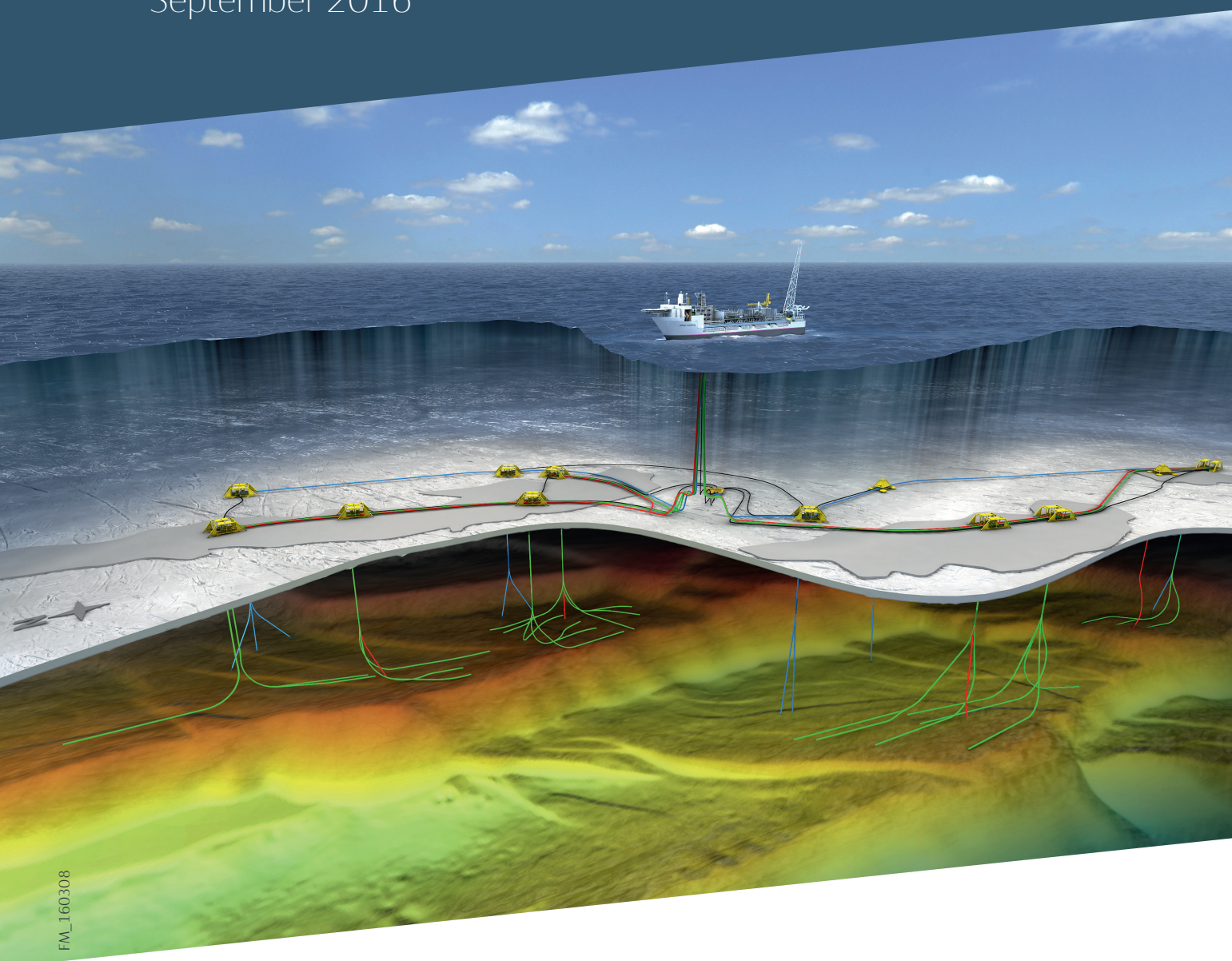


PL532 Johan Castberg

Forslag til program for konsekvensutredning

September 2016



FM_160308



FORORD

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil som operatør av Johan Castberg lisensen (tidligere Skrugard), PL532 i Barentshavet på vegne av lisensens rettighetshavere Statoil, Eni og Petoro.

Rettighetshaverne i Johan Castberg -lisensen går inn for en utbyggingsløsning som omfatter en havbunnsutbygging av Skrugard- Havis- og Drivis-funnene, hvor oljen prosesseres og lagres på et produksjonsskip (FPSO) for utskipping til markedet.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning skal legge rammene for klargjøring av konsekvenser for samfunn og miljø, og danne grunnlag for nødvendige godkjenninger av plan for utbygging, anlegg og drift (PUD) etter Petroleumsloven, samt godkjenninger etter annet relevant lovverk.

Lisensens beslutning om gjennomføring (investeringsbeslutning) og innsendelse av PUD er planlagt i løpet av 2017 etter høring og behandling av uttalelsene til konsekvensutredningen.

Høringsinstansene gis herved mulighet til å vurdere foreliggende beskrivelse av de miljø- og samfunnsmessige virkninger utbyggingen kan få, inkludert avbøtende tiltak som er identifisert.

Høringsinstansene bes om å kommentere hvilke problemstillinger som bør belyses i konsekvensutredningen.

Statoil, 13. september 2016

Innhold

Forkortelser	6
Sammendrag	7
1 Innledning.....	9
1.1 Johan Castberg feltet.....	9
1.2 Tidligere planprosess.....	9
1.3 Plan- og konsekvensutredningsprosessen	10
2 Planer for utbygging og drift av Johan Castberg	13
2.1 Petroleumsressursene på Johan Castberg feltet og området rundt	13
2.2 Boring og brønn	14
2.3 Produksjonsinnretningen - FPSO	15
2.4 Undervannsanlegg og søknad om forbudsområde.....	15
2.5 Driftsorganisasjon, forsynings- og helikopterbase	16
2.6 Avslutning av Johan Castberg feltet	17
2.7 Kostnadsanslag for investeringer og drift.....	17
2.8 Tidligere vurderte løsninger	17
2.9 Felles oljeomlastningsterminal.....	22
3 Miljø- og samfunnsmessige forhold i influensområdet	24
3.1 Influensområdet	24
3.2 Is og klimatiske forhold	24
3.3 Marint naturmiljø og sjøfugl.....	25
3.4 Fiskeri	30
3.5 Skipstrafikk og internasjonalt rammeverk	31
3.6 Marine kulturminner	32
4 Risiko, barrierer og beredskap	33
4.1 Risiko og tiltak knyttet til is-og klimatiske forhold.....	33
4.2 Barrierer	33
4.3 Oljevernberedskap.....	33
5 Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og samfunn	34
5.1 Utslipp til luft.....	34
5.2 Arealbeslag og fysiske inngrep på feltet og langs kabel	36
5.3 Bruk av kjemikalier og regulære utslipp til sjø.....	36
5.4 Undervannsstøy.....	38
5.5 Fiskeri	39
5.6 Marine kulturminner	40
5.7 Skipstrafikk.....	40
5.8 Risiko- og konsekvens av fremmede arter.....	40
5.9 Foreløpig miljørisikoanalyse og konsekvenser av eventuelle uforutsette utslipp.....	41
5.10 Positive samfunnsmessige virkninger.....	43
6 Forslag til videre utredningsaktiviteter for en utbygging med FPSO	47
6.1 Vurdering av alternativer.....	47

6.2	Mulige fremtidige anlegg.....	47
6.3	Avbøtende tiltak og BAT analyser.....	47
6.4	Energiforbruk og utslipp til luft.....	48
6.5	Miljøtilstand og miljøovervåkning.....	48
6.6	Arealbeslag og fysiske inngrep.....	48
6.7	Bruk av kjemikalier og utslipp til sjø.....	49
6.8	Undervannsstøy.....	49
6.9	Avfall.....	49
6.10	Fiskeri.....	49
6.11	Skipstrafikk.....	50
6.12	Marine kulturminner.....	50
6.13	Miljørisiko-, beredskapsanalyser og konsekvenser av uhellsutslipp til sjø.....	50
6.14	Positive samfunnsmessige virkninger.....	50
6.15	Landbaserte funksjoner.....	51
7	Referanser.....	52
	Vedlegg A Forbudsområde mot oppankring og fiske med bunnredskap.....	53

Forkortelser

A

AD: Arbeidsdepartementet (nå ASD)
ASD: Arbeids- og sosialdepartementet

B

BOV: Beslutning om videreføring

C

CO₂ karbondioksid
CH₄ Metan

D

DG: Beslutningspunkt (eng. Decision gate)

F

FKD: Fiskeri- og kystdepartementet (nå NFD)

G

GSm³: Giga Standard kubikkmeter
GW: Gigawatt

H

HMS: Helse, miljø og sikkerhet
HVDC- High voltage Direct Current (Høyspent likestrøm)
HVAC- High voltage Alternating Current (Høyspent vekselstrøm)

I

IOR: Increased Oil Recovery (økt oljeutvinning)

K

KLD: Klima- og miljødepartementet
KU: Konsekvensutredning
KW: Kilowatt

M

MD-Milverndepartementet (nå KLD)
Mrd: Milliarder
MSm³: Million Standard kubikkmeter
MW: Megawatt

N

NMVOC: Non-Methane Volatile Organic Components (hydrokarboner unntatt metan)
NOX: Nitrogenoksider
NFD: Nærings- og fiskeridepartementet

O

o.e: Oljeekvivalenter
OD: Oljedirektoratet
OED: Olje- og energidepartementet

P

PRM: Permanent Reservoir Monitoring
Ptil: Petroleumstilsynet
PUD: Plan for utbygging og drift

R

ROV- Remote Operated Vehicle

S

SOx svoveloksider

T

Twh Terra watt time

V

VOC: Volatile Organic Components

W

WHRU- Waste Heat recovery unit

Sammendrag

Johan Castberg feltet ligger i sørvestre del av Barentshavet omlag 240 km nordvest fra Hammerfest. Feltet 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 MSm³).

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning er utarbeidet av Statoil som utbyggings- og driftsoperatør av Johan Castberg lisensen PL532 i Barentshavet (tidligere Skrugard). Lisensens rettighetshavere er Statoil, Eni og Petoro med henholdsvis 50-, 30- og 20 prosent eierandel.

Utbyggingsløsning

Rettighetshaverne går inn for en havbunnsutbygging og et produksjonsskip (FPSO) med prosessering, lagring og lasting på feltet for utskipping av oljen i tankskip direkte til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gassturbiner med varmegjenvinning.

En alternativ oljeeksportroute ut av Barentshavet som inkluderer en felles oljeomlastingsterminal på Veidnes, utredes som et separat prosjekt av Statoil, Eni, Lundin og OMW som operatører av feltene Johan Castberg, Goliat, Alta/Gohta og Wisting.

Videre planprosess

Rettighetshaverne og Statoil som operatør av Johan Castberg lisensen, planlegger for beslutning om videreføring av Johan Castberg i løpet av 2016. Denne beslutningen betegnes som «Foreløpig beslutning om gjennomføring» hos operatøren, og «Beslutning om videreføring (BOV) hos myndighetene.

Investeringsbeslutning og innsendelse av PUD med konsekvensutredning er planlagt i løpet av 2017 med påfølgende Stortingsbehandling i vårsesjonen i 2018.

Positive virkninger for samfunn

Utbygging av Johan Castberg-feltet med en FPSO har en høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og vil generere store inntekter til staten i form av skatter og avgifter både i utbygging og drift. Utbyggingen vil dersom den realiseres etter planen, være svært viktig for å bidra til å opprettholde investerings- og aktivitetsnivået i olje og gass sektoren, og dermed

bidra positivt til å hindre nedbemanning og tap av kjernekompetanse.

Johan Castberg vil ha behov for store vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv, og vil på den måten gi ny verdiskapning og verdifulle sysselsettingseffekter både i berørte norske bedrifter og i det norske samfunn som helhet i mange år framover. Dette gjelder både i utbyggingsfasen, og i driftsfasen som med dagens prognoser strekker seg over 30 år. Spesielt i driftsfasen er de nasjonale- og nordnorske ringvirkningene store. Det meste av verdiskapningen i driftsfasen ventes å komme fra norsk næringsliv (85%), hvorav en fjerdedel i Nord-Norge. Verdiskapningen i drift er innenfor oljevirkosomhet og transport, herunder også Statoils driftsorganisasjon for Johan Castberg, samt helikopter- og forsyningsbaser som er nødvendig for å drifte feltet. I driftsfasen er det foreløpig beregnet at Johan Castberg feltet genererer 1200 årsverk per år (beregnet ut fra et gjennomsnittså), hvorav omtrentlig 300 regionalt i Nord-Norge. Sysselsettingsvirkningene i utbygging er spesielt store i årene 2018-2022. Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er foreløpig beregnet til omlag 23.000 årsverk.

Negative virkninger for samfunn og miljø

De fleste negative virkninger som kan forutses for miljø- og samfunn er, med de avbøtende tiltak som er lagt til grunn, vurdert å være begrenset både i utbygging og drift.

De mest signifikante konsekvensene er foreløpig vurdert å være utslipp til sjø og utslipp av klimagasser hvor CO₂ fra kraftgenerering i drift utgjør hoveddelen.

Produsert vann skal renses i et tre-steps renseanlegg før re-injeksjon. Sjøvann for injeksjon skal behandles i et oksygen- og sulfatfjerningsanlegg. I sulfatfjerningsanlegget benyttes et biosid (rødt kjemikalie), for å hindre vekst av biofilm og tilstopping av sulfatfjerningsmembranene. Bruk og utslipp av biosidet vil minimeres gjennom operasjonelle og tekniske tiltak. Mengde produsert vann og mengde behandlet sjøvann som skal injiseres vil bli optimalisert ut fra reservoartekniske forhold og vurdering av miljørisiko.

Gass og vann injiseres som trykkstøtte for å øke feltets ressursutnyttelse og dermed la minst mulig olje ligge igjen i undergrunnen etter endt produksjonsperiode. Dette krever mye energi. Johan

Castberg har også et stort varmebehov blant annet på grunn av lav reservoartemperatur. Hele varmebehovet dekkes av varmegjennvinningsenhetene på gassturbinene, noe som gjør at energieffektiviteten for Johan Castberg er høy sammenlignet med de fleste andre felt. Valg av løsninger og utstyr for å minimere utslippene til luft er basert på analyser av beste tilgjengelige teknikker (BAT). Det gjelder eksempelvis for drivervalg og for valg av turtallsregulering av pumper. Fakkeltgass fra både høytrykksfakkel og lavtrykksfakkel, VOC fra oljelagring på FPSO samt NMVOC fra oljelagring på lasteskip vil bli gjenvunnet.

Miljørisiko som følge av større utslipp av olje

Negative konsekvenser kan også oppstå som følge av uforutsette hendelser Mulige konsekvenser av uforutsette hendelser på feltet er størst under boring. Dersom dette skulle skje, vil imidlertid miljørisikoen være lav (kombinasjon av sannsynlighet for skade og grad av skade). Et eventuelt utslipp vil ha lang drivetid til kysten og til Bjørnøya, og det er også lav sannsynlighet for at et eventuelt utslipp treffer iskanten. Det er spesielt sjøfugl på åpent hav som kan rammes hvis et uhellsutslipp skulle skje. Det er gjennomført en miljørisikoanalyse som konkluderer at utbyggingen er vurdert å kunne gi moderat skade på sjøfugl avhengig av når på året et eventuelt utslipp skjer. På feltet vil fiskeriene berøres i mindre grad av et større uhellsutslipp. Konsekvensen for fiskeriene er vurdert å være liten dersom det skulle skje i 2. og 3. kvartal, og middels resten av året. Oljevernberedskapen er dimensjonert ut fra klimatiske forhold, og at Johan Castberg ligger i et område langt fra land uten infrastruktur. Miljørisikoanalysen- og oljeberedskapsplaner er foreløpige og skal oppdateres.

Valg av kraftforsyningsløsning

Alternative kraftforsyningsløsninger, inkludert kraft fra land (elektrifisering) av produksjonsinnretningen er vurdert. Det er ingen av de tekniske alternativene for elektrifisering eller grader av elektrifisering som anses å være hensiktsmessig. Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning, og teknisk løsning for overføring av energi. Avstand fra land, tap av energi i overføring av kraft, behovet for anlegg og forsterkninger av nettet på land samt utstyr som kreves til havs gir høye investeringer og driftskostnader i forhold til utslippsbesparelser. Tiltakskostnaden for elektrifisering (5% samfunnsøkonomisk diskonteringsrente) er for de vurderte kraftløsningsalternativene beregnet til å

være i området 5000-8000 NOK/tonn CO₂, og er vesentlig høyere enn summen av en særnorsk CO₂ skatt pluss en antatt fremtidig CO₂ kvotekostnad gitt ut fra EU's og Norges Energi- og klimapolitikk. Kostnader ved elektrifisering, inklusiv teknologiske utfordringer, representerer en risiko for prosjektets gjennomførbarhet. Det er tilrettelagt for fremtidig elektrifisering med vekselstrøms-teknologi dersom utvikling i området, eller teknologiutvikling i fremtiden skulle vise at strøm fra land eller fra fornybar havbasert energi vil være et sikkert, operasjonelt og samfunnsøkonomisk effektivt tiltak for å nå internasjonale og nasjonale klimamålsettinger.

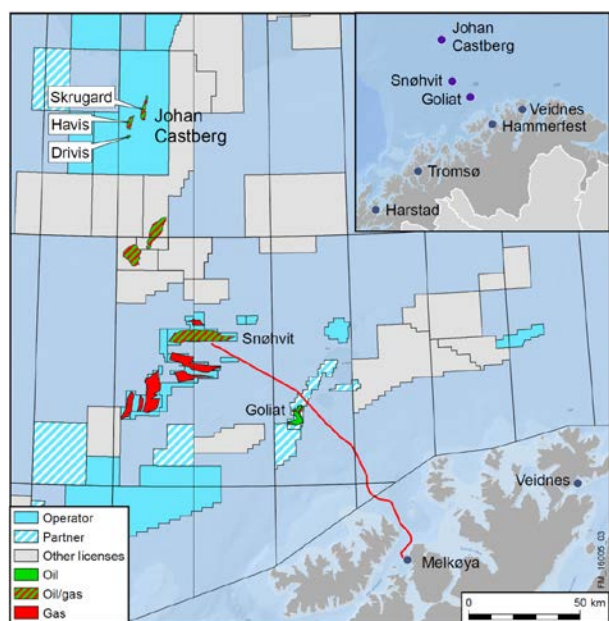
Forbudsområde for oppankring og fiske med bunnredskap - Utstyr for reservoarovervåking

Det er søkt om å etablere et forbudsområde på omtrentlig 125 km² for oppankring og fiske med bunnredskaper rundt havbunnsinnretningene på Johan Castberg feltet. Innenfor området vurderes installert et nett av sensorer for permanent seismisk reservoarovervåking (PRM) for optimal drift og reservoarutnyttelse. Et forbudsområde er vurdert å ikke ha konsekvenser for fiskeriene eller annen ferdsel. Det er ikke, og det forventes ikke å bli fiske med bunnredskap som trål, snurrevad og ringnot i det omsøkte området.

1 Innledning

1.1 Johan Castberg feltet

Rettighetshaverne i Johan Castberg feltet (produksjonslisens PL532) er Statoil (50%), Eni Norge AS (30%) og Petoro (20%). Statoil er utbyggings- og driftsoperatør.



Figur 1 Lokalisering av Johan Castberg Feltet .

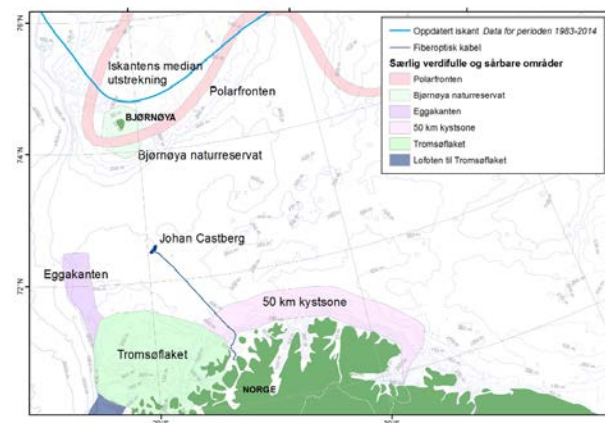
Johan Castberg feltet ligger i sørvestre del av Barentshavet. Havdypet i området varierer mellom 360 til 405 meter.

Johan Castberg feltet er en fellesbetegnelse for reservoarene Skrugard, Havis og Drivis. Skrugard ligger omtrent 7 km nordøst for Havis, og Havis ligger 3 km nord for Drivis. Dette er oljereservoarer med gasskapper på toppen. Påviste oljeresurser er 450-650 millioner fat (72-104 MSm³).

Feltet er lokalisert omtrent på 72°N og 20°Ø, omlag 240 km nord vest fra Hammerfest, jmfør Figur 1. Johan Castberg feltet ligger nord for Tromsøflaket og Eggakanten. Videre ligger Johan Castberg omtrentlig 200 km sør for Bjørnøya og naturreservatet rundt øya, og den maksimale utstrekning av iskanten. Den mediane utstrekning av iskanten (basert på statistikk fra 1983-2014 fra

polarinstituttet) ligger nord for Bjørnøya (jf. Figur 2). Se også Figur 15 s. 24.

Snøhvit-feltet og Goliat-feltet er henholdsvis 100 og 150 km sør-øst for Johan Castberg feltet.



Figur 2 Lokalisering av Johan Castberg i forhold til spesielt miljøfølsomme områder (Kilde: Akvaplan-niva, 2016)

1.2 Tidligere planprosess

I løpet av perioden 2011 fram til i dag har Johan Castberg prosjektet (tidligere Skrugard) vært gjennom en konseptutviklingsfase hvor flere stedsvalg i forbindelse med ilandføring, utbyggings- og transportløsninger, produksjonskapasiteter, og fleksibilitet i forhold til funn og prospekter i området rundt feltet, har vært vurdert. Andre konseptuelle valg, som kraftløsning, har også vært grundig vurdert i denne perioden.

Rettighetshaverne identifiserte i 2012 et alternativ med havbunnsutbygging, halvt nedsenkbar plattform (SEMI), rør til land og oljeterminal på Veidnes i Nordkapp kommune som lisensens foretrukne utbyggingsløsning av Skrugard og Havis reservoarene. To tidligere utredningsprogram i tilknytning til dette alternativet har vært ute på høring;

- 1) «Skrugard onshore terminal – Forslag til plan- og utredningsprogram» /10/, datert august 2012. Revidert versjon, basert på høringsinstansenes uttalelser og operatørens kommentarer til disse, ble oversendt Olje- og energidepartementet 15.

januar 2013 for endelig fastsettelse. Programmet ble fastsatt i Februar 2013.

- 2) «PL532 Skrugard-Forslag til program for konsekvensutredning»/11/ som omfattet havbunnsutbygging av Skrugard og Havis, halvt nedsenkbar produksjonsplattform (SEMI) og rørledning til terminal på Veidnes. Dette forslaget ble ferdig hørt våren 2013, men ble ikke fastsatt sommeren 2014 grunnet utsettelse av en «foreløpig beslutning om gjennomføring av prosjektet».

1.3 Plan- og konsekvensutredningsprosessen

1.3.1 Formålet med konsekvensutredningsprosessen og høring av programmet

Konsekvensutredningsprosessen, inkludert både forslag til utredningsprogram og selve konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø og samfunn, herunder, enkelt individer, naturmiljø, naturressurser, kulturmiljø, kulturminner, næringer og andre samfunnsøkonomiske forhold av betydning lokalt, regionalt og nasjonalt, blir belyst i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske, operasjonelle, sikkerhetsmessige og arbeidsmiljømessige forhold. Dette inkluderer også vurdering av avbøtende tiltak for å unngå eller redusere negative effekter på miljø og samfunn samt muligheter for å forsterke de positive samfunnsvirkningene av en utbygging.

Konsekvensutredningsprosessen er en åpen prosess som skal sikre at aktører som har syn på utbyggingen får tilstrekkelig informasjon om prosjektet og får mulighet til å uttrykke sin mening, bl.a. om eventuelle andre konsekvenser og mulige alternativer enn de utbygger legger til grunn, herunder alternative tiltak for å avbøte negative virkninger og forsterke positive virkninger.

Konsekvensutredningsprosessen er således en integrert del av planprosessen, og skal belyse spørsmål som er relevante både for de interne beslutningsprosessene hos tiltakshaverne og den eksterne beslutningsprosessen.

Formålet med forslag til program for konsekvensutredning er å gi myndighetene og andre høringsinstanser informasjon og varsel om hva som er planlagt utbygd, hvor og hvordan. Gjennom uttalelser til programmet har høringsinstansene mulighet til å kunne påvirke hva som blir krevd utredet i konsekvensutredningen, og dermed også hva som skal ligge til grunn for de beslutninger som tas.

