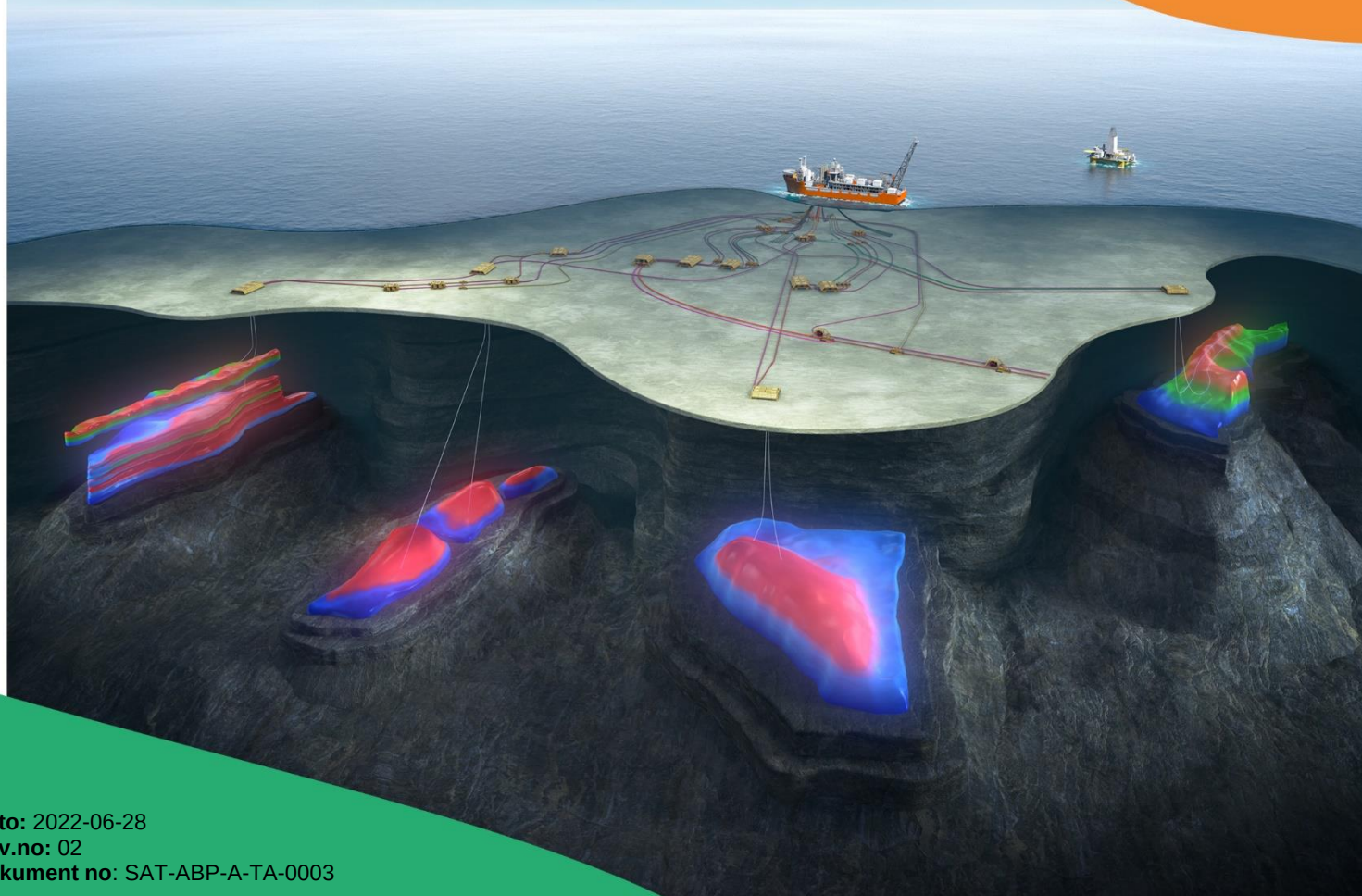


Plan for utbygging og drift av Alve Nord, Shrek og Ørn (utvinningstillatelsene 127C, 838 og 942)

Del 2: Konsekvensutredning



Forord

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 127C, 838 og 942, legger Aker BP herved ut for offentlig høring konsekvensutredning for utbygging og drift av funnene Alve Nord, Shrek og Ørn. Disse utredes utbygd som havbunnsanlegg med mulig tilknytning til det eksisterende Skarvfeltet. Produksjonen vil prosesseres og eksporteres via feltets flytende produksjons- og lagerskip, Skarv FPSO.

Ambisjonen er å sende inn planer for utbygging og drift av disse petroleumsforekomstene (PUD) innen utgangen av 2022. Det vil bli levert selvstendige PUD'er for hvert av funnene, mens det er utarbeidet en felles konsekvensutredning som en del av hver PUD. Dette er gjort for å sikre helhetlige vurderinger.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til utredningsprogrammet for Alve Nord, Shrek og Ørn, fastsatt av Olje- og energidepartementet (OED) 12. april 2022, jf. siste veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og installasjon av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD).

Konsekvensutredningen er utarbeidet av operatøren Aker BP, med bistand fra DNV og Asplan Viak (samfunnsanalyse).

I samråd med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker.

Stavanger, 28. juni 2022.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	5
1 Innledning	7
1.1 Bakgrunn for konsekvensutredningen	7
1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning	7
1.2.1 Krav i norsk regelverk	7
1.2.2 Krav i internasjonalt lovverk	7
1.3 Konsekvensutredningsprosessen for Alve Nord, Shrek og Ørn	8
1.3.1 Eksisterende utredninger i området	8
1.3.2 Saksbehandling for konsekvensutredningen	8
1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	9
1.5 Nødvendige søknader og tillatelser	9
2 Planer for utbygging og drift	11
2.1 Rettighetshavere og eierforhold	11
2.2 Reservoarbeskrivelse	12
2.3 Ressurser og produksjonsplaner	14
2.4 Alternative utbyggingsløsninger	16
2.4.1 Alve Nord	16
2.4.2 Shrek	17
2.4.3 Ørn	18
2.5 Anbefalte utbyggingsløsninger	19
2.5.1 Alve Nord	20
2.5.2 Ørn	21
2.5.3 Shrek	21
2.5.4 Havbunnsinnretninger og infrastruktur	23
2.5.5 Eksport av olje og gass	24
2.6 Vertsfeltet Skarv	24
2.6.1 Skarv energiløsning	25
2.6.2 Skarv CO ₂ -reduksjonsprosjekt	25
2.6.3 Modifikasjoner på Skarv FPSO	25
2.6.4 Prosessering og kjemikaliebehov	26
2.6.5 Håndtering av produsert vann	27
2.6.6 Boring og brønn	28
2.7 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan	31
2.8 Investeringer og kostnader	32
2.9 Avvikling av virksomheten	32
2.10 Tiltak for å redusere utslipp/BAT-vurderinger	32
2.11 HMS, miljø- og klimatiltak	33
3 Mottatte høringskommentarer til programforslaget	35
4 Statusbeskrivelse av miljøtilstand	48
4.1 Kort om området	48
4.2 Fysiske og oseanografiske forhold	48
4.3 Særlig verdifulle områder	49
4.4 Bunndyr	49
4.5 Fiskeressurser	55

4.6	Sjøfugl	57
4.7	Sjøpattedyr	60
4.8	Kulturminner	60
5	Næringsvirksomhet i området	61
5.1	Annen petroleumsvirksomhet	61
5.2	Fiskeriaktivitet	61
5.3	Skipstrafikk	64
5.4	Status for annen havbasert næringsvirksomhet i området	65
6	Miljømessige konsekvenser	66
6.1	Utslipp til luft	66
6.1.1	Utslipp til luft i bore- og anleggsfasen	66
6.1.2	Energibehov	67
6.1.3	Utslipp til luft i driftsfasen	68
6.2	Regulære utslipp til sjø	71
6.2.1	Utslipp i forbindelse med boring og anleggsfase	71
6.2.2	Utslipp til sjø i driftsfasen	75
6.3	Fysiske inngrep	77
6.4	Avfallshåndtering	77
6.4.1	Boring	77
6.4.2	Installasjon og drift	78
6.5	Virkninger for kulturminner	78
6.6	Andre miljøvirkninger	78
7	Akuttutslipp til sjø	79
7.1	Risiko for akuttutslipp og mulige konsekvenser	79
7.2	Havbunnsbasert lekkasjedeteksjon	80
7.3	Naturlig utsiving av biogen gass fra grunnen	80
7.4	Oljevernberedskap	80
8	Konsekvenser for annen havbasert næringsvirksomhet	81
8.1	Konsekvenser for fiskeriene	81
8.1.1	Konsekvenser for fiskerier i bore- og anleggsfase	81
8.1.2	Konsekvenser for fiskeriene i driftsfase	81
8.1.3	Konsekvenser for fiskeriene ved avvikling	81
8.2	Skipstrafikk	82
9	Samfunnsmessige virkninger	83
9.1	Nasjonale virkninger	83
9.1.1	Statlige inntekter	84
9.1.2	Norske andeler av investeringen	84
9.1.3	Nasjonale sysselsettingsvirkninger	84
9.2	Regionale virkninger	85
10	Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak	86
11	Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold	90
	Referanser og litteratur	93

