Atmosfærisk vent.

### Cargoentsystem

Cargoent skal sørge for en ikke-eksplosiv atmosfære i cargo- og spillvanntanker.

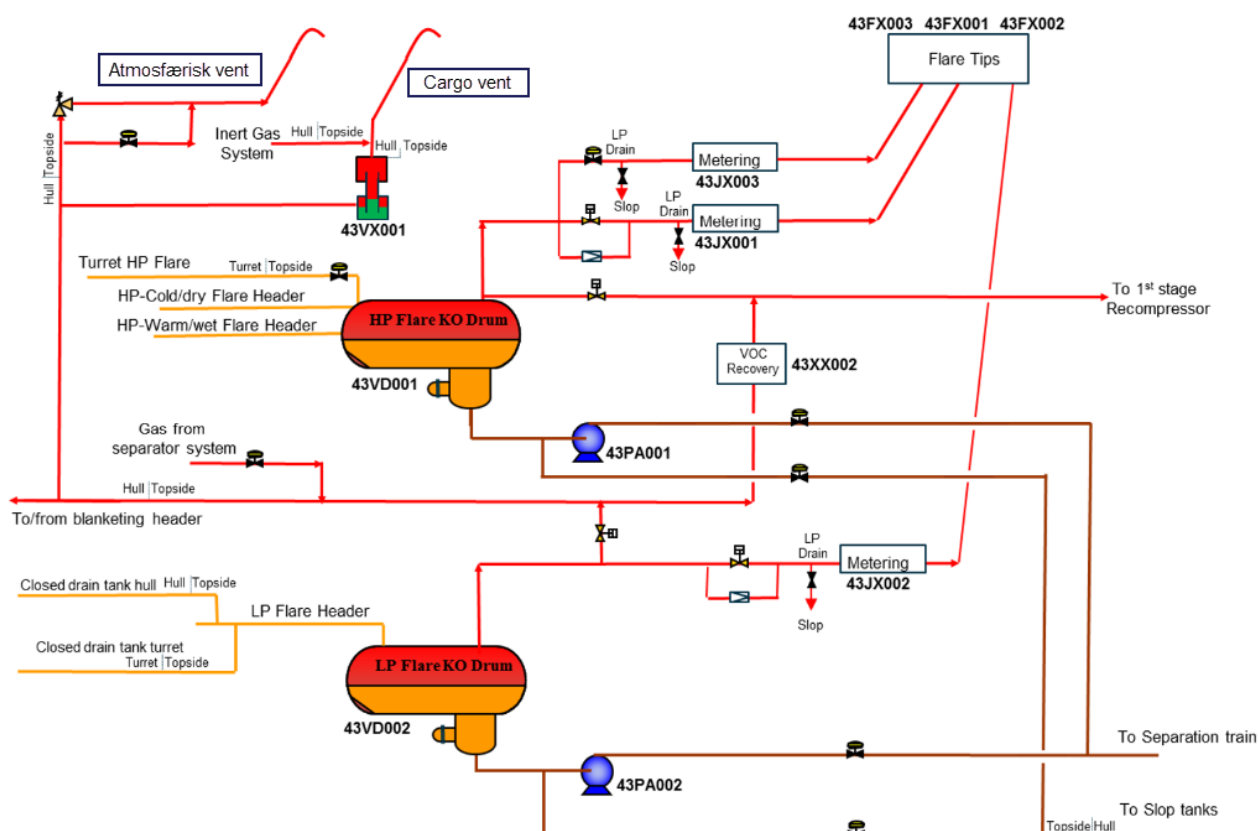
Cargoentsystemet beskytter også cargo- og spillvanntanker mot over-/undertrykk og overfylling. Ved gassfriing av oljelagringstankene ifm vedlikehold skal hydrokarbon gassen fra tanken presses ut ved hjelp av diesel eksos og gjennom Cargoent. Cargoentutløpet avsluttes litt over halvveis oppe i fakkellbommen er ikke tilknyttet til målesystem.

## Atmosfærisk vent

Atmosfærisk vent-nettverket skal sørge for en sikker ventilering fra utstyr som opererer på nær atmosfærisk trykk. Atmosfærisk vent utløpet avsluttes omtrent halvveis oppe i fakkeltoppen og er ikke tilknyttet til målesystem. Kilder som ventileres permanent eller i spesielle tilfeller gjennom atmosfærisk vent er: nitrogengass fra TEG og MEG lagrings tankene, HC gass fra TEG gjenvinningsanlegget, tetningsgass fra re-kompressoren og injeksjonskompressoren, avluftingsgass injeksjonskompressor turbinen, avluftingsgass fra kraftturbinene og vent fra forskjellige analyseskap.

## Miljøaspekter fakkelt og kaldventilering

Utslipp av naturgass gjennom fakkelt vil skje ved oppstart, driftsavbrudd, vedlikehold og nedstengning. Fakkeltgassen antennes da automatisk. Kaldventilering til atmosfære fra utstyr som opererer på nær atmosfærisk trykk, f.eks. analyse/prøvetakingskap, gasturbin utlufting, kompressor tetningsgass-systemer, overtrykksbeskyttelse av lager og spillvannstanker.



Figur 7-4 Forenklet oversikt over fakkelsystemet

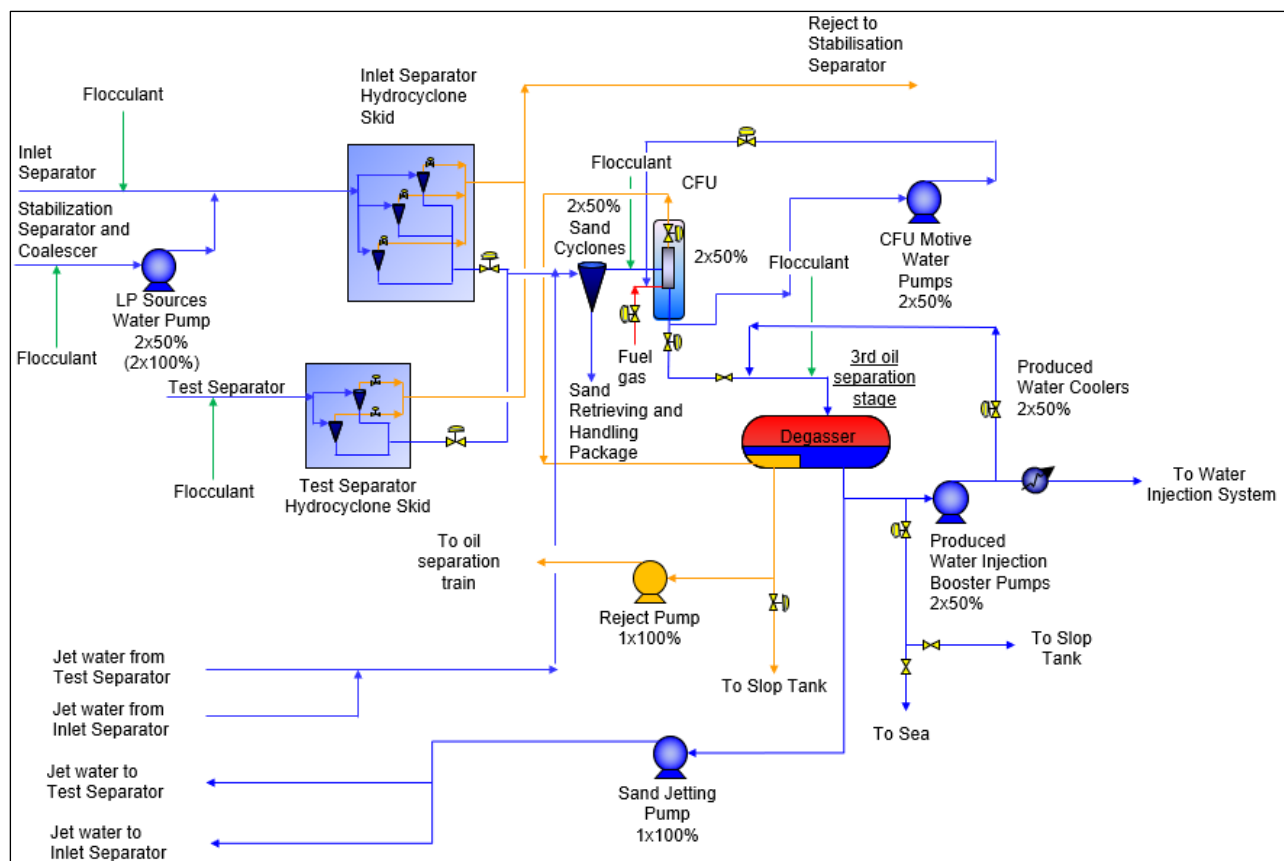
Et mer detaljert bilde av fakkelt systemet er gitt i Vedlegg (5a og b).

## 7.8 Produsert vann system (System 44)

Produsertvannsystemet er designet for å samle produsert vann fra produksjons-separatorene og vann-utskilleren, og behandle det til akseptabelt oljeinnhold før reinjeksjon i reservoaret eller utslipp til sjø.



Systemet for rensing av produsert vann har som hovedoppgave å redusere olje fra det produserte vannet til 15 mg/l eller mindre. I tillegg skal systemet skille ut sandpartikler. En forenklet oversikt over produsert vannsystemet er gitt i figuren under. Et mer nøyaktig bilde av systemet er gitt i Vedlegg (6).



Figur 7-5 Forenklet oversikt over produsertvannsystemet

Det er mulig å tilsette flokkuleringsmiddel til vannet for å lette oljefjerning. Flokkuleringsmiddel kan tilsettes oppstrøms hydrocycloner, oppstrøms CFU eller oppstrøms avgasser.

Avgasseren er en trefaseseparator som separerer gass, olje og vann. Oljefasen blir pumpet tilbake til separasjonstoget. Det rensede vannet fra avgasseren blir normalt pumpet til vanninjeksjonssystemet (system 29) og blandes der med avsaltet sjøvann for deretter å bli injisert tilbake til reservoaret.

Det er antatt at vannet fra 1.trinns separatorene inneholder omkring 1000 mg/l olje i vann. For at vannet skal renses til 15 mg/l, eller mindre olje i vann er det viktig at hvert rensetrinn fungerer optimalt. Forventet renseseffektivitet for et antatt oljeinnhold på 1000 mg/l er vist i Tabell 7-1

Tabell 7-1 Forventet renseeffektivitet ved tretrinns rensing

Utstyr	Antatt rensegrad	Rensing	Resultat
Hydrosyklon	90 %	90 % av 1000 mg/l	100 mg/l
CFU	80 %	80 % av 100 mg/l	20 mg/l
Avgasser	75 %	75 % av 20 mg/l	15 mg/l

Ved eventuelt utfall av injeksjonsanlegget, vil produsert vann slippes til sjø, men bare om OIV tallet er innenfor kravene. Om injeksjonsanlegget er ute av drift og vannet er med dårlig kvalitet, kan denne rutes til spilvannstankene, her kan vannet renses før den slippes til sjø. Det er også mulig å overføre vannet fra spilvannstanken til cargotank for mellomlagring i påvente av utbedring av feil.

### Miljøaspekter produsert vann behandling

Tilsatte produksjonskjemikalier vil følge oljen eller produsert vann avhengig av om de er vann- eller oljeløselige. Renset produsert vann vil bli sluppet til sjø ved utfall av vanninjeksjonsanlegget, antatt opp til 5 % av driftstiden. Når produsert vann slippes ut til sjø, vil trykkfallet føre til at mindre mengder oppløst hydrokarbon-gass i væsken frigjøres og går ut til luft.

## 7.9 Klorinjeksjon (System 47)

Hypokloritt produseres fra sjøvann ved hjelp av elektrolyse i en egen elektroklorineringspakke.

Systemet er designet for å supplere natrium hypokloritt til alle sjøvannsinntak som er i drift. Normalt vil dette begrense seg til inntak for hoved-sjøvannspumpene. Ikke-kontinuerlige inntak som ballastvanninntak, brannvannspumpeinntak, essensielt sjøvannspumpeinntak og nød sjøvannspumpeinntak vil få tilført hypokloritt kun når de er i bruk.

### Miljøaspekter natrium hypokloritt produksjon

Som del av produksjon av natriumhypokloritt dannes det hydrogengass som ventileres til atmosfære. Rester av fritt klor vil følge sjøvannet til utslipp til sjø.

## 7.10 Sjøvannsystemet (System 50)

Sjøvannsystemet skal levere sjøvann til kjøling og forbruk i hjelpesystemer (f.eks. ferskvannsgenerering og SRU). Det er installert tre hoved-sjøvannspumper (normalt to i drift), hver med en dedikert innløpslange som bringer inntaket ned til 48,7 – 53,5 m under vannoverflaten avhengig av skipets dypgang. Det er i tillegg to mindre sjøvannspumper, en for bruk når hoved pumpene er ute av drift og for bruk i nødsituasjoner. De to mindre pumpene har sjøvannsinntak i bunnen av skipet forut på babord side, dvs. normalt mellom 16,7 og 21,5 m under havoverflaten.

I sjøvannsystemet skal det være 2,0 mg/l klor i blandingspunktet og mellom 0,3 - 0,7 mg/l på utslipps-siden (sjøvannsretursløyfen). For rett rapportering av klor til sjø, skal mengde fri klor måles i sjøvannsretursløyfen.

### Miljøaspekter sjøvannssystemet

Nullutslippspumper var ikke kvalifisert løsning hos leverandøren i anskaffelse perioden og derfor kunne ikke velges som et alternativ.

Johan Castberg har neddykkede sjøvanns- og brannvannspumper som er fylt med olje. Oljesystemet til de neddykkede pumpene er under overtrykk for å hindre lekkasje av sjøvann inn i oljesystemet. Hver pumpe lekker 0 – 5 ml/t olje til sjøvannet når pumpene står stille og 0-30 ml/t når pumpene er i drift. Det estimerte mengde olje som skal lekke til sjø fra sjøvannspumpene og brannvannspumpene er beregnet med en konservativ tilnærming (30 ml/t når pumpene er i drift og 5 ml/t når de er i standby). Oljen i systemet er klassifisert som gul 102. Sjøvannsystemet tilsettes hypokloritt fra system 47.

## 7.11 Ferskvann (System 53)

Ferskvannsystemet skal produsere, motta, lagre og distribuere ferskvann. Sjøvann fra system 50 avklorineres ved tilsats av natrium bisulfitt. Ferskvann genereres fra sjøvann ved hjelp av fordamping før lagring og distribusjon. Ferskvannsystemet kan deles inn i to delsystemer; drikkevann og servicevann. Ferskvann som skal brukes som drikkevann tilsettes kalk for å oppnå rett pH. Ferskvann kan også lagres som servicevann, men da uten tilsats av kalk. I evaporatoren brukes noe avleiringshemmer. Ferskvann kan også bunkres fra skip. Hypokloritt vil da tilsettes etter behov.

### Miljøaspekter ferskvann

Avleiringshemmeren som brukes for å forebygge dannelse av belegg i evaporatorene vil i denne prosessen slippes til sjø sammen med det oppkonsentrerte sjøvannet. For desinfisering av tankene i systemet skal det brukes hypokloritt som etter utført operasjon vil gå til sjø.

## 7.12 Åpent avløp (System 56)

Åpent avløp er definert som et sikkerhetssystem og de sikkerhetskritiske funksjonskravene til systemet er å begrense omfang av søl, lekkasjer og hindre spredning av brennbare væsker. I tillegg skal systemet sikre områdesegregering gjennom fysiske skiller mellom avløp i eksplosjonsfarlige og ikke eksplosjonsfarlige områder for å unngå at gass sprer seg fra ett område til andre områder.

Ved normal drift samler systemet opp væske og sender den til spillvannbehandlingsystemet (system 21). Her renses forurenset avløpsvann sammen med spillvann slik at «olje i vann»-innholdet blir mindre enn 15 mg/l før det slippes til sjø. System for åpent avløp skal håndtere brannvann i tillegg til væskelekkasjer. Ved utløsning av brannvann vil deler av vannet rutes direkte til sjø via overløpslinjer fra drenboksene.