1.3.2 Lovverkets krav

Petroleumslovens krav til planprosessen

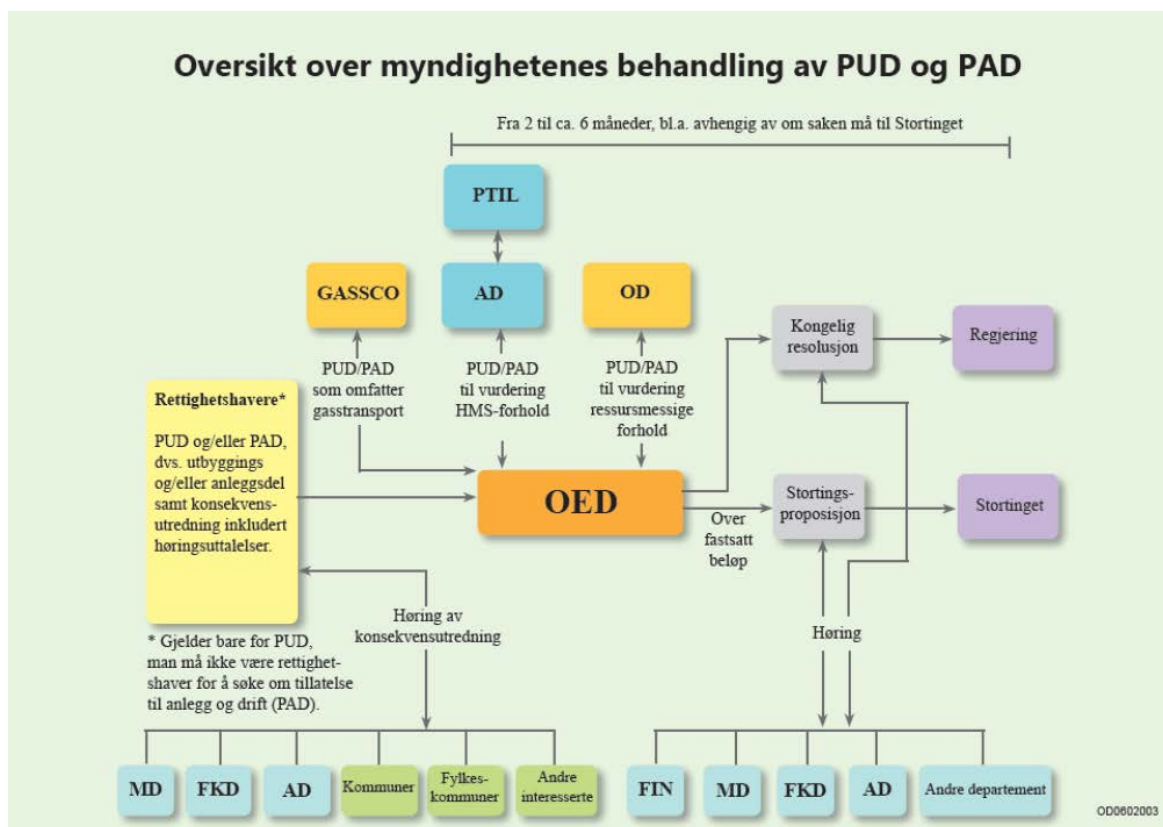
Før rettighetshaverne til et felt kan bygge ut dette, må en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomst (PUD) godkjennes av myndighetene. PUD reguleres av lov 29. november 1996 nr 72 om petroleumsvirksomhet (PL) og forskrift til lov om petroleumsvirksomhet fastsatt ved kongelig resolusjon 27. juni 1997.

PUD består av en utbyggingsdel og en konsekvensutredningsdel. Konsekvensutredningen skal være hørt av relevante myndigheter og andre interessenter, og rettighetshaver skal ha beskrevet hvordan høringskommentarer er hensyntatt, før utbyggingsdelen av PUD sendes inn til myndighetsbehandling. Olje og energidepartementet (OED) vil basert på PUD (inkludert KU og bearbejdede høringskommentarer) utarbeide en stortingsproposisjon som legges fram for andre departementer og Stortingets miljø- og energikomite for endelig behandling i Stortinget

Konsekvensutredningen skal utarbeides basert på fastsatt utredningsprogram. Olje- og Energi departementet (OED) som ansvarlig myndighet bestemmer hva som blir krevd utredet (fastsetter programmet for konsekvensutredningen) basert på en vurdering av uttalelsene fremkommet i høringen til programmet.

Prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven (PL), § 4.2 Utredningsprogrammet og utredningen skal oppfylle bestemmelsene gitt i forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. Utredningen skal også oppfylle bestemmelsene om konsekvensutredning i Forurensningslovens § 13.

Oversikt over myndighetenes behandling av PUD er gitt i PUD/PAD veileder/15/ og vist i figuren under.



MD (nå KLD), FKD (nå NFD), AD (nå ASD)

Figur 3: Saksbehandling ved PUD og PAD/15/

Andre lover og tillatelser

Utover Petroleumsloven og Forurensningsloven vil en rekke lover og forskrifter være gjeldende for Johan Castberg prosjektet slik som Kulturminneloven og Naturmangfold loven.

Helse, miljø og sikkerhet;

Det vises spesielt til Rammeforskriften og Forurensningsloven § 2 punkt 3 «For å unngå og begrense forurensning og avfallsproblemer skal det tas utgangspunkt i den teknologi som ut fra en samlet vurdering av nåværende og fremtidig bruk av miljøet og av økonomiske forhold, gir de beste resultater». Det vises også til forurensningsforskriftens § 36-8 og prinsipper ift. anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT), effektiv energiutnyttelse og at utslipp av prioriterte helse- og miljøfarlige kjemikalier skal reduseres eller opphøre helt så langt det er teknisk og økonomisk mulig.

Kulturminner;

Kulturminneloven definerer kulturminner som alle spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø,

herunder lokaliteter det knytter seg historiske hendelser, tro eller tradisjon til. Kulturminner kan ligge både på land og i sjøområdene. Kulturminneloven beskytter alle typer fartøy og havnelokaliteter med sjøavsatte kulturlag eldre enn 100 år (kulturminneloven §§4 og 14). Det påhviler tiltakshaver en plikt til å avklare forholdet til marine kulturminner som kan bli berørt av tiltaket.

Tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanen vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra norske myndigheter. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser ikke er påkrevd før i utbyggingsfasen. Videre er noen tillatelser kun relevante for nedstengningsfasen. Hvilke tillatelser som må innhentes i de ulike fasene vil bli avklart i den videre prosessen og gjennom behandlingen av konsekvensutredningen for Johan Castberg prosjektet, jf. Forskrift til Petroleumsloven § 22a pkt c). Opprettelse av forbudssone mot oppankring og fiske med bunnredskap er et eksempel på en slik tillatelse som det er søkt om tillatelse til å opprette (jf. kapittel 2.4.3).

1.3.3 Operatørens krav til sikkerhet, helse og bærekraft

Statoil som utbyggings- og driftsoperatør, har spesifikke krav til sikkerhet, helse og bærekraft som er innarbeidet i all forretningsvirksomhet i Statoil og i prosjektets styrende dokumenter.

Statoils virksomhet skal drives på en måte som sikrer at ulykker og alvorlige hendelser ikke skjer, samt at negative konsekvenser for mennesker, miljø og samfunn unngås eller begrenses. Det vurderes derfor løpende iverksettelse av avbøtende tiltak for å unngå/forebygge eller begrense negative virkninger. Det er i tillegg et mål for Statoil å skape varige verdier og implementere tiltak som kan ytterligere forsterke de positive ringvirkninger av en utbygging.

Alternative tiltak vurderes systematisk, modnes og følges opp i alle faser av prosjektutviklingen. Bruk av ALARP-prinsippet (As Low as Reasonable Practicable) og gjennomføring av helhetlige vurderinger, herunder BAT vurderinger (best Available Techniques) for alle typer miljøaspekt er nedfelt i operatørens interne prosedyrer. I tillegg til å legge til grunn BAT, vurderer Statoil tiltak for å unngå og redusere negative konsekvenser etter et prioritert tiltaks-hierarki. Avbøtende tiltak prioriteres innen forebygging, slik at negative konsekvenser kan unngås, begrenses og kompensasjon.

1.3.4 Forholdet til forvaltningsplanen

Stortingsmelding Nr. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten» (heretter omtalt som forvaltningsplanen) har en helhetlig og økosystembasert tilnærming til forvaltningen av havet. Det vises også til Stortingsmelding 20, 2015-(2014-2015). «Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten» /16/.

Forvaltningsplanen gir en oversikt over økosystemene og naturmangfoldet i Barentshavet og Lofoten og gir en helhetlig vurdering av miljøtilstanden i området. Johan Castberg-feltet ligger innenfor det området som er omfattet av forvaltningsplanen(Figur 4). Resultatene som er referert i forvaltningsplanen har således vært et sentralt referansearbeid for de studiene som allerede er gjennomført, og som vil gjennomføres som del av konsekvensutredningen for Johan Castberg.



Figur 4 Forvaltningsplanområdet/12/

1.3.5 Tidsplan for utbyggingen og konsekvensutredningsprosessen

Tidsplan for konsekvensutrednings-prosessen for Johan Castberg er basert på prosjektets hovedplan og erfaringer fra tidligere utbygginger, samt samtaler med Olje og Energi Departementet.

Planen er basert på en foreløpig beslutning om gjennomføring (DG2) i i løpet av 2016, beslutning om gjennomføring (DG3) i løpet av 2017, stortingsbehandling i vårsesjonen i 2018 og produksjonsstart av feltet i løpet av 2022.

Tabell 1 Milepæler i prosjektplanen (grått) og konsekvensutredningsprosessen og myndighetsgodkjenning(hvitt)

Forslag til utredningsprogram sendes på høring	3.kv. 2016
DG2- Foreløpig beslutning om gjennomføring	I løpet av 2016
Utredningsprogram fastsettes av OED	4. kv. 2016
DG-3- Beslutning om gjennomføring/ PUD sendes til myndighetene	I løpet av 2017
Stortingsbehandling og godkjenning av PUD	Vårsesjon 2018
Marine operasjoner	2&3 kv. i perioden 2019 - 2022
Boreoperasjoner (helårlig)	3kv. 2019- 3.kv2024
Produksjonsoppstart	I løpet av 2022

2 Planer for utbygging og drift av Johan Castberg

Dette kapittelet gir en oversikt over Johan Castberg feltet og de ressurser som gir grunnlag for utbyggingen. Utbyggingsløsningen som rettighetshaverne går inn for, inkludert behovet for drifts og basetjenester er også beskrevet. Til slutt gis en kort oversikt over tidligere vurderte utbyggingsløsninger, en vurdering av alternative kraftløsninger og begrunnelse for valg av kraftløsning.

En foreløpig vurdering av konsekvenser for en havbunnsutbygging med FPSO er nærmere beskrevet i kapittel 5 basert på miljø- og samfunnsmessige forhold i influensområdet som er dokumentert i kapittel 3. Risiko, barrierer og beredskap er beskrevet i kapittel 4.

2.1 Petroleumsressursene på Johan Castberg feltet og området rundt

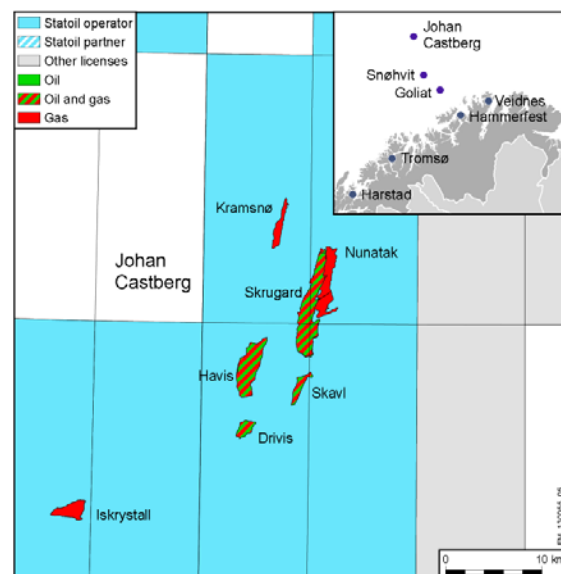
2.1.1 Lisenshistorikk og petroleumsressurser

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.

I perioden 2013 til 2014 er det gjennomført flere leteboringer i nærområdet rundt feltet, jf. Figur 5; Nunatak, Kramsnø, Skavl, Iskrystall, Drivis og Isfjell. Alle disse ligger i PL532 unntatt Iskrystall som ligger i PL 608 og isfjell som ligger i PL 714. PL 608 og PL 714 har samme eierstruktur som PL532.

Det ble påvist hydrokarboner i alle letebrønnene, men så langt er det kun Drivis i tillegg til Skrugard og Havis som er funnet å ha kommersielt utvinnbare hydrokarboner. Det gjenværende letepotensialet i Johan Castberg lisensen er blitt nedjustert betydelig i etterkant av letekampanjen i 2013/14. Videre leteaktivitet i lisensen vurderes kontinuerlig. Eventuelle fremtidige funn i lisensen, forventes

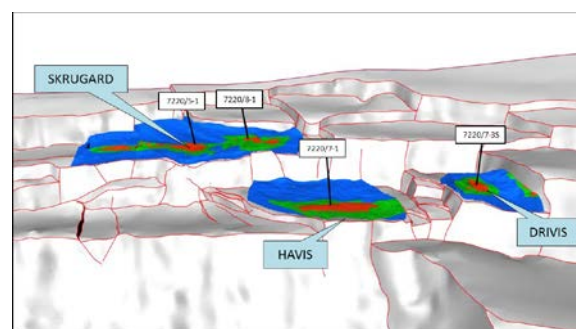
produsert gjennom produksjonsanlegg som vil være dekket av PUD for Johan Castberg og dette utredningsprogrammet.



Figur 5 Gjennomførte leteboringer i 2013/2014

2.1.2 Skrugard, Havis og Drivis-reservoarene

Oljereservoarene Skrugard, Havis og Drivis er av Jura alder. Produksjonsegenskapene i alle tre reservoarene er meget gode.

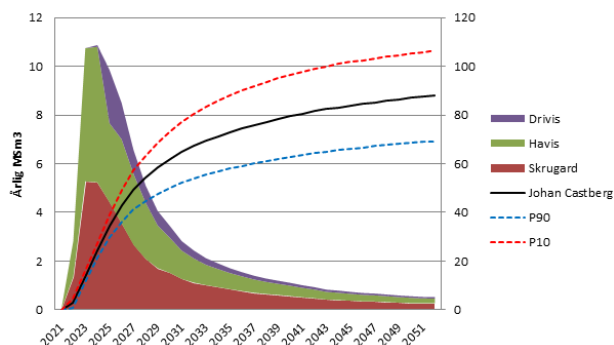


Figur 6 Skrugard, Havis og Drivis Reservoaret. Olje i grønt og gasskappe i rødt.

De gode produksjonsegenskapene til reservoarene byr på utfordringer knyttet til gjennombrudd av vann og gass, noe som medfører høy vannproduksjon og gassproduksjon. Reservoarene ligger relativt grunt slik at temperaturen er lav.

Olje i reservoarene vil dreneres med horisontale oljeproducenter. Dreneringsstrategien, for å maksimere utvinningsgraden, er basert på trykkvedlikehold ved re-injeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av sjøvann hvor sulfat og oksygen er fjernet.

Det vil bli vurdert å eksportere den reinjiserte gassen (og gassen som ligger som en gasskappe over oljelaget) i sluttfasen av feltets levetid.



Figur 7 Produksjon av olje og gass fra Johan Castberg-feltet .

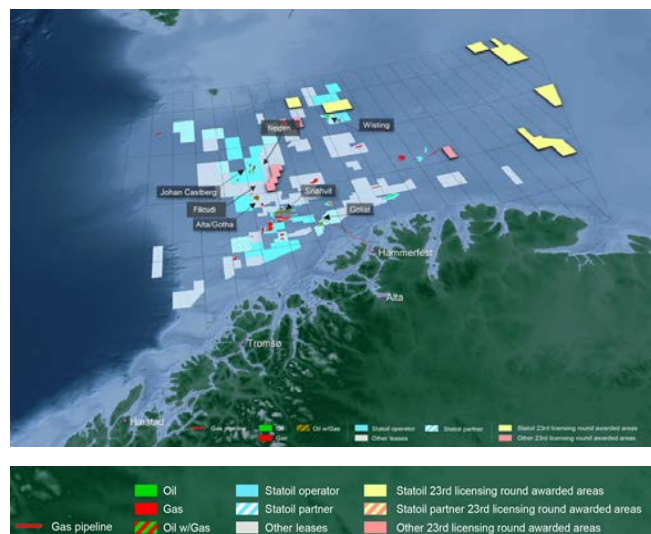
Det er også identifisert et IOR (økt oljeutvinning) potensiale for feltet, hovedsakelig relatert til boring av nye brønner. Basert på produksjonserfaring vil nye brønner bores fra eksisterende eller ny infrastruktur.

2.1.3 Andre funn og prospekt i området

Gotha funnet ble påvist i september 2013. Funnet er lokalisert i PL492 og ligger omtrentlig 60 km sør for Johan Castberg feltcenter. Operatøren Lundin har anslått utvinnbare volumer 10-23 MSm³ olje og 8-15 GS³ gass. Alta funnet ble påvist i oktober 2014. Funnet er lokalisert i PL609/PL609B og ligger omtrentlig 50 km sør for Johan Castberg feltcenter. Operatøren Lundin har anslått utvinnbare volumer på 14-50 MSm³ olje og 5-17 GS³ gass. Det planlegges for videre avgrensning av Alta funnet så vel som nye leteboringer i området; Neiden(PL609) og Filicudi(PL533).

Wisting funnet ble påvist i september 2013. Funnet er lokalisert i PL537 og ligger omtrentlig 170 km nordvest for Johan Castberg feltcenter. Operatøren OMV har anslått utvinnbare volum i Wisting-området til 32-80 MSm³ olje ekvivalenter.

Alta, Gotha og Wisting lisensene deltar i fellesprosjektet vedrørende en olje omlastingsterminal på Veidnes (jf. kapittel 2.9).



Figur 8 Johan Castberg og områdene rundt (Kilde Statoil Juni 2016)

2.2 Boring og brønn

Oljereservene produseres via 18 produksjonsbrønner, boret gjennom 10 bunnrammer på havbunnen. I tillegg kommer to satellittbrønner for injeksjon. Det vil også bli boret 8 vanninjeksjonsbrønner og 4 gassinjeksjonsbrønner, slik at samlet antall brønner blir 30. Boring og komplettering av undervannsbrønner vil bli gjort fra en flytende borerigg tilpasset boring i arktiske farvann.

Tabell 2 Planlagte brønner på Johan Castberg feltet

	Skrugard	Havis	Drivis	Totalt
Produksjonsbrønner	10	6	2	18
Vanninjeksjon	4	3	1	8
Gass injeksjon	2	1	1	4
Totalt	16	10	4	30

Borekonseptet er basert på bruk av både vannbasert og oljebasert borevæske. Borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske vil bli transportert til land for godkjent deponering. Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil deponeres lokalt på sjøbunnen. Produsentene skal kompletteres for gassløft. Gassløft er en metode som benyttes for å øke produksjonen fra en oljebrønn. Boringen vil gjennomføres over ca 5 år i perioden 2019-2024.

Antall døgn med boreoperasjoner er beregnet til omlag 1.800 dager.

2.3 Produksjonsinnretningen - FPSO



Figur 9 Havbunnsutbygging, produksjonsskip med prosessering, lagring og omlasting på feltet (FPSO)

Produksjonsskipet er omtrentlig 300 meter langt og 50 meter bredt, og har en dreieskive (turret) med diameter 30 meter for å kunne dreie fritt rundt sin 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 vil være på 30.000 Sm³ olje pr dag. Lagerkapasiteten er på 1,1 millioner fat olje. Kraft- og varmebehovet i driftsperioden (anslått til 30 år) vil dekkes av lav NO_x gassturbiner med varmegjenvinning. Varme som gjenvinnes fra turbinene dekker hele varmebehovet.

Produsert gass vil sammen med produsert vann og behandlet sjøvann hvor oksygen og sulfat er fjernet, bli injisert i feltet som trykkstøtte for å øke utvinningen fra reservoaret. Produsert vann vil bli renset i et tre stegs renseanlegg (hydroykloner, kompakte flotasjonsenheter og avgassingstank)

Renseanlegget er dimensjonert for å håndtere 34.000 m³/dag for eventuell fremtidig volumer, og til å oppnå 15 mg/l dispergert olje i utløpsvannet. Maksimum produsert vannmengde for Johan Castberg er med dagens prognoser 28.000 m³/d. Sulfatfjerningsanlegget er dimensjonert for å produsere 28.500 m³ behandlet sjøvann for injeksjon per dag. Vurdering av konsekvenser for håndtering av produsert vann og biosid som benyttes for å hindre begroing på membranene i

sulfatfjerningsanlegget, er beskrevet i kapittel 5.3 side 36.

Produksjonsskipet vil ha helikopterdekk og boligområde med 140 senger (100 enkeltlugarer og 20 lugarer med vendbare senger) i baugen av skipet. Prosessering av olje, gass og vann foregår i et område lokalisert i midtre del av produksjonsskipet på prosessdekket. Dette dekket er delt i tre separate områder adskilt med brannvegger mot andre deler av innretningen. Fakkell og lasting er lokalisert bak på skipet, nedstrøms bolig, prosess området og helikopterdekket slik at når skipet dreier rundt dreieskiven og legger seg opp mot vinden vil eventuelle lekkasjer av gass drive bort fra boligkvarteret.

Produksjonsskipet er tilpasset de klimatiske forhold på Johan Castberg feltet. Vær- og vindskjerming er planlagt for å sørge for et godt og sikkert arbeidsmiljø. Beredskapen, inkludert oljevernberedskapen, er også tilpasset de klimatiske forhold. Risiko, barrierer og beredskap er kort omtalt i kapittel 4.

Oljen er planlagt eksportert med lasteskip direkte fra feltet til markedet

2.4 Undervannsanlegg og søknad om forbudsområde

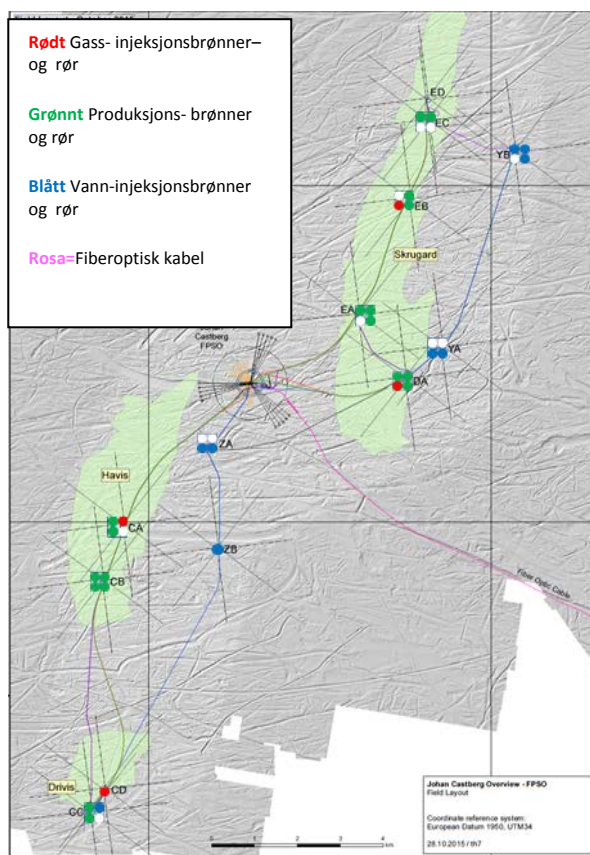
2.4.1 Produksjonssystemet

Brønnstrømmen ledes opp til produksjonsinnretningen fra brønnene gjennom bunnrammer på havbunnen. Undervannsanlegget vil kobles opp mot produksjonsinnretningen ved hjelp av fleksible stigerør.

Undervannsproduksjonssystemet består av brønner og brønnrammer, produksjonsrørledninger, vanninjeksjonsrørledninger, gassinjeksjons-/gassløft-rørledninger og kontrollkabler, jf. Figur 10 som viser feltutforming for en FPSO utbygging på Johan Castberg.

Sikkerhetssonen rundt produksjonsinnretningen er 500 meter fra stigerørkontakt med havbunnen, dvs 800 meter radius fra senter av dreieskiven til FPSO (jf. Figur 10). Total utstrekning på området som dekker de feltinterne installasjonene på Havis, Skrugard og Dravis inkludert området mellom reservoarene er omtrentlig 125 km².

Havbunnen på feltet er ujevn med brede, dype og bratte is-skuremerker. Disse er typisk 50-70 meter brede (opptil 300 meter), 10-15 meter dype og har en helning på opptil 40°. Alle undervannsinstallasjoner utenfor sikkerhetssonen vil bli utformet og installert slik at eventuell ytre skade på installasjonene ikke fører til uhellsutslipp av hydrokarboner av betydning. Innretningene skal heller ikke påføre skade på fiskeressurs eller hindrer fiskeriaktivitet eller annen aktivitet i urimelig grad. Det er funnet grunnlag for å søke om å etablere et forbudsområde for bunntåling og oppankring (jf kapittel 2.4.3) da det ikke er, eller forventes å bli, fiske med bunntredskap som trål, snurrevad og ringnot i det omsøkte område (jf kapittel 3.4 side 30).



Figur 10 Feltutforming for en utbygging på Johan Castberg

Marine operasjoner (anleggsfasen) for å installere havbunnsinnretningene er omfattende og planlagt gjennomført over fire installasjonssesonger (sommer 2019-2022) Totalt antall fartøysdager er omlag 2300 dager.

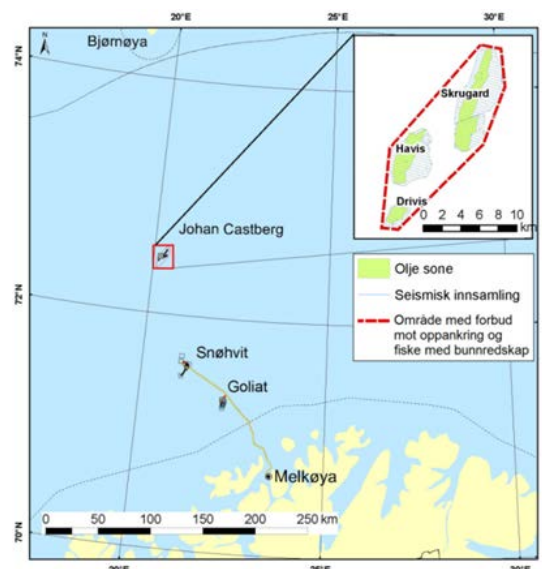
2.4.2 System for reservoar overvåking

I tillegg til installasjon av tradisjonelle innretninger og utstyr for en undervannsutbygging, vurderes det installert et omfattende havbunnsbasert system for permanent seismisk reservoarovervåking (PRM). Systemet skal optimalisere produksjonen og ressursutnyttelsen på feltet (Se vedlegg A for videre beskrivelse av PRM systemet).

2.4.3 Forbudsområde mot oppankring og fiske med bunntredskap

Det er i mai 2016 søkt Arbeids- og sosialdepartementet om etablering av et område med forbud mot oppankring og fiske med bunntredskap som omfatter området for et mulig PRM system. Området er på omlag 125 km², se Figur 11. Omsøkt varighet på en slik sone er fra start av utbyggingen i 2019 gjennom feltets levetid fram til anslagsvis 2053.