Sammendrag

Det er gjort flere funn av olje og gass i ulike utvinningstillatelser i områder rundt Skarvfeltet i Norskehavet. Funnene Alve Nord, Ørn og Shrek inngår i prosjektet "Skarv Satellitt Prosjekt" (SSP), og planlegges som havbunnsutbygginger med Skarv FPSO som vertsplattform. Hvert av funnene vil ha en egen plan for utbygging og drift (PUD). Produksjon av disse nye reservene til Skarv FPSO vil være viktig for videre økonomisk produksjon fra Skarvfeltet.

For å gi en mest mulig helhetlig presentasjon av prosjektene og deres totale innflytelse på drift av Skarvfeltet med tilhørende virkninger på natur- og miljøforhold, andre næringsinteresser og samfunnet for øvrig, er det utarbeidet en felles konsekvensutredning for disse funnene. En samordnet prosjektgjennomføring skal sikre at det totalt oppnås tilsvarende eller bedre resultater enn individuell prosjektgjennomføring innen økonomi, CO₂-fotavtrykk, ressursutnyttelse og gjenbruk av infrastruktur. Funnet Idun Nord inngår også i SSP, men har en selvstendig prosess for oppfylling av kravet til konsekvensutredning.

I henhold til fastsatt program for konsekvensutredning er relevante problemstillinger knyttet til prosjektet i de ulike faser adressert, og vurderinger gjort av mulige virkninger på naturforhold, miljø, nærings- og samfunnsmessige interesser.

På havbunnen i Skarv-området finnes forekomster av kaldtvannskoraller, varierende gjennom området i omfang og kvalitet. Prosjektet vil ta særskilt hensyn til eventuelle forekomster av verdifulle korallforekomster for å unngå eller minimere skade på disse i anleggsfasen. Prosjektrelaterte undersøkelser ble gjennomført høsten 2021 og første kvartal 2022 for å fremskaffe bedre kunnskap om dette for de aktuelle områdene. Ytterligere undersøkelser vil bli utført sommeren 2022 for å kartlegge de siste rørledningsrutene.

Boringen på de tre lokalitetene vil foregå i 2025 og 2026, og vil utføres med en halvt nedsenkbar borerigg. Ved oppankring av riggen vil man hensynta eventuelle verdifulle korallforekomster rundt borelokaliteten. Spredningsmodellering for utslipp av utboret borekaks, angir at kun en forekomst ved Shrek er truet, og situasjonen kan enkelt mitigeres ved styring av utslippspunktet med et kakstransportsystem.

Boring og installasjonsaktivitet vil medføre utslipp til luft fra energiproduksjonen på borerigg og fartøyer. Dette er grovt anslått til i størrelsesorden 74 000 tonn CO₂. Ved å ta brønnstrømmen fra brønnopprensning til Skarv FPSO for håndtering, unngås vesentlige utslipp til luft fra alternativ løsning med opprensning over borerigg.

Det er ujevne bunnforhold i området og feltinterne rørledninger vil generelt bli lagt på havbunnen uten nedgraving. Noe stein må benyttes som understøttelse for å unngå frie spenn, samt som overdekning ved krysninger av andre rør og kabler. Steinfyllinger medfører lokale miljøvirkninger med permanent endring av substrat og påvirkning av lokal bunnsfauna. Omfanget av stein vil bli holdt på et så lavt nivå som mulig.

Vurderinger av best tilgjengelige teknikk (BAT) er gjennomført for å sikre gode miljøløsninger balansert med teknisk og økonomisk gjennomførbarhet. Eksempelvis vil produksjonsrørledninger være i korrosjonsbestandig materiale og det vil bli etablert lokale sensorer for undrevanns lekkasjedeteksjon.

I driftsfasen vil miljømessige virkninger av prosjektet i hovedsak være knyttet til prosessering av brønnstrøm på vertsfeltet, herunder utslipp til luft fra energiproduksjon samt utslipp av rensert produsert vann. Innfasing av ny brønnstrøm forventes å medføre mindre økte utslipp til luft, aggregert anslått til 835 000 tonn gjennom driftsperioden. Samtidig vil økt produksjon bidra til redusert CO₂-intensitet for Skarv, på grunn av bedre kapasitetsutnyttelse og økt effektivitet i driften. Samlet CO₂-intensitet for SSP i perioden 2026-2034 er estimert til 8,6 kg CO₂/fat oljeekvivalent. Skarv har i dag lokal energiproduksjon med gassturbiner, men flere alternative energiløsninger blir vurdert.

Skarv FPSO har rensing og utslipp til sjø som løsning for produsert vann, og generelt lave konsentrasjoner av olje som slippes ut. Shrek vil bidra med noe økt totalvolum, de andre er gass-/kondensatfelt med mindre vannmengder. Kapasiteten til renseanlegget for produsert vann blir nå planlagt oppgradert.

Det er generelt lite fiskeriaktivitet i aktuelt område, bortsett fra tidvis noe linefiske. Passerende skipstrafikk i området går i hovedsak lenger vest for de aktuelle lokalitetene. Siden funnene vil bli utbygt med havbunnsinnretninger vil det normalt ikke være arealkonflikter eller operasjonelle ulemper tilknyttet driftsperioden. Kollisjonsrisiko og situasjoner med kursjusteringer for passerende fartøy, vil være avgrenset til bore- og installasjonsperiodene, i hovedsak årene 2025 og 2026.

Prosjektet vil medføre investeringer i størrelsesorden 16-20 milliarder kroner, inkludert Idun Nord og boring. I tillegg kommer vel 2 milliarder kroner i driftskostnader gjennom produksjonsperioden. Samfunnsmessige virkninger av prosjektet vil være i form av statlige inntekter gjennom skatter og avgifter, samt nasjonale og regionale ringvirkninger, herunder sysselsettingsvirkninger og bidrag til å opprettholde økonomisk drift av Skarvfeltet. Driften av Skarv medfører eksempelvis årlig betydelige ringvirkninger i Helgelands-regionen. Her forventes også virkninger av SSP i utbyggingsfasen.

På nasjonalt nivå er det estimert at prosjektet vil medføre 8 500 årsverk i sum gjennom utbygging og drift, hvor mesteparten kommer i utbyggingsfasen. Estimater inkluderer konsumvirkninger.

Samlet får staten over 10 milliarder kroner totalt (ikke neddiskontert) i inntekter fra skatter og avgifter i årene fra 2022 til 2037, basert på gitte antagelser om olje- og gasspriser og valutakurser.

1 Innledning

På vegne av rettighetshaverne for utvinningstillatelse 127C, 838 og 942, legger Aker BP herved ut for offentlig høring konsekvensutredning for utbygging og drift av funnene Alve Nord, Shrek og Ørn. Aker BP er operatør for funnene. Funnene ligger i områdene rundt Skarvfeltet i Norskehavet, og inngår i et felles prosjekt; «Skarv Satellitt Prosjekt» (SSP). I tillegg til Alve Nord, Shrek og Ørn, inngår også funnet Idun Nord i SSP. Idun Nord har en annen formell prosess for å ivareta kravet til konsekvensutredning, men er likevel innlemmet i relevante felles vurderinger for SSP for å ivareta totaliteten. Alve Nord, Shrek og Ørn planlegges utbygd som havbunnsanlegg med tilknytning til det eksisterende Skarvfeltet. Produksjonen vil prosesseres og eksporteres via feltets flytende produksjons- og lagerskip, Skarv FPSO.