Systemet for åpent avløp er delt inn i følgende områder:

- Væsker fra ikke-kontaminert område, det vil si rent regnvann (fra blant annet boligkvarteret og rømningstunnel)
- Væsker fra ikke-klassifisert/ikke-eksplosjonsfarlig område (ikke-farlige områder)
- Væsker fra klassifisert/eksplosjonsfarlig område (farlige områder)

Hovedkomponentene i systemet er en ikke-farlig åpenavløpstank og fem farlig åpenavløpstanker med tilhørende pumper og rørledninger. Biocid kan tilsettes i det åpne avløpssystemet ved behov.

### Miljøaspekter åpent avløp

I normal drift skal oppsamlet væske i åpent avløp systemet føres til system 21 og etter rensning blir det sluppet til sjø. Ved utløsning av brannvann, vil det bli utslipp av brannvann (med brannsluknings kjemikalier) i overløp fra drenbokser til sjø.

### 7.13 Lukket avløp (System 57)

Lukket avløp skal på en sikker måte samle opp og behandle væske fra trykkavlastet utstyr og rør som inneholder hydrokarboner. Systemet er også designet for bruk ved brønnopprenskningsoperasjoner. Væsken som samles opp ledes til oppsamlingstank. Væske herfra vil normalt pumpes tilbake til separasjonsanlegget, men kan også ledes til spillvannstankene (system 21). Oppsamlingstanken er ventilert mot lavtrykkfakkel. Biocid kan tilsettes etter behov.

System 57 er delt inn i følgende undersystemer:

- Lukket avløp turret (inkludert svivel lekkasjeoppsamlingssystem)
- Lukket avløp topside/skrog

#### Miljøaspekter lukket avløp

Det er normalt ingen utslipp til ytre miljø, men systemet er viktig for å ta vare på mindre oljerester fra trykksatte rør og utstyr på en sikker måte.

### 7.14 Lensevann (System 59)

Hensikten med lensevannsystemet er å samle opp vann og søl fra områder/rom i skrog forut og akterut. Væske pumpes til åpent avløp og har normalt ingen direkte utslipp til sjø.

### 7.15 Sanitæravløp (System 66)

Hensikten med sanitæravløpssystemet er å samle kloakk for dumping over bord. Systemet er dimensjonert for å håndtere maksimalt 140 personer.

Dette systemet består av:

- Avløp fra toalett – samlet via undertrykkssystemet (vakuumenheten) og ledet videre for dumping over bord.
- Avløp fra alt annet som ikke er toalettavløp, det vil si dusj, servant, gulvsluk, kvern og lignende ledet i fritt fall via gråvannsledninger for dumping over bord.

Avfallet kvernes før utslipp til sjø.

#### Miljøaspekter sanitæravløp

Sanitære avløp slipper ut kloakk og kvernet matavfall til sjø.

### 7.16 Brannvann (System 71)

Brannvannsystemet har som hovedoppgave å levere brannvann til fastmonterte slukkesystemer. Brannvann distribueres til forbrukerne i en ringledning som er plassert på tankdekk med tilførselsrør til prosessområdene, turret, boligkvarter og helikopterdekk.

Totalt fire dieselelektriske brannpumper forsyner brannvannsystemet med sjøvann, under en brann. Dieselmotorene gir 2800 kW hver, ved et turtall på 1800 rpm. Brannpumpene er montert nedsenket i caissoner til bunnen av skipet som gir sjøvannsinntak på 15 til 21,5 meter under havoverflaten. Som tiltak mot marin vekst, er det tilrettelagt for å tilføre klor ved inntak til brannpumpene.

Brannvannsystemet er frostbeskyttet for utendørs temperaturer ned til  $-21,6\text{ C}^{\circ}$ . Dette er ivare tatt med aktiv og kontinuerlig strømming av vann, varmekabler/isolasjon på rør segmenter som inneholder stillestående vann, og varmeovner i utstyrskabinetter utendørs.

### **Miljøaspekter brannvann**

Dieselmotorene til brannvannpumper vil under bruk gi utslipp til luft i hovedsak av  $\text{CO}_2$  og  $\text{NO}_x$ . Brannvann som inneholder brannskum, kan bli sluppet til sjø.

## **7.17 Hovedkraft (System 80)**

System 80 er hovedsystemet for kraftgenerering og kraftdistribusjon og består av to generatorsett og 11 kV-distribusjonstavler. Hvert generatorsett drives av en 33 MW «dual-fuel» turbin, dvs. turbinen kan driftes på enten gass eller diesel.

Turbinene er av typen General Electric LM2500 + G4 DLE lav  $\text{NO}_x$  dual fuel. Med hver turbin følger en gjenvinningsenhet av overskuddsvarme (WHRU), installert i eksosanlegget til gassturbinene. Overskuddsvarmen forsyner System 41 (Varmemedium) med varme og sikrer en god energieffektivitet på installasjonen.

Det antas at én hovedkraftturbin vil være i drift, og ha høy utnyttelses- og virkningsgrad mesteparten av tiden. Unntaksvis kan man måtte kjøre to hovedkraftturbiner i høylastsituasjoner, eksempelvis under lasteoperasjon og thrusterkjøring. Turbinleverandøren gir garantiverdier for  $\text{NO}_x$  i røygassen fra turbinene på opptil 25 ppm ved 15%  $\text{O}_2$  i tørr eksos, dette gjelder for 75-100% last på turbinene.

Svivel på turret er klargjort for kabeltilkoblinger for mulig fremtidig delvis elektrifisering.

### **Miljøaspekter hovedkraft**

Turbinen forbrenner brenngass eller diesel og vil under bruk gi utslipp til luft i hovedsak av  $\text{CO}_2$  og  $\text{NO}_x$ .

## **7.18 Essensiell kraft (System 83)**

Formålet med System 83 er å forsyne elektrisk kraft for å opprettholde beboelighet og støtte vedlikeholdsaktiviteter på Johan Castberg når hovedkraft (System 80) ikke er tilgjengelig. Essensiell generator-anlegget yter 7,7 MW.

Ved bortfall av hovedkraft, vil essensiell generator starte automatisk og etablere forsyning av essensiell kraft.

Essensiell kraft kan synkroniseres med nødkraft for å øke krafttilgjengelighet og stabilisere forsyning til nød- og essensielle forbrukere ved langvarig bortfall av hovedkraft.

Essensiell generator er drevet av en vannkjølt Caterpillar 16CM32C dieselmotor.

For energieffektiv varmegjenvinning under hovedstrømbrydd, vil en varmeveksler være koblet til dieselmotorens høytemperatur kjølevannskrets for å varme opp sekundært varmemedium (Del av System 41) som forsyner varme til HVAC-systemene på skipet. Den tilgjengelige varmen som utvinnes er avhengig av totalbelastningen på generatoren.

### Miljøaspekter essensiell kraft

Dieselmotoren forbrenner diesel, og vil under bruk gi utslipp til luft i hovedsak av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

### 7.19 Nødkraft (System 84)

Hensikten med nødkraftsystemet er å sikre kraftforsyning til nødsystemer på Johan Castberg i en blackout, nødavstenging eller ved utkobling av hoved- og essensiell kraft. Nødgeneratoren starter automatisk opp ved behov. Nødgeneratorpakken kan yte 2,5 MW og er drevet av en MTU 20V4000P63 dieselmotor.

### Miljøaspekter nødkraft

Dieselmotoren forbrenner diesel og vil under bruk gi utslipp til luft i hovedsak av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

## 8 Planlagte utslipp til sjø

Følgende vil gi utslipp til sjø fra Johan Castberg-installasjonen:

- Produsert vann
- Sjøvann
- Utslipp fra sulfat- og oksygenfjerningsanlegget
- Drenasjevann
- Sanitærvann
- Matavfall
- Kontrollvæske bunnrammer
- Utslipp fra neddykkede sjøvannspumper
- Ballastvann
- Sporstoff ((inkludert i feltets boretillatelse))

### 8.1 Brønnopprensning

Alle oljeproducenter og gassinjeksjonsbrønner på Johan Castberg skal renses opp mot produksjonsenheten (Johan Castberg FPSO) og er en del av denne søknaden. Det er ikke planlagt utslipp til sjø i brønnopprenskningsfasen. De fire første ferdigstilte vanninjektorene vil bli renses opp mot et LWI-fartøy i 2024, og er omtalt i «Søknad om oppdatering av tillatelse til boring på Johan Castberg-feltet» (Miljødirektoratets ref: 2019/2669).

Før gassinjeksjonssystemet er ferdig uttestet og satt i normal drift, skal frigjort gass i testseparator/innløpsseparator føres til HP fakkell for forbrenning. Alle produsenter vil ha Low Solid Oil Based (LSOB) kompletteringsvæske i nedre del av brønnen og saltvann med 40% MEG i øvre del av brønnen samt i ringrommet. LSOB er en emulsjon bestående av typisk 60 vol% baseolje og 40 vol% tung saltlake.

På Johan Castberg er det 5 undersjøiske produksjonsrørledninger fra feltet til FPSO, 3 fra Skrugard og 2 fra Havis/Drivis. Opprensning av både oljeproducenter og gassinjektorer vil skje gjennom disse, og før operasjonsstart skal produksjonsrørledningene være vanntømt og fylt med nitrogen, og påkoblingene fra rammene til produksjonsrørledningene skal være fylt med MEG vann-blanding (45 wt% MEG).

Det er 10 brønnrammer og 2 satellitter med til sammen 18 produksjonsbrønner, 4 gassinjektorer og 8 vanninjektorer som er tilkoblet FPSO-en. De fleste rammer har 2 produksjonsrørledninger og i

opprenskningsfasen skal en av rørledningene brukes til forurenset brønnstrøm og en til ren produksjonsvæske.

For Skrugard- rammene EC, DA og Havis/Drivis-rammene CC og CD er det kun enkel produksjonsledning. Dette er nærmere vist i Vedlegg (7a). Vedlegg (7b) gir en visuell framstilling av brønnopprensning prosessen.

Idriftsettelse og testing av gasskompressorene utføres med produsert gass etter oppstart av de første olje-brønnene. Alle andre systemer skal være testet og utprøvd før opprensning av den første brønnen.

Én gassinjektor skal renses opp tidlig for å muliggjøre gassinjeksjon så snart injeksjonskompressoren er klar til drift. Dette vil minimere faking.

Trykket skal være lavt under opprensningen, og en del gass vill frigjøres fra den produserte reservoarvæsken. Gassen skal ledes til HP fakkell eller til re-kompressoren (når denne kommer i drift).

I den innledende fasen av opprensningen vil væsken som kommer til testseparatoren være det som allerede er i produksjonsrørledningen blandet med kompletteringsvæske og en del reservoarvæske (olje).

Vannutløpet på testseparatoren vil være stengt, og hele væskestrømmen vil bli ført til oppsamlingstanken i lukket avløp gjennom oljeutløpet.

Fra oppsamlingstank i lukket avløp kan væsken føres til en av spillvannstankene. Det vil skje en viss separasjon i spillvannstankene og den skitne fraksjonen i bunnen skal sendes til land for destruksjon. Når all den forurensede oljen er fjernet fra spillvannstanken, kan den "rene oljen" overføres til en lastetank (for videre bunnfelling og separering, eller for trinnvis blanding med normal produksjon for eksport). Oljen som fortsatt inneholder rester av brønnopprensningsvæske, skal selges på markedet med kvalitet under spesifikasjon.

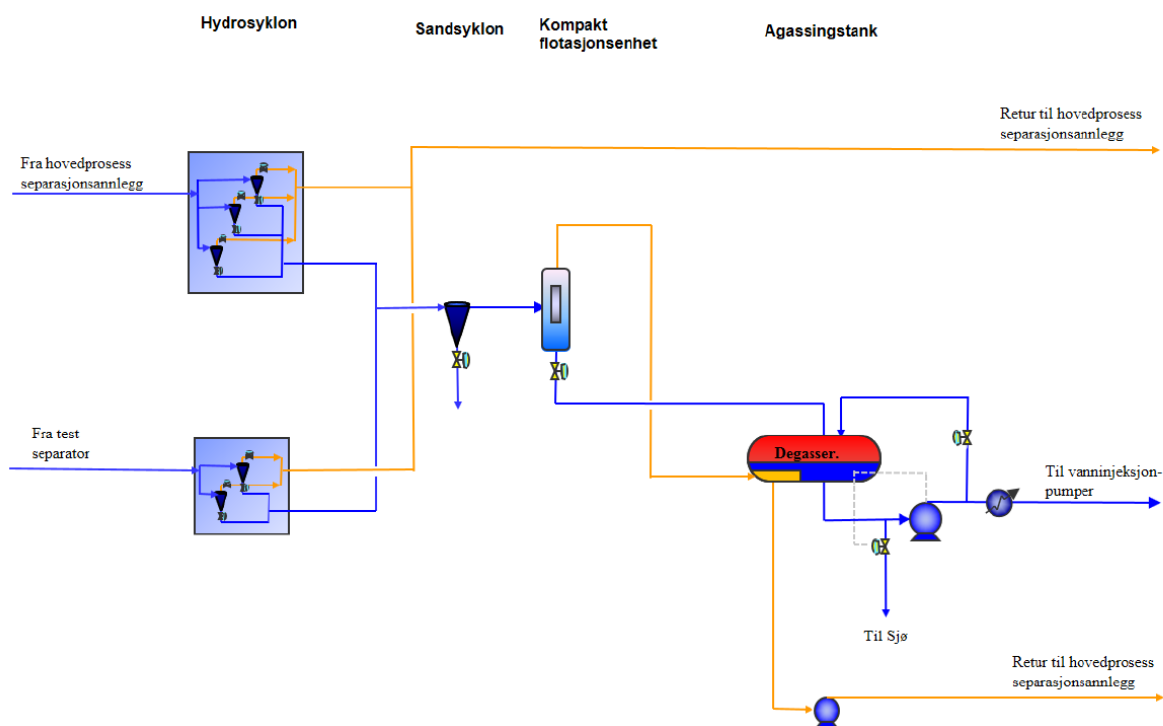
Etter noen timer med opprensning og produksjon av forurenset væske /oljeblanding, vil brønnen produsere nesten helt ren olje. Denne sendes fra testseparator til stabiliseringstoget for videre behandling for å eksportere med riktig kvalitet. Inntil oljen er helt ren vil denne rutes mot dedikerte lagringstanker for å kunne forbedre kvaliteten. Deretter skal den opprenskende brønnen kobles på det rene undersjøiske produksjonsrøret for vider produksjon mot innløpsseparatoren. Denne oljen rutes mot lagertanker for olje som oppfyller salgsspesifikasjon.

## 8.2 Produsert vann

Produsert vann er formasjonsvann og tilbakeprodusert sjøvann som har vært injisert og i kontakt med de geologiske formasjonene. Produsert vann vil inneholde naturlig forekommende komponenter, dispergert olje og tilsatte kjemikalier. Forventede utslipp av kjemikalier er gitt i Vedlegg (8).

Formasjonsvannet på Johan Castberg har høyt saltinnhold. For å oppnå ønsket eksportspesifikasjon, reduseres saltinnholdet i vannet/oljen ved uttykning (saltvasking), dvs. ved å tilsette vann med lavt saltinnhold. Vannet som brukes for saltvasking, er sjøvann behandlet i SRU-anlegget der sulfatinnholdet reduseres og oksygen fjernes. Dette vannet vil videre være en del av det produserte vannet.