Dialog med interessenter, risikovurdering av redusert trålbeskyttelse og konsekvenser for miljø- og samfunn er oppsummert i Vedlegg A.



Figur 11 Område hvor det er søkt om å etablere forbud mot oppankring og fiske med bunntredskap

2.5 Driftsorganisasjon, forsynings- og helikopterbase

I forbindelse med drift av Johan Castberg feltet vil det etableres en landbasert driftstøtte enhet, samt en forsynings- og helikopterbase. Kriterier som vil legges

til grunn for å velge hvor disse funksjonene skal lokaliseres er listet i kapittel 5.10.5.

Landbasert driftsorganisasjon

Driftsorganisasjonen for Johan Castberg vil uavhengig av lokasjon, bli bygget opp i henhold til Statoils standardiserte modell for driftsorganisasjoner, dvs. med støttefunksjoner som driftsledelse, reservoarstyring, boreplanlegging, produksjonsstøtte, vedlikehold og modifikasjoner, logistikk, anskaffelser og HMS.

Forsyningsbase

En forsyningsbase må ha et godt kai anlegg og være lokalisert nært feltet for å redusere seilingstiden. Primærfunksjonen er å lagre utstyr i utbyggingsfasen, og leveranser og utstyr for forsyningstjenester og vedlikeholdstjenester til produksjonsenheten i driftsfasen. Forsyningsbasen må derfor ha egnede lagringsmuligheter for utstyr både inne og ute. Mellomlagring av utstyr i utbyggingsfasen kan eventuelt skje flere steder, avhengig av leverandørens valg. Forsyningsbasen må ha god driftskompetanse og tilgang til oljeservicebedrifter og leverandører av varer og tjenester, inkludert god tilgang til verkstedkapasitet for mindre reparasjoner og periodisk vedlikehold av produksjonsutstyr.

Helikopterbase

En helikopterbase må være lokalisert til en flyplass nær feltet, for sikker transport av personell og eventuelt også noe utstyr til boreplattformer og skip i utbyggingsfasen samt til produksjonsenheten og eventuelle borerigger i driftsfasen. Topografien mellom basen og feltet spiller også en rolle, fordi man ved enkelte værforhold helst vil unngå å fly over land. Infrastrukturen på helikopterbasen med hensyn til hangar, vedlikeholdspersonell for helikoptre, passasjerterminal mv. spiller videre en rolle for funksjonaliteten, det samme gjør basepersonellens kompetanse, og i tillegg flyplassens størrelse, kapasitet og regularitet.

2.6 Avslutning av Johan Castberg feltet

Etter avsluttet produksjon og nedstengning vil innretninger på feltet bli fjernet i henhold til OSPAR-beslutning 98/3. I tråd med petroleumsforskriften § 43 vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan bestående av en disponeringsdel og konsekvensutredning, og med

forslag til disponering av plattform, havbunnsinstallasjoner og rørledninger.

2.7 Kostnadsanslag for investeringer og drift

De totale investeringskostnadene for utbygging av Johan Castberg er estimert til 50-60 mrd kroner. I tillegg kommer kostnader på rundt 10 mrd. kroner til fjerning av installasjoner og stenging av brønner ved produksjonsslutt. Investeringsperioden på Johan Castberg ventes å strekke seg over 10 år i perioden 2016-2025, med oppstart av produksjonen i 4 kv. 2022.

Kostnader til drift av Johan Castberg er i et normalår beregnet til 1.5-2 mrd kroner. Produksjonsperioden for Johan Castberg er beregnet til vel 30 år i perioden 4. kv. 2022-2053 med mulighet for forlengelse gjennom innfasing av andre strukturer en måtte finne i området.

2.8 Tidligere vurderte løsninger

2.8.1 Alternative utbyggingsløsninger

Følgende alternative utbyggingsløsninger er blitt vurdert i perioden 2011-2016:

- Flytende produksjonsenhet uten lagring (Semi), ilandføring av stabilisert olje i rørledning til oljeterminal på Veidnes (*Semi, rør og terminal*)
- Flytende sirkulær produksjonsenhet med lagring og offshore lasting av olje til skip (*Sirkulær produksjonsenhet*)
- Ren havbunnsutbygging med havbunns-separasjon/injeksjon av vann og flerfasetransport av olje og gass til prosessanlegg på land (*Ren havbunnsutbygging*)

I tillegg er det vurdert en rekke alternative delløsninger i den samme perioden:

- Flytende produksjonsenhet med borefasiliteter
- Lavere prosesseringskapasiteter, mindre antall stigerør, etc. (*Lavere kapasiteter*)
- Alternative kraftløsninger

Anbefalingen av en flytende skipsformet produksjonsenhet med lagring og offshore lastning av olje for skipping til markedet som rettighetshaverne går inn for som utbyggingsløsning, er i hovedsak basert på økonomiske forhold.

Den fremste årsaken til at løsningen med Semi, rør og terminal er blitt mindre økonomisk attraktiv er at den omfattende letekampanjen i 2013/2014 påviste mindre oljeressurser i Johan Castberg-området enn det som var forventet.

Tabell 3 Oversikt over hovedkonsepter og delløsninger som er blitt vurdert, men som rettighetshaverne ikke ønsker å gå videre med.

Hovedkonsepter	Kort begrunnelse
Semi, rør og terminal	Økonomiske forhold Ikke tilstrekkelige olje volum
Sirkulær produksjonsenhet	Økonomiske forhold
Ren havbunnsutbygging med prosessering og lastning på land	Økonomiske forhold Store teknologi gap Manglende robusthet i forhold til forandringer i reservoar forhold i Skrugard, Havis og Drivis. Manglende robusthet i forhold til å ivareta gjenværende letepotensial i lisensen/området
Delløsninger	Kort begrunnelse
Flytende produksjonsenhet med borefasiliteter	Økonomiske forhold Begrenset rekkevidde på brønner boret fra flyteren grunnet relativt grunne og langstrakte reservoarer
Lavere kapasiteter	Økonomiske forhold Redusert fleksibilitet til å ivareta gjenværende letepotensial i lisensen/området
Alternative kraftløsninger	Økonomiske forhold Høy tiltakskost, teknologiutfordringer Se kapittel 2.8.2

2.8.2 Kraftforsyningsløsning og alternativer som har vært vurdert

I tråd med vedtak i Stortinget (1996) skal det ved alle nye feltutbygginger på norsk sokkel utredes om kraft fra land er hensiktsmessig. Det skal legges frem en oversikt over energimengden og kostnadene ved å forsyne innretningen med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner til havs. Rettighetshaverne har utredet ulike kraftløsninger i henhold til dette kravet, og går inn for å forsyne produksjonsskipet med kraft generert av gassturbiner med varmegjenvinning.

Både muligheten for å dekke behovet for kraft og varme gjennom tilførsel av elektrisk kraft fra land og fra havvindmøller er vurdert, samt ulik grad av elektrifisering og flere alternative tekniske løsninger for overføring av energi. Vurderte alternativer:

- To gassturbiner for drift av elektrisk utstyr. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer (*Alternativ 0*)
- Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av likestrømsteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme (*Alternativ A*)
- Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere ved bruk av vekselstrømsteknologi. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme (*Alternativ B*)
- Elektrisitet fra havvindmøller til elektriske forbrukere. En gassturbin for drift av gassinjeksjonskompressorer, og to gassfyrte kjeler for prosessvarme. To gassturbiner for drift av elektrisk utstyr når det ikke er tilstrekkelig vind (*Alternativ C*)
- Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere og til drift av gassinjeksjonskompressorer ved bruk av likestrømsteknologi. Tre gassfyrte kjeler for prosessvarme (*Alternativ D*)
- Elektrisitet fra land til elektriske forbrukere, til drift av gassinjeksjonskompressorer og til prosessvarme ved bruk av likestrømsteknologi (*Alternativ E*)

2.8.2.1 Kraftbehov og elektrifiseringsalternativer

Kraftbehovet på Johan Castberg utgjøres av (jf. Figur 29 s. 35):

Elektrisk kraft - til basisfunksjoner, drift av prosessanlegg, pumper, propellere mm. Maks effektbehov er estimert til 50 MW, mens gjennomsnittlig behov vil være ca. 25 MW.

Mekanisk kraft - til drift av gassinjeksjonskompressorer. Maks effektbehov er estimert til 40 MW, og gjennomsnittlig behov ca. 30 MW.

Varme – til hovedprosessen og hjelpesystemer. Maks effektbehov er estimert til 70 MW, mens gjennomsnittlig behov vil være ca. 40 MW.

Gjennomsnittlig og maks behov er i Tabell 4 oppgitt som effekt levert på produksjonsskipet, ikke medregnet tap i overføringssystemet fra land som vil variere med uttak, men typisk være omtrent 20% for både likestrøm og vekselstrøm.

Ved Alternativ E vil elektrisitetsuttaket fra nettet (gjennomsnittlig behov på 95 MW pluss 20% tap) være omtrent 1 TWh i året. Til sammenligning er det årlige norske forbruket omtrent 140 TWh (Pöyry - 2016/8/)

Tabell 4 Oversikt over elektrifiseringsalternativer

Alternativ	Strøm fra land / vind til:			Gjennomsnitt /maks behov for strøm fra land
	Elektrisk utstyr	Gass-injeksjon	Varme	
0	Lokal generering av kraft og varme med gassturbiner			-
A	√	-	-	25/50 MW
B	√	-	-	25/50 MW
C	√	-	-	25/50 MW
D	√	√	-	55/90 MW
E	√	√	√	95/160 MW

2.8.2.2 Likestrømsteknologi

Likestrømsteknologi er en egnet teknisk løsning for overføring av kraft over store avstander. Denne teknologien vil bli benyttet for Johan Sverdrup-feltet og Utsirahøyden (ca. 200 km). Overføringstapene mellom land og Johan Castberg feltet ved bruk av likestrømsteknologi er beregnet til omtrent 20 %. Dette er et høyere tap enn hva som er anslått for kraft fra land til Utsirahøyden. Årsaken er først og fremst større avstand fra land, og at en har lagt til grunn en noe mindre kabeldiameter for å få ned kostnadene.

En FPSO roterer rundt en dreieskive for hele tiden å kunne ligge med baugen mot været. Per i dag eksisterer det ikke kvalifisert teknologi for å overføre høyspent likestrøm gjennom en slik dreieskive.

2.8.2.3 Vekselstrømteknologi

Vekselstrømsteknologien er velkjent, men blir teknisk og operasjonelt utfordrende jo større avstanden mellom land og felt er og jo større kraftmengde som skal overføres. Da Martin Linge-feltet, som ligger med 165 km fra land, valgte å basere seg på overføring ved hjelp av vekselstrøm, var det ansett som et teknologisprang. Martin Linge-feltet kommer i produksjon i 2018.

Det eksisterer per i dag kun teknologi for å overføre begrensede kraftmengder av høyspent vekselstrøm gjennom dreieskiven på en FPSO.

Statoil har gjennomført tekniske studier som indikerer at det kan være mulig å benytte vekselstrømsteknologi til elektrifisering av de elektriske forbrukerne, også for Johan Castberg feltet med en kabellengde på 265km. Grundig verifisering gjenstår før endelig teknisk og operasjonell gjennomførbarhet kan bekreftes, alternativt avkreftes.

Overføringstapene mellom land og Johan Castberg-feltet ved vekselstrømsteknologi er beregnet til omtrent 20 %.

2.8.2.4 Havvindmøller

Havvindmølleteknologien, dvs. vindmøller plassert på flytende strukturer, er under stadig utvikling. Statoil har gjennomført en langtidstest av en havvindmølle utenfor Karmøy de siste årene, og har besluttet å investere i en pilot (Hywind Scotland Pilot Park) med fem 6 MW havvindmøller som skal komme i drift i 2017. Videre uttesting inkludert integrering av teknologien med en eksisterende oljeinstallasjon i Nordsjøen, er til vurdering. En utfordring med vindmøller er behovet for en alternativ kraftkilde når det enten blåser for mye eller for lite.

2.8.2.5 Lokale CO₂ utslipp

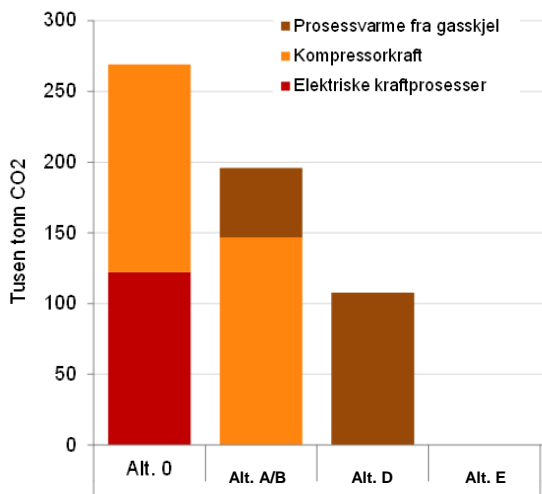
De alternative kraftløsningene er beregnet å gi utslipp av CO₂ på Johan Castberg feltet som vist i Tabell 5.

Bruk av havvindmøller har en relativt sett liten effekt på reduksjon av CO₂-utslipp. Hovedårsaken til dette er at strømleveransene fra en vindpark kun er egnet til å dekke kraft til elektrisk utstyr, og at gassturbiner må benyttes i perioder hvor vindmøllene ikke dekker energibehovet.

Tabell 5 Beregnede CO₂- utslipp midlet over levetiden, og utslippsreduksjoner fra kraft- og varmegenerering sammenlignet med alternativ 0

Kraftløsning	Midlere årlige CO ₂ utslipp (tonn)	Akkumulerte CO ₂ utslippsreduksjoner (millioner tonn)
Gass turbiner	270 000	0
Alternativ A	170 000	3
Alternativ B	170 000	3
Alternativ C	230 000	1.5
Alternativ D	90 000	5.5
Alternativ E	0	8

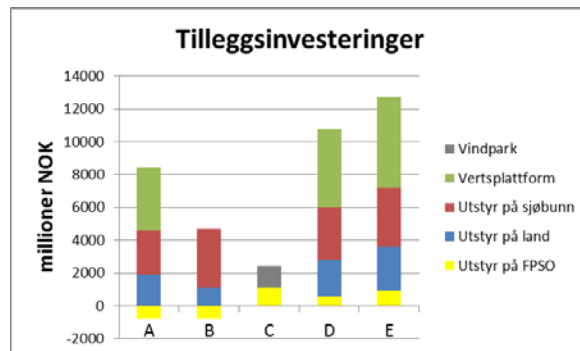
Figur 12 illustrerer utslipp i et gitt år. I alternativ A og B vil gassfyrte kjeler benyttes for varmeproduksjon, siden tilgangen på overskuddsvarme fra gassturbiner er redusert. I alternativ D dekkes hele varmekraftbehovet med gassfyrte kjeler. I alternativ E er alle utslippskilder på installasjonen fjernet gjennom at behovet for prosessvarme dekkes med elektriske kjeler.



Figur 12 Illustrasjon av utslipp i et gitt år

2.8.2.6 Investeringer

De alternative kraftløsningene medfører store tilleggsinvesteringer. Investeringsestimatene som er vist i Figur 13 er i stor grad etablert med basis i tilgjengelig informasjon fra inngåtte kontrakter på tilsvarende utstyr i Johan Sverdrup sammenheng.



Figur 13 Tilleggsinvesteringer for alternative kraftløsninger

Hovedårsaken til at elektrifisering av Johan Castberg feltet med kraft fra land er dyrt, er den lange avstanden mellom land og feltet. Likestrømsalternativene er dyrest da disse inneholder en omformerstasjon for vekselstrøm til likestrøm på land, og en dedikert plattform (vertsplattform) på feltet med utstyr for å konvertere likestrøm til vekselstrøm før strømmen tas ombord på produksjonsskipet.

Selv om det hadde vært teknisk mulig å ta likestrøm over dreieskiven på produksjonsskipet ville utstyr for konvertering utgjøre en stor andel av investeringene som er angitt som «vertsplattform» i figuren over.

2.8.2.7 Tiltakskostnad

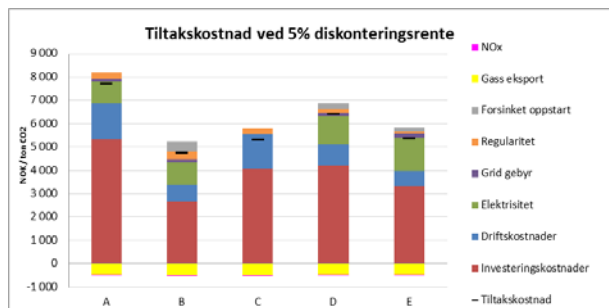
Tiltakskostnad er definert som nåverdien av netto kostnad av tiltaket, målt i norske kroner, dividert på nåverdien av den akkumulerte CO₂ reduksjonen over tiltakets levetid sammenlignet med Alternativ 0, målt i tonn CO₂. Netto kostnad av elektrifisering er summen av alle ekstra drifts- og investeringskostnader som påløper over tiltakets levetid, minus eventuelle inntekter og besparelser som følge av elektrifisering

Tiltakskostnader er beregnet for de alternative kraftløsningene med en diskonteringsrente på 5 %. Beregningene er basert på lokale utslippsreduksjoner av CO₂ som vist i Tabell 5.

Tiltakskostnaden benyttes for å vurdere tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet, effektivitet i forhold til å nå klimamålsettinger til lavest pris og til sammenligning av kostnadseffektiviteten for ulike tiltak.

Som vist i Figur 14 er det investeringskostnader som er hovedbidragsyteren til de høye tiltakskostnadene.

Kjøp av elektrisk kraft (som inkluderer 20% overføringstap) og andre driftskostnader utgjør også et vesentlig bidrag, mens inntekt fra eksempelvis gasseksport utgjør et mindre bidrag da eksport ikke kan starte før etter 2040.



Figur 14 Tiltakskostnad for de alternative kraftløsningene

2.8.2.8 Eksterne vurderinger av tiltakskostnad

Pöyry Management Consulting AS har gjennomført en uavhengig vurdering av tiltakskostnaden for *Alternativ A, D og E* (Pöyry 2016/8/).

Pöyry har basert på kostnadsestimater fra Rambøll og en diskonteringsrente på 5 %, beregnet tiltakskostnaden til mellom 3900 og 5300 kroner/tonn CO₂. Hovedforskjellen mellom Statoil sine vurderinger og Pöyry sine vurderinger ligger i investeringsanslagene, der Pöyry(Rambøll) sine estimater er om lag 30 % lavere.

Hovedårsakene til denne forskjellen er:

- Ulik prising av HVDC-utstyr offshore og på land.
- Ulik vurdering av uforutsette utgifter

Statoil baserer seg på erfaring fra nylig inngåtte kontrakter. Pöyry (Rambøll) baserer seg på sine interne erfaringsdata. Når det gjelder driftskostnader har Pöyry beregnet en høyere fremtidig strømpris, men har regnet med lavere overføringstap Driftskostnadene for vertsplattformen samt landanlegget er ikke medregnet i estimatene til Pöyry.

2.8.2.9 Eksterne vurderinger av fremtidig CO₂-kostnad og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Et tiltak for å redusere utslipp av klimagasser er samfunnsmessig lønnsomt dersom tiltakskostnaden

ikke er høyere enn CO₂-kostnaden. CO₂-kostnaden gjenspeiles av summen av kvoteprisen for CO₂-utslipp innenfor ETS, og den norske CO₂-avgiften.

Pöyry og Thema har gjennomført modelleringer av hvordan kvoteprisen kan utvikle seg i ulike scenarier for å nå internasjonale og nasjonale energi- og klimamålsettinger. Det er også sett på scenarier der den norske CO₂-avgiften økes for å oppfylle norske klimamålsettinger (Pöyry 2016/8/ og Thema 2016/9/).

Resultatene fra disse uavhengige studiene gir modellerte CO₂-kostnader i intervallet 650 -1150 NOK/tonn CO₂ (Pöyry 2016). Thema (2016) har på sin side lagt til grunn at kostnadene vil kunne bli opp til 1000 NOK/tonn CO₂ (5% diskonteringsrente)

Med dette utgangspunktet vil tiltak med tiltakskostnad opp til 650 NOK/tonn CO₂ regnes som samfunnsmessig lønnsomme, mens tiltak opp til 1150 NOK/tonn CO₂ vil kunne være lønnsomme, avhengig av hvilket scenario for utviklingen i kraftmarkedene som slår til.

Konklusjonen er at ingen av elektrifiseringsalternativene som er studert kan anses som samfunnsmessig lønnsomme. Denne konklusjonen gjelder enten en legger operatørens eller Pöyry/Rambølls kostnadsestimater til grunn, og selv med den høyeste modellerte CO₂ kostnaden.

2.8.2.10 Eksterne vurderinger av globale utslippsreduksjoner

Utslipp fra norsk sokkel er omfattet av EUs kvotesystem, ETS, som Norge har sluttet seg til. I prinsippet vil derfor utslipp fra Johan Castberg ikke påvirke de totale utslippene.

Pöyry /8/ og Thema /9/ har gjort modellberegninger av hvor stor reduksjonen av globale CO₂-utslipp kan bli som følge av elektrifisering av Johan Castberg, når man ser bort fra kvotesystemet. Premissen er at Europa er ett kraftmarked og at elkraften som går til Johan Castberg må erstattes av alternative energikilder. Se Tabell 6. Beregningene er gjort for flere alternative utviklingsscenarier som beskriver hvordan det europeiske kraftmarkedet kan utvikle seg innenfor rammene av internasjonal, europeisk og nasjonal energi- og klimapolitikk.

Tabell 6 Global effekt av elektrifisering av Johan Castberg i % av lokale utslippsreduksjoner

	Alternativ A/B	Alternativ D	Alternativ E
Thema Scenarier	(65-75%)	(60-70%)	(50-65 %)
Pöyry Scenarier	(25-35%)	(0-20%)	(0-20%)

*overføringstap 8,5%

**rødt indikerer netto utslippsøkning og grønt indikerer netto utslippsreduksjon

Slike beregninger er selvsagt beheftet med stor usikkerhet, og hvilke forutsetninger som legges til grunn er avgjørende, blant annet om elektrifisering av Johan Castberg vil føre til nyinvesteringer i den europeiske kraftsektoren og andel fornybart i energimiksen. Resultatene spriker da også betydelig.

Det er likevel sannsynlig at den globale klimavirkningen av å elektrifisere Johan Castberg blir lavere enn den lokale utslippsreduksjonen skulle tilsi, eller endog negativ i ett av de modellerte scenariene (netto utslippsøkning). Kraften som overføres fra land kan således ikke anses som uten CO₂-utslipp. Det henvises til rapportene fra hhv. Pöyry og Thema for mer detaljer om disse beregningene.

2.8.2.11 Begrunnelse for valgt kraftløsning

Elektrifisering av Johan Castberg er ikke funnet hensiktsmessig. Kraft fra land til Johan Castberg er ikke samfunnsmessig lønnsomt, hverken med Statoil sine tiltakskostnadsestimater eller uavhengige beregninger av tiltakskostnad. Tiltaket vil være svært lite kostnadseffektivt som virkemiddel for å oppfylle Norges klimaforpliktelser. Denne konklusjonen er uavhengig av utbyggingsløsning og teknisk løsning for overføring av energi.

Det er i tillegg vurdert at et annet kraftalternativ enn lokale gassturbiner vil påvirke prosjektplanen negativt for flere av de studerte alternativene. Alternativ B vurderes som teknisk umoden, og vil påføre prosjektet en utsettelse på minimum et år. Det samme gjelder Alternativ D og E, da disse vil resultere i store endringer av FPSO designet.

I Tabell 7 er det gitt en oversikt av vurderte alternative kraftløsninger sammen med en kort begrunnelse for hvorfor disse alternativene ikke er anbefalt.

Tabell 7 Oversikt over alternative kraftløsninger som er blitt vurdert, men som rettighetshaverne ikke har anbefalt.

Alternative kraftløsninger	Kort begrunnelse
A	Høye kostnader Høy tiltakskostnad
B	Høye kostnader Høy tiltakskostnad Umoden teknologi Operasjonell risiko Utsatt produksjonsoppstart
C	Begrenset utslippsreduksjon Høy tiltakskostnad Umoden teknologi Operasjonell risiko
D	Høye kostnader Høy tiltakskostnad Utsatt produksjonsoppstart
E	Høye kostnader Høy tiltakskostnad Utsatt produksjonsoppstart

Valg av gassturbiner for kraft- og varmegenerering er i hovedsak basert på at løsningen har:

- lavest kostnad og er samfunnsøkonomisk lønnsomt
- god energiutnyttelse på grunn av gjenvinning og utnyttelse av varme (foreløpig beregnet til 64%)
- neglisjerbar teknisk og operasjonell risiko sammenlignet med elektrifiseringsalternativene
- ingen negative konsekvenser på prosjektplan

Det er likevel tilrettelagt for fremtidig elektrifisering med vekselstrøms-teknologi dersom utvikling i området, eller teknologiutvikling i fremtiden skulle vise at strøm fra land eller fra fornybar havbasert energi vil være et sikkert, operasjonelt og samfunnsøkonomisk effektivt tiltak.

Disse konklusjonene er ikke direkte overførbare til andre elektrifiseringsprosjekter. Det er egenskaper ved Johan Castberg-prosjektet som tilsier at det er mindre egnet for elektrifisering enn andre felt kan vise seg å være.

2.9 Felles oljeomlastningsterminal

Muligheten for realisering av en omlastningsterminal påkrever et større volumgrunnlag. På initiativ fra Statoil ble fellesprosjektet Barents Sea Oil Infrastructure (BSOI) etablert i februar 2015.

BSOI-prosjektet er et samarbeid mellom Goliat, Johan Castberg, Alta/Gohta og Wisting-lisensene. Prosjektets formål er å utvikle en kostnadseffektiv

flerbruks oljeomlastingsterminal på Veidnes som skal kunne bli en del av en oljeeksportroute ut av Barentshavet.