1.1 Bakgrunn for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er en del av den respektive Plan for utbygging og drift (PUD) for hvert av funnene. Utarbeidelsen av felles konsekvensutredning for Alve Nord, Shrek og Ørn er basert på et utredningsprogram fastsatt av Olje- og energidepartementet (OED) 12. april 2022 etter offentlig høring på 12 uker.

Formålet med en konsekvensutredning er å redegjøre for virkningene prosjektet har på miljø, naturressurser, kulturminner og samfunn. Arbeidet med konsekvensutredningen er en viktig del av planleggingsfasen i et utbyggingsprosjekt og sikrer at virkningene av prosjektet tas i betraktning i en tidlig fase. Konsekvensutredningsprosessen er åpen og legger til rette for medvirkning. Videre skal virkningene av en utbygging gjøres synlig for myndigheter og berørte parter. Beslutningstakerne vil på denne måten ha et godt beslutningsgrunnlag når det skal avgjøres om, og på hvilke vilkår, en godkjennelse av utbyggingen skal gis.

1.2 Lovverkets krav til konsekvensutredning

1.2.1 Krav i norsk regelverk

I henhold til lov om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven) § 4-2, samt forskrift til petroleumsloven (petroleumsforskriften) § 22, vil de planlagte utbyggingene være konsekvensutredningspliktig.

Konsekvensutredningen skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et program for konsekvensutredning som er fastsatt av myndighetene etter en offentlig høringsrunde. Innholdet i konsekvensutredningen er gitt i petroleumsforskriften §22a (og i veilederen til plan for utbygging og drift av en petroleumsføremkomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum (PAD) (OED, 2018). Det er operatøren, på vegne av rettighetshaverne, som har ansvaret for å utarbeide konsekvensutredningen.

1.2.2 Krav i internasjonal lovverk

EUs Rådskdirektiv 97/11/EC krever konsekvensutredninger for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Mulige grenseoverskridende miljøeffekter er regulert gjennom FNs «Konvensjon om konsekvensutredninger av tiltak som kan ha grenseoverskridende miljøvirkninger» (Espoo-konvensjonen). Denne konvensjonen forplikter parter å varsle nabostater om planlegging av tiltak som kan få miljøvirkninger ut over landegrensene. De internasjonale kravene er implementert i norsk lovverk og behovet for særskilt varsling blir vurdert av norske myndigheter. De aktuelle funnene ligger i betydelig avstand til grenselinjen med andre land, og det er ikke vurdert som relevant å utrede grenseoverskridende miljøvirkninger ved utbygging og drift av feltene. Dette er stadfestet gjennom fastsatt program for konsekvensutredning.

1.3 Konsekvensutredningsprosessen for Alve Nord, Shrek og Ørn

1.3.1 Eksisterende utredninger i området

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Norskehavet behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel (RKU Norskehavet, 2003).

Petroleumsvirksomhet i området er videre inkludert i grunnlaget for forvaltningsplanen for Norskehavet (Meld. St. 37, 2009; Meld. St. 35, 2017; Meld. St. 20, 2020). Dette grunnlaget består i tillegg av kunnskap om annen næringsvirksomhet i området, samt natur- og miljøforhold.

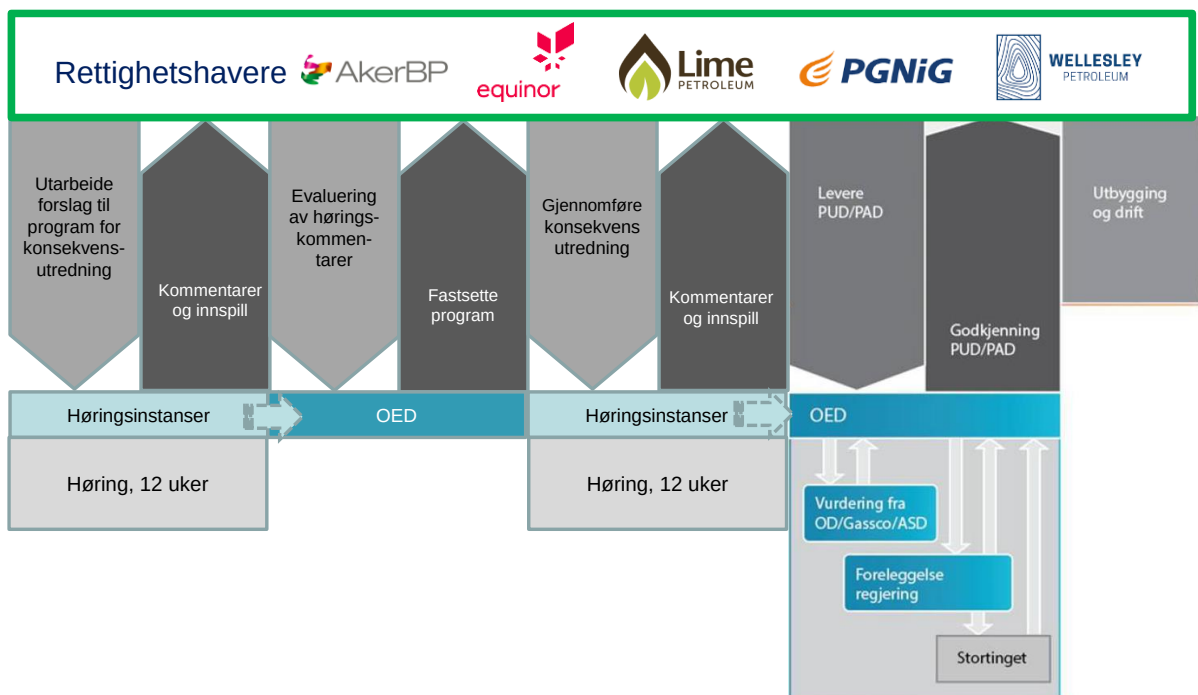
I forbindelse med utbyggingen av Skarv inklusive Idun, ble det i 2006 levert en konsekvensutredning som en del av plan for utbygging og drift (PUD) for feltene (BP Norge, 2006). Senere er feltene Ærfugl og Gråsel bygget ut som havbunnsutbygginger tilknyttet Skarv FPSO som vertsplattform. Konsekvensutredningsplikten ble her oppfylt gjennom eksisterende utredninger, hvor søknadene inneholdt relevant informasjon om prosjektene og virkninger av disse (Aker BP, 2017-a; 2020). For Ærfugl ble det også gjennomført en spesifikk tilleggsutredning med fokus på kaldtvannskoraller og sårbar bunnfauna i området (Aker BP, 2017-b). Tilsvarende ble det for Idun Tunge i 2021 innvilget oppfylt utredningsplikt etter søknad. Idun Nord er nå gjenstand for en tilsvarende søknadsprosess om oppfylt utredningsplikt.

1.3.2 Saksbehandling for konsekvensutredningen

Konsekvensutredningsprosessen ble igangsatt i 2021 ved at rettighetshaverne påbegynte utarbeidelsen av et forslag til utredningsprogram. Operatøren sendte forslaget til utredningsprogram på høring til relevante høringsparter den 4. oktober 2021. Høringsperioden ble i samråd med OED satt til 12 uker. Høringsuttalelsene ble sendt til Aker BP med kopi til OED. Aker BP sammenfattet disse uttalelsene og ga sin vurdering om hvordan disse ville bli ivarettatt og implementert i utredningen. Dette ble igjen lagt frem for OED, som fastsatte utredningsprogrammet 12. april 2022 basert på uttalelsene og rettighetshavernes kommentarer og/eller implementering av disse. Se nærmere omtale av mottatte høringskommentarer og implementering av disse i kapittel 3.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til fastsatt utredningsprogram. Konsekvensutredningen er nå gjenstand for offentlig høring til myndigheter og interesseorganisasjoner, samtidig er det kunngjort i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Fristen for høring er i samråd med OED satt til 12 uker. Konsekvensutredningen er gjort tilgjengelig på internett (<https://akerbp.com/var-virksomhet/#konsekvensutredninger>). Høringsperioden er 12 uker. Eventuelle uttalelser til konsekvensutredningen sendes til Aker BP ASA (operatør) med kopi til OED.