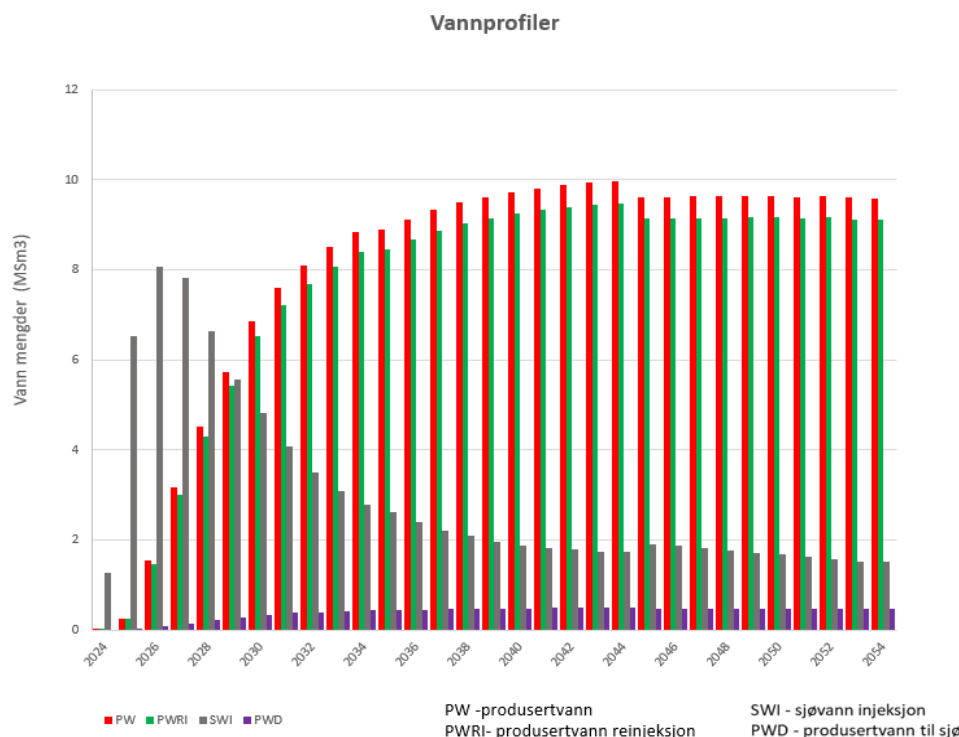
Produsert vann skal under normale driftsforhold renses og injiseres tilbake til reservoaret. Dersom injeksjonsanlegget stopper opp, vil rensert produsert vann bli sluppet til sjø. Systemet er designet for høygradig rensing av olje i vann før det re-injiseres i reservoaret.



Figur 8-1 Prinsippkisse for produsertvann-renseanlegg

Antatt nedetid (dager da injeksjonsanlegget av ulike årsaker ikke er i drift) er forventet å være opp til 5 % av årets dager (95 % regularitet). I perioder hvor injeksjonsanlegget er nede slippes alt produsert vann til sjø på omtrent 20 meter under havoverflaten avhengig av skipets dypgang. Mengde produsert vann vil være lavest de første årene, for så å øke gjennom feltets levetid (jf. Figur 8-2).





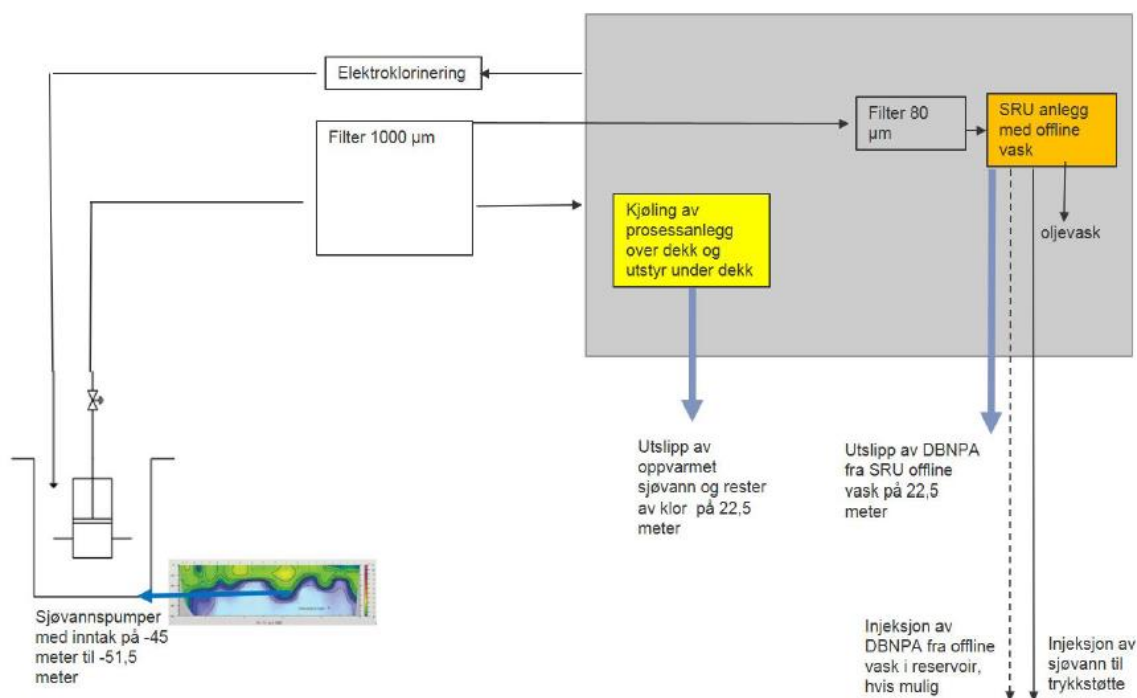
Figur 8-2 Estimert mengder produsert vann, re-injisert produsert vann, injisert sjøvann og produsert vann som slippes til sjø

### Produsert sand med oljerester

Det er ikke forventet sandproduksjon fra reservoarene. Dersom sand likevel skulle opptre i fremtiden, vil dette være mindre mengder og sandpartiklene vil bli fanget i en sandsyklus. Dersom oljevedhenget skulle være mindre enn 1 vekt%, kan det vurderes å slippe denne til sjø. Alternativt dersom oljevedhenget er større enn 1 vekt%, sendes til land som avfall.

### 8.3 Utslipp av sjøvann

I årene med maksimalproduksjon er det estimert at det kan slippes ut ca 8000 m<sup>3</sup> kjølevann (sjøvann) per time med temperatur av 40°C (konservativ tilnærming). Det vil tilsettes 2 mg/l hypokloritt i innløpet av sjøvannsløftepumpene. Restklormengden vil være 0.3 – 0.7 mg/l hypokloritt (OCI-) løsning som gir utslipp av 21 – 49 tonn hypokloritt per år. Mengden sjøvann og temperaturen til vannet som slippes til sjø kan variere litt avhengig av sjøvanns temperaturen og mengden sjøvann som pumpes i systemet.



Figur 8-3 Prinsipp-skisse for sjøvannsinntak, elektroklorinering og bruk av sjøvann til kjøling og til injeksjon for trykkstøtte

I 2016 er gjort simuleringer som omhandler utslipp av oppvarmet sjøvann. Simuleringene er utført med modellen Visual Plumes og er vist i Vedlegg (9a).

Det oppvarmede vannet har samme saltholdighet som sjøvannet, og vil derfor stige fra utslippspunktet på 22,5 meter mot havoverflaten. Utslipet vil relativt raskt bli fortynnet og etter 100 meter vil temperaturskjell mellom kjølevannsplumen og omliggende sjøvann være mindre enn en halv grad. Konsekvensen for plankton og fisk er vurdert å være ubetydelig. Temperaturstigning vil også være godt innenfor Equinor sitt krav, som er i samsvar med internasjonale retningslinjer om at temperaturøkningen i sjøen ikke skal overstige 3°C i primærfortynningssonen. Visual Plumes simuleringen tar i utgangspunkt tre forskjellige utfall med sjøvanns mengder fra 6175 – 7938 m<sup>3</sup>/t og temperatur av 40 og 45 C. Vurdering av miljøeffektene er utarbeidet av Akvaplan-niva og er tilgjengelig som Vedlegg (9b).

Ideelt sett skal klorene forbrukes før utslipp, men for å sikre at det er tilstrekkelig klor i kjølevannet gjennom hele prosessen, vil det være noe restklor i utslippet. Hypokloritt er giftig for vannlevende organismer, og er et kraftig oksidasjonsmiddel som reagerer med alt oksiderbart materiale. Hypokloritt vil derfor reagere hurtig med organisk materiale i sjøvannet og danne klorid, i tillegg til enkelte biprodukter som trihalometaner, dvs bromoform og kloroform. Det er ikke forventet noen negative effekter fra biproduktene ved utslipp av restklor på Johan Castberg-feltet.

De øverste 25 – 30 meterne av vannsøylen i sør-vestlig del av Barentshavet har høyere tetthet av plankton (alger) i slutten av mai og i juni måned. Under 30-40 meter reduseres planktoninnholdet betraktelig samtidig som sprangsjiktdypet synker ned mot 50 meter.

## 8.4 Sanitært avløpsvann og drenasjevann

Sanitært avløpsvann vil slippes til sjø fra produksjonsskipet og utslippsvolumet vil variere med antall personer ombord. Produksjonsskipet vil kunne ha 140 personer med fullt belegg, men i de fleste driftsår vil gjennomsnittlig bemanning være 60 personer. Forbruk av sanitærvann er forventet å være ca. 200 l/dag per person. Dette vil gi et årlig utslipp på 4 380 m<sup>3</sup> sanitært avløpsvann fra FPSO-en i et gjennomsnittså.

Drenasjevann (regnvann, spylevann) kan inneholde rester av olje, vaskemidler og smøremidler. Vann som inneholder oljerester renses før det slippes til sjø og kun vann med mindre enn 15 mg/l olje vil slippes til sjø. Drenasjevann fra områder på FPSO-en som ikke er forurenset av olje, kan slippes direkte til sjø. Det er beregnet at ca. 600 kg olje vil slippes til sjø med drenasjevann hvert år.

Effektene av disse utslippene regnes som neglisjerbare.

## 8.5 Utslipp av olje fra neddykkede sjøvannspumper

Det er 4 stk. brannpumper (SE400/600-1) og 5 stk. sjøvannsløftepumper (3 stk. SE355/500/2; 1 stk. SE280/300/2 og 1 stk. SE200/250/1) på Johan Castberg. Alle disse pumpene har enkle mekaniske tetninger og vil lekke et lite volum olje til sjø. I henhold til informasjon mottatt fra leverandøren (FRAMO), vil en stillestående pumpe lekke mellom 0 - 5ml/time mens forventet lekkasje med pumpen i drift ligger mellom 0 – 30ml/time.

Under normal operasjon av JC vil brannpumpene forhåpentligvis ikke bli brukt til annet enn testkjøring. Av de 5 stk. sjøvannsløftepumpene vil normalt 2 stk. være i drift, og de øvrige 3 stk. i standby. Oljen i systemet er den minst miljøskadelige på markedet, Panolin Atlantis22 N32.

## 8.6 Beredskapskjemikalier

Det skal benyttes brannskum av typen RF1-AG 1% på Johan Castberg FPSO en. Skum benyttes for å slukke væskebranner i de områdene hvor væskebrann er mulig. Regulære utslipp til sjø vil skje i forbindelse med testing av anlegget. Brannskummet vil bli fortynt i et forhold på ca. 1-1,3 % av volum før brannvanntesting. Testingen antas å skje en gang per år, test av skum vil fortsette i 5 minutter per test. Det er anslått at det totale utslippet av brannsum kjemikalie på grunn av testing vil være 19 m<sup>3</sup>/år.

## 8.7 Utslipp av hydraulikkvæske

Vannbasert hydraulikkvæske vil bli brukt til å operere undersjøiske ventiler. Systemet er åpent, noe som vil føre til utslipp av hydraulikkvæske til sjøen under drift.

Den vannbaserte væsken inneholder hovedsakelig vann og glykol, samt noen tilsatte kjemikalier. Omtrent 10% av væskevolumet klassifiseres som gul (Y2). Dette er vurdert å gi en ubetydelig konsekvens for ytre miljøet.

## 8.8 Radioaktive komponenter

Radioaktive isotoper finnes naturlig i berggrunnen og i formasjonsvannet. Disse vil følge brønnstrømmen og reinjiseres eller slippes til sjø sammen med produsert vann. Det vil bli innsendt egen utslippssøknad for radioaktive isotoper til Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA).

## 8.9 Produksjonskjemikalier

De ulike typer av produksjonskjemikalier som skal tas i bruk på Johan Castberg er beskrevet under. En samlet oversikt over mengder kjemikalier som går til utslipp er vist i kapittel 5. Omsøkte mengder og detaljer om utslipp er gitt i Vedlegg (8). Miljøvurderinger av de ulike kjemikaliene er gitt i Vedlegg (1).

### Avleiringshemmer - SCAL12895F1

Basert på simuleringer er det risiko for dannelse av kalsiumkarbonat i Havis brønner og i prosessen på Johan Castberg. Videre er det risiko for dannelse av bariumsulfat ved blanding av LSSW og produsert vann. Avleiringshemmer kan tilsettes i produksjonsbrønnene, på brønnrammer, ut fra innløpsseparator og testseparator, og diverse andre steder i prosessen. Dosering kan variere fra 10 til 100 ppm av produsertvannraten. Avleiringshemmere er vannløselige og følger produsert vann til injeksjon eller til sjø når injeksjonsanlegget er ute av drift. Avleiringshemmer SCAL12895F1 er brukt i mange år på andre installasjoner og er effektiv til å inhibere både karbonat og sulfat avleiringer.

Effektivitet av avleirings hemmer vil overvåkes med serie vannanalyser som kommer til å gjennomføres månedlig etter gjennombrudd av produsert vann. Dette vil bidra for en effektiv og optimal forbruk av avleiringshemmer kjemikalie.

### Emulsjonsbryter – EMBR48636A

Emulsjonsbryter tilsettes i prosessen for å separere olje og vann. Emulsjonsbryter kan tilsettes på produksjonsrør og ulike steder i prosessanlegget. Dosering er typisk 5 – 50 mg/l av væskeraten.

En emulsjonsbryter består av løsemiddel og polymeriske tensider. Produktet har til hensikt å koalitere små olje eller vandrdåper slik at vann og olje lettere splittes i separator. Emulsjonsbrytere er hovedsakelig oljeløselige og vil følge oljefasen.

EMBR48636F3 er en effektiv overflateaktiv emulsjonsbryter som retter seg mot olje/vann-grensesnittet for raskt å separere olje og vann. Dette gir en tørr olje og lite olje i produsert vann. Produktet er valgt basert på gode erfaringer fra Grane-feltet hvor det har vært i bruk siden 2015.

Anbefalt startdosering av EMBR48636A er 30 mg/l av total væskeproduksjon. Kontinuerlig injeksjon av emulsjonsbryter startes ved vanngjennombrudd. Reelt behov for emulsjonsbryter vil verifiseres og optimaliseres under drift.

Effektivitet av emulsjonsbryter monitoreres kontinuerlig ved hjelp av online OiV og ViO målere, og olje-vann interfase i separatorer og tanker.

### Flokkulant - CLAR10562A

Flokkulanten binder seg til de små oljedråpene i avgassingstanken slik at flokkulant-oljedråpe-komplekset flyter i vannet og dermed kan fjernes og sendes til oljefasen. Flokkulanter er primært vannløselige, men etter injeksjon vil de hovedsakelig følge olje-fasen.

Anbefalt startdosering av CLAR10562A ved oppstart er 10 ppm av total vannproduksjon.

Doseringen skal optimaliseres etter oppstart, og bør også sees i sammenheng med injeksjon av emulsjonsbryter. Effektivitet av vannrensingen monitoreres kontinuerlig ved hjelp av online OiV-målere.

**Skumdemper - AFMR19242A**

Råolje er ofte overmettet på gass som frigjøres som bobler og skum i separator. Skumdemper brukes i separator for å hindre skum når trykket senkes, og på den måten hindre væskemeddriving til gassfasen og bedre vann/olje-separasjon. Typisk doseringsrate er 1 – 20 ppm av produksjonsraten.

AFMR19242A er en silikonbasert skumdemper. Denne er spesielt formulert for å virke i hydrokarbon systemer, og molekylvekten har blitt optimalisert for bruk i separatorene. Den stabiliserer oljen ved å koalitere gassbobler i væskefasen slik at de flyter opp og fjernes fra væsken. Det er anbefalt å ha skumdemper tilgjengelig ved produksjonsoppstart dersom det oppstår problemer med skumming i prosessen.

Anbefalt startdosering av AFMR19242A er 10 mg/l av total oljeproduksjon i innløps- og testseparator.

**Biocid - BIOC11150A**

BIOC41000A er et biocid basert på glutaraldehyd som benyttes til å kontrollere vekst av mikrobielle organismer.

På Johan Castberg brukes det til å bekjempe mikrobiologisk vekst i injeksjonsvann.

Biocid injiseres oppstrøms produsert vann-injeksjonspumper. Det blir ikke kontinuerlig injeksjon av biocid, men batch-vis i intervaller. Dosering tilpasses etter hvert som en får driftserfaring og fokus vil være på å minimere forbruket. Dersom produsert vann ikke injiseres, vil det ikke bli behandlet med BIOC11150A.