En eventuell uavhengig oljeterminal vil dersom den vedtas i 2019, kunne stå ferdig til å ta imot oljen fra Johan Castberg i 2022. Myndighetsbehandlingen inkludert konsekvensutredningsprosessen for en slik felles oljeterminal vil derfor skje på et senere tidspunkt, og uavhengig, av Johan Castberg. Tiltakshaverne av en slik terminal vil være ansvarlig for å avklare myndighetsprosessen, levere inn de nødvendige søknader og innhente de nødvendige tillatelser.

3 Miljø- og samfunnsmessige forhold i influensområdet

Dette kapitlet beskriver miljø- og samfunnsmessige forhold i influensområdet til den valgte utbyggingsløsningen, og er benyttet som grunnlag for den foreløpige beskrivelse av risiko og konsekvenser i kapitlene 4 og 5 og i vedlegg A.

3.1 Influensområdet

For en FPSO utbygging er den maksimale utstrekningen til influensområdet bestemt av det statistiske influensområdet til et større uhellsutslipp (jf. kapittel 5.9) og til den fiberoptiske kabelen til land.

Beskrivelsen i dette kapitlet er hovedsakelig basert på fagspesifikke utredninger som ble gjennomført for å vurdere virkninger av de ulike utbyggingsløsningene, jf. referanser i kapittel 7. I tillegg er naturressurser og miljøforhold innenfor det marine influensområdet til Johan Castberg utførlig beskrevet i Stortingsmelding Nr. 10 (2010-2011), «Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten», samt tilhørende underlagsrapporter /12/. Stortingsmelding 20 (2014-2015) om «Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten» er også benyttet.

3.2 Is og klimatiske forhold

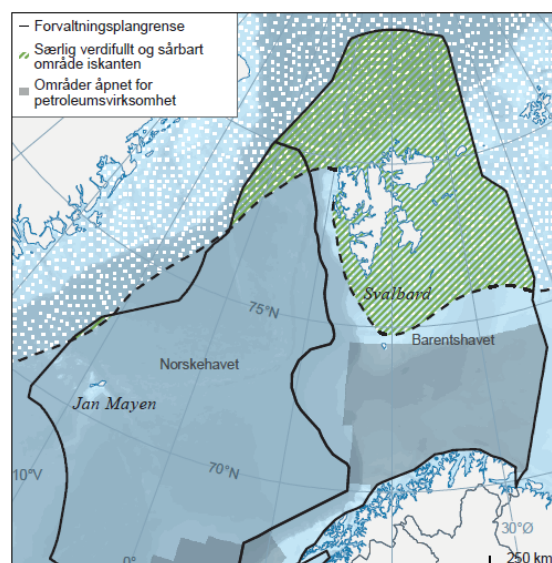
3.2.1 Isforhold

Havis og sjøis brukes som en generell betegnelse på is som dannes ved at havoverflaten fryser ved lave temperaturer. Drivis er den delen av havisen som er i bevegelse med strøm og vind. I tillegg finnes det tidvis is i fjorder, sund og mellom øyer nær land som ligger fast. Dette kalles fastis /16/.

Iskanten eller iskantsonen er overgangen mellom tett drivis og åpent hav. Denne overgangssonen kan variere i bredde fra noen hundre meter til noe titalls kilometer. Iskanten er også betegnelsen på et særlig verdifullt og sårbart område /16/.

Johan Castberg feltet er lokalisert omtrentlig 200 km fra Bjørnøya og den maksimale utstrekningen av iskanten de senere år. Isen når sin maksimale sørlige

utstrekning i Barentshavet i mars-april, der områder så langt sør som til Bjørnøya kan være dekket av is. Den maksimale utstrekningen av iskanten for ulike år er vist i Figur 31-Figur 33 i kapittel 5.9. I løpet av sommeren smelter isen, og på sensommeren og tidlig høst ligger iskanten som regel nord og øst for Svalbard /1/.



Figur 15 Avgrensningen av det særlig verdifulle og sårbare området iskanten er oppdatert på grunnlag av data for isutbredelse gjennom perioden 1985–2014. Kilde: Norsk Polarinstittutt /16/.

Iskanten som definert og lagt til grunn i forvaltningsplanen (jf. Figur 15) ligger nord for Bjørnøya og derfor mer enn 200 km fra Johan Castberg (jf Figur 2 side 9)

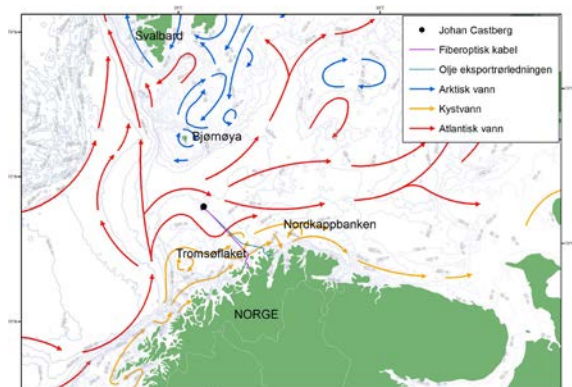
De islagte områdene vil derfor svært sjelden strekke seg sør for 73°N på norsk sokkel. Det kan likevel ikke utelukkes at drivis ved helt spesielle og vedvarende værforhold kan komme nordfra helt ned til Johan Castberg-feltet. Statistisk er det estimert at drivis ved Johan Castberg vil opptre en gang per 10.000 år.

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. Statistisk sett vil sammenstøt mellom isfjell og en installasjon forekomme sjeldnere enn en gang per 10 000 år på Johan Castberg feltet.

3.2.2 Oseanografiske og klimatiske forhold

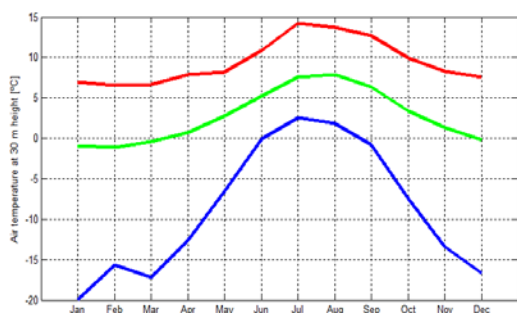
Polarfronten er der varmt Atlanterhavsvann møter kaldt polart vann. Denne flytter seg lite gjennom året. Johan Castberg feltet er lokalisert sør for denne (jf Figur 2 side 9), men allikevel i en del av Barentshavet som er karakterisert ved innstrømming av relativt varmt vann fra sørvest med fluks videre mot øst.

Det kan forekomme relativt kraftige strømmer med ekstremverdi (100-års returperiode) på 138 cm/s i overflaten og 52 cm/s ved havbunnen. Vind og bølgefôrhold er sammenlignbart med områder i nordlig del av Nordsjøen med ekstremverdier på hhv 33 m/s og 15.6 m/s.



Figur 16 Dominerende strømforhold i Barentshavet/4/.

Innstrømming av relativt varmt atlantisk vann fører til høyere lufttemperaturer ved Johan Castberg enn hva breddegraden skulle tilsi. Det er likevel en del kaldere ved Johan Castberg-feltet enn eksempelvis i Nordsjøen og Norskehavet.



Figur 17 Estimerte temperaturer på Johan Castberg feltet i 30 meters høyde (Basert på modellsimulering -Nora10 1982-2011). Årsmiddeltemperatur i grønt, maksimumstemperatur i rødt- og minimumstemperatur i blått.

3.3 Marint naturmiljø og sjøfugl

3.3.1 Verneområder og andre særlig verdifulle områder

Spesielt miljøfølsomme områder innenfor forvaltningsområdet i Barentshavet er vist i forhold til Johan Castberg feltet, jf. Figur 2 side 9.

Johan Castberg feltet ligger nord for de områdene langs kysten (Tromsøflaket og Eggakanten), som forvaltningsplanen har identifisert som særlig verdifulle og miljøfølsomme. Videre ligger Johan Castberg ca. 200 km sør for Bjørnøya og naturvernområdet rundt øya, samt mer enn 200 km fra iskanten. Koraller og svamper som verdifulle naturtyper er omtalt i kapittel 3.3.2.

Miljøet i iskantsonen

Produksjonen i iskantsonen er svært høy, og planktonet tiltrekker seg både fisk, fugl og pattedyr. På grunn av rik produksjon, forekomst av arter som kun forekommer i tilknytning til iskanten, og høy tetthet av organismer på flere trofiske nivå, er iskantsonen regnet som et svært sårbart økosystem/1/. Dette er illustrert i Figur 18.

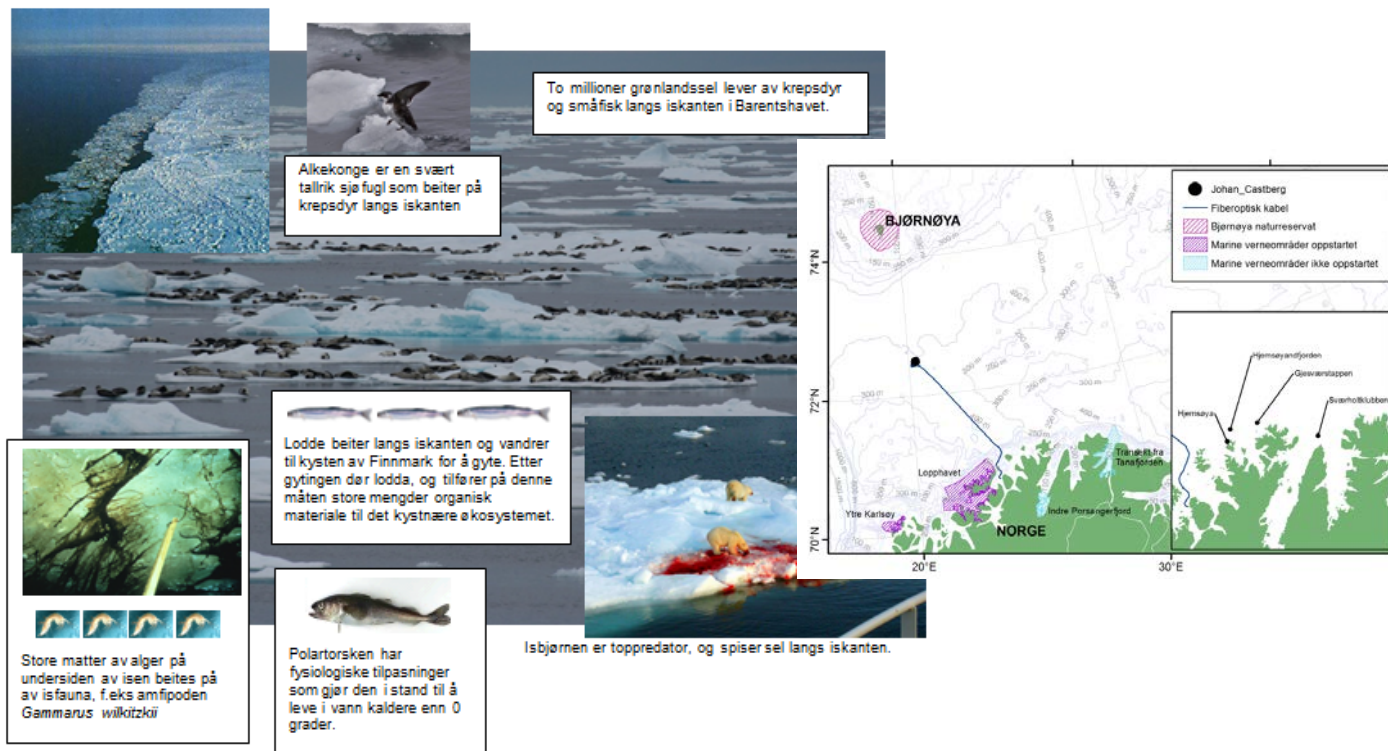
Verneområder

Det ligger ikke noen verneområder i influensområdet for Johan Castberg, men verneområder som er nøkkelområder for sjøfugl er allikevel omtalt da sjøfugl beveger seg ut på åpent hav.

Bjørnøya er et nøkkelområde for sjøfugl (se kapittel 3.3.3) og er vernet som naturreservat./14/ Det biologiske mangfoldet på og rundt øya er knyttet til det produktive marine økosystemet i Barentshavet. Gruntvannsområdene omkring Bjørnøya er blant de mest produktive delene av Barentshavet

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

Det nærmeste marine verneområdet i forhold til influensområdet er Lophavet ved Sørøya (se figuren under). Dette vil ikke bli berørt.



Figur 18 Miljøet ved Iskansonen og oversikt over verneområder. (Kilde: Akvaplanniva /1/)

3.3.2 Plankton og bunnhabitater på feltet og langs fiberoptisk kabel

Plankton

Plankton er generelt fordelt over svært store geografiske områder. Våroppblomstring av planteplankton skjer hovedsakelig i løpet av 4-5 uker i mai - juni. Om sommeren er produksjonen lav, mens en ny oppblomstring finner sted tidlig på høsten. Algeoppblomstringen og dyreplanktons energiomsetning er næringsgrunlaget for migrasjonen av fisk, sjøfugl, sel, og hval i sommerhalvåret /1/

Bunnhabitater

Det sørlige Barentshavet har en variert bunnfauna med flere viktige naturtyper som svampområder og korallrev. Miljøforholdene på havbunnen er i motsetning til de frie vannmassene mindre variabel.

I forvaltningsplanen for Lofoten og Barentshavet er habitatdannende arter som koraller og svamper definert som potensielt sårbare. En del av disse er også i den senere tid blitt oppført i norske lister over truede arter og habitater (Norsk rødliste). /1/

Det er samlet inn data om miljøforhold ved grunnlagsundersøkelser og visuell kartlegging av bunnmiljøet på Johan Castberg.

Disse grunnlagsundersøkelsene viser at sedimentene både på Skrugard, Havis og Drivis hovedsakelig består av silt og leire. Konsentrasjonene av hydrokarboner (THC) er relativt lave. Alt i alt viser resultatene fra de biologiske analysene en uforstyrret havbunn og et sunt bunndyrssamfunn/1/

Økt fokus på forekomst av sårbare koraller og svamp har ført til gjennomføring av flere visuelle undersøkelser i forbindelse med petroleumsvirksomhet. På felt rundt Johan Castberg ble ROV-undersøkelser gjennomført i 2011, 2012 og 2013. Arbeidet omfattet visuelle undersøkelser (undervannsbilder og film) av bunnforhold og naturtyper for å vurdere og karakterisere området. Vurderingene baserer seg på registreringer av megafauna (bunndyr >1 cm). Generelt avdekket grunnlagsundersøkelsene på Johan Castberg et naturlig bunnhabitat uten synlige spor av menneskelig aktivitet. Det ble funnet høy diversitet i bunnfaunaen, men det ble ikke registrert spesielt sjeldne eller sårbare arter inklusiv koraller. De visuelle kartleggingene viste spredte forekomster av flere arter svamp /1/.

Langs den tidligere planlagte rørledningstraséen fra Johan Castberg (samme trase som den fiberoptiske kabelen), er det hittil kun gjort geotekniske

undersøkelser. Noen korte strekninger er visuelt kartlagt. I 2013 ble det også foretatt en visuell kartlegging av prospektet Saturn (DNV 2014) som ligger 200 km øst for Johan Castberg i området til den fiberoptiske kabelen. Bunnfaunaen bestod av spredte forekomster av bløtbunnssvamp, samt reker, blekksprut og sjøstjerner. Ingen koraller ble registrert. Den fiberoptiske kabelen passerer nord-øst for kjente tette forekomster av koraller og svamp /1/. Det vil gjennomføres visuell kartlegging som del av ROV undersøkelsene av den fiberoptiske kabelen.

3.3.3 Sjøfugl

Dette kapitlet beskriver forekomst av sjøfugl i influensområdet til et eventuelt uhellsutslipp. Også de nærmeste kystnære områdene utenfor et slikt influensområdet er beskrevet, fordi hekkende sjøfugl har en stor aksjonsradius.

Generelt om sjøfugl og hekkekolonier

Barentshavet er et økosystem med 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/2/.

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, jf. Figur 19.

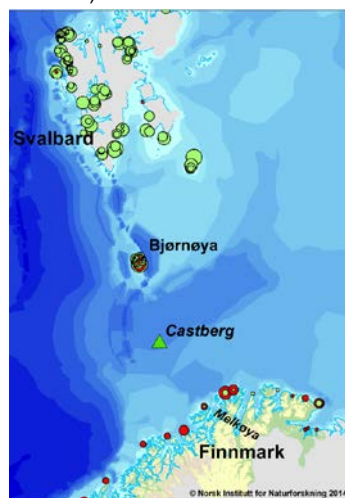
Det er en stor dynamikk i artssammensetning og forekomst av sjøfugl langs kysten Finnmark og havområdene utenfor.

1. Bjørnøya og Finnmarkskysten er viktig hekkeområde for en rekke sjøfuglarter med mange store sjøfuglkolonier på over 20 000 individer på fastlandet
2. Gjesværstappan og Hjelmøya ligger nærmest influensområdet til et uhellsutslipp på feltet (Figur 19).
3. Bjørnøya har den desidert største hekkebestanden for lomvi i Norge (Figur 20), og her hekker det også store antall polarlomvi og krykkje.

4. Kyststripen i utredningsområdet er et viktig overvintringsområde for en rekke havdykkende havdykkender og lomer. Dette gjelder i særlig grad praktærflugl, ærfugl og gulnebbblom.
5. I år med stor loddebestand, og hvor loddene har et vestlig gyteinnsig, skaper loddene gytevandring og gyting spesielt gode næringsforhold i utredningsområdet fra februar til mai. Store mengder alkefugl følger gyteinnsiget, og i gyteområdene finnes store konsentrasjoner av alkefugl, måkefugl, ender og havhest.



Figur 19 Viktige hekkekolonier langs Finnmarkskysten. (Kilde NINA /2/)



Figur 20 Hekkekolonier med lomvi (rødt) og polarlomvi (grønt) i norske deler av Barentshavet. (Kilde NINA /2/).

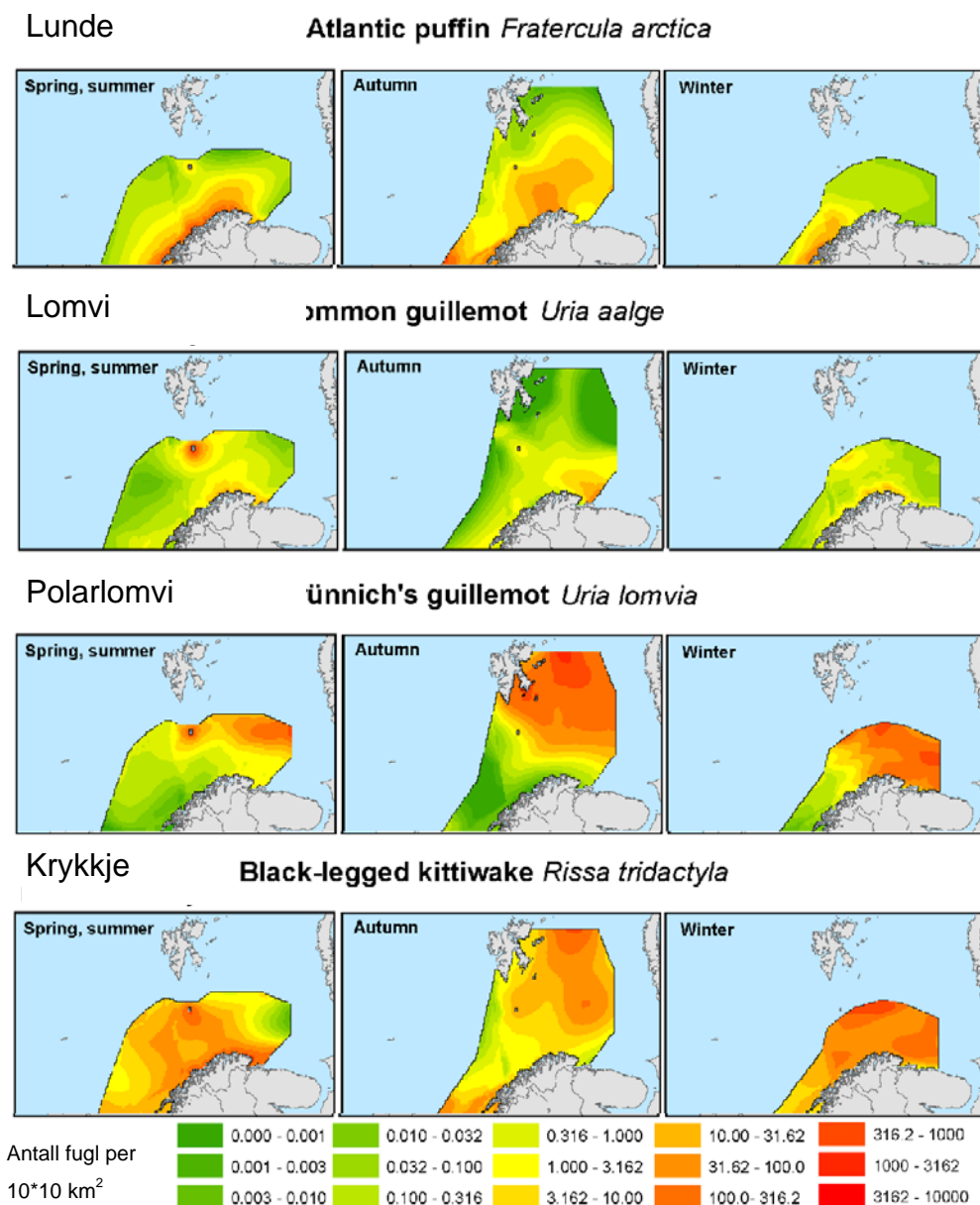
Havområdet mellom Bjørnøya og fastlandet er viktig for ikke-hekkende og overvintrende bestander av lomvi, polarlomvi, lunde, krykkje og havhest. Etter hekking (i juli/august) gjennomfører lomvi og polarlomvi et svømmetrek hvor hannene følger ungene til beiteområdene. Nyere studier med bruk av lysloggere indikerer at den sør-østlige del av Barentshavet er et sted hvor store deler av den norske lomvibestanden samles etter endt hekkesesong.

Årstidsvariasjoner

Figur 21 viser utbredelsen av sjøfugl på åpent hav fordelt på årstider /2/.

Trender

Mange bestander av sjøfugl i området har hatt en sterk tilbakegang siden overvåkingen startet.. Dette gjelder flere arter, eksempelvis polarlomvi, lomvi og krykkje, men problemene er størst for de mest tallrike artene som typisk hekker i fuglefjell og beiter i åpent hav.



Figur 21 Fordeling av sjøfugl i åpent hav i ulike sesonger. Lunde (*Fratercula arctica*), lomvi (*Uria aalge*), polarlomvi (*Uria lomvia*) og krykkje (*Rissa tridactyla*). Vinter (november-april), sommer (mai-juli) og høst (august-oktober). Fordelingene er estimerte fordelinger fra alle tokt i området fra 1980-2011. (Kilde: NINA, /2/)

3.3.4 Sjøpattedyr

Det rike økosystemet i Barentshavet, med store bestander av dyreplankton og fisk, utgjør en viktig ressurs for en mengde sjøpattedyr. Blant de 7 selarter og 17 hvalarter som jevnlig observeres i Barentshavet oppholder noen seg der hele året, f.eks. nise, kvitnos, ringsel og storkobbe. Andre vandrer inn i Barentshavet fra områder lengre sør og vest i den høyproduktive sommerperioden (f. eks. bardehvalene vågehval, knølhval og finnhval). Grønlandssel er vanlig i åpent hav i Barentshavet og klappmyss kan til tider også bruke områder hovedsakelig i de vestre delene

Informasjon om sjøpattedyr er generelt mangelfull, spesielt utenfor den perioden da talletokt er blitt regelmessig gjennomført (Jul-Aug).

Alle de vanligste hvalartene som finnhval, vågeval, knølhval og kvitnosdelfin samt klappmyss- og Grønlandssel vil kunne observeres på Johan Castberg feltet.

3.3.5 Fiskeressurser til havs og langs kysten

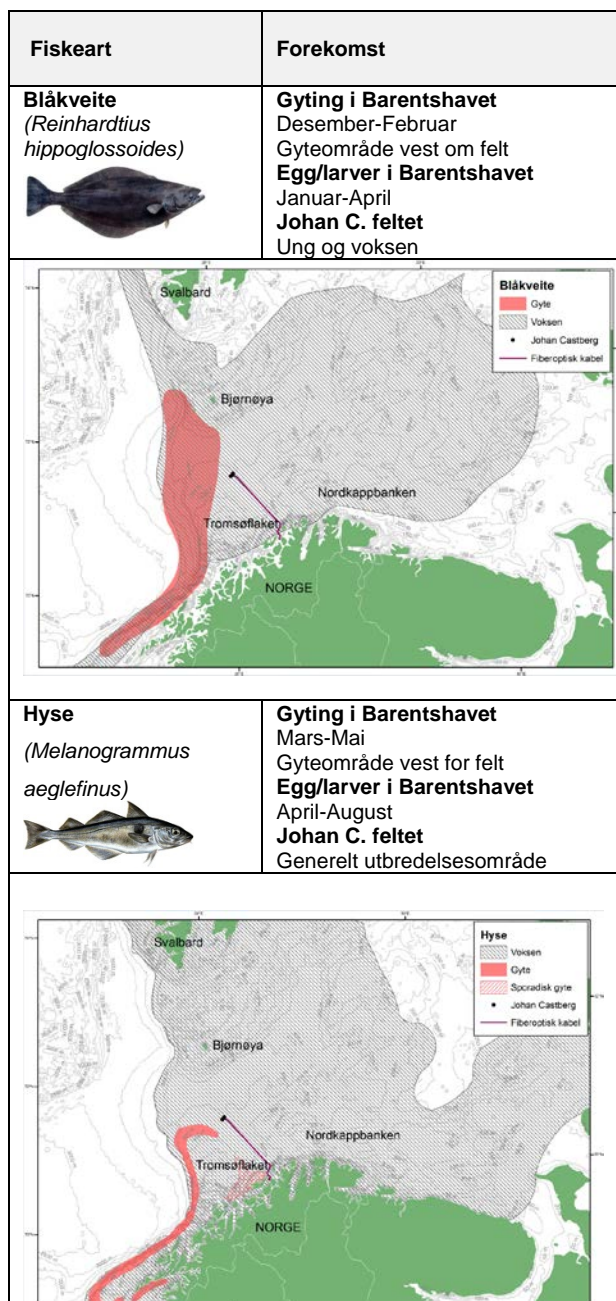
Av Barentshavets mer enn 150 fiskearter er det kun et titalls arter som utnyttes i det kommersielle fisket. De viktigste er torsk, sild, lodde, sei og hyse, samt bunnfiskene blåveite, brosme, lange, kveite og uer. De overordnede strømsystemene i det sørvestlige Barentshavet er helt avgjørende for at Johan Castberg-området er et viktig oppvekstområde for larver, yngel og yngre årsklasser av en rekke arter.