Departementet vil, på bakgrunn av mottatte høringsinnspill og -kommentarer ta stilling til om det er behov for tilleggssutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold før det fattes vedtak i saken. Eventuelle innspill fra konsekvensutredningen og høringsprosessen blir implementert i PUD, og en oppsummering av mottatte høringskommentarer blir presentert. Konsekvensutredningen inngår som del to i PUD-leveransen. OED presenterer saksdokumenter for Regjeringen eller Stortinget for beslutning. Basert på investeringsanslaget for de aktuelle PUD-ene, tilsier dette regjeringsbehandling. Myndighetsprosessen for behandling av PUD for prosjektene, inkludert konsekvensutredning, er skissert i figur 1-1.



Figur 1-1. Skisse over konsekvensutrednings (KU)-prosessen og plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst (PUD)-prosessen for petroleumsutbygginger på norsk sokkel. Kilde: Basert på OED, 2018.

1.4 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Foreløpig tidsplan for PUD-prosessen for utbygging og drift av SSP er gitt i tabell 1-1. Tidsplanen er lagt opp slik at PUD leveres for myndighetsbehandling i fjerde kvartal 2022, for å møte bestemmelsene i de midlertidige endringene i petroleumsskatteloven. Konsekvensutredningen er planlagt for offentlig høring sommeren 2022.

Tabell 1-1. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for Alve Nord, Shrek og Ørn.

Prosess	Tidsplan
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	Oktober - desember 2021
Behandling av høringsuttalelser	Januar 2022
Fastsettelse av utredningsprogram	April 2022
Konsekvensutredning	Første og andre kvartal 2022
Høring av konsekvensutredning	Tredje kvartal 2022
Innsending av Plan for utbygging og drift, PUD (inkludert konsekvensutredning)	Fjerde kvartal 2022
PUD-behandling	Første kvartal 2023

1.5 Nødvendige søknader og tillatelser

For å gjennomføre havbunnsutbyggingene vil det måtte innhentes forskjellige tillatelser fra myndighetene i ulike faser av prosjektet, samt at relevante tillatelser for vertsfeltet Skarv eventuelt må revideres. En foreløpig oversikt over spesifikke søknader og tillatelser knyttet til utbygging og drift for SSP er gitt i tabell 1-2.

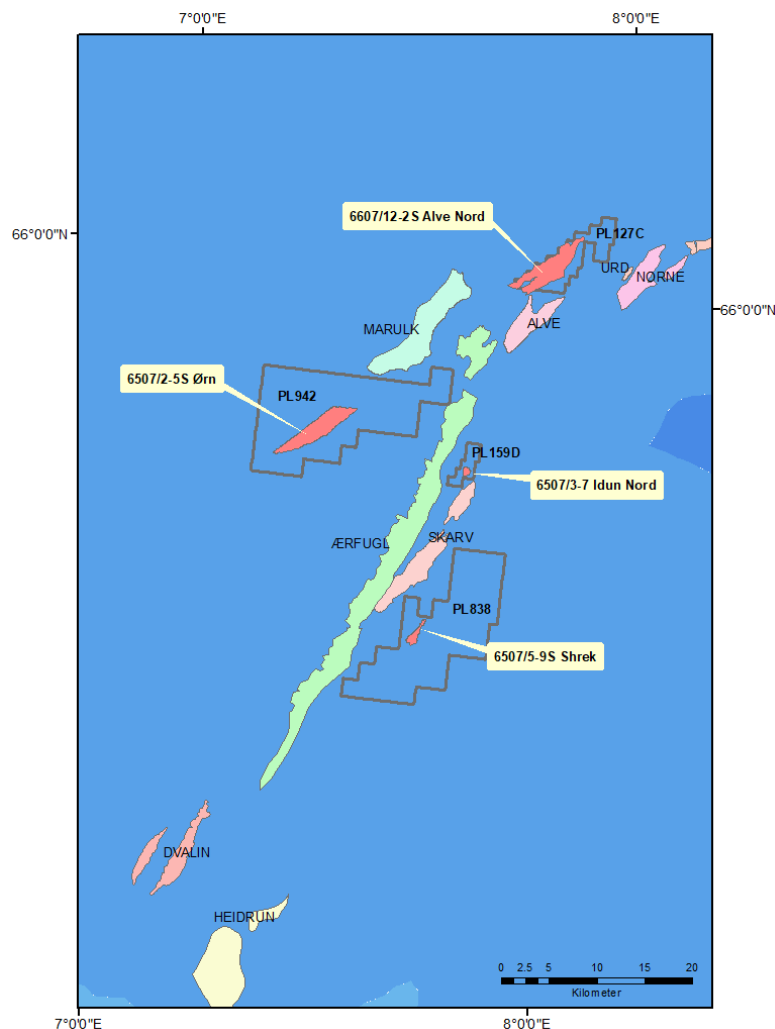
Tabell 1-2. Foreløpig oversikt over spesifikke søknader og tillatelser for Skarv Satellitt Prosjekt (SSP).

Aktivitet og tema for søknad	Lovhjemmel	Ansvarlig myndighet	Anslagsvis tidspunkt for søknad
Installasjon og oppstart av rør og havbunnsinnretninger, søknad om samtykke	Styringsforskriften § 25, bokstav a	Petroleumstilsynet	2024/2025
Installasjon av rør og havbunnsinnretninger, etablering av steinfyllinger, jf. forholdet til sårbar bunnfauna	Aktivitetsforskriften §68a (jf. forurensningsforskriften §22.6)	Miljødirektoratet	2024
Produksjonsboring, søknad om samtykke	Styringsforskriften § 25	Petroleumstilsynet	2024
Produksjonsboring, søknad om klimavote	Klimakvoteloven § 5 (for boring hvor det foreligger PUD)	Miljødirektoratet	2024
Produksjonsboring (inklusive komplettering og brønnopprensning), søknad om tillatelse for virksomhet (for bruk av kjemikalier og utslipp til sjø og luft, samt avfallsgenerering)	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. XI-XIII.	Miljødirektoratet	2024
Testing og oppstart av rørledning, søknad om tillatelse for virksomhet	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. XI-XII.	Miljødirektoratet	2025
Søknad om produksjonstillatelse	Petroleumsforskriften §23	Olje- og energidepartementet (kopi til Oljedirektoratet).	2025
Driftsfase SSP, revidert søknad om tillatelse for virksomhet (Skarvområdet)	Forurensningsloven §11, jf. aktivitetsforskriften kap. X-XIII.	Miljødirektoratet	2025

2 Planer for utbygging og drift

Funnene Alve Nord, Shrek og Ørn og er lokalisert i utvinningstillatelse (PL) 127C, 838 og 942, rundt Skarvfeltet i Norskehavet og inngår i Skarv Satellitt Prosjekt (SSP). I tillegg til disse funnene, inngår også funnet Idun Nord i SSP-prosjektet. Idun Nord har en annen formell prosess for å ivareta kravet til konsekvensutredning, men er likevel innlemmet i de relevante felles vurderinger for SSP for å ivareta totaliteten.

Funnene Alve Nord og Ørn består i hovedsak av gass, mens Shrek har olje med assosiert gass. Alve Nord er et gassfunn som ble påvist av Total med partnere i 2011. Shrek ble funnet av PGNiG med partnere i 2019 og Ørn av Equinor med partnere samme år. Funnenes lokalisering i forhold til Skarv er vist i figur 2-1. Havdypet i området varierer mellom 320 og 450 meter, hvor korteste avstand til land er på om lag 220 km.



Figur 2-1. Beliggenhet av aktuelle funn i forhold til eksisterende felt i området. Funnene Alve Nord, Shrek, Ørn og Idun Nord inngår i Skarv Satellitt Prosjekt (SSP). Idun Nord har derimot en egen formell prosess for å ivareta kravet til konsekvensutredning. Kilde: Oljedirektoratet, 2022.