**Voksinhibitor - PARA12893F2**

PARA12893F2 forhindrer utfelling og/eller avsetning av vokspartikler i produksjonsrøret fra brønnrammene til FPSO. Voksinhibitorer endrer strukturen til den voksende vokskrystallen, ved samkrystallisering eller ved adsorpsjon til krystalloverflaten. Voksinhibitorer og pour-point depressants er langkjedede polymermolekyler. Det er estimert at man bare trenger å injisere PARA12893F2 når temperaturen faller under 37°C (WAT). Anbefalt dosering av PARA12893F2 er 100-2000 mg/l i forhold til oljeproduksjon fra utvalgte brønner.

## 8.10 Hjelpekjemikalier

**Kjemikalier som skal benyttes i sulfatjerningsanlegget**

Sjøvann skal brukes for salt vasking av oljen og for reinjeksjon i reservoaret sammen med produsertvann. Før denne brukes for saltvasking eller for reinjeksjon i reservoaret skal den først behandles i en sulfatjerningsenhet (SRU) for å fjerne sulfater og oksygen. En rekke kjemikalier vil bli injisert i SRU-anlegget og bla. kjemikalie for å forebygge begroing av membranene, klorfjerningskjemikalie og kjemikalier for rengjøring av filterne. Vannet behandlet i SRU-anlegget vil gå til injeksjon, men omtrent 25 % av sjøvannet vil slippes ut i havet (reject). Maksimalt utslipp av denne fraksjonen vil være 400 m<sup>3</sup>/t. En optimalisert drift av SRU vil kreve periodisk bruk av en membransikker biocidbehandling i nanofiltreringstogene for å unngå oppbyggingen av biologisk film på membranene. Mens natriumhypoklorittrester i sjøvannet vil kontrollere mikrobiell vekst i ultrafiltreringssystemet, vil klor ødelegge nanofiltreringsmembranene, og bruk av et annet biocid er nødvendig for nanofiltrene.

Biocidet DBNPA (Biomate MBC2881) er anbefalt fra leverandøren av SRU-membranene. Flere andre kjemikalier har blitt undersøkt av membranprodusenten, men så langt har ingen kandidater vist å beskytte membranene tilfredsstillende uten å forstyrre selve membranen.

For å redusere utslipp av biocider vil nanofiltrene bli biocidbehandlet offline.

Tabell 8-1 Kjemikalier som brukes i SRU – sulfatfjerningsanlegg

Kjemikalie	Produkt	Funksjon	Injeksjons- punkter	Kommentar
Avleiringshemmer	MEMB00519A	Hindre avleiringer av bariumsulfat i nanomembranener		Skal følge rejektstrømmen med utslipp til sjø
Klorfjerner/ oksygenfjerner	OSCV16351A/BETZ* DEARBORN DCL30	Fjerne restklor oppstrøms nanomembraner, redusere oksygeninnhold i SRU-vann		Vil bli avvist av membranene og slippes ut i havet med rejektstrømmen
Hypokloritt	BIOC41000A	Kontroll av biologisk vekst i ultrafilter		Hele volumet skal slippes til sjø
Svovelsyre	98 % Svovelsyre	Rengjøring av ultrafilter	CIP vasketank for UF	Hele volumet skal slippes til sjø
Natriumhydroksid	20 % Natriumhydroksid	Rengjøring av ultrafilter	CIP vasketank for UF	Hele volumet skal slippes til sjø
Biocid (DBNPA)	Biomate MBC2881	Kontroll av biologisk vekst i nanomembraner	CIP vasketank for NF	Hele volumet skal slippes til sjø
Surt vaskekjemikalie nanomembraner	Kleen MCT407	Rengjøring av nanomembraner	CIP vasketank for NF	Hele volumet skal slippes til sjø
Alkalisk vaskekjemikalie nanomembraner	Kleen MCT524	Rengjøring av nanomembraner	CIP vasketank for NF	Hele volumet skal slippes til sjø

### Kjemikalier i prosess hjelpesystemene

Disse kjemikaliene brukes i prosessen eller i prosess hjelpesystemene, men er ikke en del av system 42 (produksjonskjemikalier).

MEG vil bli injisert til brønnene eller oppstrøms toppside utstyr (separatorer) for å forebygge hydratdannelse. MEG vil videre i prosesseringen havne i produsert vann-strømmen og dermed til utslipp om vanninjeksjonsanlegget er ute av drift. Lagertankene (2\*200 m<sup>3</sup>) vil imidlertid bli inspisert hvert 4. år, og innholdet i tankene vil da bli sluppet til sjø. Det er gjort en konservativ antagelse om at tankene er maksimalt 50 % fulle før tømning, noe som vil gi et utslipp på 200 m<sup>3</sup> MEG hvert 4. år.

TEG skal brukes i varme- og kjølesystemene (40/41) og vil sirkuleres i lukkede sløyfer. Under planlagt vedlikehold vil imidlertid innholdet i lukket sløyfe slippes ut i havet.

En pH regulerende korrosjonsinhibitor vil bli brukt i system 41 (varmemedium systemet). På grunn av materialvalg av WHRU-ene (karbonstål), må korrosjonsinhibitor tilsettes i den lukkede sløyfen, og det er valgt en korrosjons hemmer med lav miljøpåvirkning. Under vedlikehold av system 41 vil de totale volumene (inkludert korrosjonsinhibitor) skiftes ut, og varmemediet slippes ut i havet. Totalt volum av korrosjonsinhibitor i system 41-sløyfen er beregnet til 2000 kg. For korrosjons beskyttelse av kjølemedium systemet (system 40) må brukes en svart korrosjons hemmer. Det finnes ikke andre alternativer som vil gi beskyttelse til systemet og er bedre for miljøet. Det er estimert en forbruk av 1160 kg per år. Ved utskifting av varmemedium væsken skal vann/TEG blandingen inkludert KI slippes til sjø.

Ved TEG-regenerering vil det bli brukt pH-regulator og skumdemper. En del av TEG-blandingen vil bli ført sammen med det produserte vannet til injeksjon. Når injeksjons anlegget er ikke i drift vil denne bli sluppet til sjø sammen med produsertvann.

Tabell 8-2 Hjelpekjemikalier som brukes i prosess hjelpesystemene

Kjemikalie	Produkt	Funksjon	Bruksområde
Skumdemper for TEG kontaktor	AFMR20400A	Hindre skumdannelse.	o/s TEG kontaktor
pH-regulator for TEG kontaktor	KI-3791	pH buffer i TEG kontraktor.	TEG kontaktor
Korrosjonshemmer for varme- og kjølemedium	KI-3791	Korrosjonsbeskyttelse varme- og kjølemedium.	Varmemediumkrets
Korrosjonshemmer for varme- og kjølemedium	KI-302C	Korrosjonsbeskyttelse varme- og kjølemedium.	Kjølemediumkrets
Glykol	TEG	Gasstørking	TEG kontaktor
Glykol	MEG	Hydratinhibering DHSV-testing og oppstart av brønner	

### Drikkevannskjemikalier

Tabell 8-3 Oversikt over drikkevannskjemikalier på Johan Castberg

Kjemikalie	Produkt	Funksjon
Klor-/Oksygenfjerner	OSCV16351A	Fjerner oksygen og klor.
Biocid	BIOC41000A	Hypokloritt
Avleiringshemmer	Alpacon Altreat 400	Forebygger avleiringer

### Andre hjelpekjemikalier

Kontrollvæske brønnrammer-Kontrollsystem for Johan Castberg havbunnsventiler er et åpent system. Retur av hydraulikkvæske slippes dermed ut til sjø. Produktet som er planlagt brukt er Transaqua SP fra Castrol.

Tetningsolje - Det skal brukes PANOLIN ATLANTIS N 32 som tetningsolje til neddykkede sjøvannspumper og brannvannspumper.

Vaske kjemikalie - VK-Kaldavfetting

## 8.11 Miljøpåvirkningsfaktor (Environmental impact factor / EIF)

Det er utført EIF-beregninger i prosjektfasen for utslipp av produsert vann med 95 % reinjeksjon og 15 mg/l OIV. Simuleringene viste en EIF lik 0 i alle år, bortsett fra de 4 årene med høyest vannproduksjon når EIF er 1. I produksjonsfasen utføres slike beregninger en gang per år. Mer om underlaget for EIF – beregningene kan ses i Vedlegg (10a). Vedlegg (10b) viser EIF beregninger for utslipp av biocid ifm behandling av SRU anlegget. Det skal implementeres offline behandling med biocid og «Alternativ 5» i rapporten er det aktuelle scenarioet for Johan Castberg.

Tabell 8-4 Simulerte EIF resultater for utslipp av produsert vann på feltet

År	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2041	2043	2045	2046
EIF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

## 9 Injeksjon av sjøvann og produsert vann

Dreneringsstrategien for å maksimere utvinningsgraden, er basert på trykkvedlikehold med reinjeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av sjøvann hvor sulfat og oksygen er fjernet. Vanngjennombrudd forventes etter 2-3 år, og i denne perioden injiseres kun sjøvann.

For å opprettholde injektiviteten-, vil injeksjonsvannet renses og kjøles før det injiseres. Rensing av vannet vil i tillegg til å redusere mengde utslipp av olje og andre komponenter når injeksjon anlegget er nede, også redusere risikoen for plugging i reservoaret. Kjøling i nærbrønnsområdet bidrar til å sikre en ønsket oppsprekking lokalt rundt brønnen, som vil bidra til nødvendig injektivitet i reservoaret. Det blir boret 8 vanninjektorer og 4 gassinjektorer.

Dersom injektiviteten i brønnene går ned, vil en måtte vurdere tiltak for å opprettholde injeksjonsregulariteten. Slike tiltak kan eksempelvis være å injisere rent sjøvann i perioder for å renske opp brønnen, utføre brønnvedlikehold eller rekomplettere/sidestegsborie vanninjeksjonsbrønnene. Det mest aktuelle tiltaket er å øke injeksjonstrykket for å re-etablere injeksjonen.

Behovet for sjøvannsinjeksjon er størst tidlig i feltets levetid når oljeproduksjonen er størst og mengdene produsert vann er lave. Behovet avtar med avtagende oljeproduksjon og økende produksjon av produsert vann.

Det produserte vannet vil også inkludere vaskevann fra prosess. Saltinnholdet i det produserte vannet fra reservoarene er høyt, og for å oppfylle spesifikasjonene for saltinnhold definert for den produserte oljen, vil oljen vaskes med vann. Vann fra SRU som har et lavt saltinnhold, vil bli tilsatt i stabiliseringsseparatoren og den elektrostatiske koalesceren for oljevask. Vannet som slippes ut fra stabiliseringsseparatoren og den elektrostatiske koalesceren blir ført til produsertvannsystemet og behandlet sammen med vannet fra innløpsseparatoren.

En årlig vaskeprofil er ikke tilgjengelig, så maksimalt 4700 Sm<sup>3</sup>/d vaskevann er inkludert som en fast strøm. Designkapasiteten på SRU-anlegget er 28 500 Sm<sup>3</sup>/sd, vanninjeksjon kapasiteten er 40 000 Sm<sup>3</sup>/sd og produsert vann-anlegget har kapasitet på 34 000 Sm<sup>3</sup>/sd. Utslipp av olje til sjø fra produsert vann er beregnet basert på produksjonsprofilen og oljeinnhold i produsert vann + oljeinnhold i vaskevann. Beregningene er utført for en konsentrasjon på 15 mg/l olje i vann og 5 % utslipp til sjø.

## 10 Planlagte utslipp til luft

Johan Castberg vil ha utslipp til luft fra:

- Kraft- og varmeproduksjon
- Fakkell
- Direkte utslipp (Kaldventilering og Diffuse utslipp)
- Dieselmotorer

Estimatene som er gitt i dette kapitlet er beregnet med simuleringens programmet e-Calc og er basert på de sist tilgjengelige produksjons profilene for Johan Castberg.



## 10.1 Kraft og varmeproduksjon

I normal drift vil brenngass brukes for elektrisk kraftproduksjon og for drift av gassinjeksjonskompressor. Varme gjenvinnes fra eksosgass fra alle gassturbiner. Varme som gjenvinnes fra turbineksosen dekker hele varmebehovet på innretningen.

Tabell 10-1 Estimert brenngassforbruk for energi- og varmeproduksjon med tilhørende utslipp

År	Brenngass forbruk for kraft turbinene og gassinjeksjonsturinen(Sm3/y)	CO2 (t)	Nox (t)	CH4 (t)	nmVOC (t)
15.12.2024	1 800 000	11 056	6	2	1
01.01.2025	113 924 510	240 093	120	34	13
01.01.2026	121 936 498	257 812	128	36	14
01.01.2027	134 135 101	268 334	134	38	15
01.01.2028	136 444 480	268 178	133	38	15
01.01.2029	143 231 063	277 069	138	39	15
01.01.2030	141 812 984	283 710	141	40	15
01.01.2031	142 222 236	284 110	141	40	15
01.01.2032	140 939 001	273 162	136	38	15
01.01.2033	140 785 529	282 696	141	40	15

## 10.2 Fakkell

Ved behov for rask trykkavlastning må gassen tas gjennom fakkelsystemet, hvor den antennes og forbrennes.

Estimatene er usikre og mengder gass som må trykkavlastes gjennom fakkell vil variere med driftssikkerheten på anlegget. Det forventes en del høyere fakkellingsrate i oppstartsfasen før anlegget er innkjørt og alle brønnene er tatt i drift. Før injeksjonskompressoren er testet ut og tatt i bruk, vil hele gassproduksjonen gå til fakkell, derfor er fakkellingsratene estimert til å være høye for 2024 og 2025.

Tabell 10-2 Estimert utslipp i forbindelse med fakkell

År	Brenngass som fakles (Sm3)	CO2 (t)	Nox (t)	CH4 (t)	nmVOC (t)
15.12.2024	14 130 000	56 149	21	50	44
01.01.2025	34 168 143	127 788	48	113	99
01.01.2026	8 446 051	31 588	12	28	24
01.01.2027	2 403 556	8 989	3	8	7
01.01.2028	2 427 497	9 104	3	8	7
01.01.2029	2 478 458	9 269	3	8	7
01.01.2030	2 565 568	9 595	4	8	7
01.01.2031	2 566 801	9 599	4	8	7
01.01.2032	2 459 766	9 225	3	8	7
01.01.2033	2 548 308	9 531	4	8	7

### 10.3 Direkte utslipp

Direkte utslipp av metan og nmVOC fra prosessen, lagringstankene og forventede lekkasjer fra stigerør og flenser i gass-systemet er beregnet fra prosjektet og en samlet oversikt er gitt i Tabell 10-3. Utslipp fra FPSO-lastetankene (lagring og lossing) blir i normal drift gjenvunnet av VOC-rekompressoren og sendt tilbake til prosessen. Det er estimert at VOC-rekompressoren vil ha en nedetid på 0,023% (betraktet som en konservativ tilnærming) og er vist i tabellen nedenfor. Utslipp av metan og nmVOC ved gassfriing av lagertankene ifm inspeksjon er beregnet basert på vedlikeholdsrutinene og er gitt i Tabell 10-3. Beregningene er konservative og basert på at hele tank volumet ved gassfriing er brenngass.

En oversikt av utslippskildene som oppgitt i Vedlegg B i Offshore Norge Retningslinje 044 er vist i Vedlegg (11).

I Tabell 10-3, kolonne 2 og 3 er det gitt samlede verdier for direkte utslipp fra installasjonen (TEG regenerering, produsertvann utslippscaison, kompressor tetningene - lekkasje av primær tetnings-gass til sekundær vent, uforbrent fakkellgass, små gass lekkasjer, gass analysatorer og prøvestasjoner, gassfriing av prosess systemer, atmosfærisk vent) bortsett fra lagring, lasting og gassfriing av lagertankene som er gitt i separerte kolonner, men er en del av det direkte utslippet.