Johan Castberg feltet ligger utenfor de viktigste og best dokumenterte gyteområder. Figur 22 viser livsstadier av vanlige fiskearter i Barentshavet i forhold til Johan Castberg-feltet.


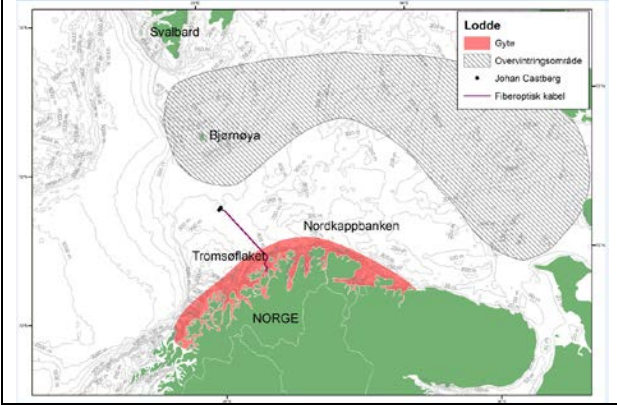

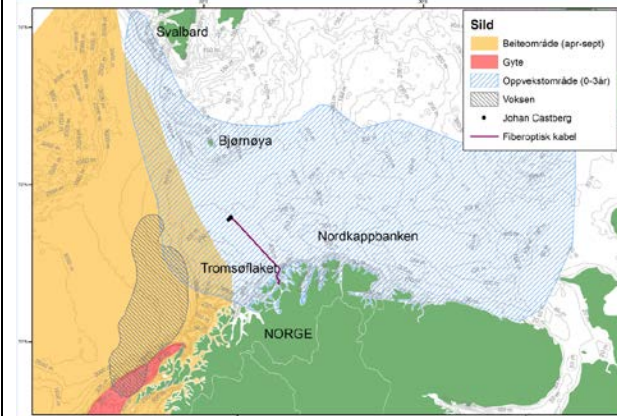

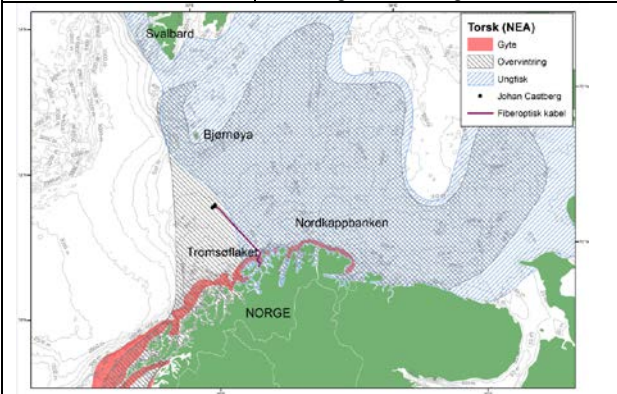

Hovedgyteområdene for de fleste av Barentshavets kommersielle fiskebestander ligger i Norskehavet, og strømsystemene sprer gyteproduktene fra gytefeltene i Norskehavet inn i Barentshavet.


Nyere merkestudier tyder på at atlantisk laks fra elver i Finnmark (og med stor sannsynlighet også fra elver på Kola og øst til Pechoraelva) benytter havområdene mellom fastlands-Norge og Svalbard både som beiteområde og som vandringsvei til og fra

beiteområder lenger 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.



Figur 22 Gyteområder og livsstadier til noen vanlige fiskearter i Barentshavet og på Johan Castberg feltet (Basert på informasjon fra faktasider om fisk på www.imr.no). Artsbilder fra FAO og IMR og fremstilt av AkvaplanNiva /1/ og Proactima/4/).

<p>Lodde (<i>Mallotus villosus</i>)</p> 	<p>Gyting i Barentshavet Mars-Mai Egg/larver i Barentshavet April-August Johan C. feltet Vandringsområde</p>
	
<p>Sild (nvg) (<i>Clupea harengus</i>)</p> 	<p>Egg/larver i Barentshavet April-Juni Johan C. feltet Vandringsområde Oppvekstområde</p>
	
<p>NØA Torsk (<i>Gadus morhua</i>)</p> 	<p>Gyting i Barentshavet Februar-April Egg/larver i Barentshavet Mars-Juli Johan C. feltet Beite og overvintrings område-</p>
	
<p>Kysttorsk (<i>Gadus morhua</i>)</p> 	<p>Gyting i Barentshavet Mars-Mai Egg/larver i Barentshavet April-August-</p>

<p>Uer (<i>Sebastes marinus</i>)</p> 	<p>Egg/larver i Barentshavet April-Juni (Larver) Johan C. feltet Generelt utbredelsesområde</p>
<p>Snabeluer (<i>Sebastes mentella</i>)</p> 	<p>Gyting i Barentshavet Gyteområde vest om felt Mars-April Egg/larver i Barentshavet Mars-Juni (Larver) Johan C. feltet Generelt utbredelsesområde</p>
<p>Laks (<i>Salmo salar</i>)</p>	<p>Johan C. feltet Ung og voksen. Mulig beite- og oppvekstområde. Vandringsområde til oppvekstområder hele året.</p>

Figur 22-fortsetter

3.4 Fiskeri

Dette kapittelet beskriver dagens fiske på feltet og langs kysten.

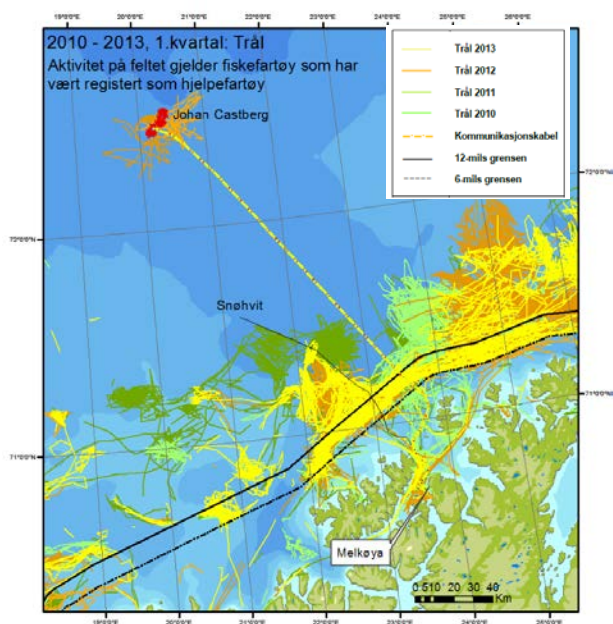
Med fiskeriaktivitet til havs menes fiske med havgående fiskefartøyer med en lengde på 15 meter eller mer, som omfattes av sporingsplikten for større fiskefartøyer. Figurene under presenterer sporingspliktig norsk fiske (tråldata i perioden 2010-2013 og annet norsk fiske i 2013) samt sporingsdata for utenlandsk fiske i 2010 – 2013. Alle figurene representerer 1. kvartal.

Med en avstand på i overkant av 200 km til kysten av Finnmark, ligger Johan Castberg-feltet utenfor området som benyttes av kystfiskeflåten. Fiskeridirektoratets sporing av fiskefartøyer over 15 meter for årene 2010 – 2013 viser at det er et moderat norsk fiske på og omkring feltet, med autoline som viktigste redskap.

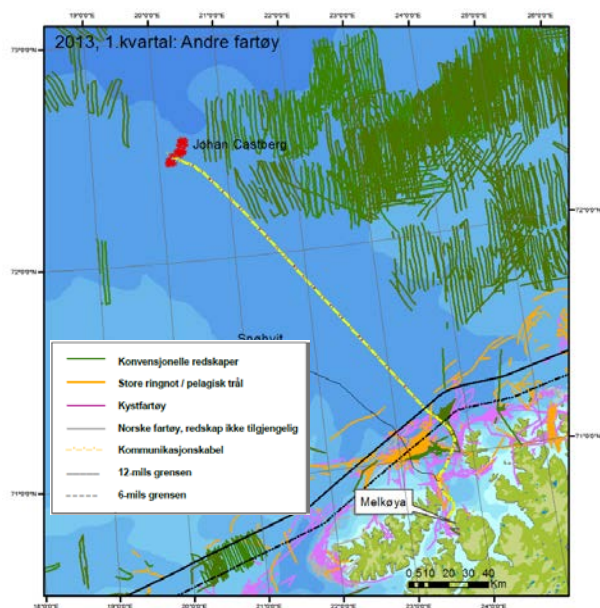
I området rundt Johan Castberg er bunforholdene lite egnet for fiske med bunntål. Sporingspliktig fiske er analysert og tolket av Proactima-2015 i tett samarbeidet med Fiskeridirektoratet for hele perioden 2001-Sommer 2014/4/. Detaljert gjennomgang av sporingsresultatene for perioden fra 2001 fram til sommeren 2014 viser at det i enkelte år har forekommet tilfeller av bunntåling i området, men ikke innenfor det planlagte utbyggingsområdet. Den korteste avstanden hvor det er registrert tråling fra feltet i denne perioden er fire nautiske mil (omtrentlig 7,5 km) /4/.

Den registrerte tråleraktiviteten på selve feltet i perioden 2010-2013 gjelder fiskefartøyer som har vært engasjert som hjelpefartøy i forbindelse med

leteboringer og/eller bunn-kartlegging. Figur 23 viser et omfattende trålfiske nært kysten.



Figur 23 Fordeling av norsk bunntrålfiske 2010- 2013 i 1.kvartal /4/



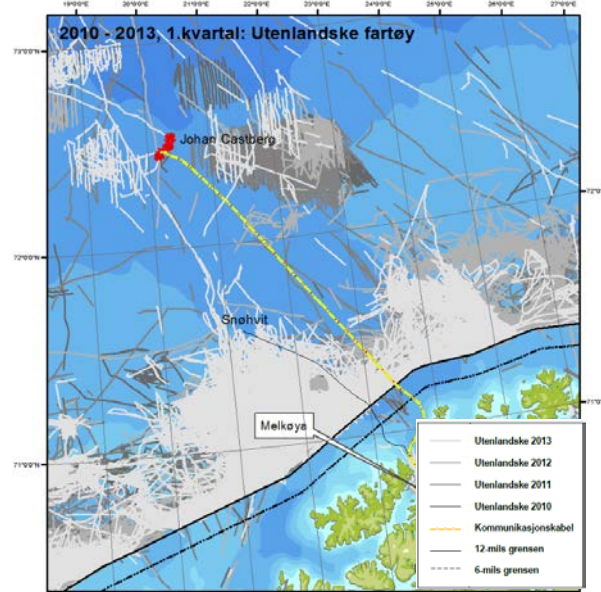
Figur 24 Fordeling av alt sporingspliktig norsk fiske i 1kv 2013 unntatt trålfiske /4/

Fiskeriområdene til havs som krysses av traséen for kommunikasjonskabelen er av spesiell stor viktighet for torskefiskeriene, dette gjelder særlig områdene sør for 71°30' N inn mot landbakken. I de senere årene er det også tatt betydelige mengder lodde her, og aktiviteten er høyest i området ved 12-mils grensen. Det foregår bare et moderat norsk fiske

med andre redskaper enn trål i områder langs kommunikasjonskabelen. Autoline er viktigste redskap i området etter bunntrål.

For utenlandske fartøyer gir springssystemet ikke informasjon om hvilke redskaper som benyttes. Men norske og utenlandske fartøyer fisker på de samme artene, og som hovedregel benytter utenlandske fartøyer samme typer redskap som de norske fartøylene som fisker i samme område.

I de grunne havområdene østover fra Johan Castberg, er det vurdert ut fra driftsmønster et utenlandsk fiske med garn og line. Aktiviteten er høy i første og til dels også i andre kvartal, men det foregår også et spredt utenlandsk fiske resten av året. Det foregår imidlertid bare et begrenset utenlandsk fiske med slike redskaper i utbyggingsområdet.



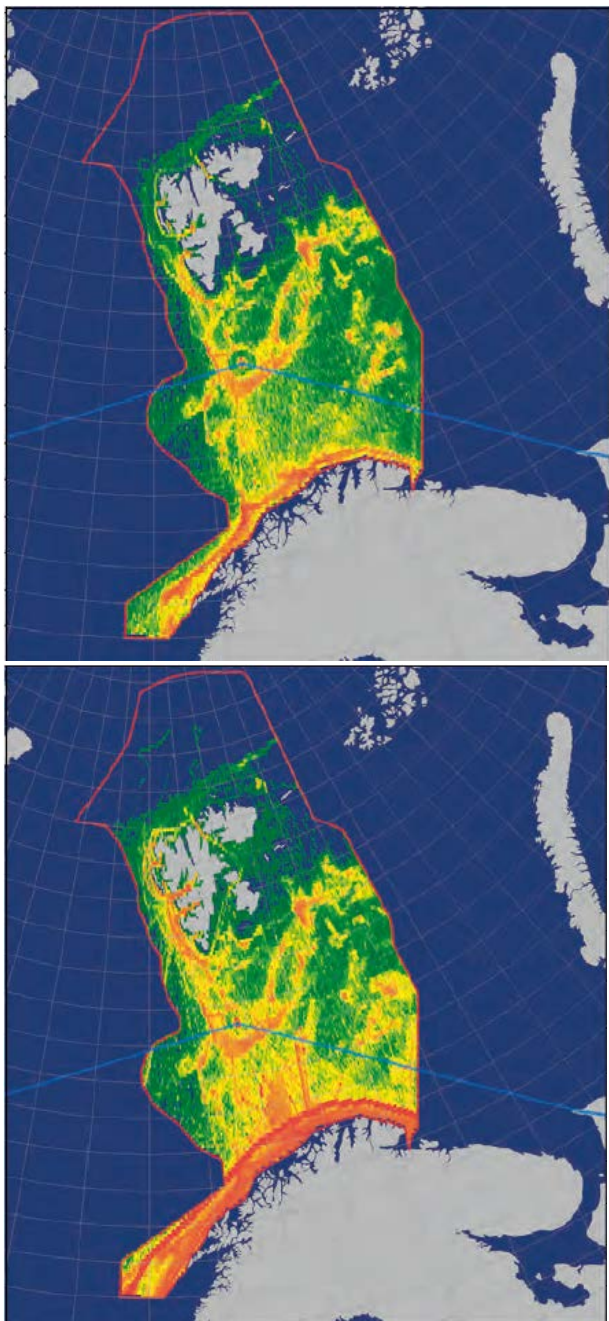
Figur 25 Fordeling av utenlandsk fiske (alle redskaper) i 1. Kvartal i årene 2010- 2013/4/

3.5 Skipstrafikk og internasjonalt rammeverk

FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) har etablert polarkoden, et internasjonalt bindende tilleggskrav innen sikkerhet og miljø for skip som skal operere i Arktis og Antarktis. Johan Castberg ligger omtrentlig 200 km sør for polarkodens virkeområde (se figuren under).

Figur 26 viser tetthet av skipstrafikk innenfor forvaltningsområdet fordelt på fiskefartøy og alle

typer skip. Av figuren og detaljer om fiskeriaktivitet i foregående kapittel, kan en se at det er noe annen skipstrafikk i området ved Johan Castberg, men at feltet ligger utenfor hovedstrømmene for skipstrafikk i Barentshavet.

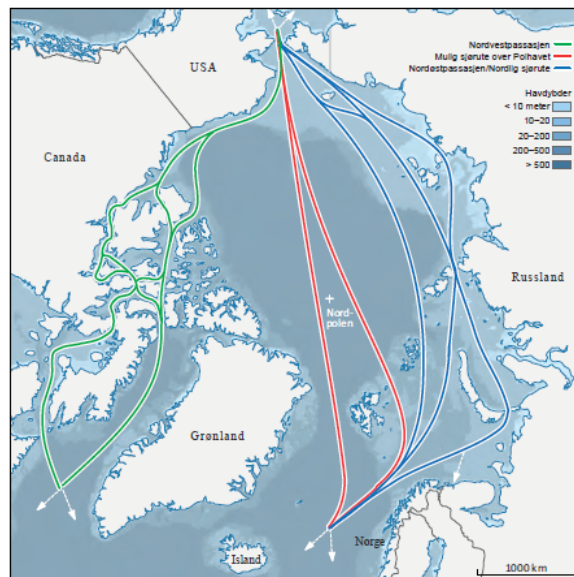


Figur 26 Illustrasjon på trafikk tetthet av fiskefartøy i forvaltnings-planområdet i 2014 (øverst) og alle typer skip (nederst) . Polarkodens virkeområde er markert med blå linje. Kilde: DNV GL. Figuren er basert på AIS-data fra Kystverket./16/

Tilgjengelige analyser av skipstrafikken i Arktis /16/ viser at den må forventes å ville øke som følge av endrede temperatur- og isforhold. Den største

veksten i området er forventet trafikk tilknyttet petroleums-virksomheten samt gjennomgangstrafikk som følge av reduksjon i flerårsis og isutbredelse. Figur 27 viser hovedruter for framtidig skipstrafikk gjennom Polhavet, inklusive Nordøstpassasjen.

Mulige konsekvenser og tiltak for skipstrafikk er beskrevet i kapittel 5.7, inkludert konsekvenser for skipstrafikk i forhold til en forbudssone for oppankring og fiske med bunnredskap.



Figur 27 Hovedruter for forventet skipstrafikk gjennom Polhavet. Direkterutene må ses på som en korridor med mange seilingsmuligheter /16/.

3.6 Marine kulturminner

Det er ikke kjente marine kulturminner i havområdene berørt av utbyggingen av Johan Castberg. Dette gjelder også områdene som berøres av et eventuelt havbunnsbasert PRM system for seismisk reservoarovervåking (jf grunnlagsundersøkelser som referert i kapittel 3.3.2), og fiberkabel til Melkøya.

NIKU/5/ vurderer allikevel potensialet for funn av hittil ukjente marine kulturminner å være stort, selv om sjansen for å treffe på eventuelle kulturminner anses som liten, ut fra havdyp og størrelsen på det berørte arealet. Potensialet for funn øker generelt etter hvert som man nærmer seg land pga. den lange historien med marin ferdsel, fiske og fangst i kystnære områder.

4 Risiko, barrierer og beredskap

Tiltak for å sikre et godt arbeidsmiljø og hindre definerte farer og ulykkeshendelser, samt beredskapstiltak for å begrense skadevirkning dersom uhellet skulle skje, er oppsummert under.

4.1 Risiko og tiltak knyttet til is-og klimatiske forhold

Is- og klimatiske forhold er beskrevet i kapittel 3.2 side 24. Johan Castberg ligger omtrentlig 200 km sør for polarkodens virkeområde (jf. kapittel 3.5 side 31)

Atmosfærisk ising av innretningen representerer ikke en sikkerhetsrisiko. Det er forventet lite snø på Johan Castberg, men helikopterdekket og omkringliggende adkomstveier vil likevel være utstyrt med oppvarming. Utvalgte områder vil ha vandamputstyr for fjerning av snø og is ved behov.

Risikoen for drivis og drivende isfjell er svært lav. Det vil etableres prosedyrer i drift for å kunne håndtere slike eventuelle hendelser.

Det er lagt inn en rømningstunnel fra boligkvarteret og akterut på produksjonsinnretningen. Rømningstunnelen vil fungere som skjerming for vær og vind for arbeidere og utstyr i prosessområdet. For å opprettholde et godt og sikkert arbeidsmiljø, vil produksjonsskipet også ha takoverbygning samt vær- og vindskjerming på andre utsatte arbeidsplasser blant annet for å unngå fallende is.

Et stort område på prosessdekket akterut for boligkvarteret vil være innebygd med naturlig ventilasjon. Området er avsatt til håndtering av containere og mellomlagring av utstyr. Det vil samtidig fungere som et skjermet område for avfallshåndtering.

Varmekabler og varmeisolasjon vil i stor grad bli benyttet på utstyr som er utsatt for frost. Dette gjelder i særlig grad sikkerhetsutstyr som må være tilgjengelig i en beredskapssituasjon.

Vedlikeholdsarbeid vil tilpasses i forhold til perioder med snø og is.

4.2 Barrierer

Tiltak for å hindre og begrense hendelser offshore er delt inn i tekniske og operasjonelle (ikke-tekniske) barrierer. Operasjonelle barrierer omfatter både organisatoriske og operasjonelle barriereelementer. Det vil utarbeides installasjonsspesifikke sikkerhetsstrategier og ytelseskrav til barrierene i kommende prosjektfase. Disse dokumentene vil tilfredsstille Petroleumstilsynets «Prinsipper for barrierestyling i petroleumsvirksomheten».

4.3 Oljevernberedskap

Foreløpige oljedriftsimuleringer for Johan Castberg viser at drivtid til det norske fastlandet er mer enn 21 dager og minst 17 dager til Bjørnøya. En foreløpig beredskapsanalyse estimerer behov for 9 NOFO systemer for barriere 1 og 2, mens oljedriftsimuleringene viser at det er mindre enn 1 % sannsynlighet for stranding av olje på land (enten fastland eller Bjørnøya). Det er derfor ikke nødvendig å etablere oljevernberedskap for barriere 3 og 4 (kyst), eller for barriere 5 (strandrensing). Det første NOFO systemet skal i henhold til regelverket være på plass med lensene ute innen 5 timer etter varsel av et større uhellsutslipp. Fullt utbygd system for barriere 1 og 2 skal være på plass innen 72 timer. Johan Castberg feltet ligger langt fra land, og for å møte disse responstiden må det være fullt NOFO oljevernssystem om bord på et dedikert beredskapsfartøy til feltet. Det planlegges både for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering. Det mekaniske systemet skal være innebygget med tanke på vær og ising, og skal holdes isfritt med varmekabler og varmeisolasjon. Forvirtingsstudier viser at det er godt potensiale for bruk av kjemisk dispergering, men at tidsvinduet er kort. På grunn av manglende infrastruktur og lange avstander skal beredskapsfartøyet ha lagertank for dispergeringsmiddel om bord, samt system for spredning av midlet.

Miljørisiko- og beredskapsanalyser skal oppdateres i neste fase av prosjektet (jf. kap. 6.13). For foreløpig vurdering av miljørisiko og virkninger av et eventuelt uhellsutslipp, se kap. 5.9.

5 Foreløpig vurdering av konsekvenser for miljø og samfunn

I dette kapittelet oppsummeres en foreløpig vurdering av virkninger av planlagte tiltak og anlegg i utbygging og normaldrift av Johan Castberg, samt virkninger av eventuelle uforutsette utslipp av olje.

Vurderingene er basert på de fagspesifikke utredningene som allerede er utført.

5.1 Utslipp til luft

Lav-NO_x gassturbiner med varmegjenvinning er valgt som kraftforsyningsløsning i drift. Det vises til kapittel 2.8.2 side 18 for utredning av alternative kraftløsninger, inkludert kraft fra land.

5.1.1 Kilder til utslipp

Johan Castberg feltet vil føre til utslipp til luft i utbyggings- og driftsfasen. Utslipp til luft er knyttet til:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner og transport
- Drift av produksjonsinnretning
- Lasting

Bore- og brønnoperasjoner

I forbindelse med boring av brønner vil det bli utslipp til luft fra kraftgenerering på boreriggen. Boreoperasjonene vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x samt mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på riggen.

Marine operasjoner og transportvirksomhet

I anleggsfasen vil det bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med boring og installasjon. Dieselmotorer på de involverte fartøyene vil gi utslipp av CO₂, NO_x og mindre mengder SO₂.

Regulære utslippkilder i driftsfasen

I driftsfasen vil utslipp til luft i hovedsak stamme fra følgende kilder:

- Turbiner(kraftgenerering på produksjonsenheten)
- Utslipp ved lasting fra produksjonsinnretningen
- Bruk av diesel på produksjonsinnretningen
- Utslipp fra lasteskip og støttefartøy, mens de ligger på feltet

Fakling

Fakling vil ikke forekomme i normal drift. Fakling benyttes som en nød-prosedyre når anlegget skal tømmes for gass ved rask nedstengning. Dette er en del av sikkerhetssystemet og kan forekomme i hele driftsperioden. Fakling kan også forekomme i perioder der gass-injeksjonssystemet er ute av drift, spesielt i anleggs- og oppstartsfasen av prosjektet før anlegget er godt innkjørt.

5.1.2 Utslippetsprofiler

Maksimale utslipp

Utslipp av de ulike komponentene til luft er vist i et maks år basert på beregnede utslipp.

Tabell 8 Maksimale utslipp til luft av komponentene, estimert i 2016

Komponent	Utslipp (tonn) ¹	År
CO ₂	335 000	2024
CH ₄	185	2027
NO _x	1779	2024
SO _x	74	2023
NMVOC	402	2024
PM ₁₀ ^{footnote}	11,1	2023
BC ²	8,8	2023

Utslipp av PM₁₀ og BC er basert på totalt faklet volum 12,9 mill Sm³/år, utslippsfaktor 0,856 g PM₁₀/Sm³ og antagelsen om at BC utgjør 80% av PM₁₀.