2.1 Rettighetshavere og eierforhold

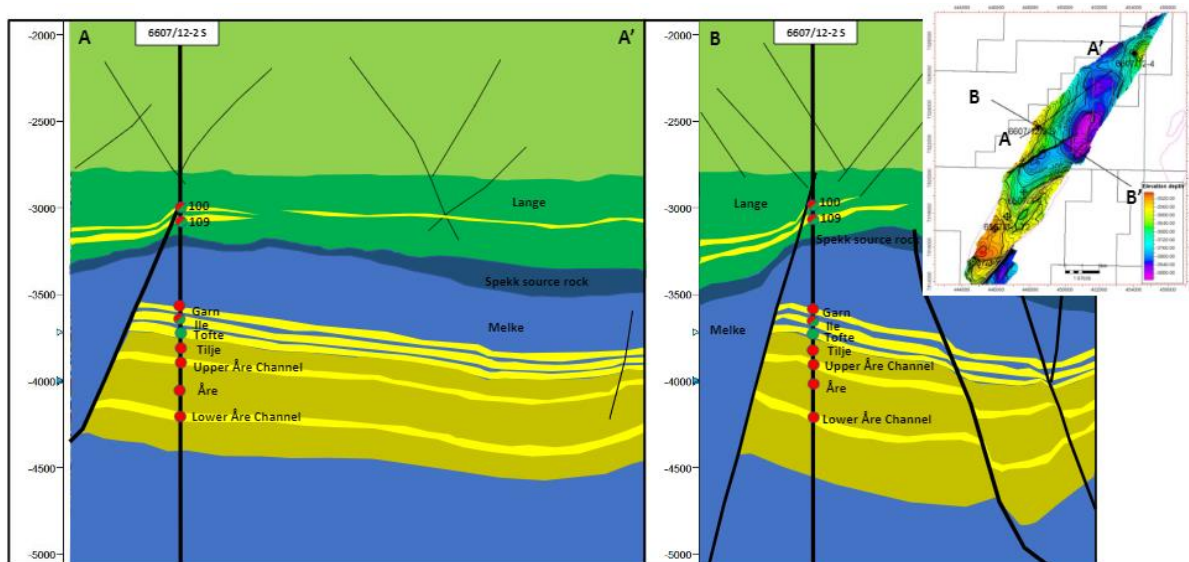
De tre funnene som er omfattet av foreliggende konsekvensutredning og deres respektive rettighetshavere med eierandeler, er presentert i tabell 2-1. Aker BP kjøpte TOTAL sin eierpost i Alve Nord i 2018. I 2020 tok Aker BP over som operatør av Shrek, og nylig også for Ørn.

Tabell 2-1. Oversikt over utvinningstillatelser (PL) og rettighetshavere for Alve Nord, Shrek og Ørn.

Rettighetshavere	Alve Nord	Shrek	Ørn
	PL 127C	PL 838	PL 942
Aker BP ASA	88,08	35	30
Equinor Energy AS			30
Lime Petroleum		30	
PGNiG Upstream Norway AS	11,92	35	
Wellesley Petroleum AS			40

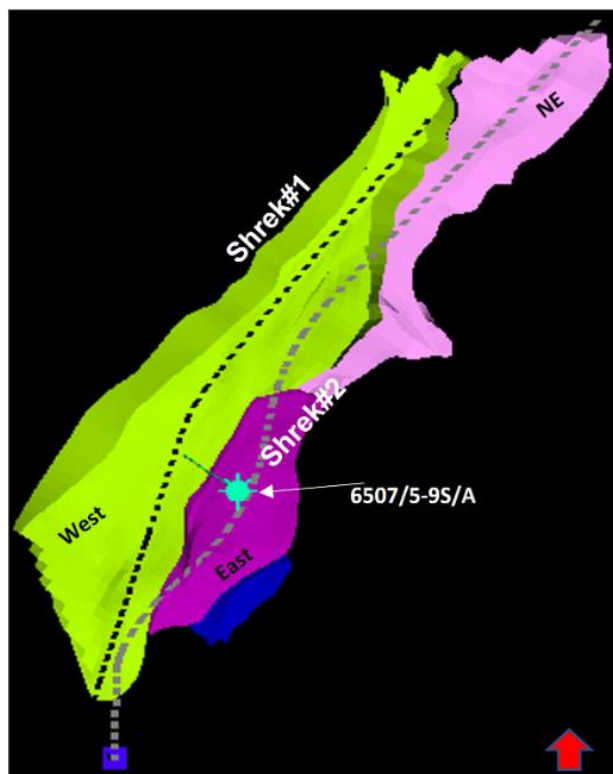
2.2 Reservoarbeskrivelse

Alve Nord består i hovedsak av gass med noe kondensat og olje, og favner flere reservoarer fra Kritt og Jura tidsalder (figur 2-2). Reservoartrykket varierer mellom 470 og 550 bar og temperaturen er ca. 140 °C. Utbyggingen vil favne både Kritt og Jura, med to brønner. Produksjonen vil skje ved naturlig trykkavlastning.



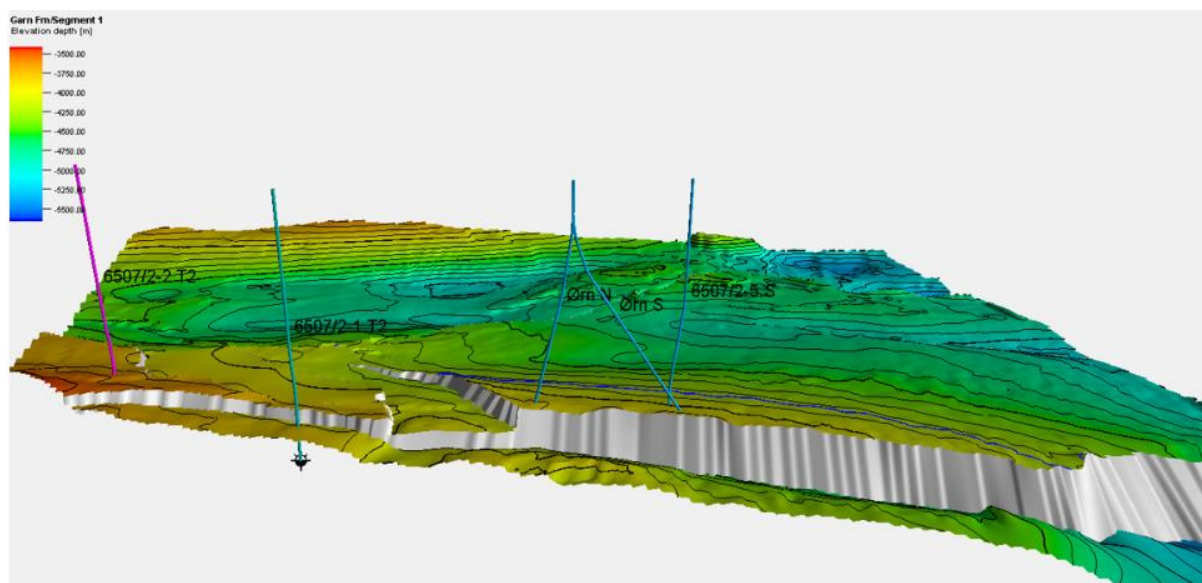
Figur 2-2. Geologisk snitt/oversikt over Alve Nord reservoaret. Funnbrønnbane 6607/12-2 S er skissert.

Shrek består av en 40 meters oljekolonne med overliggende gasskappe, på vel 2000 m dyp. Reservoaret er i Garn-, Tofte- og Åreformasjonene (figur 2-3). Reservoartrykket er på 212 bar og temperaturen er 72°C. Referanseløsningen består av to horisontale oljeproduksjonsbrønner uten injeksjon. Gassløft vil være nødvendig i hvert fall i første produksjonsperiode inntil gass-olje-forholdet gir naturlig trykkavlastning.



Figur 2-3. Hovedsegment og planlagte oljeproduksjonsbrønner i Shrek. Funnbrønnbane 6507/5-9-S er skissert.

Ørn er et gassfunn med høyt initialt trykk (667 bar) og temperatur på 140 – 150°C. Reservoaret ligger i Garn-, Not-, Ile- og Rorformasjonene på vel 4000 m dyp (figur 2-4). Produksjonen planlegges med en brønn i hver formasjon og drenering ved naturlig trykkavlastning. Funnet ligger 21 km nordvest for Skarv.



Figur 2-4. Tredimensjonal skisse av Ørn-funnet. Funnbrønnbane 6507/2-5 S er skissert.

Det har ikke blitt påvist hverken hydrogensulfid (H_2S) eller kvikksølv (Hg) i prøver fra brønnstrømmen fra de ulike feltene, men som følge av begrensninger i prøvetakningsmetodikk, kan det allikevel finnes lave nivåer av begge disse substansene.

Tabell 2-2 viser antatt maksimal H₂S-konsentrasjon for de ulike feltene. Tallene er basert på arbeid utført av Håland m.fl.(1999).

Tabell 2-2. Antatt maksimal konsentrasjon av hydrogensulfid (H₂S) i brønnstrømmen for Shrek, Alve Nord og Ørn. Konsentrasjonen er oppgitt i ppm (deler per million).