Tabell 10-3 Estimert utslipp av nmVOC og metan (CH<sub>4</sub>) fra direkte utslipp

År	nmVOC (tonn)	CH <sub>4</sub> (tonn)	nmVOC (tonn) fra gassfriing av lagertankene	CH <sub>4</sub> (tonn) fra gassfriing av lagertankene	nmVOC (tonn) fra lasting (når VOC systemet er ikke tilgjengelig)	CH <sub>4</sub> (tonn) fra lasting (når VOC systemet er ikke tilgjengelig)	nmVOC (tonn) fra lagring (når VOC systemet er ikke tilgjengelig)	CH <sub>4</sub> (tonn) fra lagring (når VOC systemet er ikke tilgjengelig)
	direkte utslipp	direkte utslipp						
2024	3	9	0	0	1	0	1	0
2025	14	42	8,83	28,63	3	0,1	3	0,1
2026	21	62	8,83	28,63	3	0,1	3	0,1
2027	23	70	8,83	28,63	3	0,1	3	0,1
2028	23	70	8,83	28,63	3	0,1	2	0,1
2029	24	74	8,83	28,63	2	0,1	2	0,1
2030	24	74	8,83	28,63	2	0,1	1	0,1
2031	24	74	8,83	28,63	1	0	1	0
2032	23	73	8,83	28,63	1	0	1	0
2033	3	73	8,83	28,63	1	0	1	0

### 10.4 Dieselmotorer og marin inertgassgenerator

Dieselmotorer driver nødgenerator, essensiell generator og brannvanngeneratorer. Marin inertgassgenerator er et forbrenningskammer hvor diesel forbrennes til CO<sub>2</sub>. Vedlikeholdsprogrammet inkluderer ukentlig testing av nød- og brannvannmotorene, og 250 timers drift av essensiell generator hvert år.

Marin inertgassgenerator vil bli brukt under forberedelse til entring og inspeksjon av lagertanker (planlagt vedlikehold). Lagertankene vil bli flommet med dieseleksos fra inertgassgenerator som ikke kan gjenvinnes. Tankatmosfæren vil bli byttet ut 3 ganger per tank før O<sub>2</sub>-nivået er innenfor et akseptabelt område. Deretter flømmes lagertankene med luft for å etablere en trygg atmosfære i tankene. I forhold til vedlikeholds prosedyren skal i de første driftsårene tømmes og inspiseres 4 tanker årlig. Dieselutslipp fra marin inertgassgenerator beregnes i henhold til denne vedlikeholdsordningen.

Det vil bli en del større forbruk av diesel i oppstartsfasen (2024) sammenliknet med årene i normalt drift. Dette fordi hele kraftproduksjonen i de første 2-3 mnd skal gå på diesel istedenfor på egen produsert brenngass.

Tabell 10-4 Estimert utslipp i forbindelse med forbrenning diesel

År	Diesel (t)	CO <sub>2</sub> (t)	Nox (t)	CH <sub>4</sub> (t)	VOC (t)
2024	1 685	5 707	81	-	9
2025	3 832	12 012	170	-	19
2026	478	1 525	22	-	2
2027	478	1 525	22	-	2
2028	478	1 525	22	-	2
2029	478	1 525	22	-	2
2030	478	1 525	22	-	2
2031	478	1 525	22	-	2
2032	478	1 525	22	-	2
2033	478	1 525	22	-	2

## 10.5 Totale utslipp til luft

Det totale utslippet til luft fra Johan Castberg FPSO-en, for de første 10 årene av produksjon er gitt i Tabell 10-5.

Tabell 10-5 Estimerte utslipp til luft fra drift av Johan Castberg i perioden 2024 til 2033. Utslippene fra 2024 er ikke tatt i beregning av gjennomsnittet pga. produksjon i kort tid og dermed ikke representativ.

År	CO <sub>2</sub> (tonn)	NO <sub>x</sub> (tonn)	CH <sub>4</sub> (tonn)	nmVOC (tonn)
2024	72 912	107	60	58
2025	379 894	337	217	160
2026	290 925	162	155	77
2027	278 849	158	144	62
2028	278 808	158	144	61
2029	287 863	163	150	61
2030	294 831	166	151	61
2031	295 234	167	151	60
2032	283 912	161	148	58
2033	293 752	166	150	39
<b>Gjennomsnitt:</b>	<b>298 230</b>	<b>182</b>	<b>157</b>	<b>71</b>

## 11 Måling og rapportering av utslipp

Før oppstart av produksjon vil det bli utarbeidet et feltspesifikt måleprogram for utslipp til sjø og luft, med unntak av kvotepliktige utslipp. For kvotepliktige utslipp vil det skrives et overvåkingsprogram i forbindelse med levering av kvotesøknaden.

### 11.1 Utslipp til sjø

#### Måling av olje i vann

Det er mange muligheter for å overvåke kvaliteten på det produserte vannet. Det er installert to OIV online-analysatorer som skal måle OIV-tallet i produsert vann. Den ene skal måle OIV i det produserte vannet før det blir injisert i reservoaret eller sendt til utslippscaissonen. Den andre online OIV-måleren er plassert på vannutløpet av spillvannsbehandlingspakken. I tillegg er det manuelle prøvepunkter og prøvekabinetter for daglig prøvetaking eller ved behov.

Olje i vann vil bli målt på daglig basis. Analysemetoden som skal benyttes er «SO 01500 Bestemmelse av olje i vann-GC-metoden». Måleprinsippet er gasskromatografi og måleusikkerheten er 25 %. Denne metoden brukes også av andre Equinor-installasjoner.

Beregning av konsentrasjon og årlig utslipp av olje med vann fra avgassingstank

Månedlig gjennomsnittskonsentrasjon (mg/l) beregnes basert på summerte daglige utslipp av olje og tilhørende vannmengder:

$$\text{Olje konsentrasjon (mg/l)} = \frac{\text{Månedlig oljemengde (kg)} \times 1000}{\text{Månedlig vannmengde (m}^3\text{)}}$$

Årlig gjennomsnittskonsentrasjon (mg/l) beregnes basert på årlig utslipp av olje og årlig vannmengde:

$$\text{Olje konsentrasjon (mg/l)} = \frac{\text{Årlig oljemengde (kg)} \times 1000}{\text{Årlig vannmengde (m}^3\text{)}}$$

Årlige utslipp av olje beregnes ved å summere månedlige utslippsmengder.

#### Beregning av konsentrasjon og årlig utslipp av organiske forbindelser og tungmetaller

Årlig utslipp av komponenter beregnes basert på et flatt snitt av målte verdier for en komponent i rapporteringsåret, samt årlig vannmengde. I tilfeller der konsentrasjon er under deteksjonsgrensen til målemetoden, benyttes halve deteksjonsgrensen som konsentrasjon ved beregninger av utslipp:

$$\text{Utslipp (kg)} = \frac{\text{Gjennomsnittskonsentrasjon (mg/m}^3\text{)} \times \text{Årlig vannmengde (m}^3\text{) til sjø}}{1\,000\,000}$$

#### Beregning av konsentrasjon og årlig utslipp av radioaktive isotoper

Årlig utslipp for hver nuklide beregnes basert på summerte kvartalsvise utslipp.

I tilfeller der konsentrasjonen er under deteksjonsgrensen til målemetoden, benyttes halve deteksjonsgrensen som konsentrasjon ved beregninger av utslipp.

$$\text{Utslipp (Bq)} = \text{Sum (kvartalsvis målt konsentrasjon (Bq/l)} \times \text{kvartalsvis vannmengde til sjø (m}^3\text{)} \times 1000$$

### Beregning av utslipp av produksjonskjemikalier i produsert vann

Utslippsfaktorer for produksjonskjemikalier beregnes månedlig ved hjelp av kjemikalieverktøysystemet KIV (Kjemikalier I Verdikjeden), og er basert på olje/vann-løselighetsegenskaper fordeling gitt i EMISOFT. Kjemikalier som ikke følger oljen rapporteres som utslipp til sjø.

### Beregning av utslipp av andre driftskjemikalier

For hjelpekjemikalier beregnes alt forbruk som utslipp til sjø, unntatt hjelpekjemikalier i lukkede systemer. Gasskjemikalier benytter fast utslippsfaktor basert på estimer foretatt av Kjemikaliesenteret i samarbeid med miljøkoordinator for felt/drift og er basert på prosessen på installasjonen, kjemikalier som ikke følger gassen rapporteres som utslipp til sjø eller injeksjon. Utslippsfaktorer sjekkes årlig.

Utslipp kjemikalier (tonn) = Forbruk kjemikalier (m3) x tetthet (tonn/m3) x utslippsfaktor x andel til sjø

## 11.2 Utslipp til Luft

Utslippene av SO<sub>x</sub> fra diesel beregnes ved hjelp av mengde Svovel (vekt %) i diesel som angitt fra leverandør, og det vil bli benyttet beregningsmetodikk som gitt i kapittel 7 i veilederen «044 - Anbefalte retningslinjer for utslippsrapportering» fra Offshore Norge. Beregning av NO<sub>x</sub> og CO -utslipp fra de to gass hovedkraftturbine og kompressorturbine skal baseres på verifikasjonsmålinger av NO<sub>x</sub> og CO i eksos gassen. For oppstartsperioden (2024/2025), før disse målingene er tilgjengelig, skal beregningene baseres på verdier gitt fra leverandøren.

Utslippsfaktorer for de øvrige rapporteringspliktige gassene er sjablongverdier gitt i veilederen. Måling og beregning av CO<sub>2</sub>-utslipp fra fakkell er beskrevet i kvotesøknaden. Faklene er utstyrt med ultrasoniske sensorer som måler mengde gass som går gjennom fakkelen.

## 11.3 Akutte utslipp

Utsiktede utslipp til sjø rapporteres i henhold til eksterne og interne krav, ref. ARIS HSE 103. Utsiktede utslipp til luft for gasslekkasjer > 0,1 kg/s registreres i Synergi. Miljøkoordinator sørger for rapportering i EMISOFT.

## 12 Avfallshåndtering

Håndtering av avfall vil bli gjort i henhold til retningslinjer fra Offshore Norge. Avfallet kategoriseres i to grupper: farlig avfall og næringsavfall.

Det er blitt utarbeidet en avfallsplan for Johan Castberg FPSO. Avfallsplanen beskriver hvilke avfallskategorier og mengder som forventes å ville oppstå. Basert på dette er det laget forslag til hvor oppsamlingsstasjoner for ikke-farlig og farlig avfall bør plasseres. Det vil bli innført et system for kildesortering.

Avfallsplanen beskriver også hvordan de ulike kategorier med avfall skal behandles på en sikker og trygg måte i samsvar med myndighetskrav.

Ikke-farlig avfall kan ofte bli gjenbrukt eller resirkulert. Mesteparten av ikke-farlig avfall vil oppstå i boligkvarteret, og er avhengig av antall personer om bord.

Dette er definert som husholdningsavfall, typiske fraksjoner her er matavfall, metall, glass, plast, papir, papp, elektrisk (EE) avfall og restavfall.

Annet ikke-farlig avfall vil bli generert i verksteder og under vedlikehold, typiske fraksjoner er metall og trevirke.

Matavfall vil bli kvernet opp og sluppet ut til sjø. Alt annet husholdningsavfall og avfall fra vedlikehold vil bli kildesortert og sendt til land for videre avfallshåndtering. Kildesorteringen er lagt opp til å samsvare med de muligheter mottaksanleggene på land har for gjenbruk og resirkulering.

Rapport over type og mengder avfall vil bli utarbeidet, og innarbeidet i miljøregnskapet for feltet. Årsrapporten som oversendes til forurensningsmyndighetene vil inneholde en oppsummerende avfallsrapportering.

Farlig avfall vil bli skilt ut og lagret adskilt fra annet avfall, merket, deklart og sendt separat til autorisert avfallsmottak på land, i henhold til kravene i avfallsforskriften. Farlig avfall som oppstår under drift og vedlikehold, kan være oljerester, smøreolje, spraybokser, maling, LED-avfall, batterier og kjemikalieavfall fra laboratoriet. Medisinsk avfall (eksempelvis sprøyter og bandasjer) vil også bli merket og håndtert separat som smittefarlig avfall.

Farlig avfall kan også oppstå fra produksjonsprosessen. Dette kan være brukte kjemikalierester, oljerester, rester av oljeholdig vann og produsert sand. Dersom avleiringer fra rørledninger, tanker og prosessutstyr skulle oppstå, kan dette være lavradioaktivt avfall, såkalt LRA. Dette vil da bli samlet opp, klassifisert og transportert på en trygg måte til et mottaksanlegg som er godkjent av myndighetene.

Johan Castberg vil benytte Hammerfest base hvor SAR skal ta imot og behandler alt avfall.

## 13 Miljøkonsekvenser forårsaket ved normal drift av installasjonen

En grundig vurdering av miljøkonsekvenser som følge av utbygging og drift av Johan Castberg feltet er gitt i konsekvensutredningen fra 2017 og i rapporten fra Akvaplan-Niva som har ledet og koordinert studier av virkninger av utbygging og drift for Johan Castberg-feltet. En oppsummering av tidligere vurderinger knyttet til omsøkte utslipp er gitt under.

### 13.1 Konsekvenser av utslipp til sjø

Ulike typer kjemikalier tilsettes injeksjonsvannet, mens andre kjemikalier benyttes til brønnstimulering eller for å hindre avleiringer i produksjonsutstyret. Produksjonskjemikalier ender som regel opp i oljefasen eller i det produserte vannet, alt etter om de er løselige i olje eller vann. Det produserte vannet på Johan Castberg skal injiseres tilbake i reservoaret. I periodene hvor produsert vann ikke injiseres vil kjemikalier som følger produsert vann gå til sjø.

Utslipp av produksjonskjemikalier vil skje i forbindelse med utslipp av produsert vann. Mulig påvirket område vil være maks 1-2 km fra utslippet. Dette ses derfor på som en ikke aktuell påvirkning for naturvernområder, strandhabitater og iskant som ligger i betydelig avstand fra utslippet.

Det er i hovedsak plankton og dyr i de øverste meterne av vannsøylen som vil bli påvirket av disse utslippene ettersom de skjer på overflaten. Deretter vil kjemikalier ha blitt så fortynnet i vannmassene slik at effekter anses som neglisjerbare. Bunnfauna vil av den grunn ikke påvirkes.

Larver av fisk som oppholder seg i de øvre deler av vannsøylen vil kunne påvirkes av kjemikalieutslipp siden de i hovedsak følger passivt med havstrømmene. Antall fiskelarver som blir berørt vil likevel være av begrenset omfang grunnet fortykning av utslippene. Anadrom laksefisk som oppholder seg i området vil være relativt stor fisk og ha muligheten til å svømme unna utslipp. Disse påvirkningene derfor vurderes som lokale, mindre og midlertidig.

Marine pattedyr vil kun påvirkes sekundært via inntak av mulig forurensede næringsdyr som har oppholdt seg i utslippet av kjemikalier og konsekvensene klassifiseres som ubetydelig.

Nedbrytningshastigheten for DBNPA (biocidet som brukes i SRU anlegget) i Barentshavet på vår og sommer, da utslipp vil foregå hyppigst, vil sannsynligvis være noe kortere enn 70 timer (som målt ved 0°C) siden temperaturene i overflatevann i isfrie deler av Barentshavet ligger opp mot 7°C midt på sommeren. Dersom et utslipp skulle være nødvendig på vinterstid vil nedbrytningshastigheten være noe lengere på grunn av lavere vanntemperatur i overflaten (ca. 4°C) og lite lys. Ettersom det er usikkerheter knyttet til giftigheten av mellomproduktene i nedbrytningsprosessen er det vanskelig å si noe om effektene av DBNPA. Det er grunnlag for å tro at DBNPA vil ha en påvirkning på plankton og dyr i overflatevannet i nærheten av utslippet. Selv om en ikke kan utelukke lav-dose-effekter, kombinasjonseffekter og eventuelle effekter av nedbrytningsproduktene, så er sannsynligheten for at DBNPA vil ha noen målbare effekter på organismer i vannet avtakende med økt fortykningsgrad i vannmassene. Utslippet av DBNPA vurderes på grunn av geografisk avstand å ikke berøre naturvernområder, strandhabitater eller iskanten.

For å redusere den toksiske effekten før utslipp, er det vurdert og implementert i design at utslipp av biocidet skal nøytraliseres ved bruk av bisulfitt. Det vil bli lagt opp til å optimalisere tilsetning av biocid, og man vil prøve seg fram til hva som vil være nødvendig dose i de ulike årstidene, slik at biocid-forbruket reduseres der det er mulig.

### 13.2 Konsekvenser av utslipp til luft

Johan Castberg representerer et middels stort felt på norsk sokkel når det gjelder utslipp av klimagasser.