Avbøtende tiltak som ligger til grunn

Det er jobbet intensivt med å finne de mest miljø- og energieffektive løsningene for:

- 1) å redusere kraftbehovet
- 2) for å minimere utslippene fra kraftproduserende utstyr

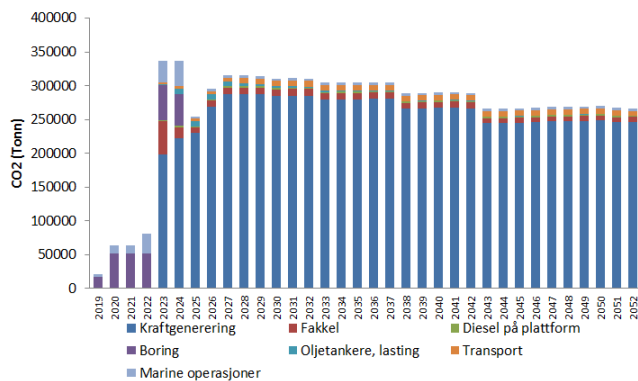
Det vil eksempelvis være en høy grad av varmeintegrasjon i prosessanlegget og varmegjenvinning fra eksosgassen fra turbinene. Valg av utstyr og komponenter er basert på tekniske BAT analyser for å minimere utslippene, eksempelvis vil drivvalg og turtallsregulering av pumper redusere utslippene. Fakkeltgass fra både høytrykksfakkel og lavtrykksfakkel og VOC fra oljelagring på FPSO samt NMVOC fra oljelagring på lasteskip vil bli gjenvunnet.

Energieffektivisering vil ha et kontinuerlig fokus, og det vil jobbes videre med tiltak, inklusiv energiledelse, for å minimere behovet for kraft og redusere utslippene som følger av kraftproduksjon.

CO₂- og kraftprofiler

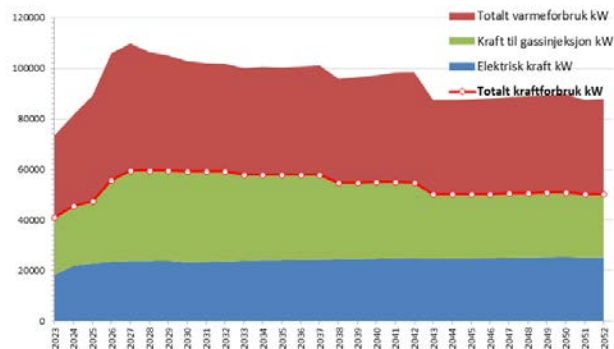
Det vil være små utslipp av CO₂ de første år, men dette stiger raskt og når et maksimum de første årene av regulær produksjon. Deretter avtar utslippene noe ettersom oljeproduksjon og gassinjeksjon avtar.

Den dominerende kilden til CO₂ er kraftgenerering i driftsfasen (jf. Figur 28). Beregnede kraft og varme-profiler er vist i Figur 29. Utslipps- og kraftprofiler er estimerte basert på dagens prognoser. Oppdaterte utslippsberegninger vil dokumenteres i konsekvensutredningen.



Figur 28 Estimerte utslipp av CO₂ fra alle kilder (2016)

Gass injiseres for trykkstøtte sammen med vann for å øke feltets ressursutnyttelse, og for å la minst mulig olje ligge igjen i undergrunnen etter endt produksjonsperiode, ref Petroleumsloven om å ikke øde ressurser. Injeksjon av vann, og spesielt gass, krever mye energi. CO₂-intensiteten regnet som utslipp per fat oljeekvivalenter (oe) eksportert over feltets levetid (kg CO₂/fat oe) er høy på grunn av et høyt energibehov og ingen gasseksport før eventuelt i de siste leveårene.



Figur 29 Estimert kraft- og varmebehov.

Johan Castberg har et stort prosessvarmebehov sammenlignet med andre felt. Dette skyldes blant annet lav reservoarstemperatur, og de klimatiske forholdene som krever ekstra varme for sikker drift av produksjonsenheten. Energieffektiviteten er høy sammenlignet med andre felt siden det store varmebehovet dekkes gjennom varmegjenvinning fra gassturbinene.

CH₄ og NMVOC:

Det er størst utslipp av CH₄ og NMVOC i anleggs- og oppstartsfasen under boring, men så synker utslippene utover i produksjonsperioden. Den største kilden i drift av NMVOC er under lastning. Den største kilden til CH₄ under regulær drift er i forbindelse med diffuse utslipp som ved kaldventilering og lastning.

Sot

Sot-partikler, også benevnt «Black Carbon» (BC), dannes ved ufullstendig forbrenning. Utslipp av sot fra Johan Castberg vil forekomme ved fakkling. Det er antatt å være størst utslipp av BC i forbindelse med oppstart.

NOx og SOx

De høyeste utslippene av NOx og SOx finner sted i borefasen på grunn av dieselforbruket til borefartøy og støttefartøy. Utslippene vil avta utover i produksjonsperioden.

5.1.3 Foreløpig konsekvensvurdering

Norsk institutt for luftforskning (NILU) har vurdert miljøkonsekvenser av utslipp til luft /3/.

Utslipp til luft vil bidra til økning i globale utslipp av klimagasser. Utslipp kan også ha regionale effekter som kan bidra til blant annet eutrofiering, sur nedbør og dannelse av bakkenært ozon.

Virkningene er vurdert for utslipp av karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), nitrogenoksider (NO_x), svoveloksider (SO_x), hydrokarboner unntatt metan (NMVOC) og sot. For å vurdere miljøkonsekvensene av utslippene, benyttet NILU/3/ maksimumsverdiene for de ulike komponentene selv om de ikke gjelder samme år. Beregnede utslipp av alle komponenter er gått ned siden denne vurderingen ble gjennomført av NILU i 2014. Vurderingene er derfor fortsatt gyldige.

Virkninger

CO₂, CH₄ og NMVOC er vurdert utfra deres bidrag til de samlede klimagassutslippene. Utslipp av CH₄ som er en 23 ganger sterkere klimagass enn CO₂ i 100 års perspektiv, og NMVOC som oksideres til CO₂ i atmosfæren, er i NILUs vurderinger omregnet tilsvarende utslipp av CO₂ ekvivalenter. Ut fra disse beregningene vil utslipp av klimagasser fra Johan Castberg representere et middels stort felt på norsk sokkel.

Det vurderes at klimaeffekten av sot (BC) fra installasjonene på Johan Castberg vil være lav. Likefullt gir utslipp av BC i Arktis større effekt pr utslippsenhet enn utslipp lenger sør/3/.

Utslipp av NO_x kan gi bidrag til eutrofiering og forsuring. Maksimal beregnet økning i avsetning av nitrogen er 1 mg N/(m² år). Gitt at nåværende avsetning er rundt 200 mg N/(m² år), er forventet maksimumsbidrag som opptrer i oppstartsfasen fra Johan Castberg ubetydelig (under 5 % av eksisterende avsetning). I driftsfasen vil bidraget være 1/5 av dette. Maksimalt bidrag fra Johan Castberg vil også være mindre enn variasjonen fra år til år/3/.

Det er forventet en maksimal økning i avsetning av svovel på 0,5 mg S/(m² år) mot nåværende avsetning rundt 200 mg S/(m² år), dvs. ~2‰ av eksisterende avsetning. Bidraget fra Johan Castberg er derved ubetydelig. I driftsfasen vil bidraget være 1/10 av dette.

Konklusjonen er at bidraget til eutrofiering og forsuring i Nord-Norge fra Johan Castberg feltet er ubetydelig.

Økning i ozon pga. NO_x-utslipp er vurdert. Antall dager med 8-timers løpende middelvei av ozon over 120 µg/m³, kan øke med 1 tilfelle fra dagens 10 tilfeller pr år.

5.2 Arealbeslag og fysiske inngrep på feltet og langs kabel

Fysiske inngrep på sjøbunnen som legging av kabler samt utplassering og oppankring av havbunnsinnretninger kan skade korallrev, svamper og andre bunnlevende organismer.

Det er ikke påvist korallrev eller tette svampsamfunn på feltet (jf kapittel 3.3.2 s.26). Det er heller ingen kjente forekomster langs traséen for den fiberoptiske kabelen som passerer nord-øst for kjente tette forekomster av koraller og svamp.

Dersom sårbare arter og naturtyper på sjøbunnen blir oppdaget i forbindelse med sjøbunnskartlegging langs kabeltraseen, vil disse bli dokumentert og hensyntatt ved legging av kabelen.

Johan Castberg ligger i et område der havbunnen hovedsakelig er bløt, og fysiske inngrep på havbunnen vil påvirke bunnfauna ved at disse blir gravd vekk eller tildekket av masser. Potensialet for rekolonisering av forstyrret sediment med dyr fra omkringliggende havbunn er stort, og konsekvensen under utbygging og drift er vurdert å være liten/1/.

5.3 Bruk av kjemikalier og regulære utslipp til sjø

Akvaplanniva har vurdert virkninger for det marine miljø/1/. Utbygging og drift av Johan Castberg feltet vil føre til utslipp til sjø bestående av;

- Kaks og vannbasert borevæske
- Vannbasert hydraulikkvæske
- Produsert vann
- Kjemikalier i bore- og driftsfasen
- Biosid/DBNPA og andre kjemikalier fra sulfatfjerningsanlegget
- Ballastvann fra tankskip (jf. kapittel 5.8 side 40)
- Kjølevann
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann
- Testing og tømning av produksjonsrør på feltet (RFO)

5.3.1 Bore- og brønnoperasjoner

Til boring og komplettering vil det bli benyttet en halvt nedsenkbar borerigg, og utslipp til sjø tilknyttet boring vil skje fra denne.

Det vil kun være utslipp av kaks- og vannbasert borevæske fra topphullseksjonene. Ved valg av vannbaserte kjemikalier vil det velges kjemikalier med minst mulig miljørisiko. Det planlegges kun anvendt grønne kjemikalier, og det vil være størst mulig gjenbruk av vannbaserte borevæsker.

Oljebaserte kjemikalier som skal brukes på dypere seksjoner, sementering og slutføring av brønnene vil gjenvinnes. Det finnes ikke egnede reservoarer for injeksjon av borekaks, og borekaks med oljevedheng vil derfor bli transportert til land for godkjent behandling og deponering.

Bortsett fra utslipp av vannbasert borevæske og kaks på havbunnen nær utslippspunktet har boreoperasjonene få miljøskadelige effekter. Miljøkonsekvensene knyttet til utslipp fra boring på feltet, vil i hovedsak avgrense seg til den direkte effekten på bunndyr som følge av den fysiske overdekningen av bunnsedimenter i umiddelbar nærhet til utslippet.

5.3.2 Marine operasjoner og klargjøring av feltinterne produksjonsrørledninger

I forbindelse med klargjøring og tilkobling av feltinterne rørledninger vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre begroing samt av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Virkningene er antatt å være begrenset, og vil beskrives som del av konsekvensutredningen (jf. kapittel 6.7, side 49).

5.3.3 Bruk og utslipp av kjemikalier i drift

Under drift vil små mengder produksjonskjemikalier bli sluppet ut. Disse er i hovedsak kategorisert som grønne eller gule kjemikalier i henhold til Miljødirektoratets klassifiseringssystem, og anses å ha liten eller ingen negativ effekt på marint liv /1/.

På Johan Castberg skal det injiseres sjøvann i brønnene i tillegg til produsert vann. Mengde sjøvann som injiseres vil være størst de første driftsårene, for så å avta gradvis. Hvis sulfatrikt sjøvann blandes med fossilt bariumrikt vann vil et ikke-vannløselig bariumsulfat-salt felles ut. For å unngå avleiring og tetting av injeksjonsbrønner og reservoar, må sulfat fjernes fra sjøvannet før det injiseres. I tillegg må avleiringshemmer tilsettes sjøvannet. Sulfat fjernes ved å bruke membraner. Membranene må rengjøres

regelmessig for å hindre begroing av bakterier og planktoniske organismer som følger sjøvannet. I rengjøringsprosessen og for å hindre ettervekst må kjemikalier tilsettes, blant annet et biosid.

Biosidet DBNPA (2,2-dibromo-3-nitripropionamide) tilsettes sjøvannet oppstrøms membranen. Biosidet vil gå gjennom membranene i ren form og følge injeksjonsvannet til reservoaret. Fjernet sulfat vil sammen med en del av sjøvannet bli sluppet ut til sjø. Dette utslippsvannet vil også inneholde biosid.

Det antas at biosidet vil bli sluppet ut i fortynt form før nedbrytningsprosessen har startet. Tester viser at DBNPA brytes ned hovedsakelig gjennom hydrolyse, men også gjennom biodegradering ved små konsentrasjoner. Planktoniske organismer i de øverste meterne av vannsøylen vil bli påvirket av et utslipp av DBNPA. DBNPA er svært vannløselig og vil raskt fortynnes til en konsentrasjon under 0,1 mg/l, som i laboratorietester er påvist som giftighetsgrensen for akvatiske organismer for dette stoffet. Det vil si at effekter på individnivå vil primært oppstå i nærsonen til utslippet. DBNPA er lite fettløselig og vil derfor ikke bioakkumuleres. Det er noe usikkerhet knyttet til dannelsen av mellomprodukter og kombinasjonseffekter. 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 resipienten avtakende med økt fortynningsgrad /1/.

Kjemikaliet økotoksikologiske egenskaper er moderat bionedbrytbart kombinert med høy akutt giftighet, noe som gir rød miljøfareklasse iht OSPARs veiledning og Miljødirektoratets regelverk. DBNPA er på selskapes substitusjonslister der både produsent og operatør fortløpende vurderer alternative kjemikalier og alternative behandlingsregimer, men per i dag finnes det ingen substitutter som er akseptable ut fra en helhetlig vurdering av arbeidsmiljø og miljø.

Operasjonelle og tekniske tiltak vurderes for å redusere forbruk og utslipp av biosid. Det vil bli gjennomført nye nedbrytbarhetstester av kjemikaliet til bruk i miljørisikovurderinger. Testene vil også gi grunnlag for eventuelle ytterligere tester av nedbrytningsprodukter. Tiltak for å begrense utslipp, mengder, miljørisiko og konsekvenser av utslipp vil bli nærmere beskrevet i konsekvensutredningen (jf kapittel 6.7).

5.3.4 Produsert vann

Alt produsert vann skal behandles i en trestegs renseprosess (hydroykloner, kompakte flotasjonsenheter og avgassingstank), før det re-injiseres i reservoaret. Av reservoartekniske årsaker, eller når re-injeksjonsanlegget er ute av drift, vil en måtte slippe ut deler av produsert vann. Målsettingen er å oppnå 95% reinjeksjon av produsert vann.

Innhold av dispergert olje i rensert produsert vann fra Johan Castberg vil i gjennomsnitt være lavere enn 15 mg/l. EIF beregninger viser at BTEX (benzen, toluen, etylbenzen og xylene), naftalen, 2-3 ring PAH, 4 ring-PAH, fenol (C0-C3-alkyl-fenoler) bidrar mest til miljørisiko i tillegg til dispergert olje. Produsert vann vil også inneholde produksjonskjemikalier, hvor avleiringshemmer og emulsjonsbryter bidrar mest til miljørisiko.

Basert på dagens prognoser vil mengden av produsert vann være lavest de første produksjonsårene, for så å øke til maksimalt 28 000 m³/d.

Ved utslipp, kan effekter oppstå på individnivå, og da først og fremst på plankton. På grunn av høy strømhastighet på Johan Castberg feltet er det lite sannsynlig at store mengder plankton og fisk vil oppholde seg mer en 24 timer innenfor området med høyest risiko. Dette er for kort oppholdstid til å oppnå effekt. Mengden som påvirkes vil derfor være liten i forhold til mengden som finnes i omkringliggende vannmasser.

5.3.5 Utslipp av oppvarmet kjølevann og begroingskjemikalier

Produksjonsanlegget vil benytte sjøvann for nedkjøling av olje og produsert vann. Kjølevannet vil ved utslipp ha en temperatur i området 40- 45 °C. Kjølevann er tilsatt klor (elektroklorinering) for å hindre bakterievekst og korrosjon.

Plankton i vannsøylen kan potensielt bli påvirket, men ettersom kjølevannet raskt vil blandes med kaldt sjøvann, vurderes temperaturpåvirkningen som ubetydelig. Tilsatt klor vil også kunne påvirke plankton, men vil fortynnes og effektene antas å være ubetydelige/1/.

5.3.6 Sanitære utslipp og drenasjevann

Kloakk vil håndteres med standard løsninger og slippes ut til sjø fra produksjonsinnretningen. Utslipp av kloakk i denne resipienten vil raskt fortynnes og brytes ned.

Drenasjevann (regnvann, spylevann) fra innretningen kan inneholde rester av smøremidler og olje, samt rester av borevæske og gjengefett på borerigg. Vannet skal samles opp i et avrenningssystem. Vann som inneholder oljerester må renses før utslipp slik at konsentrasjonen ikke overskrider gjeldende forskrifter om mindre enn 30 mg dispergert olje per liter vann.

Drenasjevann fra områder på riggen som ikke er forurenset av olje slippes direkte ut til sjø.

5.4 Undervannsstøy

Kilder til støy vil være

- Skipstrafikk
- Boring
- Seismikk

Generelt vil sjøpattedyr, marin fisk og anadrom laksefisk kunne bli påvirket av undervannsstøy. All fisk er i stand til å høre lyd, og støy fra både boring og seismikkskyting kan tenkes å gi en fluktespons hos fisk.

Mange marine pattedyr er sterkt avhengige av lyd, både for kommunikasjon mellom individer og for å navigere og finne byttedyr ved hjelp av ekkolokalisering. Det er store variasjoner mellom arter i følsomhet for lyd av ulik frekvens. Som nevnt i kapittel 3.3.4 er det mulig at området rundt Johan Castberg er et godt beiteområde for hval.

Støy fra ordinær skipstrafikk i driftsfasen av Johan Castberg vurderes å utgjøre en ubetydelig miljøpåvirkning både for fisk og hval/1/.

Lavfrekvent during fra boreaktiviteter vil kunne merkes av, og muligens negativt påvirke hovedsakelig bardehvaler. I det aktuelle området antas potensialet for å påvirke hval størst under vår- og høstmigrasjoner, når flere arter passerer området/1/.

For å sikre en optimal drenering av reservoaret vil en vurdere å ha permanent reservoarovervåking (PRM), der det skytes seismikk, sannsynligvis 1-2 ganger i

året, over fast installerte lyttesensorer. Virkninger av 4D-seismikkskyting, enten samlet inn ved PRM eller ved tradisjonell seismikk innsamling, er ikke vurdert, og vil bli utredet i konsekvensutredningen (jf. kapittel 6.8)

Borefasen er helårlig, mens sesmikkskyting kan tilpasses i forhold til miljøfølsomme perioder.

5.5 Fiskeri

Konsekvenser for fiskeri er vurdert i utbyggings- og driftsfasen for både planlagte anlegg og aktiviteter samt virkninger av eventuelle uforutsette utslipp. Konsekvenser av et forbudsområde for oppankring og fiske med bunnredskap er også vurdert

Det vil bli lagt vekt på å ha en god dialog med fiskeriinteressene i forkant av aktivitetene som kan berøre fiskeriene gjennom møter og kunngjøringer og bruk av fiskerisakkyndig på viktige operasjoner. Dette gjelder særlig i forhold til lokale fiskerier ved installering av kommunikasjonskabel og ved installasjoner på feltet.

Ved vurdering av virkninger av uforutsette hendelser med akutt utslipp av olje, er det lagt til grunn hendelser som inngår i gjennomførte miljørisikoanalyser for utslipp fra feltet i 2012 (jf. Kapittel 5.9.3)

5.5.1 Havfisket på og nær feltet

Det drives ikke fiske med bunntål og bare sporadisk fiske med konvensjonelle redskaper på Johan Castberg-feltet, først og fremst autoline. Området som berøres av feltutbygging og drift er lite egnet for bunntålfiske, og det ventes derfor ikke noen utvikling av dette fisket på feltet i fremtiden/4/.

Vurdert ut fra omfanget av fiskeriaktiviteten i og omkring berørt område, ventes arealbeslaget av sikkerhetssonen (800 meter fra senter av dreieskiven) ikke å medføre fangsttap, eller operasjonelle ulemper, og heller ikke økte driftskostnader av noen betydning for den norske havfiskeflåten. Virkningene for fiskeriene knyttet til feltutbygging og drift vurderes som ubetydelige.

Tilsvarende gjelder dersom det etableres en forbudsområde på 125 km² som regulerer bruk av bunnredskaper omkring felt- og

havbunnsinnretninger/4/ (se kapittel 2.4.3 for utstrekning av dette området).

Skipstrafikken til og fra Johan Castberg-feltet skal bruke spesielt opprettede farleder. Forutsatt at vanlige sjøtrafikkregler overholdes, ventes heller ikke denne trafikken å medføre problemer for fiskeriene /4/.

5.5.2 Havfisket nærmere land i 6 til 12 mils sonen

Installering av en kommunikasjonskabel gjennomføres i sommerperioden mai til september. I leggeperioden vil det være nødvendig for fiskefartøyene å holde avstand fra leggefartøyet i et avgrenset område som forflytter seg med leggearbeidet. I dette området vil kommunikasjonskabelen legges med en hastighet på om lag 3,5 km per døgn. På strekningen sørover mot 12 mils grensen er det få fartøyer som til enhver tid kan bli berørt av leggearbeidet. I beltet mellom 6 og 12 nautiske mil fra grunnlinjen foregår det noe trålfiske i den aktuelle perioden. Virkningene av installeringsarbeidene for fiskeriene vurderes som ubetydelige/4/.

Kommunikasjonskabelen vil bli nedgravd og vil ikke ha noen virkninger for fiskeriene i driftsfasen.

5.5.3 Kystfiske

Kystfiske omfatter fiske nær land med fartøyer mindre enn 15 meter som ikke omfattes av sporingsplikten.

Med en avstand på i overkant av 200 km til kysten av Finnmark, ligger Johan Castberg utenfor området som benyttes av kystfiskeflåten. Feltutbyggingen og det meste av installeringsarbeidet for kommunikasjonskabelen vil dermed ikke berøre kystflåten. Det kystnære fisket foregår i hovedsak med faststående redskaper som garn og line.

Forutsatt at det etableres gode opplysnings- og varslingsrutiner i forkant av de planlagte aktivitetene, vurderes anleggsaktivitetene å ha liten virkning for de kystnære fiskeriene.

Kommunikasjonskabelen graves ned og vil ikke ha noen virkning for kystfiskeriene i driftsfasen.

5.5.4 Uhellsutslipp og mulig virkning for havfiskeriene

Et eventuelt uhellsutslipp på feltet vil ikke berøre områder hvor det drives kystfiske. Hvilke havfiskerier som påvirkes av et eventuelt uhellsutslipp fra feltet, vil avhenge av når på året et uhell skjer. Fiskefeltene som blir berørt dersom et uhell skulle skje, vil bli underlagt adgangsrestriksjoner i perioden mens utslippet pågår og frem til overvåking ikke lenger kan påvise olje i miljøet. Tapt fangst i en slik periode er imidlertid ikke tapt for fisket, idet den ventelig vil kunne tas i andre områder, eller i samme område senere. Det kan imidlertid være andre fartøygrupper som tar denne fangsten. For fiskeflåten som har planlagt aktivitet i det berørte området kan oljeutslipp medføre fangsttap, operasjonelle ulemper og noe økte driftskostnader.

Området som kan bli berørt av et uhellsutslipp fra feltinstallasjonene er av stor viktighet for fisket i deler av året. Dette gjelder særlig i første og fjerde kvartal, knyttet blant annet til fiske med konvensjonelle redskaper etter torsk på gytevandring. Det fiskes i området gjennom hele året, men aktiviteten er generelt lavest i tredje kvartal. Det utenlandske fisket følger samme mønster. Havstrømmene utenfor Finnmark er sterke og retningsstabile over tid. Når utslippet er avsluttet ventes det å bli mulig å gjenoppta fisket fra vest mot øst.

Et uhellsutslipp på feltet forventes å ha middels virkning for fiskeriene i vinterhalvåret, dvs første og fjerde kvartal. Tilsvarende vurderes virkningen for fiskeriene å være liten i sommerhalvåret, andre og tredje kvartal/4/.

5.6 Marine kulturminner

Det er ikke kjente marine kulturminner i havområdene berørt av feltutbyggingen. I henhold til kapittel 3.6, vurderer NIKU potensialet for funn av hittil ukjente marine kulturminner å være stort, selv om sannsynligheten for å treffe på eventuelle kulturminner anses som liten, på grunn av havdyp og størrelsen på det berørte arealet.

Tromsø Museum har i tidligere høring uttalt at samtlige tiltak som berører havbunnen må avklares ift marine kulturminner. Operatøren har i møte 06.06.2013 med Tromsø Museum gjennomgått tidligere undersøkelser og avklart behovet for

nærmere marinarkeologiske avklaringer ihht kulturminnelovens bestemmelser (§§14 og 9).

Det er god oppløsning og kvalitet på bildene som ble vist, og det var enighet om at det er de siste 30 km av fiberkabelen inn mot land som skal undersøkes. Tromsø Museum vil bidra i planlegging og gjennomføring av ROV undersøkelser av denne strekningen. Traséen for den fiberoptiske kabelen kan legges utenom eventuelle funn av marine kulturminner.

5.7 Skipstrafikk

Johan Castberg er lokalisert utenfor hovedstrømmene for skipstrafikk i Barentshavet (jf.kap.3.5)

Oppdatert forvaltningsplan for Barentshavet (St.meld 20 (2014-2015)) viser hovedruter for forventet skipstrafikk gjennom Polhavet, jf. Figur 27. Dette medfører en forventet økning av skipstrafikken i områdene rundt Johan Castberg. De åpne områdene gir imidlertid gode muligheter for alternative seilingsruter innenfor korridoren for å unngå konflikter med Castberg og soner med begrensninger av hensyn til petroleumsaktiviteten.

Johan Castberg forventes verken i utbyggingsfasen eller i drift, å medføre konsekvenser eller ulemper av betydning for dagens og framtidig skipsfart i området. Dette gjelder også ved installering av fiberkabel nær land, samt ved transport til og fra Johan Castberg-feltet i utbygging og drift. Skipstrafikken til feltet vil bruke spesielt opprettede farleder, og skal overholde vanlige sjøtrafikkregler. Konsekvens av et eventuelt overvåket forbudsområde er omtalt i Vedlegg A.

