

## Sammendrag

Johan Castberg-feltet omfattes av produksjonslisensen PL532 i Barentshavet. Lisensens rettighetshavere er Statoil, Eni Norge og Petoro med henholdsvis 50%, 30% og 20% eierandel.

Konsekvensutredningen utgjør del II av Plan for utbygging og drift (PUD), som er planlagt fremmet for myndighetene i løpet av 2017 med påfølgende Stortingsbehandling i vårsesjonen 2018. Konsekvensutredningen redegjør for hvordan utbygging og drift vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser. Tiltak som rettighetshaverne har vurdert og besluttet er beskrevet, både avbøtende tiltak for å unngå og redusere negative effekter og tiltak for å styrke positive virkninger. 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.

Konsekvensutredningen omfatter utbyggings- og driftsløsningen for feltet inkludert alternativer som har vært vurdert. Utredningsprogrammet for Johan Castberg-feltet som fastsatt av Olje- og energidepartementet 4.april 2017, ligger til grunn for konsekvensutredningen.

### Johan Castberg-feltet og ressurser

Feltet ligger i sørvestre del av Barentshavet omtrent midt mellom kysten av Finnmark og Bjørnøya, 240 km nord-vest fra Hammerfest, og henholdsvis 100 og 150 km nord-vest for Snøhvit- og Goliat-feltene.

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 MSm<sup>3</sup>). Tilleggsressursene for Skrugard, Havis og Drivis reservoarene, som kan realiseres med økt oljeutvinningstiltak (IOR tiltak), er estimert til omtrent 150- 200 millioner fat olje ekvivalenter (24-32 MSm<sup>3</sup>). I tillegg er det kapasitet til å fase inn eventuelle nye kommersielt drivbare funn i området.

Feltet har en utstrekning på omtrent 125 km<sup>2</sup>, og havdypet i området er 360-405 meter.

### Utbyggingsløsning og utvinningsstrategi

Som lagt fram i forslag til program for konsekvensutredning (sendt på høring i september 2016), går rettighetshaverne inn for en havbunnsutbygging og et produksjonsskip (FPSO) med prosessering, lagring og lasting på feltet for utskipping av oljen i tankskip til markedet. Produksjonsskipets energiforsyning er basert på gasturbiner med varmegjenvinning, og er tilrettelagt for eventuell fremtidig elektrifisering av elektriske forbrukere.

Olje i de tre reservoarene vil dreneres med horisontale oljeprodusenter. Dreneringsstrategien for å maksimere utvinningsgraden, er basert på trykkvedlikehold ved reinjeksjon av produsert gass og produsert vann, i tillegg til injeksjon av sjøvann hvor sulfat og oksygen er fjernet. Vanngjennombrudd forventes etter 2-3 år, og i denne perioden injiseres kun sjøvann. Det vil bli vurdert å eksportere den reinjiserte gassen (og gassen som ligger som en gasskappe over oljelaget) i sluttfasen av feltets levetid.

Produksjonen er planlagt å starte i løpet av 2022. Feltets forventede levetid er 30 år, med mulighet for forlengelse dersom det blir gjort andre kommersielle funn i området. Installasjon av havbunnsanlegg og boring vil starte i 2019. Boring av brønner vil pågå helårlig i perioden 2019-2024, to år inn i produksjonsperioden. Til sammen planlegges det i første omgang boret 30 brønner for produksjon av olje, og for gass- og vanninjeksjon. Brønnene er fordelt på 10 standard 4-slissers brønrammer og to enkeltstående satellitter. For å realisere det estimerte IOR-potensialet, vil det kunne bores omtrent 30-40 brønner i tillegg. Disse brønnene vil bores fra ledige brønnslissers, som sidesteg fra eksisterende og fremtidige brønner og fra fremtidige nye brønrammer. Det vil installeres en fiberoptisk kabel til land for datakommunikasjon. Det vurderes å installere seismiske lyttekabler på havbunnen over reservoaret (Permanent Reservoir Monitoring, PRM) som alternativ til konvensjonell overflatebasert 4D seismikk.

### **Mulig terminal for oljeomlastning på Veidnes**

En alternativ oljeeksportroute ut av Barentshavet som inkluderer en felles oljeomlastningsterminal på Veidnes i Nordkapp kommune, utredes som et separat prosjekt av Statoil, Eni, Lundin og OMV som er operatører av feltene Johan Castberg, Goliat, Alta/Gohta og Wisting. Dersom utbygging av en eventuell uavhengig oljeterminal besluttes av disse lisensene i 2019, vil den kunne stå ferdig til å ta imot oljen fra Johan Castberg i 2022.

### **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 ved 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 CO<sub>2</sub>, og er vesentlig høyere enn summen av en særnorsk CO<sub>2</sub> skatt pluss en antatt fremtidig CO<sub>2</sub> kvotekostnad.

### **Valg av lokasjon for driftstøtte**

Flere lokasjoner i Nord-Norge for landbasert driftstøtte av feltet (driftsorganisasjon, helikopter- og forsyningsbase) er vurdert ut fra kriterier knyttet til funksjonalitet, kostnadseffektivitet og regionale ringvirkninger. Rettighetshaverne går inn for å lokalisere helikopter- og forsyningsbase i Hammerfest kommune, og driftsorganisasjon i Harstad kommune.