Felt	Hydrogensulfid (H ₂ S)
Shrek	10 ppm
Ørn	25 ppm
Alve Nord	30 ppm

Kvikksølv kan finnes i berggrunnen i de fleste formasjonene på norsk kontinentalsokkel, og kan medføre utfordringer for å møte eksportspesifikasjoner og myndighetskrav. Generelt har reservoarer med et lavt H₂S/CO₂-innhold, og en høy temperatur/trykk, de høyeste nivåene av kvikksølv. Alve Nord og Ørn er begge dype reservoarer, og det er estimert en 5-15 prosent sjanse for at disse reservoarene kan inneholde kvikksølv som ligger over normale bakgrunnsverdier. Det er nå igangsatt en studie på Skarv FPSO hvor olje fra Storjo vil bli analysert for kvikksølv. Dersom nivåene ligger over bakgrunnsverdiene vil det settes i gang tiltak for å fjerne kvikksølv fra brønnstrømmen med egnede filtre og renseenheter. Det vil gjennomføres tilsvarende analyser for Alve Nord, Shrek og Ørn, og settes i gang rensetiltak dersom det er nødvendig.

Ørn-gassen har svært lite kondensatinnhold, men har 5 mol-prosent CO₂-innhold. Dette må blandes med annen gass for å imøtekomme eksportspesifikasjonene. Alve Nord har et CO₂-innhold varierende mellom reservoarene på fra to til ni mol-prosent. Shrek assosiert gass har lavere innhold av CO₂ (2,2 molprosent).

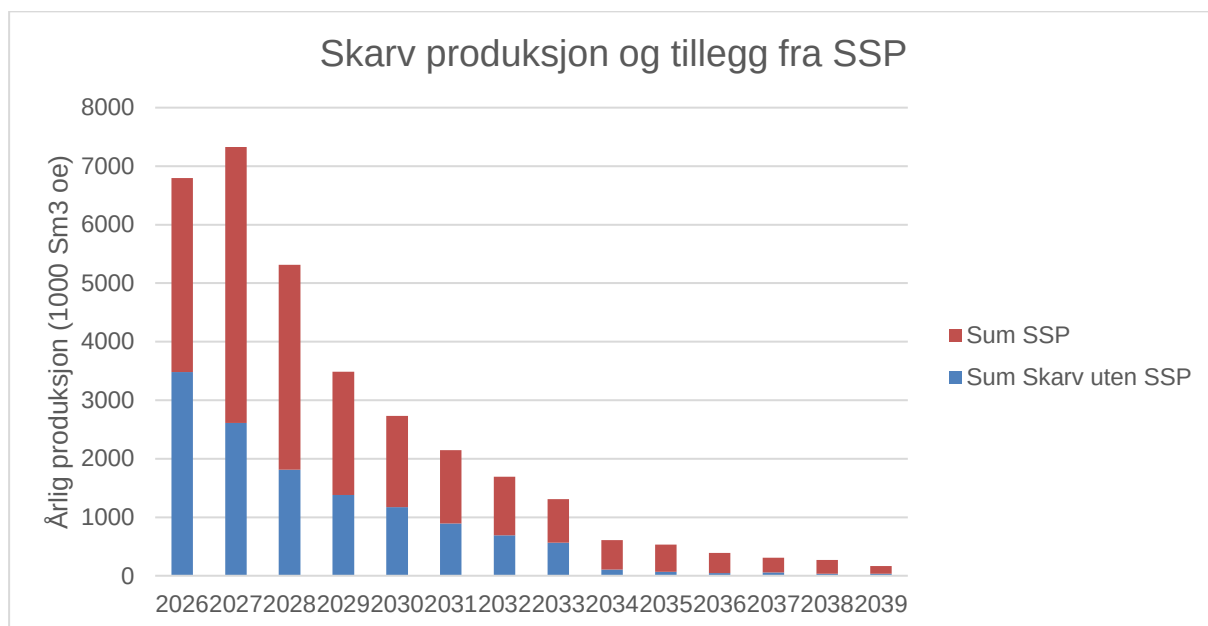
2.3 Ressurser og produksjonsplaner

Tabell 2-3 gir en oppsummering av antatt utvinnbare ressurser. Produksjonsperioden er nå antatt som lik mellom de tre prosjektene, fra 2026-2039. Idun Nord har et par år kortere produksjonsperiode. Produksjonsprofiler for henholdsvis olje og gass, inklusiv vertsfeltet Skarv, er vist i figur 2-5.

Tabell 2-3. Utvinnbare ressurser.

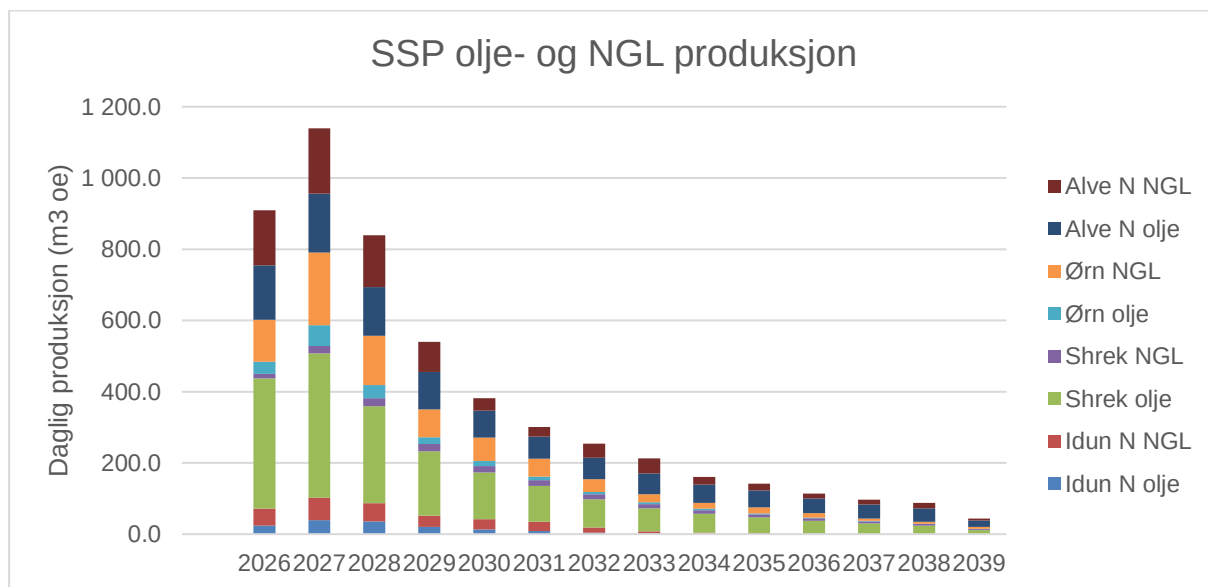
	Alve Nord	Shrek	Ørn
Gass/olje	Gass og olje	Olje og gass	Gass
Utvinnbare ressurser (mill Sm ³ oe), P50	6,5	2,8	8,6
Antatt utvinningsgrad (%)	16	35	76

Fra oppstart av produksjonen i 2026 vil SSP bidra med en betydelig andel av produksjonen fra Skarvområdet (figur 2-5). Relativt sett vil andelen øke utover etter hvert som egenproduksjonen fra Skarv avtar. Det er imidlertid andre funn og prospekter i området som kan tenkes å fases inn i løpet av perioden.