5.8 Risiko- og konsekvens av fremmede arter

Introduksjon av fremmede organismer regnes i dag som en av de alvorligste truslene mot det biologiske mangfoldet i marine økosystemer/1/. For å sikre stabilitet under seilas uten last, har et lasteskip dedikerte tanker som fylles med vann (ballasttank), og som tømmes når skipet får last om bord (her olje). Ballastvann kan inneholde ulike livsstadier av marine organismer, hovedsakelig plankton eller arter som har planktoniske livsstadier. Utslipp av ballastvann på andre steder enn der det ble lastet medfører risiko for spredning av fremmede arter. Fastsittende (påvekst)

arter på utsiden av skipsskrog kan også føre til spredning av arter.

Den internasjonale Ballastvannkonvensjonen ble vedtatt av FNs Sjøfartsorganisasjon (IMO) i 2004, og skal regulere håndtering av og redusere risiko for spredning av fremmede arter via ballastvann. Konvensjonen sier blant annet at innen 2020 skal alle skip ha installert rensesystemer for ballastvann, dvs før Johan Castberg feltet kommer i drift.

Oljen fra Johan Castberg vil skipes til Europa. Det er lite trolig at arter som kommer fra kystnære områder (f. eks. fjæresone eller grunne habitater langs kysten) i Europa kan etablere seg på dypt vann ute ved Johan Castberg i Barentshavet. Risikoen for introduksjon av fremmede arter via ballastvann eller påvekster på skip til Johan Castberg området regnes derfor som ubetydelig, men konsekvensen vil være stor dersom disse klarer å etablere seg /1/.

5.9 Foreløpig miljørisikoanalyse og konsekvenser av eventuelle uforutsette utslipp

I dette kapittelet beskrives virkninger av mindre utslipp, og miljørisiko og mulige virkninger av et større uforutsett utslipp av olje.

5.9.1 Mindre uhellsutslipp i boring og drift

For boreoperasjoner vil det kunne forekomme uhellsutslipp av borevæsker. Vannbaserte borevæsker vil normalt fortynnes og spres ut i vannmassene, mens oljebasert borevæsker kan akkumuleres i sedimentene eller danne en tynn oljefilm på overflaten.

De hyppigst forekommende uhellsutslipp i en driftsfase er mindre utslipp av hydraulikkolje og andre oljebaserte produkter knyttet til prosessanlegg og dekkområder på innretninger.

Virkningen av uhellsutslipp av mindre mengder borevæske eller kjemikalier på Johan Castberg-feltet på alle dyregrupper, inkludert naturvernområder vurderes som ubetydelig/1/.

5.9.2 Generelt om miljørisikoanalyser

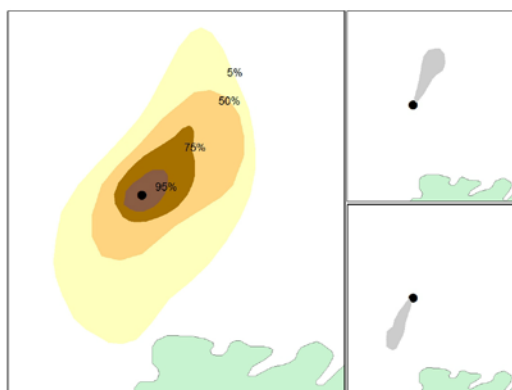
Miljørisikoanalysen angir både sannsynlighet for en gitt skade og skadepotensialet knyttet til eventuelle større uhellsutslipp. Ved vurdering av konsekvens av uønskede hendelser forsøker en å beskrive virkninger gitt at uhellet oppstår.

Miljørisikoanalysen gjennomføres i flere trinn. Første trinn er å beskrive hvilke hendelser som kan opptre (f.eks. en utblåsning fra en boring, utlekking fra lagertanker, uhell ved lasting etc). Deretter bestemmes tid og sted for et mulig utslipp, utslippsrate og varighet av utslipp, oljetype og om det er utslipp på havbunnen eller på havoverflaten.

Videre modelleres mulig spredning av et eventuelt uhellsutslipp ved ulike vær-situasjoner. Vanligvis kjøres mer enn 3000 enkeltsimuleringer med ulike vær-situasjoner fra en 30-års periode. På basis av disse defineres influensområdet (eller det statistiske influensområdet). Det er det geografiske området hvor et oljesøl med en gitt sannsynlighet kan forekomme (sannsynlighet for treff av olje i et gitt punkt forutsatt at uhellet skjer).

Det er viktig å påpeke at et gitt uhell ikke vil spre seg i hele influensområdet, men at det viser en yttergrense for mest sannsynlige berøring. Influensområdet benyttes til vurdere skadeomfang i forhold til biologiske ressurser og for planlegging av beredskapsinnsats.

Influensområdet beskriver ikke konsekvensen av et eventuelt uhellsutslipp. Ved et reelt utslipp vil reelle data for vær, strøm, tidevann, vind og temperatur legges inn i spredningsmodellen, og spredningsbanen simuleres for de aktuelle forholdene for å beregne hvor oljen tar veien og hvor hen beredskapen skal dirigeres. Dette kalles enkeltscenarier.



Figur 30 Prinsippsskisse av influensområdet versus utbredelse av ett gitt uhellsutslipp (ett enkeltscenario), øverst med dominerende vind fra sørvest, nederst med vind fra nordlig retning.

5.9.3 Miljørisiko og mulige konsekvenser av uhellsutslipp på feltet

Det er i 2012 utført miljørisiko- og beredskapsanalyser for mulige større utslipp offshore /6/. Disse er benyttet til å gi en foreløpig vurdering av hendelser, miljørisiko og konsekvens. Miljørisiko- og beredskapsanalyser skal oppdateres i neste fase av prosjektet blant annet med bakgrunn i oppdaterte reservoar-analyser og boreplaner for Skrugard, Havis og Drivis. Resultater fra disse analysene vil bli gjengitt i konsekvensutredningen. (jf. Kapittel 6.13).

Tre ulike typer hendelser ble identifisert og lagt til grunn for miljørisikoanalysen i 2012:

- Tap av brønnkontroll
 - Sjøbunnsutslipp
 - Overflateutslipp
- Lekkasje fra lagringstank i lasteskip
- Lekkasje fra lagringstank på FPSO

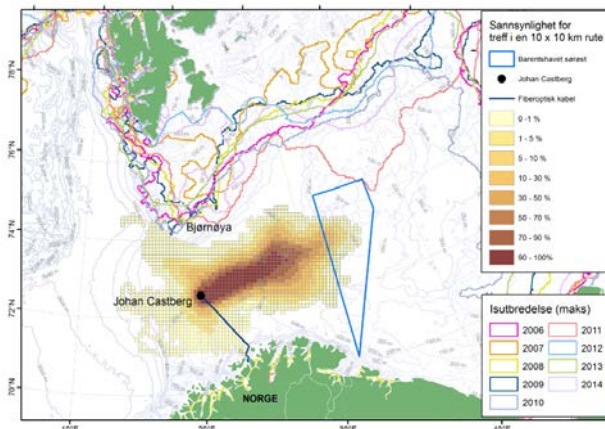
Utslippshendelsene som gir hovedbidraget til miljørisiko, ble i 2012 identifisert til å være utblåsninger tilknyttet tap av brønnkontroll. Tap av brønnkontroll med påfølgende utblåsning kan inntreffe under boring og komplettering eller ifm. brønnoverhaling.

I det videre er alle hendelser vurdert. Det gjøres oppmerksom på at yttergrensen til influensområdet vanligvis defineres til det området hvor det er større enn 5% sannsynlighet for at olje fra et gitt uhellsutslipp skal forekomme. Figurene som baserer

seg på MRA fra 2012 (Akvaplanniva-Sense /6/) viser også området med <5% sannsynlighet for treff.

Sjøbunnsutslipp

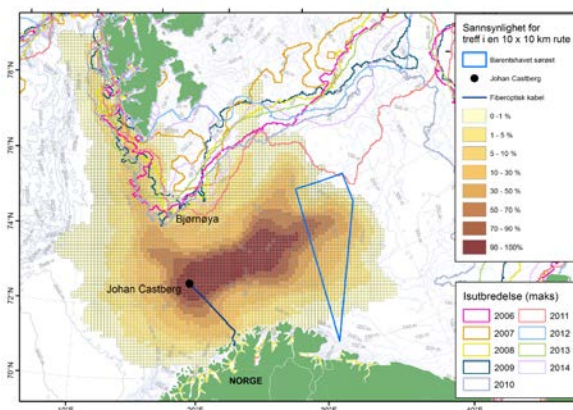
Sannsynlighet for sjøbunnsutslipp ble vurdert å være i størrelsesorden $2,7 \cdot 10^{-5}$ (2,7 hendelser per 100 000 år).



Figur 31 Statistisk influensområde for Sjøbunnsutslipp med en rate på $4200 \text{ m}^3/\text{d}$ og varighet 26 dager /1/

Overflateutslipp

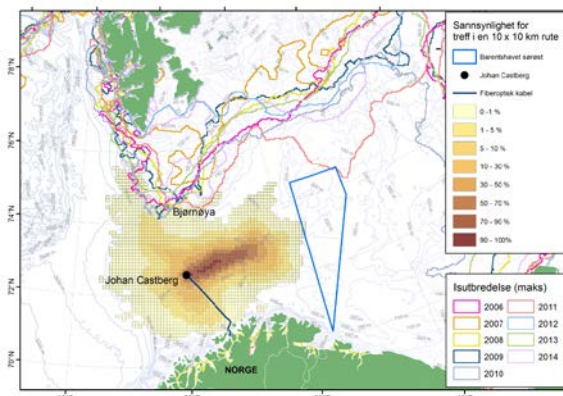
Sannsynlighet for et langvarig overflateutslipp som vist under, vil være i størrelsesorden på $9,2 \cdot 10^{-8}$. Det vil si én hendelse dersom boreaktiviteten hadde pågått kontinuerlig i 10 millioner år. Dette er derfor en hendelse med neglisjerbar miljørisiko.



Figur 32 Statistisk influensområde for overflateutslipp med en rate på $12200 \text{ m}^3/\text{d}$ og varighet 70 dager /1/

Lekkasje fra lagringstank

Lekkasje av hele lagertankvolumet ($18000 \text{ m}^3/\text{døgn}$ over 2 døgn) enten fra en skytteltanker eller fra en FPSO er vist under. Sannsynligheten for denne hendelsen er $1,4 \cdot 10^{-5}$.



Figur 33 Statistisk influensområde for utlekking av hele lagertankvolum på to dager /1/

Miljørisiko og virkninger

Miljørisikoanalysen /6/ har konkludert med moderat skade på sjøfugl og lav frekvens, derav lav miljørisiko.

Effekter av et oljeutslipp vil avhenge av tidspunkt for utslipp, oljeutslippets størrelse og varighet, oljetype, vær og vind, temperatur og lysforhold, samt effekten av iverksatte beredskapstiltak.

Det verst tenkelige uhellsutslipp scenario med sannsynlighet $9,2 \cdot 10^{-8}$, er vurdert til å ha liten konsekvens for den marginale iskantsonen basert på feltets avstand til iskantens maksimale sørlige utstrekning. Det er en treffsannsynlighet på maks 1-5 % for dette scenariet i de 1-2 måneder iskanten er lengst sør. Mye av oljen vil være forvitret før den evt når iskanten, og de mest giftige komponentene i oljen vil være fordampet /1/.

Avhengig av når på året et eventuelt uhellsutslipp skulle skje, vil et utslipp være bekymringsfullt for lomvi og polarlomvi på åpent hav mellom feltet og Bjørnøya. Bestanden av Polarlomvi på Bjørnøya er nedadgående og sårbar, samtidig som det er en viktig koloni i Barentsregionen. Lomvi som er i sterk tilbakegang på fastlandet, har en viktig voksende koloni på Bjørnøya. Etter hekking gjennomfører lomvihannen et svømmetrekk sammen med unger fra Bjørnøya til det sør-østlige Barentshavet. Et eventuelt stort tap av fugl fra denne kolonien vil få store konsekvenser for Barentshavbestanden av lomvi/2/.

I miljørisikoanalysen 2012 /6/ ble risiko for sjøpattedyr kun vurdert for steinkobbe og havert. Ettersom disse to artene er ansett for å være mer eller mindre sterkt knyttet til kysten vurderes risikoen som neglisjerbar for uhell på feltet /1/. Miljørisikoen for hval er ikke vurdert. Noen arter bardehvaler som

er vanlig forekommende innenfor influensområdet (f.eks. knølhval, finnhval og vågehval) beiter på fisk i overflaten. Hvis disse er tilstede ved et større utslipp av olje ved overflaten, kan konsekvensene for enkeltindivider være svært alvorlig da sannsynligheten for inntak av olje og tilstopping av bardene er betydelig. Hvis et uhell skjer i perioder med stor sannsynlighet for at betydelige andeler av disse populasjonene oppholder seg i influensområdet (f. eks knøl- og finnhval på vår og høst samt vågehval gjennom store deler av året), kan sårbarheten på populasjonsnivå bli betydelig. Kunnskapen om utbredelsen av hval fortsatt mangelfull, fremfor alt utenfor den perioden da talletokt er blitt regelmessig gjennomført (Jul-Aug)/1/

5.10 Positive samfunnsmessige virkninger

Utbygging og drift av et stort felt som Johan Castberg vil gi samfunnsmessige virkninger både for det norske samfunnet som helhet, regionalt i Nord-Norge og i de lokalsamfunn der støttefunksjoner til drift av feltet lokaliseres. Inntektene av utbyggingen av feltet vil bidra til å øke den norske stats inntekter i form av skatter og avgifter. Videre vil verdier skapes i offshore rettet næringsliv med påfølgende sysselsettingeffekter ved at Johan Castberg har behov for vare- og tjenesteleveranser både under utbygging og i driftsfasen.

Nedenfor oppsummeres virkninger av den valgte utbyggingsløsningen, basert på analyser som er gjennomført av Agenda Kaupang /7/.

Følgende tema har så langt vært vurdert, og vil bli oppdatert i det videre arbeidet.

- Samfunnsmessig lønnsomhet for utbygging og drift av Johan Castberg og fordeling på staten og selskapene
- Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel
- Vare- og tjenesteleveranser ved utbygging og drift for norsk og regionalt næringsliv.
- Sysselsettingeffekter (direkte-, indirekte- og konsumvirkninger) av utbygging og drift nasjonalt og regionalt i Nord-Norge.

5.10.1 Usikkerhet i beregningene

Det er i de foreløpige analysene lagt til grunn prosjektinvesteringer på 57 mrd 2015-kroner, 10 mrd-2015 for avvikling og 1,7 mrd. 2015-kroner i årlige driftsutgifter.

På dette stadiet i prosjektmodningen er kostnadsanslagene usikre (+/- 30%). Investeringene for Johan Castberg er antatt å være mellom 50-60 mrd kroner og de årlige driftsutgiftene 1,5-2 mrd kroner (jf. kapittel 2.6 side 17). I tillegg er det usikkerhet i modellen knyttet til beregningene av leveranse av varer og tjenester og sysselsettingsvirkninger. Spesielt for sysselsettingsvirkningene må en regne med en usikkerhet på +/-20%.

De gjennomførte analysene vil bli oppdatert basert på oppdaterte kostnadsanslag som del av konsekvensutredningen.

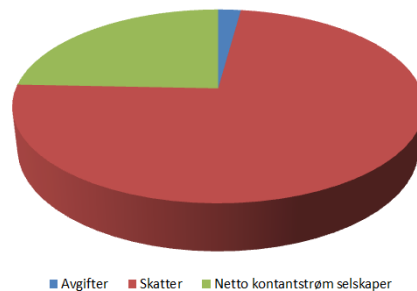
5.10.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet og nasjonale inntekter

Samlet inntekt av produksjonen på Johan Castberg rimelige forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje er beregnet av AgendaKaupang til omtrentlig 290 mrd 2015-kr.

Prisforutsetningene er usikre. Kostnadene består dels av investeringskostnader, og dels av kostnader til drift av disse installasjonene. I tillegg vil det påløpe CO₂ avgift og fjernings-kostnader. Samlede kostnader til investering og drift er beregnet til vel 120 milliarder 2015-kr.

Netto kontantstrøm (Inntekter minus utgifter) fra produksjonen på Johan Castberg blir rundt 170 milliarder 2015-kr, fordelt med rundt 125 milliarder kr på skatter og avgifter til staten.

Samfunnsmessig lønnsomhet av et investeringsprosjekt uttrykkes gjennom en nåverdiberegning der framtidige inntekter og utgifter neddiskonteres med en samfunnsmessig kalkulasjonsrente (6%) til beslutningstidspunktet. Prosjektet har en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi på vel 70 milliarder 2015-kr, og er dermed meget klart samfunnsmessig lønnsomt, hvorav 76 % av disse tilfaller staten i form av skatter og avgifter.



Figur 34 Beregnet nåverdi av netto kontantstrøm fra Johan Castberg. Mill 2015-kr (AgendaKaupang, 2016 /7/)

5.10.3 Virkninger for investeringsnivået på norsk sokkel

Investeringene i norsk petroleumsvirksomhet, eksklusiv letekostnader, har gått i bølger, men generelt vist en økende tendens fra 2005 – 2013. Investeringene nådde en historisk topp på 180 milliarder 2015-kr i 2013. I 2014 og 2015 falt investeringsnivået noe igjen, og endte opp på 148 milliarder kr i 2015. Investeringer i felt i drift ventes fortsatt å gå ned fram til 2018, før de igjen ventes å øke noe.

Dersom Johan Castberg besluttes utbygd, vil investeringene i feltet etter planen komme i gang for fullt fra 2018, og bli særlig store i årene 2019 og 2020 da investeringene ventes å bli på vel 13 milliarder 2015-kr hvert år. Investeringene er også betydelige i 2021.

De første investeringene i Johan Castberg vil, komme i en periode der investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel helt klart er på vei ned. Svært mange andre utbyggingsprosjekter er satt på vent på grunn av oljeprisfallet. Det er utbygging av Johan Sverdrup feltet i Nordsjøen (fase 1) som gir størst oppdrag for norsk offshorerettet næringsliv i de nærmeste årene framover. Hovedtyngden av investeringene for Johan Sverdrup kommer imidlertid før 2020. Dette betyr at Johan Castberg vil utgjøre en betydelig del av investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel, og at utbygging av Johan Castberg etter planen blir særdeles viktig for norsk offshorerettet næringsliv/7/.

5.10.4 Verdiskaping og sysselsettingsvirkninger

Generelt om beregningene

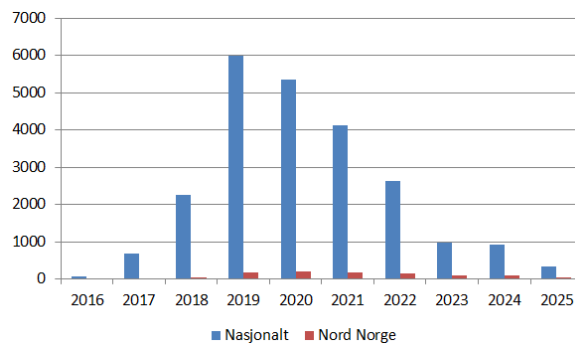
For å kunne anslå virkningene for norsk næringsliv, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske, regionale og lokale andeler av verdiskapingen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet, både i investeringsfasen og i driftsfasen. Disse andelene anslås med bakgrunn i empiriske data fra etterprøvningsstudier.

Beregningsmodellene for sysselsettingsvirkninger tar utgangspunkt i de anslåtte vare- og tjenesteleveranser fra norsk og regionalt næringsliv fordelt på næring og år. På dette grunnlag beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk og regionalt næringsliv som følge av disse leveransene, både i leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. I tillegg beregner modellene konsumvirkninger (indirekte sysselsetting) som følge av de sysselsattes forbruk, skattebetalinger mv. Til sammen gir dette prosjektets sysselsettingsvirkninger. Det understrekes igjen at sysselsettingsberegningene opererer med beregnede tall, som inneholder betydelig usikkerhet.

Utbyggingsfasen

Virksomheter Nasjonalt

I utbyggingsfasen viser de foreløpige beregningene en forventet verdiskaping i norske vare- og tjenesteleveranser til Johan Castberg på vel 29 milliarder 2015-kr. Det vil si omtrentlig halvparten av totalinvesteringene går til norske leverandører og underleverandører. Verkstedindustri, borevirksomhet, transport og oljevirksomhet er de næringer som ventes å få de største leveransene. Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbyggingsfasen er beregnet til omtrentlig 23 000 årsverk, fordelt over 10 år, hvor nærmere 70% av årsverkene er sysselsettingsvirkninger hos leverandørene og deres underleverandører. Forretningsmessig tjenesteyting, varehandel og industri får de største sysselsettingseffektene.



Figur 35 Sysselsettingsvirkninger (årsverk) i utbyggingsfasen

Virksomheter regionalt i Nord-Norge

Utbyggingen av feltet vil også gi positive ringvirkninger for Nord-Norge i utbyggingsfasen, og spesielt i drift. Det er viktig for prosjektet å ha god kontakt med regionalt næringsliv samt berørte fylkeskommunale og kommunale myndigheter gjennom hele prosjektperioden og videre inn i driftsfasen. På regionalt nivå i Nord-Norge venter man en verdiskaping på vel 1,7 milliarder 2015-kr, eller 6 % av den nasjonale verdiskapingen i utbyggingsfasen. Regionalt i Nord-Norge er det transport, og oljevirksomhet, fulgt av borevirksomhet som har de største leveransene av varer og tjenester. Sysselsettingsvirkningene i utbyggingsfasen er beregnet til vel 1 000 årsverk fordelt over utbyggingsperioden, hvorav nærmere 80% er sysselsetting hos leverandører og underleverandører.

Driftsfasen

I driftsfasen som strekker seg over 30 år vil det være betydelige ringvirkninger av Johan Castberg. Drift av Johan Castberg feltet er i et normalt år beregnet til å koste nær 1,7 milliarder 2015-kr. Det meste av verdiskapingen i disse vare- og tjenesteleveransene ventes å komme fra norsk næringsliv. Bare noe utstyr og reservedeler kjøpes inn i utlandet.

Virksomheter nasjonalt

Samlet ventes norsk andel av verdiskapingen å bli på vel 1,4 milliarder 2015-kr, eller 85 % i et normalt driftsår. Oljevirksomhet og transport er de næringer som får den største nasjonale verdiskapingen. Sysselsettingsvirkningene nasjonalt er beregnet til nær 1 200 årsverk i et normalt driftsår. Oljevirksomhet, transport og varehandel er de næringene som får de største virkningene (omtrentlig 35 % av sysselsettingsvirkningene skyldes konsumvirkninger)

Virkninger regionalt i Nord-Norge

Regional verdiskaping i næringslivet i Nord-Norge i driftsfasen, er beregnet til å være en fjerdedel av den norske verdiskapingen. Regionalt er det oljevirkosomhet og transport som får størst verdiskaping. Sysselsettingsvirkningene i driftsfasen er beregnet til vel 300 årsverk, med en liknende næringsfordeling som nasjonalt. Omtrentlig 75% av sysselsettings-virkningene er i leverandørbedrifter og hos deres underleverandører.

Kriterier for valg av helikopterbase

- Flytid fra base til felt
- Ny/eksisterende infrastruktur og topografi
- Kapasitet og regularitet i forhold til fly
- Synergier i form av at andre benytter helikopterbasen
- Regionale ringvirkninger

5.10.5 Virkninger av landbaserte funksjoner for offshore drift av feltet

Landbaserte driftsfunksjonene vil først og fremst medføre positive virkninger i drift, lokalt for vertskommunen(e) og regionalt i Nord Norge og er hensyntatt i de beregnede virkningene som er oppsummert i foregående kapittel. Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over lokaliteter som er utredet for disse funksjonen og begrunne stedsvalg ut fra forhåndsdefinerte kriterier. Se kapittel 6.15 side 51 for planlagte utredningsaktiviteter.

Valg av lokalitet for alle funksjonene vil være en avveining mellom kriterier innenfor gruppene funksjonalitet, kostnadseffektivitet og regionale virkninger.

Kriterier for valg av landbasert driftsstøtte

- Eksisterende infrastruktur som kontorfasiliteter og nærhet til transportinfrastruktur
- Tilgang til fagmiljøer (type og bredde)
- Synergier i forhold til eksisterende aktiviteter
- Rekrutteringsmuligheter både internt i Statoil og eksternt
- Regionale virkninger

Kriterier for forsyningsbasen

- Seilingstid fra base til felt
- Tilgang til eksisterende infrastruktur og kapasitet i forhold til kai og lager
- Tilgang til kompetanse for basedrift og lokale leverandører, eksempelvis verksteder
- Synergier i forhold til andre brukere av basen som f. eks samseiling
- Regionale virkninger

6 Forslag til videre utredningsaktiviteter for en utbygging med FPSO

Konsekvensutredningen vil gjennomføres i henhold til utredningsprogrammet som blir fastsatt av Olje- og energidepartementet, og vil inneholde en oppsummering av høringsuttalelser til dette programmet samt operatørens kommentarer.

Utredningen vil i stor grad baseres på allerede gjennomførte fagspesifikke studier og være i samsvar med gjeldene PUD-PAD veileder/15/. Det vil ikke bli gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket, men relevante utredninger vil oppdateres.

Konsekvensutredningen vil redegjøre for hvilke tillatelser, godkjenninger og/eller samtykker det skal søkes om i henhold til norsk lovgivning. Planer for avvikling vil kort bli beskrevet.

6.1 Vurdering av alternativer

Videre utredningsaktiviteter vil fokusere på utbyggingsløsningen som inkluderer en havbunnsutbygging og et produksjonsskip (FPSO) med prosessering, lagring og lastning på feltet for utskipping av oljen i tankskip direkte til markedet, og med lokal kraftgenerering ved hjelp av gassturbiner.

Vurderinger av alternative lokaliteter for landbaserte funksjoner for drift av Johan Castberg, begrunnelse for valg og virkninger av disse vil bli beskrevet i konsekvensutredningen (se utredningstema for landbaserte funksjoner).

Alternative avbøtende tiltak som har vært vurdert vil bli beskrevet (Se kap. 6.3)

6.2 Mulige fremtidige anlegg

Det er tilrettelagt for en mulig gasseksport i de siste leveårene, men det er foreløpig usikkert om denne vil bli realisert. En mulig gass-eksportørledning antas å bli tilkoblet infrastruktur på Snøhvitfeltet for videre transport og prosessering på Hammerfest LNG. En eventuell PAD og tilhørende konsekvensutredningsprosess for denne vil avklares på et senere tidspunkt.