Norsk institutt for luftforskning (NILU) har vurdert miljøkonsekvenser av utslipp til luft. Utslipp av CO<sub>2</sub> og metan vil bidra til økning i globale utslipp av klimagasser. Utslipp av NO<sub>x</sub> kan gi regionale effekter og bidra til blant annet eutrofiering, sur nedbør og dannelse av bakkenært ozon. Gitt at Johan Castberg ligger langt fra både Bjørnøya og kysten av Finnmark, er det ikke sannsynlig at bidraget fra Johan Castberg vil gi sporbare effekter på land. Konklusjonen er at bidraget til eutrofiering og forsuring i Nord-Norge fra Johan Castberg er ubetydelig.

Klimaeffekten av sotpartikler (BC) fra Johan Castberg vil være lav, men utslipp av BC i Arktisk strøk gir større virkning enn utslipp lenger sør.

### 13.3 Belysning

Som en del av underlaget for konsekvensutredningen ble effekter av lys på fugl vurdert av Norsk Institutt for Naturforskning (NINA) i 2017. Her står det at vår- og høsttrekket til gjess, snøspurv, rødnebbterne, joer og vadefugl foregår i perioden med konstant dagslys, og det forventes derfor ikke noen effekter av lys fra Johan Castberg på trekkende fugl. I høst-vinterperioden, hvor lys vil kunne ha en mulig effekt, vil man påtreffe de fleste sjøfugl i området.

Det er manglende kunnskapsgrunnlag for å vurdere effekter av lys på sjøfugl, og Johan Castberg har derfor i prosjekteringen søkt å installere minst mulig lys utover de lyskilder som er nødvendig for å tilfredsstille krav til sikkerhet og arbeidsmiljø. Bruk av «green light» har ikke blitt vurdert.

### 13.4 Fremmede arter

For å redusere risikoen for spredning av fremmede arter Equinor stiller en rekke krav til redere og skip som besøker våre felt og som er strengere enn minimumskravene gitt av myndighetene. Disse kravene blir kontrollert av vår Vetting-avdeling før skipet klareres for bruk. Sjøfartsdirektoratet oppsummerer på deres nettside; «Begroing på skrog - Sjøfartsdirektoratet» hvilke faktorer, krav og veiledninger som er tilgjengelig for å redusere risikoen ved begroing. I vårt styringssystem gjør vi disse veiledningene gjeldende som krav gjennom å kreve oppfyllelse av DNV's klassenotasjon Clean (design). Denne notasjonen beskriver blant annet at en «Biofouling Management Plan» skal være på plass og godkjent av DNV.

Klassenotasjonen er i utgangspunktet frivillig, men vi krever at den skal følges. Vi kan bekrefte at samtlige bøyelastere identifisert for å laste på Johan Castberg feltet skal ha Clean (Design) notasjonen og vil således følge kravene/veiledningene om å redusere/fjerne begroing på skroget. Dette er kontraktsfestet og vil bli kontrollert før skipet tas i bruk. Det samme tilleggskravet finner man også i Offshore Norge 140 - Recommended guidelines for Offshore Loading Shuttle Tankers. Denne kreves fulgt for alle skip som besøker våre felt på norsk sokkel. Dette medfører en standardisering på sokkelen og er hensiktsmessig ettersom bøyelastere på tvers av operatørselskaper besøker hverandres felt for å hente sin last.

## 14 Miljørisiko og beredskap i forbindelse med akutte oljeutslipp

Miljørisiko og behov for oljevernberedskap for Johan Castberg ble første gang presentert i konsekvensutredningen fra 2017. Det ble søkt om produksjonsboring i 2019, og i etterkant gitt tillatelse til boring av inntil 30 produksjonsbrønner i perioden 2019-2024. Miljørisikoanalysen og oljevern beredskapsanalysen ble igjen oppdatert i 2021, førstnevnte med ERA Akutt metodikken. I forbindelse med foreliggende søknad om produksjon på Johan Castberg fra 2024, er det gjort en oppdatering av utblåsningsanalysen (BSA) (Vedlegg (12a)), og med bakgrunn av oppdaterte utblåsningsrater og utblåsningsfrekvenser er det gjort en vurdering om oljedrifts-, miljørisiko- og oljevern beredskapsanalysene fremdeles er gjeldende. Det ble konkludert at oljedrift- og miljørisikoanalysene fra 2021 var dekkende for aktiviteten i 2024-2027, mens oljevernberedskapsanalysen måtte oppdateres (Vedlegg (12b)).

Miljørisikoanalysen ble gjennomført som en helårlig analyse for definerte fare- og ulykkeshendelser; utblåsning fra ulike aktiviteter (blant annet boring, produksjon, vanninjeksjon og komplettering), samt utslipp fra rørledning, stigerør, lagertank på FPSO, på skytteltanker og slangelekkasje ved lossing av olje. Analysen ble altså gjort med DFU-er (Definert Fare og Ulykkeshendelser) som er relevant for både produksjonsfasen, som omsøkes nå, i tillegg til boreaktiviteter, som omsøkes separat. Miljørisiko presentert i risikomatriks er gjort for alle utblåsningsscenarier fra boring og produksjon.

En kort oppsummering av miljørisiko og oljevern er presentert under. Miljørisikoanalysene (2021) og beredskapsanalysen for oljevern (2023) er presentert i Vedlegg (13a og b) og (14a og b).

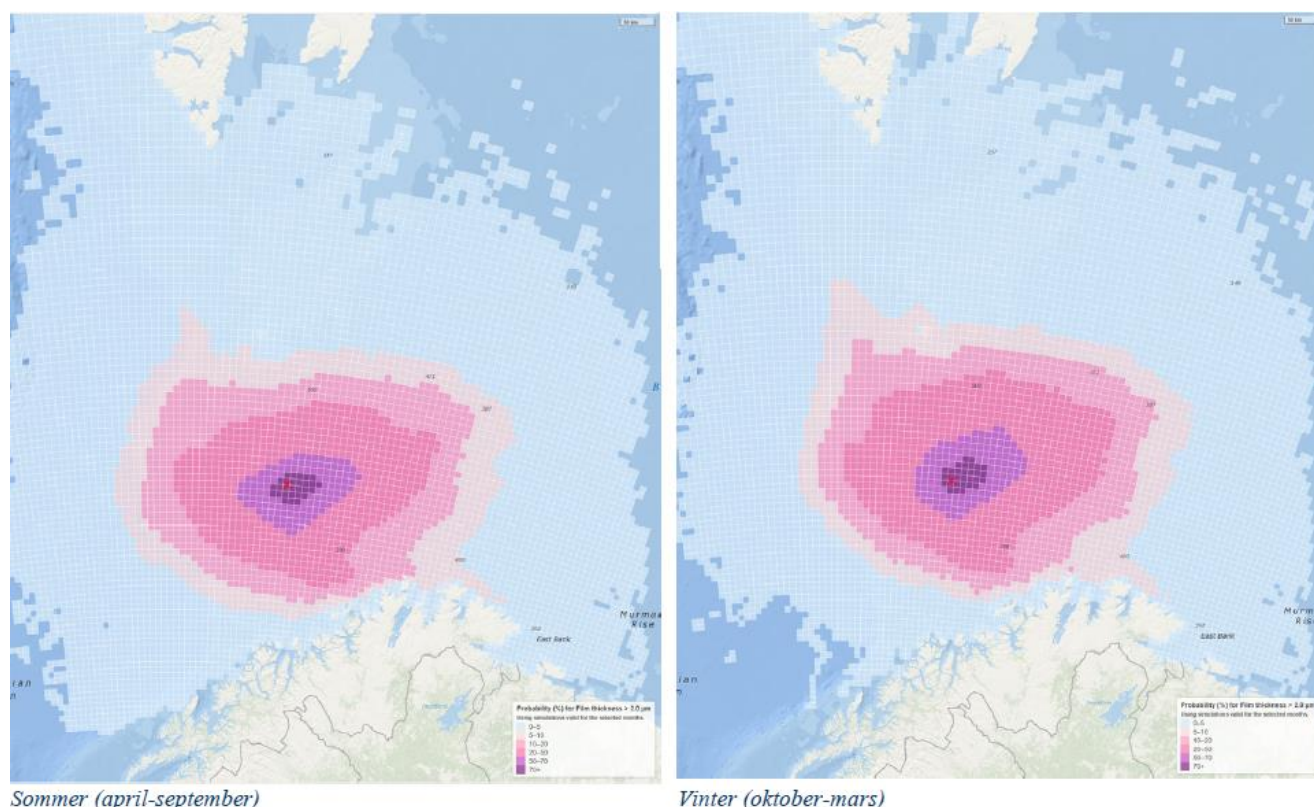


## 14.1 Oljedriftsanalyse

I miljørisikoanalysen for Johan Castberg er det gjennomført oljedriftsmodellering som grunnlag for beregning av feltets miljørisiko ved akutt forurensning, og som grunnlag for beregning av beredskapsbehov. Oljedriftsmodellering for de DFU-ene som kan medføre olje til sjø er gjennomført med OSCAR-modellen etter Beste Praksis (2020).

For modellert overflate- og sjøbunnsutblåsning er det generert oljedriftsstatistikk for hele året og presentert for to sesonger; sommer (april-september) og vinter (oktober-mars). Influensområdet er basert på sannsynligheten for at en rute treffes i den statistiske oljedriftsmodelleringen. Det markerte området viser ikke omfanget av en enkelt oljeutblåsning, men området som berøres i  $\geq 5\%$  av enkeltsimuleringene av oljens drift og spredning innenfor hver sesong. I Figur 14-1 er influensområde pr. halvår illustrert.

Resultater for influensområder og strandede mengder i dette kapittelet er konservativt beregnet. I oppdatert utblåsningsanalyse fra 2023 er forventet varighet til en utblåsning, spesielt for en sjøbunnsutblåsning, vesentlig redusert i forhold til varighet som ligger til grunn for oljedriftsmodelleringen fra 2021. Dette vil ha stor betydning for oljedriftssimuleringene og strandede mengder. Vi anser likevel at resultatene er representativt for de kommende årene.



Figur 14-1 Sesongvise forventede treff av oljemengder ( $\geq 5\%$  treff av  $> 1$  tonn olje) i  $10 \times 10$  km sjøruter gitt en utblåsning fra Johan Castberg feltet. Forventet treff av olje er basert på alle utblåsningsrater og varigheter og deres individuelle sannsynligheter.

Stranding av oljeemulsjon er presentert i Tabell 14-1 og Tabell 14-2. Utsiktet utblåsning ved boring, produksjon og komplettering vil kunne berøre Finnmarkskysten med maksimalt 12 % sannsynlighet for de mest alvorlige scenariene innen DFU-en, Bjørnøya med 16 %, mens det er svært liten sannsynlighet for at Spitsbergen treffes (< 1 % av tilfellene). 95-persentilen av korteste drivtid til land er 17 døgn, avhengig av både hendelse og årstid, og 95-persentilen av størst strandet mengde emulsjon varierer fra 10 tonn for skytteltankerutslipp (ved lokasjonen) til 2600 tonn for DFU-en boring av brønner med én brønnbane sommerstid.

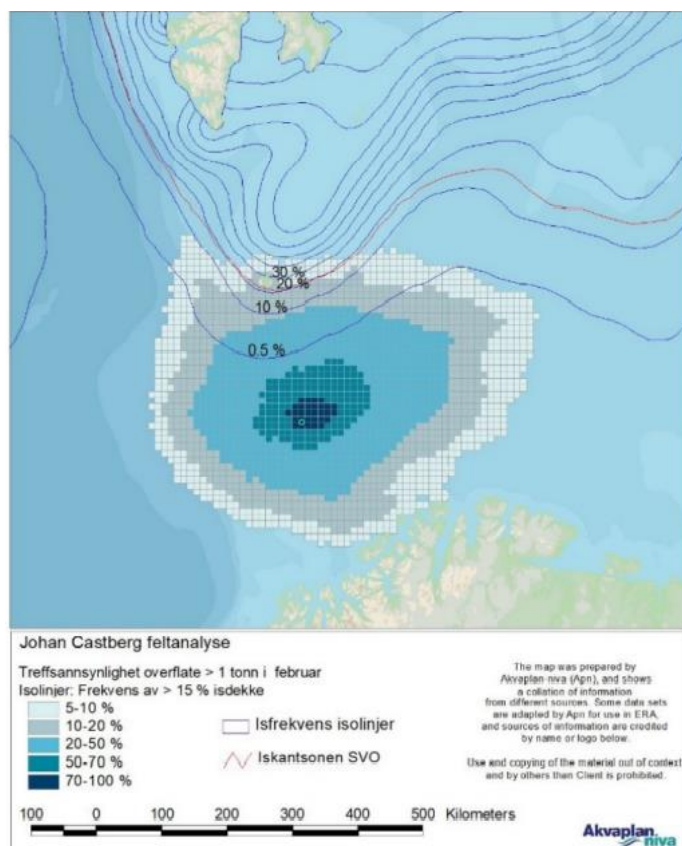
*Tabell 14-1 Maksimal strandete oljemengde og korteste drivtider til hele kysten, uten effekt av oljevernberedskap. Resultatene representerer boring av enkeltbanebrønner.*

Persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
95	1850	2600	17	23

*Tabell 14-2 Modellerte treffsannsynlighet, strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til NOFO eksempelområder med drivtid kortere enn 20 døgn. I tillegg er Bjørnøya vist. Tallverdiene er uten effekt av oljevernberedskap, og vises for vinter- og sommerse*

Område	Treffsannsynlighet (%)		Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
Sørøya nordvest	12	12	245	284	17	21
Gjesværtappan	7	6	56	48	18	31
Bjørnøya	16	3	152	63	23	39

Influensområdene fra utblåsning under boring av enkeltbanebrønner er også gjennomgått måned for måned, med fokus på drift av olje til is (Figur 14-2). Det er størst sannsynlighet for at olje og is overlapper i perioden desember til februar. I februar er det i gjennomsnitt 6,6 % treffsannsynlighet for overlapp med 0.5-10 % isfrekvens. Dette er basert på overlapp mellom influensområdet og isolinjer over isfrekvens, og det er i dette bildet ikke tatt hensyn til at olje og is vil i stor grad drifte i samme retning, noe som gjør at treffsannsynligheten vil være noe lavere.



Figur 14-2 Influensområdet fra februar for totalstatistikk fra DFU boring av enkeltbanebrønner, vist sammen med isolinjer over isfrekvens for samme måned. Temaet isfrekvens leses slik: Området mellom linjen markert med 0,5 % isfrekvens og 10 % har > 15 % isdekke i 0,5-10% av tiden i måneden. Rød linje: særlig kontur av SVO Iskantsonen (linjen som avgrenser området med > 15 % sannsynlighet for > 15 % isdekke i april måned).

## 14.2 Miljørisikoanalyse

Miljørisikoanalysen ble utført i henhold til Offshore Norges veiledning for ERA Acute miljørisikoanalyse tilnærming. For Johan Castberg ble det valgt å gjennomføre en skadebasert analyse for de antatt mest sårbare miljøressursene. Et sammendrag av metodikken i miljørisikoanalysen er beskrevet nedenfor med fokus på VØK-bestander, mens det henvises til veiledningen for mer utfyllende informasjon.

Analysen er gjennomført med nyeste datasett for sjøfugl fra SEAPOP- og SEATRACK-programmene, som er tilrettelagt i samråd med fagekspertise fra NINA innenfor Offshore Norge-samarbeidet «Beste Praksis». Havforskningsinstituttet er primærkilden til datasettene for både kystsel og fisk. Alle datasett er tilrettelagt for felles bruk i ERA Acute-format.

I ERA Acute beregnes det først bestandstap for sjøfugl/sjøpattedyr og larvetap for fisk, samt antall kilometer påvirket strandflora og -fauna som følge av overlapp med oljedriftsimuleringene. Deretter beregnes restitusjonstid som følge av en slik påvirkning, og skaden oppsummeres med en ressurskedefaktor RDF (Resource Damage Factor). RDF er målt som tapte bestands-år for sjøfugl/sjøpattedyr og fisk og som tapte habitat-år (km-år) for strandflora og -fauna. Ressurskedefaktoren RDF benyttes som mål for miljøskade i

forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko og risikonivåer, og bedømmer om operatørens akseptkriterier for skade på ytre miljø er oppfylt.