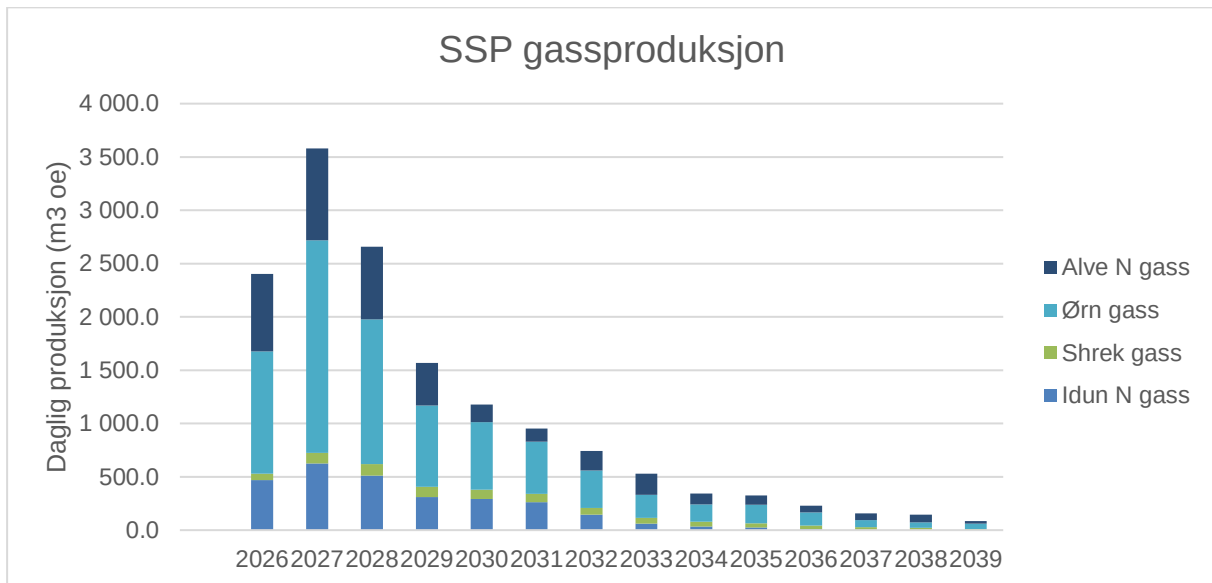
Figur 2-5. Samlet produksjonsprofil for olje og gass for Skarv, samt med bidraget fra Skarv Satellitt Prosjekt (SSP) (1000 Sm³ oe).

Figur 2-6 angir de relative bidragene til produksjonen av olje og kondensat fra hvert enkelt SSP-felt. Shrek som er et oljefelt bidrar naturlig nok med størst relative andel.



Figur 2-6. Individuelle produksjonsprofiler for hvert av Skarv Satellitt Prosjekt (SSP)-feltene for olje/Natural Gas Liquids (NGL) (Sm³ oe).

Figur 2-7 angir relative bidrag til produksjonen av gass fra hvert enkelt SSP-felt. Ørn bidrar med størst relative andel, mens Shrek kun har noe assosiert gass med oljeproduksjonen.



Figur 2-7. Individuelle produksjonsprofiler for hvert av Skarv Satellitt Prosjekt (SSP)-feltene for gass (Sm3 oe).

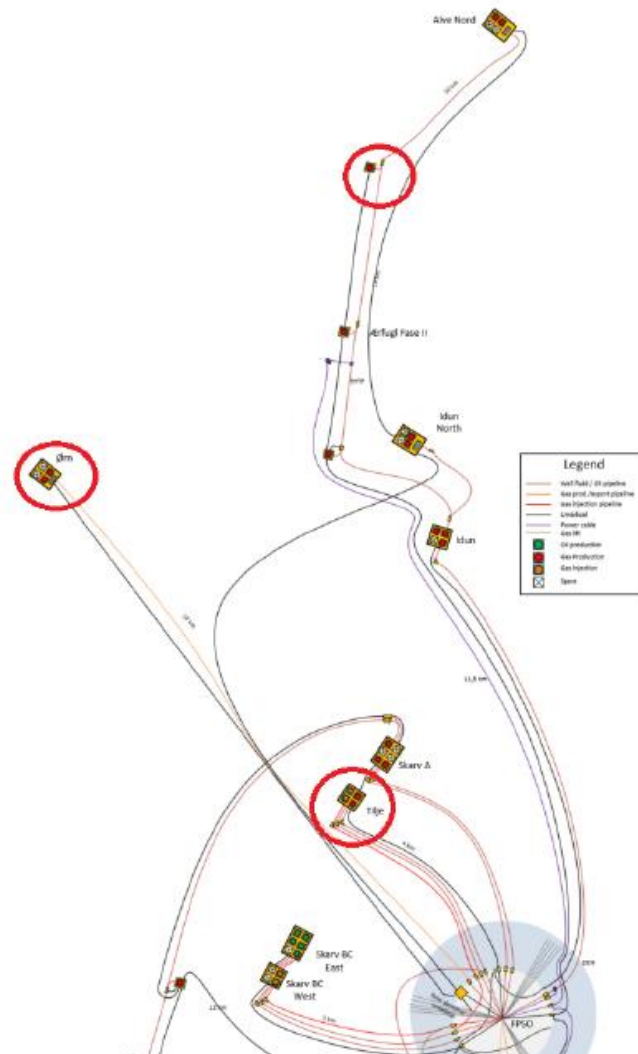
2.4 Alternative utbyggingsløsninger

De aktuelle funnene er hver for seg for små for en økonomisk selvstendig utbygging. Havbunnsutbygging tilknyttet eksisterende infrastruktur og vertsfelt i området for prosessering og eksport er derfor vurdert som eneste aktuelle utbyggingsløsning. Utnyttelse av tilgjengelig kapasitet i eksisterende anlegg er samtidig generelt en effektiv løsning både med tanke på ressursutnyttelse, økonomi og miljøfotavtrykk, og er også i tråd med norsk petroleumspolitik (St. meld. 36, 2021).

2.4.1 Alve Nord

Funnet Alve Nord ble vurdert tilknyttet Skarv FPSO via Ærfugl Nord, alternativt til Norne FPSO via Alve. Anbefalt løsning er gjort basert på en vurdering av høyest mulig produserte volumer i forhold til totale investeringer. Totalt 34 ulike sensitiviteter har vært utredet, både når det gjelder hvilke reservoarer det skal produseres fra, antall brønner, tilknytningspunkt og vertsfelt. Det ble tidlig avklart at andre funn/tillegg var prioritert tilknyttet Norne, noe som påvirker tidspunktet for mulig tilknytning av Alve Nord dit. Vertsinnretningens levetid taler videre i favør av Skarv FPSO. Norne FPSO ble derfor forlatt som mulig vertsinretning for Alve Nord. Muligheten for å bore en oljebrønn i tillegg til to gassbrønner ble vurdert. Her ble reservoardata vurdert som utilstrekkelige for å forsvare en slik investering på dette tidspunkt.

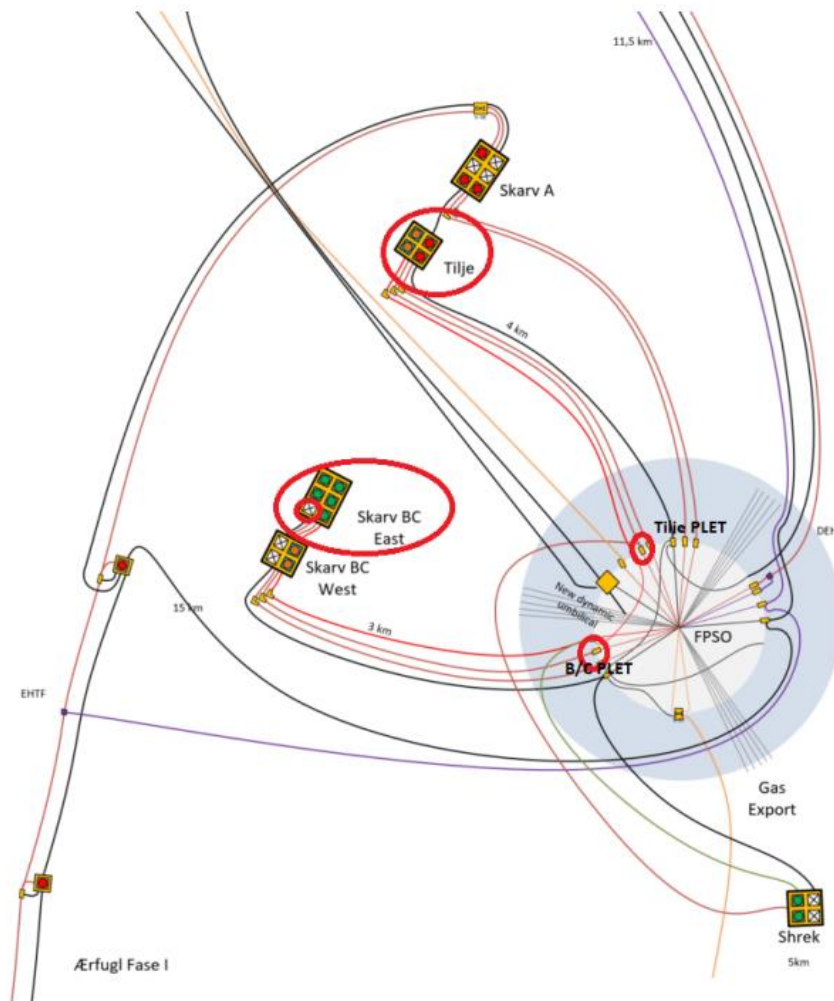
Seks ulike tilknytningspunkt ble vurdert, herunder tre muligheter med Skarv som vertsfelt; Ærfugl nord, Tilje og Ørn (figur 2-8). Derimot ble løsningen hvor Alve Nord tilknyttet en sentralt plassert manifold, som igjen tilkobles Skarv FPSO, vurdert som den beste økonomiske løsningen totalt sett for både Alve Nord og SSP og er derfor anbefalt løsning.