I den grad det er mulig på utredningstidspunktet vil utredningene søke å dekke nye funn og prospekter som kan tenkes knyttet opp til Johan Castberg. Hensikten med å inkludere nye funn og prospekter er

å muliggjøre en forenklet plan- og utredningsprosess for disse.

6.3 Avbøtende tiltak og BAT analyser

Johan Castberg prosjektet har vurdert ulike avbøtende tiltak for å unngå og redusere negativ påvirkning på miljø og samfunn samt fremme positive virkninger. Foreløpig avbøtende tiltak som er lagt til grunn for videre modning er oppsummert i Tabell 9.

Tabell 9 Alternative avbøtende tiltak for å redusere negative virkninger av offshore utbyggingen inkludert fiberkabel til land -

Miljø- eller samfunnsaspekt	Tiltak
Energiforbruk, utslipp av klimagasser og sot	Energieffektivisering Høy grad av varmeintegrering i prosessen, WHRU Drivervalg Turtallsregulering på pumper Fakkeltgassgjenvinning VOC gjenvinning på FPSO og NMVOC gjenvinning på lasteskip
Utslipp til luft regionale – og lokale effekter	Lav-Nox turbiner
Utslipp til sjø-offshore	Tre stegs rensing av produsert vann og re-injeksjon. Materialvalg for å unngå bruk av korrosjonshemmere Reduksjon av kjemikalieforbruk med spesiell fokus på biosid
Fysiske inngrep-	Begrensning av steinmengder ROV og dokumentasjon av sårbare naturtyper langs kabel
Fiskeri	Dialog med fiskere ifm med legging av kabel. Oljevern beredskap
Kulturminner	Representant fra Tromsø museum ifm, planlegging og gjennomføring av ROV- for kartlegging av trase for fiberoptisk kabel
Undervannsstøy	Der det er mulig vil aktivitetene tilpasses til de minst miljøfølsomme periodene

Alternative avbøtende tiltak og begrunnelse for valg med bakgrunn i BAT vil bli dokumentert. En oversikt over allerede gjennomførte BAT vurderinger ved innsendelse av dette KU programmet inkluderer;

- Evaluering av kraft- og varmebehov
- Vurdering av kraftgenerering og kraftforsyning (Drivervalg)
- Valg av kjøle- og varmemedium
- Evaluering av turtallsregulering på pumper
- Fakling og kaldventilering
- Lav-Nox-teknologi på turbiner og generatorer
- Materialvalg og bruk av korrosjonshemmer
- Vurdering av inntak og utslipp av kjølevann

Disse vil oppdateres i neste fase fram mot PUD. I neste fase vil en også gjennomføre BAT vurderinger for

- Håndtering av biosid
- Håndtering av produsert vann

6.4 Energiforbruk og utslipp til luft

Det vil redegjøres for de tekniske tiltak som vil bli implementert på produksjonsinnretningen for å muliggjøre en eventuell fremtidig elektrifisering med vekselstrøm teknologi. Konsekvensutredningen vil gjengi oppdaterte beregninger for energibehov og utslipp til luft, fordelt på de ulike utslippkilder.

Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn og aktuelle tiltak som er vurdert for å optimalisere energibruken og redusere utslipp til luft fra ulike kilder. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som gjort.

Utslipp og energieffektivitet knyttet til utbyggingen vil bli sammenliknet med utslippene fra norsk sokkel og nasjonale utslipp. Virkninger av utslipp til luft vil bli beskrevet. De samme tema som i NILU rapport fra 2014/3/, vil bli oppdatert med nye utslippsprofiler:

- Klimaeffekter av utslipp av karbondioksid (CO₂), metan (CH₄), og hydrokarboner unntatt metan (NMVOC) vil bli vurdert
- Betydningen av sot og partikler i Arktis vil bli grundig diskutert
- Miljøpåvirkningen av NO_x og SO_x, inkludert bidraget til eutrofiering, forsuring og muligheten for dannelse av ozon (O₃) vil vurderes

Det planlegges ikke gjennomført nye beregninger av spredning, avsetning og tålegrenseoverskridelser av lufttransporterte forurensinger da utredningen kan

baseres på tidligere modellering spesielt åpningsstudiene for petroleumsaktivitet i havområdene ved Jan Mayen og havområdene vest for delelinjen i Barentshavet Sør. Resultatene fra modelleringene vil bli oppsummert i konsekvensutredningen.

6.5 Miljøtilstand og miljøovervåking

Miljøtilstanden og naturressurser i influensområdet til Johan Castberg anses i stor grad å være dekket av utredningene som allerede er gjennomført, og oppsummering som er gjort i kapittel 3. Beskrivelsene i konsekvensutredningen vil være noe mer detaljert.

Informasjon om sjøpattedyr er generelt mangelfull, spesielt utenfor den perioden da telletokt er blitt regelmessig gjennomført (Jul-Aug). Ny kunnskap som er fremkommet etter 2015 vil bli inkludert i de fagspesifikke utredningene, herunder tilgjengelige oppdaterte data for sjøfugl fra SEAPOP/SEATRACK og lysloggerstudier gjennomført på lomvi før oppstart av SEATRACK. Lysloggerstudiene er komplementære til sjøfugltellingene og gir ny informasjon om daglige og sesongmessige forflytninger.

Konsekvensutredningen vil beskrive hvilke grunnlagsundersøkelser som vil bli gjennomført i de videre faser av utbyggingen.

Konsekvensutredningen vil også identifisere data gap, og identifisere og foreslå eventuell overvåking/kartlegging innenfor rammene av Johan Castberg prosjektet.

6.6 Arealbeslag og fysiske inngrep

Det er allerede gjennomført vurderinger av arealbeslag og fysiske virkninger, jf. rapport utarbeidet av Akvaplanntiva /1/. Spesielt miljøfølsomme habitater som koraller og svamp vil ikke bli berørt av utbyggingen. Det vil ikke bli gjennomført nye vurderinger, men konsekvensutredningen vil inneholde en kort oppsummering av tidligere vurderinger.

Dersom sårbare arter og naturtyper på sjøbunnen blir oppdaget i forbindelse med sjøbunnskartlegging langs kabeltraseen vil disse bli dokumentert, og tas hensyn til ved legging av kabelen.

6.7 Bruk av kjemikalier og utslipp til sjø

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp fordelt på ulike typer operasjoner. Det vil bli redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn sammen med aktuelle tiltak for å begrense utslipp til sjø. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Potensielle miljømessige konsekvenser av utslippene, virkningen av utslipp i forhold til naturmiljø, herunder marint biologisk mangfold og marin fisk vil bli beskrevet.

Boring og brønnoperasjoner

I konsekvensutredningen vil det bli gitt en oversikt over type og mengde borevæske og mengde borekaks samt en oversikt over hvilke kjemikalier som skal benyttes i forbindelse med boring og komplettering av brønner. Vurdering av konsekvenser vil bli oppdatert, selv om antall brønner har gått ned siden Akvaplanniva gjorde sin vurdering i 2015/1/.

Marine operasjoner

Utslipp og virkninger av kjemikalier i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil bli beskrevet. Tidspunkt for utslipp vil vurderes for å unngå lokale effekter.

Utslipp og virkninger av Biosid/ DBNPA

Forbruk og utslipp av DBNPA vil bli beskrevet, samt tiltak som er vurdert og legges til grunn for å redusere mengden av biosid. Kjemikaliet vil bli testet for bionedbrytbarhet under lav sjøvannstemperatur, som sammen med annen informasjon om miljøegenskaper vil danne grunnlag for en steds spesifikk miljørisiko- og konsekvensvurdering.

Produsert vann

Produksjon- og ressursutnyttelsen av Johan Castberg søkes optimalisert.

Det vil i den videre prosjektmodningen gjøres reservoartekniske vurderinger av injeksjon av produsert vann basert på forventede produsertvannmengder. Hvis man av reservoartekniske årsaker ikke oppnår en optimal ressursutnyttelse med en målsetting om 95% re-injekssjon, vil en steds spesifikk miljørisikovurdering og konsekvensvurdering av utslipp av produsert vann ved ulike scenarier gjøres. Den steds spesifikke miljørisikoanalysen vil ta hensyn til de miljøressurser som er tilstede i influensområdet til utslippet.

Analysene vil legges til grunn for valg av en optimal løsning.

Bergmekaniske studier viser at den valgte injeksjonstrategien ikke fører til fare for oppsprekking ut av reservoaret -. Det vil bli nærmere redegjort for resultater fra disse studiene i konsekvensutredningen.

Ballastvann

Det vil ikke bli redegjort mer for ballastvann-tematikken, eller introduksjon av fremmede arter på skipsskrog enn utredet av Akvaplanniva/1/. Underlagsrapporten til Akvaplanniva for marint miljø, herunder dette temaet, vil oppdateres, Konsekvensutredningen vil gi en kort oppsummering.

Andre regulære utslipp

Virkninger av utslipp som drenasjevann, sanitær-avløpsvann og kjølevann er ubetydelige. Utslippene vil bli kort beskrevet i konsekvensutredningen.

6.8 Undervannsstøy

Kilder til undervannsstøy og virkninger av undervannsstøy for marin fisk, anadrom laksefisk og sjøpattedyr vil beskrives i konsekvensutredningen. Tiltak for å begrense virkninger vil bli vurdert og beskrevet, inklusiv styring av tidspunkt for seismikkskyting.

6.9 Avfall

Håndtering av avfall som genereres i utbyggings- og driftsfasen vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. Det vil bli gitt en grov redegjørelse for avfallsplanene, herunder typer avfallsprodukter, mengder og farlighetsgrad, lagring og transport.

6.10 Fiskeri

Foreliggende utredning fra Proactima /4/ vil bli oppdatert med ny fiskeristatistikk.

Følgende tema vil bli oppdatert og gjengitt i konsekvensutredningen:

- Nåværende fiskeriaktivitet
- Vurdering og beskrivelse av tiltakets konsekvenser i utbyggings- og driftsfasen i forhold til dagens og fremtidens fiskeri

- Mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger
- Konsekvenser ved økt skipstrafikk i utbyggings- og driftsfase

6.11 Skipstrafikk

Foreløpige vurderinger konkluderer med at Johan Castberg herunder et eventuelt forbudsområde, ikke vil begrense skipstrafikk i området. Det er ikke grunnlag for å utrede dette nærmere, men temaet vil også oppsummeres i konsekvensutredningen.

6.12 Marine kulturminner

Basert på resultatene fra de foreløpige studiene vurderes det ikke å være behov for ytterligere utredninger av potensialet for marine kulturminner.

Det er avtalt med Tromsø museum at en nærmere spesifisert 30 km strekning langs fiberkabel fra Melkøya skal undersøkes nærmere. Tromsø Museum vil bli kontaktet før ny feltundersøkelse utføres slik at en sikrer nødvendig kompetanse under planlegging og gjennomføring.

Dersom det skulle bli gjort funn langs denne strekningen, kan traséen justeres. Eventuelle funn som oppdages i forbindelse med trasékartleggingen for den fiberoptiske kabelen, vil dokumenteres og rapporteres til kulturminnemyndighetene.

6.13 Miljørisiko-, beredskapsanalyser og konsekvenser av uhellsutslipp til sjø

Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalysen for feltet vil bli oppdatert for definerte fare- og ulykkeshendelser blant annet med bakgrunn i oppdaterte reservoar-analyser og boreplaner for Skrugard, Havis og Dravis. Konsekvensutredningen vil oppsummere resultater fra disse.

Miljørisikoanalysen vil bli basert på oljedriftssimuleringer og beskrive skadevirkninger ved akutt forurensning av petroleumsprodukter til sjø i influensområdet. Det vil bli fokusert på spredningsmønster og påvirkning på marin fisk, sjøpattedyr og sjøfugl samt Bjørnøya som naturreservat. I denne analysen vil en i tillegg til det statistiske influensområdet, også benytte

drivbanesimuleringer (enkeltscenarier) for å kunne velge ut noen verst tenkelig enkeltscenarier i forhold til sårbare ressurser og perioder.

Data fra nyere studier, inkludert lysloggerdata vil bli innhentet og tolket.

Risikoanalyser og beredskapsanalysene vil være underlag for beredskapsplaner. Konsekvensutredningen vil fokusere på å gi en oppsummering av oljevernberedskapsanalysen, men vil ikke beskrive øvrig beredskap nærmere.

6.14 Positive samfunnsmessige virkninger

Konsekvensutredningen vil beskrive forventede samfunnsmessige virkninger i utbyggings- og driftsfasen

Følgende beregninger og analyser vil oppdateres basert på oppdaterte investerings- og driftskostnadsestimater:

- Samfunnsmessig lønnsomhet
- Prosjektets investeringsnivå i forhold til investeringsnivået på norsk sokkel
- Forventede nasjonale, regionale og lokale vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfase. Regionale virkninger vil beregnes for Nord-Norge og tiltakssonen¹
- Arbeidskraftbehov samt nasjonale, regionale og lokale sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfase

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser vil bli basert på hva en kan forvente på grunnlag av tidligere erfaringer

¹ Statens tiltakszone ble opprettet av den norske stat i 1990. Tiltakszone for Finnmark og Nord-Troms. Målsettingen er å gjøre Finnmark og Nord-Troms mer attraktiv for bosetting, næringsvirksomhet og arbeid, gjennom virkemidler som skal stimulere til positive utviklingstrekk. Tiltakszone omfatter alle kommuner i Finnmark samt sju kommuner i Nord-Troms: Kåfjord, Skjervøy, Nordreisa, Kvænangen, Karlsøy, Lyngen og Storfjord.

Tiltak for å fremme positive virkninger

Ved å optimalisere utforming av anlegget og redusere kostnadene for prosjektet, økes også den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet og mulighetene til å realisere dette.

Johan Castberg prosjektet vurderer også direkte tiltak som kan forsterke de positive virkningene av prosjektet i forhold til å forberede leverandør industrien på å bidra med vare- og tjenesteleveranser (nasjonalt – og regionalt). Dette vil bli nærmere omtalt i konsekvensutredningen.

6.15 Landbaserte funksjoner

Størrelse, funksjoner, og lokalisering av driftsorganisasjon, forsynings- og helikopterbase samt de miljø- og samfunnsmessige virkningene av disse vil bli nærmere beskrevet i konsekvensutredningen. Lokalitetene som blir vurdert etter de fastsatte utvelgelseskriteriene, og begrunnelse for valg vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.

7 Referanser

- (1) Akvaplan-niva 2015 (Dahl-Hansen, I.E., A.H. Falk, G. Dahl-Hansen, S. Falk-Petersen & M. Biuw 2014. Utbygging og drift av Johan Castberg, virkninger for marint naturmiljø. Akvaplan-niva rapport 6397-02)
- (2) NINA 2014 (Hanssen, S.A., Bårdsen, B.-J. & G.H. Systad 2014. Konsekvensvurdering for sjøfugl i forbindelse med Statoils planlagte utbygging, anlegg og drift av Johan Castberg.). Del av Akvaplan-niva 2014 kapittel 3.7, 7.2 og 7.4.
- (3) NILU 2014 (Berglen, T.F., Tønnesen, D., Solberg, S., 2014. Johan Castberg feltet i Barentshavet – Vurderinger av utslipp til luft. NILU Rapport OR25/2104).
- (4) Proactima 2015 (Aaserød, M.I., H. Øverås. L-H. Larsen, K.E.T. Busch og B. F. Nashoug 2015. Utbygging og drift av Johan Castberg, Virkninger for fiskeri og havbruk. Proactima rapport 1071084)
- (5) NIKU 2014 (Barlindhaug, S.) Johan Castberg- Konsekvensutredning for deltema marine kulturminner, NIKU Oppdragsrapport 107/2013
- (6) Akvaplan-niva 2012 (Spikkerud, C.S. & Rasmussen, S.E. 2012. Miljørisikoanalyse – Alternativer for utbygging av Skrugard- og Havisfeltet. Akvaplan-niva rapport 6023.01).
- (7) Agenda Kaupang- 2016 (Holmlin, E.), Utbygging og drift av Johan Castberg- Samfunnsmessige konsekvenser
- (8) Pöyry Management Consulting-2016, Elektrifisering av Johan Castberg - tiltakskost- og klimaanalyse
- (9) Thema Consulting Group 2016, Johan Castberg - konsekvenser av elektrifisering
- (10) Statoil, Eni, Petoro 2013; Skrugard Onshore Terminal – Forslag til Plan- og utredningsprogram, revidert 15. januar 2013
- (11) Statoil, Eni, Petoro 2013; PL532 Skrugard – Forslag til program for Konsekvensutredning,
- (12) Stortingsmelding. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten
- (13) Stortingsmelding Nr. 8 (2005-2006) «Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)»
- (14) Regjeringen-Miljøverndepartementet, Kongelig resolusjon - Opprettelse av Bjørnøya naturreservat på Svalbard, 2002
- (15) Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD). <http://www.npd.no/Global/Norsk/5%20-%20Regelverk/Tematiske%20veiledninger/PUDPAD-veileder-av-2-2-10.pdf>
- (16) Stortingsmelding. 20 (2014-2015). Oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten med oppdatert beregning av iskanten, <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-20-2014-2015/id2408321/?q=24>

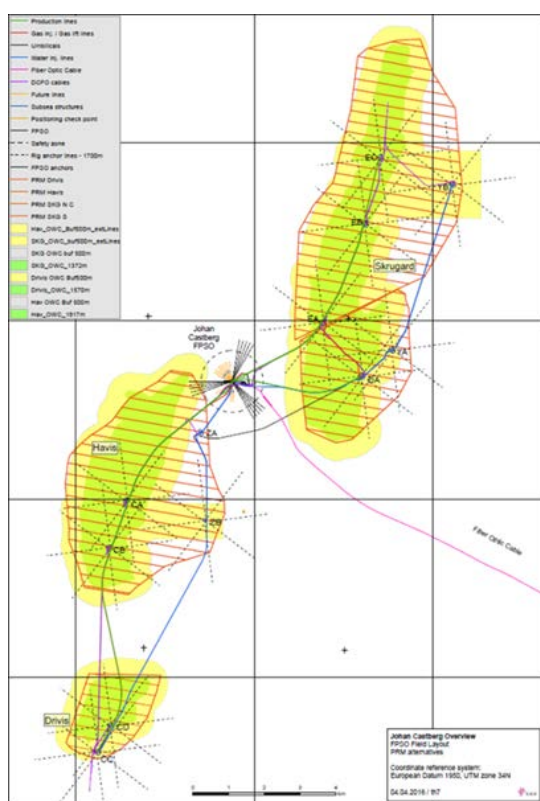
Vedlegg A Forbudsområde mot oppankring og fiske med bunnredskap

Søknad om forbudsområde som skal dekke et eventuelt system for reservoarovervåking, ble sendt i mai 2016 (jf. kapittel 2.4.3 side 16).

System for reservoarovervåking

Hovedkomponentene i overvåkingssystemet er et utlegg på sjøbunnen av 180 km fiberoptisk/elektrisk kabel for signaloverføring, med totalt 3600 sensorer. Sensorene er forbundet med innbyrdes avstand på 50m langs signaloverføringskabelen som ligger i 300-400 meters korridorer (jf. Figur 36).

Systemet vil opereres vha. et overflatefartøy som i en til to kortere perioder pr år vil skyte seismikk. Systemet vil medføre en forbedret overvåking av dreneringen av reservoaret, og muliggjøre en optimalisering av utvinningsstrategien for økt utvinning og økte inntekter gjennom feltets levetid.



Figur 36. System for reservoarovervåking (PRM)

Implementering av et eventuelt forbudsområde

Kunngjøring av forbudsområde

Etter eventuell godkjenning av et forbudsområde vil Statoil kunngjøre dette med angivelse av avgrensning i "Fiskeribladet Fiskaren" og "Etterretninger for sjøfarende" ihht krav fra myndighetene.

Overvåking og håndhevelse av et forbudsområde

System for overvåking og håndhevelse av et eventuelt forbudsområde vil bli etablert og implementert på tilsvarende måte som andre felt operert av Statoil. Forbudsområdet vil kun gjelde for fartøy med bunnredskap ute.

Interessenter

Dialog med interessenter ifm. søknad

Bakgrunnen for søknad om forbudsområde har i løpet av 2012-2013, vært drøftet med ulike interessenter før innsending av søknaden.

Fiskeridirektoratet (møte 11.9.2012). Direktoratet forventer ikke stor trållaktivitet i Skrugardområdet, men kan ikke utelukke dette. Det er viktig at konsekvensutredningen gir gode beskrivelser av tiltakshavers tiltak ift fiskeriene. Det anbefales god kommunikasjon ift fiskerinæringen, inklusive utenlandske aktører (fartøyer fra EU og Russland).

Fiskeridirektoratet (møte 29.4.2013). Basert på satellittsporingsskart ser det ikke ut for at det er trålling ute på feltet. Direktoratet påpeker at fiske er en dynamisk aktivitet som kan endres over tid. Prinsipielt er det ikke gunstig med innretninger som beslaglegger områder, men det må ses i sammenheng med statistikk og sannsynlighet for bunntålling i området. Må diskuteres direkte med næringen.

Fiskebåtredernes Forbund (møte 19.6.2013)

Representanter fra både tråler- og linebåtflåten var tilstede og bekreftet at Johan Castberg ligger i et område hvor det ikke har foregått trålling på 15-20 år, og at det før denne tid kun var sporadiske tråltrekk i forbindelse med fartøy i transitt til/fra fiskefelt lenger ute. Det ble gitt klare tilbakemeldinger på at etablering av sone med forbud mot oppankring og

fiskeforbud med bunnredskap som trål, snurrevad og ringnot ikke vil medføre problemer for fiskeflåten.

Fiskerlaget Nord og Kystfiskerlaget (møte 27.8.2013) bekrefter at Johan Castberg ligger i et område hvor de ikke fisker. De presiserte likevel at området ligger i et område som er vandrings-område for sild (slutten av september til november) og torsk (desember til februar), og at det er yngeldrift i området fra april og utover våren. Det er viktig at det ikke skytes seismikk i disse periodene. Det ble bekreftet at et område med forbud mot oppankring og fiske med bunnredskap som trål, snurrevad og ringnot på Johan Castberg ikke vil medføre problemer for fiskeflåten.

Tidligere offentlig høringsprosess, våren 2013

Forslag til utredningsprogram for konsekvensutredning for utbygging og drift av PL532 Skugard (utbyggingsløsning med SEMI) /11/ beskrev ikke mulig installasjon av havbunnsbasert seismikk-system med sensorer for reservoarovervåking med tilhørende forbudsområde som del av utbyggingsløsningen.

Petroleumstilsynet (Ptil)

Ptil har gitt innspill til at operatøren kan benytte risikobasert tilnærming for håndtering av forskriftskrav.

Risikovurdering vedrørende redusert trålbeskyttelse

Det er utført en vurdering av sannsynlighet for, og konsekvens av, overtråling som treffer ikke trålbeskyttet undervannsinnetning. Dersom det etableres et forbudsområde, vil sikkerhetsrisiko og miljørisiko være innenfor myndighetenes akseptkriter for uønskete hendelser. Vurderingen er basert på følgende forhold:

- I området rundt Johan Castberg er bunnforholdene lite egnet for fiske med bunnredskap. Det foregår ikke et regulært fiske med bunnredskap som trål, snurrevad og ringnot i området. (jf kapittel 3.4 og uttalelser fra interessenter)
- Dersom fiskefartøy med bunnredskap ute allikevel skulle forekomme, vil overvåking og håndheving av forbudsområdet redusere sannsynlighet for at disse overtrer forbudsområdet
- For å true undervannsinnetningenes integritet (brønrammer, produksjons- og injeksjonsrør

samt PRM systemet) må fiskefartøyet ha bunnredskap med tilstrekkelig skadepotensiale (vekt og hastighet) og treffe ugunstig på undervannsinnetningen.

Risikoen for å true undervannsinnetningenes integritet med et etablert forbudsområde er vurdert å være neglisjerbar. Hvis alle de etablerte barrierene som beskrevet over skulle feile, viser analysene at et eventuelt utslipp av olje vil være innestengte volumer i undervannsinnetningene. Ventilte og nedihulls sikkerhetsventil i brønnen er robuste barrierer mot reservoar, og det vil være svært lav sannsynlighet for brønnehendelser og større utslipp fra brønnen. Miljørisiko og konsekvensen av en stor brønnehendelse og utlekking fra FPSO og tanker volum er beskrevet i kapittel 5.9.3.

Dersom barrierene skulle feile vil det også være en risiko for skader på fiskeredskap dersom bunnredskapen treffer ugunstig på undervannsinnetningen, men sikkerhetsrisikoen for personell er neglisjerbar både i forhold til potensielle gassvolumer og at fartøyet hekter og blir dratt ned. En eventuell hendelse der bunntral treffer det havbunnsinstallerte PRM systemet vil ødelegge det aktuelle delområdet av systemet, men vil ikke kunne skade eller hekte fiskeredskapen.

Konsekvenser for miljø og samfunn

Det er ikke, og det forventes ikke å bli fiske med bunnredskap som trål, snurrevad og ringnot i det omsøkte området, og konsekvensene for fiskeriene av det omsøkte forbudsområde vurderes å bli ubetydelige (jf. kapittel 3.4 og 5.5.1). Det er ikke skipsled i området, men pga endrede isforhold er det forventet en økning i skipsfarten gjennom Polhavet. Det vil være gode vikemuligheter, og en forbudssone forventes å ikke ville medføre ulemper av betydning for framtidig skipsfart (jf. kapittel 5.7). Innvilgelse av et forbudsområde som omsøkt vil medføre reduserte fysiske inngrep og betydelig reduksjon i utbyggingskostnader, hovedsakelig knyttet til:

- PRM overvåkingssystemet som ikke beskyttes/graves ned
- Redusert steinmengde (omlag 360.000 m³) som installeres for beskyttelse av rørledninger
- Forenklet design av brønrammer og satellitbrønner med vesentlig redusert størrelse og vekt.