Miljørisiko er beregnet uten å ta hensyn til konsekvensreducerende effekt av oljevern. Miljørisikoen er presentert både per måned (Tabell 14-3) og helårlig (Tabell 14-4) i Equinors risikomatrix RM100. Miljørisiko-reduksjon ved bruk av oljevern er vist i en beredskapsmodellering (Vedlegg (14b)).

Med bruk av sjøfugl datasettet fra SEATRACK for beregning av bestandstap, er det de tre artene lunde, polarlomvi og lomvi som gir høyeste bestandstapene, avhengig av måned. I mai-juli er det i tråd med bestandstapene, utslag i kategorien «Stor» (Tabell 14-3). Ellers i året er det «Svært Alvorlig» og «Alvorlig» som er høyeste berørte skadekategori, unntatt om høsten og vinteren som har lavere miljørisiko.

For Johan Castberg er det også beregnet miljørisiko basert på datasettet fra MARAMBS for svømmetrekke av lomvi fra Bjørnøya (Vedlegg (13c)). Resultatene indikerer en forhøyet miljørisiko fra midten av august til midten av september, da lomvi kan ha et svømmetrekke forbi Johan Castberg feltet. Dette er illustrert i skadekategori-tabellen under. Det er viktig å presisere at tidspunktet for når svømmetrekket starter er relativt fast hvert år, men hvor svømmetrekket går varierer relativt mye. Analysen er gjort med data fra et år svømmetrekket hadde en særlig retning forbi Johan Castberg, og er således et worst-case.

I perioder hvor sjøfugl opptrer i høye konsentrasjoner, som for eksempel i hekketiden, kan de også anses som særlig sårbare. Det er gjort kolonispesifikke analyser for lomvi for Johan Castberg. For Bjørnøya-kolonien av lomvi er miljørisikoen høyest i mars, mens for Hjelmøya-kolonien av lomvi er miljørisikoen høyest i juni. Den kolonispesifikke analysen var en pilot for analyse av bestander med nedadgående bestandstrend og ulik gjenvvekstrate. Det pågår arbeid i regi av Offshore Norge, i samarbeid med NINA, for å fastsette relevante faktorer for bestandstrend og gjenvvekstrate for fremtidige analyser.

*Tabell 14-3 Høyest utslagsgivende skadekategori for hver måned, beregnet med SEATRACK datasettet for sjøfugl, med angivelse av art (alle er Barentshavs-bestander). Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med innplassering i Equinors risikomatrix.*

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												Lunde 4,0E-05
Moderat									Lomvi 1,4E-05	Polarlomvi 1,3E-05	Lunde 9,7E-06	
Alvorlig	Lomvi 3,6E-06							Polarlomvi 7,4E-05				
Veldig alvorlig		Lomvi 1,0E-05	Lomvi 4,1E-05	Lunde 5,2E-05								
Stor					Lunde 3,8E-06	Lunde 5,6E-06	Lunde 7,2E-06					
Katastrofal								 2,8E-05	 3,0E-05			
Ekstrem												

 Lomvi MARAMBS

Det er komplettering som bidrar mest til miljørisikoen på Johan Castberg (pga. høyere sannsynlighet for å inntreffe), men det er en utblåsning under boring som gir de høyeste konsekvensene.

Resultatene i analysen viser at miljørisikoen for Johan Castberg, som et helårlig snitt, ligger i gult område i Equinors risikomatrix (Tabell 14-4), uten å beregne oljevernberedskap som konsekvensreducerende tiltak. Det er sjøfugl som slår høyest ut basert på beregning av potensielt populasjonstap med bruk av sjøfugl datasettet fra SEATRACK. VØK-ene «kyst og strand» og «vannsøyle» (=fisk) havner i lav skadekategori i risikomatrixen.

SYMBIOSES var et stort prosjekt finansiert av Norges forskningsråd og industrien som ble gjennomført i perioden 2009-2022. Det ble modellert med utslippsscenarioer for blant annet Johan Castberg, og det ble også funnet ubetydelig påvirkning på gytebestander fra en utblåsning fra Johan Castberg i den analysen.

I pågående utvikling av ERA Akutt Dynamisk/Iskantzone er utblåsning fra Johan Castberg en av sakene. Analysene viser lav risiko for naturressurser i iskantsonen og for polartorsk.

For miljørisiko på strand vises det til re-analysen som ble gjort etter at miljørisikoanalysen var ferdig. Den oppdaterte risikomatrixen er hentet fra denne re-analysen (Vedlegg (13b)).

*Tabell 14-4 Miljørisiko for sjøfugl, sjøpattedyr (O), strand (S) og fisk (V) for Johan Castberg i år med boring. Miljørisikoen per naturressursgruppe er oppgitt for VØK-en med høyest gjennomsnittlig miljøskade gjennom året. Det er tatt hensyn til lundes rødlistesta*

SANNSYNLIGHET / returperiode	> 100 000 år	100 000–10 000 år	10 000–1 000 år	1 000–100 år	100–20 år	20–4 år	4–1,5 år	Ofte en gang hvert 1,5 år
	< 0,001% <10 <sup>-5</sup>	0,001–0,01% 10 <sup>-5</sup> –10 <sup>-4</sup>	0,01–0,1% 10 <sup>-4</sup> –10 <sup>-3</sup>	0,1–1% 10 <sup>-3</sup> –10 <sup>-2</sup>	1–5% 0,01–0,05	5–25% 0,05–0,25	25–50% 0,25–0,5	> 50% > 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig			V				
	2/ Ubetydelig							
	3/ Liten		S					
	4/ Moderat							
	5/ Alvorlig							
	6/ Svært Alvorlig							
	7/ Stor	O						
	8/ Katastrofal							
	9/ Ekstrem							

Det er en rekke pågående prosjekt relatert til metodeutvikling og kunnskapsinnhenting om økosystem i Barentshavet, bla:

- ERA Acute Dynamic and Marginal Ice Zone
- Kolonispesifikke analyser med nedadgående bestandstrend
- Seatrack III (sjøfugl)
- Symbioses III (fisk)
- Kartlegging av lomvi med drone
- Polarfront
- Hvalobservasjoner og lydpåvirkning

### 14.3 Oljevern beredskapsanalyse

Oljevern beredskapsanalysen er gjort i henhold til Offshore Norges veileder for miljørettede beredskapsanalyser. Det er tatt en del konservative valg ved beregning av beredskapsbehov:

- Det er benyttet høyeste rate av vektet borerate og P90 rate for all aktivitet
- Det er benyttet høyeste P90 rate mellom overflate- og sjøbunnsutslipp, ikke total P90 rate
- Det er året 2024 som har det høyeste beredskapsbehovet, og det er likevel stilt krav om at dette beredskapsbehovet beholdes så lenge det er både produksjon og boring på feltet, selv om det med gjeldende metodikk beregnes lavere beredskapsbehov fra 2025.

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Johan Castberg er oppsummert i Tabell 14-5. Vurderte utslippsscenarioer er uhellsutslipp av olje fra utblåsning (boring og produksjon), men også mindre til større utslipp fra rørledninger til utslipp fra lagertank på FPSO er vurdert. Beredskapsanalysen viser at ytelseskravene til kapasitet i barriere 1 og 2 kan ivaretas for dimensjonerende scenario (P90 raten for sjøbunnsutblåsning) med 12 NOFO-J systemer når det er både boring og produksjonsaktiviteter på feltet. Det er tilstrekkelig med 8 NOFO-systemer når det kun er boring noen måneder frem til oppstart produksjon på Johan Castberg. Dette er også i tråd med gjeldende boretilatelse. Når det kun er produksjon og vanninjeksjon fra 2026 vil beredskapsbehovet reduseres til 7 systemer.

I henhold til gjeldende krav fra Miljødirektoratet for borefasen, skal ressurser for å bekjempe 50 % av emulsjonsraten være mobilisert innen 24 timer. Antall systemer for mekanisk oppsamling for å oppfylle dette kravet vil være 4 når det kun er boring i 2024, 5 systemer når det er både produksjon og boring, og 3 systemer når det kun er produksjon.

Det stilles krav til en responstid på 5 timer for første system. Påfølgende systemer i barriere 1 og 2 vil ankomme så raskt som mulig, etter best oppnåelig responstid med fullt utbygget barriere 1 og 2 senest innen 60 timer. Dersom oljen er bekjempbar, vil både mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering kunne bidra til et effektivt oljevern til havs.

Det vil være muligheter for kjemisk overflatedispergering fra områdeberedskapsfartøyet som vil ligge ved FPSO-en på Johan Castberg, og deretter vil det komme oljevernfarer fra Goliat, avløser farer, samt farer lengre sør på sokkelen, med mulighet for kjemisk overflatedispergering. Kjemisk overflatedispergering er indikert i beredskapsmodellering å være mest effektiv om vinteren, mens mekanisk oppsamling vil være best ved sommerforhold. Det vil være en operativ vurdering i en hendelse hvilke bekjempelsesmetoder som benyttes. DNV har gjort en beredskapsmodellering inklusiv BAT vurdering for re-fylling av dispergeringsmiddel ved en NOFO-base vs. re-fylling offshore med STS (farer-til-farer operasjon). Foreløpige resultater tyder på at STS er operasjonelt mulig, men gir ikke en vesentlig endring i dispergeringseffekten.

Sjøbunnsdispergering, både kjemisk (SSDI) og mekanisk (SSMD), vil være relevante bekjempelsesmetoder for Johan Castberg. Utstyr for bruk av SSDI er lokalisert i Tananger, og kan raskt forflyttes til relevant NOFO baser for å settes på egnet farer. Feltet bidrar i videre utvikling av SSMD, sammen med internasjonale bidragsytere.

Det er anbefalt å ha høyhastighetslense på kjøll i sommermånedene med høyest miljørisiko, som en forsterkning av beredskapen ved å ha flere typer ressurser raskt tilgjengelig. Når høyhastighetslensen ikke er på kjøll, vil farer som har muligheten å hente høyhastighetslense i Hammerfest være tilgjengelig i Barentshavet hele året.

Det er et pågående arbeid med etablering av områdeberedskap for Barentshavet Sørvest i samarbeid med Vår Energi. Dette arbeidet avsluttes i desember 2023. Endelig beslutning om hvilket fartøy som vil ligge ved Johan Castberg er ikke tatt, ei heller ikke hvilket fartøy som vil være avløserfartøy Nord. Ved nybygg vil disse bygges etter NOFO-standard 2021.

Det er også et pågående arbeid med innkjøp av emulsjonsbryter, som skal settes om bord på områdeberedskapsfartøyene før borestart 2024. Dette er relevant for lagring av oppsamlet emulsjon i en hendelse. Det er også gjort en vurdering av responstid for tankbåt til en hendelse på feltet. I NOFO-planverk er responstiden satt til 72 timer, som er gjeldende for hele Barentshavet. Spesifikt for Johan Castberg feltet er det beregnet at tankbåt tilgjengelighet øker når feltet kommer i maks produksjon slik at det i snitt er <26 timer responstid for en tankbåt om sommeren, og i 90 % av tiden er responstiden <64 timer. Det er 67 % sannsynlighet for at responstiden i Barentshavet er <36 timer (som brukes lengre sør på sokkelen). Om vinteren er responstiden kortere enn ved sommerforhold.

Det er gjort en vurdering av NOFO i forhold til antall slepebåter som kan være mobilisert innen 24 timer. For Johan Castberg er det anslått at minst ett oljevern fartøy for sleping av lense vil være på plass innen 15 timer, og minst 5 slepefartøy kan være på plass innen 24 timer. Det er en pågående prosess for å tilrettelegge for slepebåt fra terminalen på Melkøya, som vil ha responstid på om lag 15 timer.

Oppbygging av is fra sjøsprøyt på fartøy og oljevern utstyr er en potensiell utfordring for oljevern som har vært adressert gjennom både øvelser, forsøk og studier de senere år. Ising kan inntreffe under forhold med lave temperaturer og samtidig moderat til sterk vind. Potensiale for ising og hastighet av oppbygging av is avhenger av lufttemperatur, sjøtemperatur, vindstyrke og høyde på utstyr/ fartøy. For Castberg lokasjonen viser værdata at det er moderat eller verre isingsforhold i 4 % av tiden i januar og februar. NOFO har gjennomført øvelser med mekanisk oppsamlingsutstyr under kalde forhold på Finnmarkskysten i 2015 og nord for Bjørnøya i 2017 (BaSEC). Studier av isingsproblematikk i forhold til oljevern er belyst i BASOP rapport (2021). Læringspunkter fra disse øvelsene og forsøkene er at ising isolert sett ikke vurderes å være vesentlig begrensning innenfor det værvinduet hvor det er hensiktsmessig å gjennomføre oljevern-operasjoner. I 2024 og 2025 planlegger vi å gjennomføre ytterligere trening og øvelser fra beredskapsfartøy i Finnmark og Barentshavet spesifikt under forhold med kulde og ising.

Operatøren vil benytte beredskapsfartøy og øvrig materiell som i størst mulig grad er klargjort for å begrense nedising. Oljevern utstyr vil derfor bli lagret i innebygde og oppvarmede området på dekk, slik at de er operative når værforhold tillater bruk av utstyret. Dispergeringsbommer vil også være utstyrt med varme for å hindre oppbygging av is og tetting av dyser. Hvis beredskapsplikten likevel ikke kan ivaretas på grunn av fare for nedising av utstyr eller fartøy over lengre perioder, vil det gjøres vurderinger av tiltak for å redusere risiko for utslipp.

Når Johan Castberg kommer i produksjon forsterkes altså beredskapen i Barentshavet med ett ekstra fartøy med kjemisk dispergeringsmidler om bord, et forsyningsfartøy som kan hente lense i Hammerfest innen 24 timer, samt ett fartøy som kan bruke høyhastighetslense. Antall OR-fartøy i Barentshavet øker fra dagens 2 fartøy til 5 fartøy.

For barriere 3 og 4 er det satt krav til en kapasitet tilsvarende 2 kystsystemer i hver av barrierene, basert på antall NOFO eksempelområder som blir berørt innen 20 døgn. Disse systemene vil være på plass innen 17 døgn (korteste drivtid til land). Ved Bjørnøya (>23 døgn drivtid) stilles det krav til tyngre systemer for mekanisk oppsamling som benyttes til bekjempelse oppstrøms for området. Dette vil være ressurser fra barriere 1 og 2, og antall systemer skal dimensjoneres etter behov. Havgående

enbåtsystem/høyhastighetslense er spesielt egnet for å jakte på oljeflak som nærmer seg Bjørnøya, for å forhindre landpåslag.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler med NOFO. Kystverket og OSRL. Gjennom aksjonsledelse vil Equinor fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

*Tabell 14-5 Krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for Johan Castberg-feltet under boring og produksjon*

<b>Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav</b>	
Systemer og responstid	<p>Kun boring 2024: 8 havgående systemer, 4 systemer innen 24 timer Boring og produksjon 2024 og 2025: 12 havgående systemer, 5 systemer innen 24 timer Kun produksjonsaktiviteter fra 2026: 7 havgående systemer, 3 systemer innen 24 timer</p> <p>Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 60 timer ved det høyeste beredskapsbehovet.</p> <p>Det vil være dispergeringsmuligheter på områdeberedskapsfartøyet som ligger på feltet.</p> <p>Anbefaler rask tilgang til mobiliserbart fartøy som kan operere høyhastighetssystem/enbåtsystem tilgjengelig i Barentshavet.</p>
<b>Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone</b>	
Systemer og responstid	<p>Kapasitet tilsvarende 2 kystsystemer i barriere 3 og 2 kystsystemer i barriere 4. Vil bli mobilisert innen korteste drivtid til land (17 døgn). Ved Bjørnøya stilles det krav til tyngre systemer for mekanisk oppsamling som benyttes til bekjempelse oppstrøms for området. Dette vil være ressurser fra barriere 1 og 2, og antall systemer skal dimensjoneres etter behov. Havgående høyhastighetslenser/enbåtsystem er spesielt egnet for å jakte på oljeflak som nærmer seg Bjørnøya, for å forhindre landpåslag.</p>
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer.

#### 14.4 Toleransekriterier og ytelseskrav

Equinor benytter risikomatrix til risikostyring. I tillegg til plassering av helårlig risiko i RM100 risikomatrix (Tabell 14-4), beregnes det også månedlig risiko som vist i Tabell 14-3. I begge tilfeller er risikokategoriene vist med fargekode fra grønn, via gul og oransje, til rød risikokategori.