### **Positive virkninger for Norge, Nord-Norge og i vertskommunene for driftstøtte**

Totalt investeringskostnader for utbygging av Johan Castberg er per 2016 estimert til 49 mrd-2016 kroner. Driftsutgiftene i et normalår er estimert til 1,15 mrd 2016-kroner. Oppdaterte investeringsanslag vil foreligge ved investeringsbeslutning og vil inngå i PUD.

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. Prosjektet har med de forutsetninger som er lagt til grunn, en positiv samfunnsøkonomisk nåverdi på over 83 mrd 2016-kroner, hvorav 62 mrd tilfaller staten i form av skatter og avgifter.

Utbyggingen vil utgjøre en betydelig del av investeringsnivået på norsk sokkel og vil være svært viktig for å bidra til å opprettholde aktivitetsnivået i olje- og gasssektoren, 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.

I utbyggingsfasen viser beregningene at rundt 50% av leveransene er forventet å ville gå til norske leverandører og underleverandører. Sysselsettingsvirkningene i utbygging er spesielt store i årene 2019-2020 på over 11 000 årsverk per år. Samlede nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen er estimert til å bli omtrent 47 000 årsverk i perioden 2017-2024.

Spesielt i driftsfasen er de nasjonale- og nordnorske ringvirkningene store. Det meste av verdiskapningen i driftsfasen ventes å komme fra norsk næringsliv (omtrent 80%), hvorav 40% i Nord-Norge. Verdiskapningen i drift er innenfor oljevirkosomhet og transport, fordelt på offshorevirksomheten, Statoils driftsorganisasjon for Johan Castberg, samt helikopter- og forsyningsbaser. I driftsfasen er det estimert at Johan Castberg feltet vil kunne gi en sysselsettingseffekt på 1700 årsverk per år (beregnet ut fra et normalt driftsår). Omtrent en fjerdedel av disse, i overkant av 470 årsverk, vil kunne komme i Nord-Norge.

Driftsorganisasjonen i Harstad ventes å ville gi rundt 40-45 årsverk. Forsyningsbase i Hammerfest er forventet å generere 30–45 årsverk. I tillegg kommer sysselsettingsvirkningene av helikopterbasen, med forventede ytterligere 12–15 årsverk. Totalt er det forventet 42-60 årsverk i Hammerfest.

Det er og vil jobbes med tiltak for å styrke de lokale og regionale ringvirkningene av utbyggingen, spesielt gjennom leverandørutvikling, og gjennom langsiktig og målrettet kompetanseoppbygging.

### **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.

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 biocid for å hindre tilgroing av sulfatfjerningsmembranene. Bruk og utslipp av biocidet er redusert til et minimum med tiltak implementert i design og ved operasjonelle prosedyrer.

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 representerer et middels stort felt ift utslipp av klimagasser. Johan Castberg har også et stort varmebehov blant annet på grunn av lav reservoartemperatur. Hele varmebehovet dekkes av varmegjenvinnings-enhetene 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 vil også være et kontinuerlig fokus på energioptimalisering og energistyring.

Konsekvenser for fiskeriene vil være begrenset til kortvarige operasjonelle ulemper. Utbygging og drift vil ikke være til hinder for skipstrafikk.

### **Miljørisiko som følge av uhellsutslipp av olje**

Miljørisiko knyttet til uhellsutslipp på feltet er funnet å være innenfor Statoil sine akseptkriterier. Eventuelle uhellsutslipp tilknyttet produksjonsboring og komplettering av brønner, er de hendelsene som vil kunne medføre høyest utslippsvolum. Sannsynlighet for at olje når fastlandet er ca 5-10 % basert på oljedriftsmodellering. Det er større sannsynlighet for at oljen når kysten av Finnmark enn Bjørnøya. Sannsynligheten for stranding ved en hendelse med høy rate og lang varighet (verste hendelse) er maksimalt 23%. Korteste modellerte drivtid til land (Finnmarkskysten) er 20-26 døgn. Korteste drivtid til Bjørnøya er mer enn 90 døgn. Et uhellsutslipp representerer størst miljørisiko for sjøfugl (lomvi og lunde). Miljørisiko for andre dyregrupper og sensitive habitater (inkludert iskanten) er beregnet som lav.

Eventuelle uhellsutslipp er vurdert å ha liten til middels virkning for fiskeri til havs avhengig av uhellsscenario og tid på året. Uhellsutslipp på Johan Castberg ventes ikke å ha direkte virkninger for kystfiske eller havbruk.

For å forebygge uhell og begrense utslipp er ulike tiltak implementert, inkludert lekkasjedeteksjon. I planlegging og dimensjonering av oljevernberedskapen er det tatt høyde for klimatiske forhold, og feltets plassering i et område langt fra land. For å møte responstiden må det være tilgjengelige oljevernressurser (lenser, mekanisk oppsamling, dispergeringsmidler og fjernmålingsutstyr) om bord på et dedikert beredskapsfartøy på feltet.

NOFO (Norsk Oljevernforening for Operatørselskap) står for den operative delen av beredskapen. NOFO har utstyr på depoter langs kysten og egne avtaler med fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. Med dagens forutsetninger er det for dimensjonerende utslippshendelse beregnet et behov for mekanisk oppsamling med 15 fartøy fra NOFO poolen (inkludert beredskapsfartøyet på feltet) til å håndtere et eventuelt utslipp på åpent hav i barriere 1 og 2. Ved kysten, i barriere 3 og 4, er det beregnet et behov for fire fjord- og fire kystsystemer.