- Rød risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak må iverksettes så raskt som mulig.
- Oransje risiko tolereres generelt ikke og risikoreduserende tiltak skal iverksettes
- Gul risiko kan tolereres dersom det er vurdert og iverksatt risikoreduserende tiltak basert på ALARP (As Low as Reasonably Practicable) prinsippet, BAT (Best Available Technology) prinsippet eller lignende.
- Grønn risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP prinsippet gjelder også her.
- 

Høyeste miljørisiko på Johan Castberg (uten oljevernbehandling) er i gul risikokategori, og foreslått oljevernbehandling er viktig risikoreduserende tiltak, og risikoreduksjon er dokumentert i en beredskapsmodellering (Vedlegg (14b)).

Equinor har i styringssystemet satt minimum ytelseskrav, i tillegg har Johan Castberg satt ytterligere krav.



Ytelseskravene er som følger:

- Ha lokal kapasitet og robusthet for å bekjempe et utslipp av minimum 500 m<sup>3</sup> olje med ressurser som er klar for operasjon innen 5 timer fra utslippet er detektert for raskt å kunne hindre spredning av olje. Det vil være et dedikert oljevern beredskapsfartøy på feltet, som har mulighet å sette ut lensen med egen DC. Utstyr for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering skal være tilgjengelig på dette fartøyet.
- Ha tilgjengelig ressurser som er klar for operasjon for å bekjempe et utslipp på minimum 2000 m<sup>3</sup> innen drivtid til land eller til miljø sensitive områder og ressurser.
  - Redusere sannsynligheten og konsekvens på:
    - kolonier av sjøfugl på fastlandet (mest sårbar i hekketiden på sommeren)
    - kolonier på Bjørnøya spesielt sårbar i mars til august
    - svømmetrekket av alkefugler fra Bjørnøya som kan svømme forbi Johan Castberg i august/september enkelte år.
    - iskantsonen, hvor det er størst sannsynlighet for at olje og is overlapper i perioden desember til februar.
- Det må være kapasitet til å bekjempe 50 % av dimensjonerende emulsjonsrate innen 24 timer
- Oljevernressursene må kunne operere i relevante værforhold i Barentshavet
  - Mørke, snø og perioder med isingsforhold om vinteren, tåke om sommeren

## 15 System for deteksjon av akutt forurensning

Lekkasjedeteksjonssystemet skal detektere lekkasje fra både subsea og topside systemer for å kunne varsle personell og sikre at manuelle eller automatiske kontrolltiltak kan iverksettes for å redusere lekkasjevarighet, sannsynlighet for antennelse, sannsynlighet for personell eksponering, brann (gassdeteksjon topside) eller skade på mennesker eller miljø (subsea lekkasjedeteksjon). Systemet består av følgende tekniske og operasjonelle hovedelementer:

- Satellittradar
- Manuell overvåking av prosess og utstyr
- Gassdetektorer topside
- Oljeradar på FPSO (ISPAS) og OR-fartøy (OSD)
- Massebalanse fra brønner til FPSO
- Metansensorer på produksjonsbunnrammene
- Trykkovervåking av stigerørene ringrom
- Visuell observasjon fra innretningene, fartøy og helikopter
- Trykk- og strømningsmåling under laste-/losseoperasjoner
- Periodisk ROV-inspeksjon av undervannsproduksjonssystemene
- Sammenstilling og visualisering i sanntid av barrieretilstand (ROBIM software)

Det er vurdert at systemene er tilstrekkelige til å overholde regelverkskrav, Equinors interne krav og myndighetenes forventninger til lekkasjedeteksjonssystem.

### 15.1 Satellitovervåking

Alle felt på norsk sokkel er dekket av NOFOs tjeneste for deteksjon av olje flak fra satellittradar. Teknologien detekterer endringer i radarreflektivitet på havoverflaten som skyldes olje eller kondensat. Systemet fungerer uavhengig av dagslys og nedbør, med unntak av tett snøfall. Vind og bølger påvirker sensitiviteten til radaren, og den fungerer best ved vindhastigheter mellom 2 og 15 m/s. Vinddata for området tyder på at satellittradar vil være operativ på Johan Castberg-feltet i ca. 90 % av tiden.

Deteksjonsnivået for satellittrradaren er væravhengig. Under de fleste forhold vil oljeflak på 100 x 100 m bli detektert. For Johan Castberg-oljen tilsvarer dette en utslippsrate på 0,7 m<sup>3</sup>/h. Deteksjonstiden for satellittrradaren er maksimum 28 timer, inkludert 24 timer mellom hver overflyging og 4 timer for tolkning av dataene.

## 15.2 Overvåking på FPSO

### Manuell overvåking

På hvert skift blir det utført visuell kontroll på anlegget, og mulige utslipp til ytre miljø er et sjekkpunkt på kontrollrunden. Eventuelle funn av olje på sjø loggføres og følges opp i selskapets oppfølgingssystem for hendelser, Synergi.

### Gassdetektorer

Det er montert gassdetektorer på plattformene. Gasslekkasje indikerer også mulig oljelekkasje.

### OSD-radar

OSD-radaren fra ISPAS er installert og testet ut på Edvard Grieg og Johan Sverdrup. Denne radaren har bedre ytelse enn tradisjonelle marine-radarer bl.a. ved:

- Deteksjon på lengre avstand
- Færre falske alarmer
- Større værvindu, deteksjon på stille sjø

## 15.3 Subsea lekkasjedeteksjon

Alle metoder nevnt innledningsvis i kap. 15 bidrar til systemet for lekkasjedeteksjon for Johan Castberg undervannssystemer (fra brønner til FPSO). Sammenstilling av informasjon om tekniske og operasjonelle barrierer i et felles brukergrensesnitt (ROBIM, Real-Time Offshore Barrier Integrity Map) gjør det mulig for operatørene offshore og støttefunksjoner på land å dra maksimal nytte av systemene, herunder raskere aksjon i tilfelle reell lekkasje og færre falske alarmer.

Spesifikke deteksjonssystemer for undervannsanlegget består av et massebalansesystem, sensorer på manifold (Franatech metansniffer og Naxys akustisk sensor), stigerørs annulusmonitorering og fibermonitorering samt ROV-inspeksjon.

Massebalansesystemet er et globalt deteksjonssystem som vil detektere store og mellomstore lekkasjer fra hele undervannsanlegget. Systemet baserer seg på målinger fra undervanns multifasemetere og sammenligner masseratene fra brønnene med målte rater i topside anlegget for de ulike fasene. Usikkerheter i målinger og fluid-input begrenser deteksjonsevnen til systemet og vil derfor ikke kunne detektere små lekkasjer. Responstiden er derimot relativt god (forventet 2 timer deteksjonstid). Massebalansesystemet dekker både produksjonslinjer og injeksjonslinjer.

Manifoldsensorer er lokalt deteksjonsutstyr som vil detektere selv små lekkasjer i nærheten av sensoren. Med dette inngår brønnhoder og manifoldens rørføring. Detektorene er avhengig av at havstrømningen fører metan i retning av sensoren, og deteksjonstiden er dermed potensielt høy (12 timer). Grunnet utfordringer med sensorer og programvare for metansniffere vil det i tillegg installeres akustiske sensorer på hver produksjonsmanifold. Disse vil lytte etter lekkasjer fra det samme området og har dermed en responstid som er uavhengig av havstrømningen.

Stigerørene anses som det mest kritiske ettersom de befinner seg i nærheten av innretningen. Lekkasje fra stigerørene vil detekteres av to ulike systemer. Annulus avluftesystemet slipper av overskuddstrykk i ringrommet. Økt ventilering fra dette systemet vil gi indikasjon på integritetsproblemer (hull) i stigerørets innerkappe. I tillegg er det fibermonitorering langs hele stigerørets lengde som vil indikere utfordringer med lekkasje igjennom ytterkappe så vel som innerkappe.

ROV inspeksjon av undervannsrør er en lavfrekvent operasjon som har mulighet til å oppdage pågående utfordringer med havbunnsanlegget som er såpass små at det ikke detekteres av noen av de andre systemene. ROV inspeksjon kan ikke medregnes som en del av et deteksjonssystem for akutte lekkasjer.

#### 15.4 Visuell observasjon fra innretningen, fartøy og helikopter

Observasjon av olje på sjø rapporteres til Equinor fra underkontraktører i henhold til kontrakt. Direkte visuell observasjon av olje på sjø har tidligere vist seg viktig i forbindelse med deteksjon av uhellsutslipp. Selv om det er stor sannsynlighet for at noe vil oppdage olje på sjø etter et utslipp, er det vanskelig eller umulig å forutsi nøyaktige hvilke rater og til hvilken tid disse kan bli oppdaget med slike metoder.

#### 15.5 Toleransekriterier og ytelseskrav

Equinor arbeider for tiden med å fastsette toleransekriterier for miljørisiko forbundet med lekkasjer i drift for oljefeltfelt på norsk sokkel. Toleransekriteriene krever at store og derfor sjeldne hendelser begrenses oppad til gitte totalvolum og at små hendelser som kan skje hvert 100. år eller oftere, oppdages ved små akkumulerte volum. Kriteriene sikrer at lekkasjer i drift har lavt bidrag til total miljørisiko som andel av feltspesifikke miljøtoleransekriterier. Toleransekriteriene for miljørisiko forbundet med lekkasjer i drift for Johan Castberg skal være:

a) For lekkasjerater med forventet returperiode oftere enn hvert 100. år (årlig frekvens  $> 10^{-2}$ ) skal maksimalt oljevolum være begrenset til 50 m<sup>3</sup>, alle kombinasjoner av rate og tid;

b) Maksimalt 5000 m<sup>3</sup> oljevolum, alle kombinasjoner av rate og tid.

Ytelseskravene for deteksjonsteknologiene skal samlet være innenfor rammene som toleransekriteriene a) og b) gir.

### 16 Forkortelser og ordforklaring

#### B

BAT - Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)

BC - Black Carbon

BSA – Blowout Scenario Analysis (utblåsningsanalyse)

BASOP- Barents Sea Operations Cooperation (Samarbeid om beredskap i Barentshavet)

#### C

CIP - Cleaning In Place

CFU - Compact Flotation Unit (kompakt flotasjonsenhet)

#### D

DHSV - Down Hole Safety Valve (nedihulls sikkerhetsventil)

DFU - Definert Fare og Ulykkeshendelser

#### E

EIF - Environmental Impact Factor

EMISOFT - Miljørapporteringsystem i Equinor

ERA Acute - Miljørisikoanalyse

## F

- FPSO - Floting Production Storage and Offloading

## H

HVAC - Heating, Ventilation, and Air Conditioning (Varmeanlegg, ventilasjon og luftkjøling)

## I

IOR - Improved Oil Recovery

- ISPAS - Er en type oljeradar utviklet for å oppdage oljesøl på stille vann

## J

JC - Johan Castberg

## L

LRA - Lav RadioAktiv

## M

MARPOL - Internasjonal Convention for the Prevention of Pollution From Ship (Den internasjonale konvensjonen for forebygging av forurensing fra skip).

MTU 20V4000P63 dieselmotor – «Motoren- und Turbinen Union Friedrichshafen» som produserer en type høyeffektiv og drivstoffeffektiv motor med lave utslipp

MEG - Mono-etylen glykol

MARAMBS - Mobile Animal Ranging Assessment Model Barents Sea

## N

NØA - Nordøst atlantisk

NEMS - Programvare for kjemikaliehåndtering

nmVOC - Non-Methane Volatile Organic Components (flyktige organiske forbindelser unntatt metan)

NF - nanofiltrering

NOG - veiledning – Veileder fra Norsk Olje og Gass, nå Offshore Norge

NILU - Norsk institutt for luftforskning

NINA - Norsk institutt for Naturforskning

## O

OSRL - Oil Spill Response Limited

OiV - Olje I vann

OR-fartøy - Oil Recovery vessel

- OSD radar - Oil Spill Detection radar

OSCAR - Oil Spill Contingency Analysis and Response (modell for oljedriftsimulering)

## P

PL - Produksjonslisensen

PRM - Permanent Reservoir Monitoring

PLONOR - Pose Little or No Risk to the Environment (liste over forhåndsgodkjente kjemikalier fra Mdir)

P90 - 90 percentil

## R

RDF - Resource Damage Factor (Ressursskadefaktoren)

RM - RisikoMatrise

- ROBIM - Real-Time Offshore Barrier Integrity Map

RDF - Resource Damage Factor (brukt i miljørisikoanalyse som mål på skade)

## S

SO - System Operational (System operativt)

SSDI - Subsea Chemical Dispersant Injection (kjemisk undervannsdispergering)

SSMD - SubSea Mechanical Dispersing (mekanisk undervannsdispergering)

STS - Fartøy-til-fartøy operasjoner

SRU - Sulfate Removal Unit- sulfatfjerningsenhet  
SEATRACK – Kartleggingsprogram med loggere for sjøfugl  
SEAPOP – Norsk Institutt for Naturforskning sitt program for overvåkning og kartlegging av sjøfugl

#### T

TEG - Trietylenglykol

#### U

UF – Ultrafiltrering

#### V

VOC - Volatile Organic Components (flyktige organiske forbindelser)

VOCIC - Volatile Organic Components Industry Cooperation

ViO – Vann i Olje

VØK – Verdsatt økosystemkomponent

#### W

WHRU- Waste Heat Recovery Unit

## 17 Referanser PL532 Johan Castberg - PUD del II – Konsekvensutredning

Denne konsekvensutredningen med underlagsdokumentasjon er også tilgjengelig elektronisk på:  
[www.statoil.com/johancastberg](http://www.statoil.com/johancastberg)

## 18 Vedlegg

- Vedlegg (1) Miljøvurdering kjemikalier
- Vedlegg (2) Johan Castberg power concept selection summary report
- Vedlegg (3a) Separasjonssystemet flytskjema del 1
- Vedlegg (3b) Separasjonssystemet flytskjema del 2
- Vedlegg (4) Flytbilde av vanninjeksjonssystemet
- Vedlegg (5a) HT Fakkell
- Vedlegg (5b) LT Fakkell
- Vedlegg (6) Produsertvannssystemet flytskjema
- Vedlegg (7a) Feltoppsett
- Vedlegg (7b) Brønnopprensning flytskjema
- Vedlegg (8) Kjemikalie utslipp
- Vedlegg (9a) Johan Castberg utslipp av kjølevann
- Vedlegg (9b) Akvaplan-niva Rapport 6397-02 -Utbygging og drift av Johan Castberg  
Virkninger for marint naturmiljø for utbyggingsalternativene
- Vedlegg (10a) EIF beregninger for produsertvann på Johan Castberg
- Vedlegg (10b) EIF beregninger for utslipp av biocid på Johan Castberg
- Vedlegg (11) Johan Castberg FPSO Direkte utslipp
- Vedlegg (12a) Equinor, «Technical Note: Blowout Scenario Analysis for Johan Castberg», 2023
- Vedlegg (12b) Equinor, «Notat-Vurdering miljørisikonivå og beredskapsbehov etter oppdateringer i utblåsningsanalysen til Johan Castberg for perioden 2024-2027», 2023
- Vedlegg (13a) Akvaplan niva, «Miljørisikoanalyse for Johan Castberg-feltet», 2021.
- Vedlegg (13b) Akvaplan niva, «Reanalyse av miljørisiko på strand med ERA Acute for Johan Castberg-feltet», 2021.
- Vedlegg (13c) Akvaplan-niva, «ERA Acute-analyse med daglige sjøfuglfordelinger fra MARAMBS for Johan Castberg-feltet», 2021.

Søknad om tillatelse til virksomhet etter  
forurensningsloven for drift og produksjon  
på Johan Castberg

Dok. nr.  
2024-021755  
Trer i kraft:

Rev. nr.

- 
- Vedlegg (13d) Akvaplan-niva, «Johan Castberg-feltet - ERA Acute pilotstudie med kolonivise SEATRACK-data for utvalgte lomvikolonier», 2021.  
Vedlegg (14a) Equinor, «Oljevern Beredskapsanalyse Johan Castberg», 2023  
Vedlegg (14b) Akvaplan niva, «Beredskapsmodellering – Castberg», 2021