Figur 2-8. Skisse over tidligere vurdert utbyggingsløsning for Alve Nord til Skarv FPSO, med alternative tilkoblingspunkter.

2.4.2 Shrek

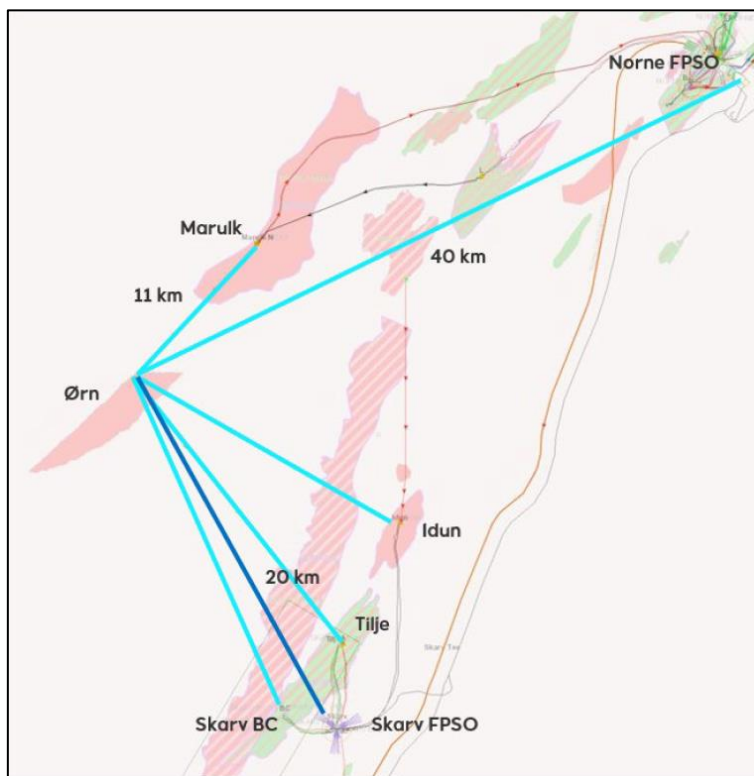
Shrek ble vurdert tilknyttet Skarv FPSO via eksisterende havbunnsinfrastruktur. En alternativ utbyggingsløsning som ble vurdert, var å la brønnstrømmen fra Shrek vil gå via Skarv bunnramme B/C, eller via Tilje stigerør (figur 2-9).



Figur 2-9. Alternative tilknytningsløsninger vurderet for Shrek.

2.4.3 Ørn

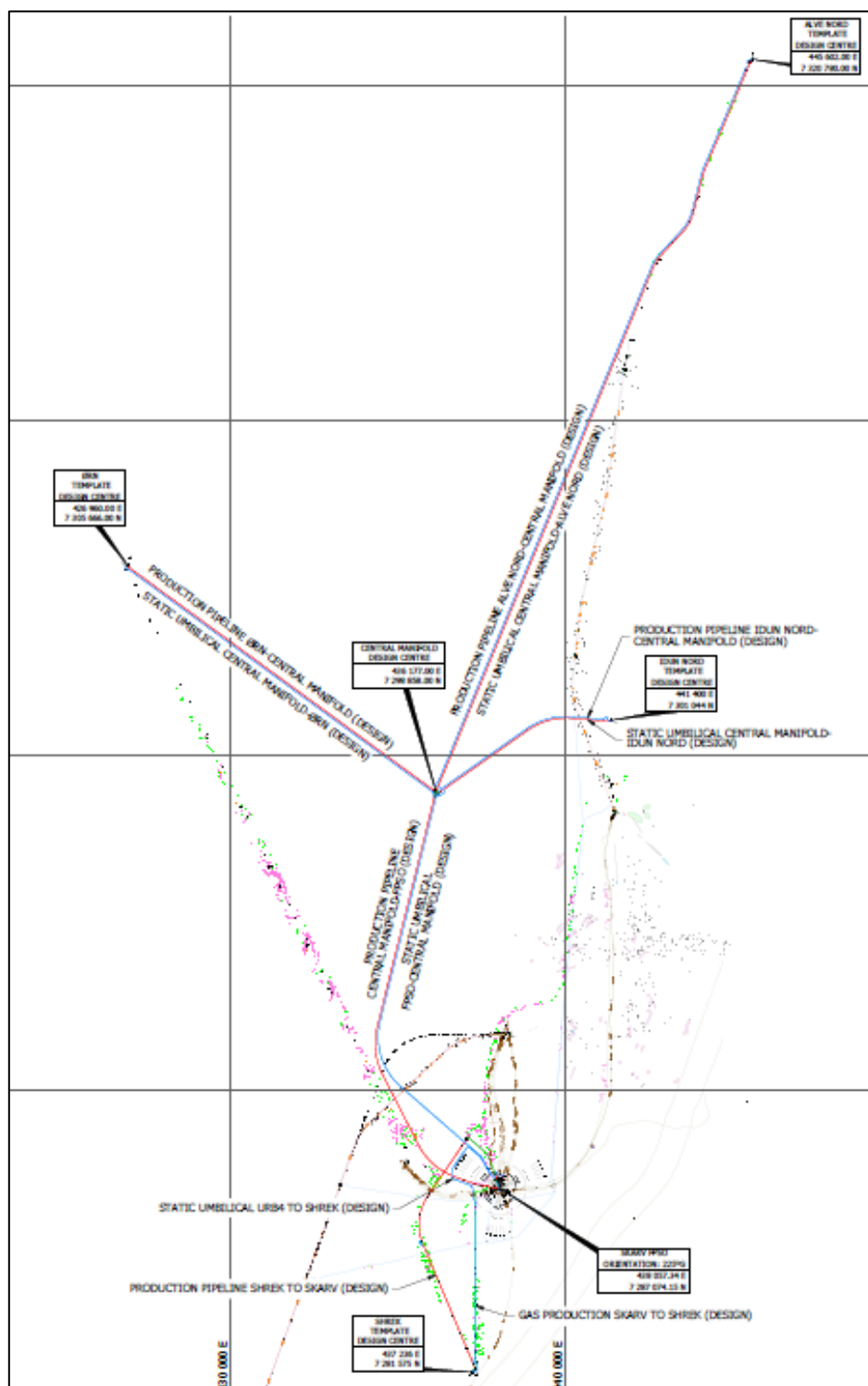
Alternativ utbyggingsløsning vurdert for Ørn, er til Skarv FPSO (20 km), enten direkte eller via Skarv BC, Tilje eller Idun. Siste konseptvurderinger anbefaler nå direkte tilkobling til Skarv FPSO via en sentral plassert manifold. Dette er i hovedsak relatert til trykkforhold og løsninger for å håndtere dette. Et alternativ med tilknytning til Norne FPSO (40 km), enten direkte eller via Marulk, ble vurdert, men forlatt. En kartskisse som viser beliggenhet av Ørn i forhold til mulige og tidligere vurderte tilknytninger er vist i figur 2-10.



Figur 2-10. Lokalisering av Ørn og vurderte alternative tilknytningspunkter.

2.5 Anbefalte utbyggingsløsninger

Produksjonsstrømmen fra Alve Nord og Ørn (og Idun Nord) vil samles i en sentral manifold før brønnstrømmen går videre til Skarv FPSO. Anbefalte utbyggingsløsninger for Alve Nord og Ørn med tilknytning til Skarv er vist i figur 2-11. Denne angir også tilkobling av Idun Nord. For Shrek vil produksjonsstrømmen gå via Skarv B/C før den går videre til Skarv FPSO. Anbefalt utbyggingsløsning for Shrek er vist i figur 2-14. De ulike løsningene for funnene er nærmere omtalt nedenfor.

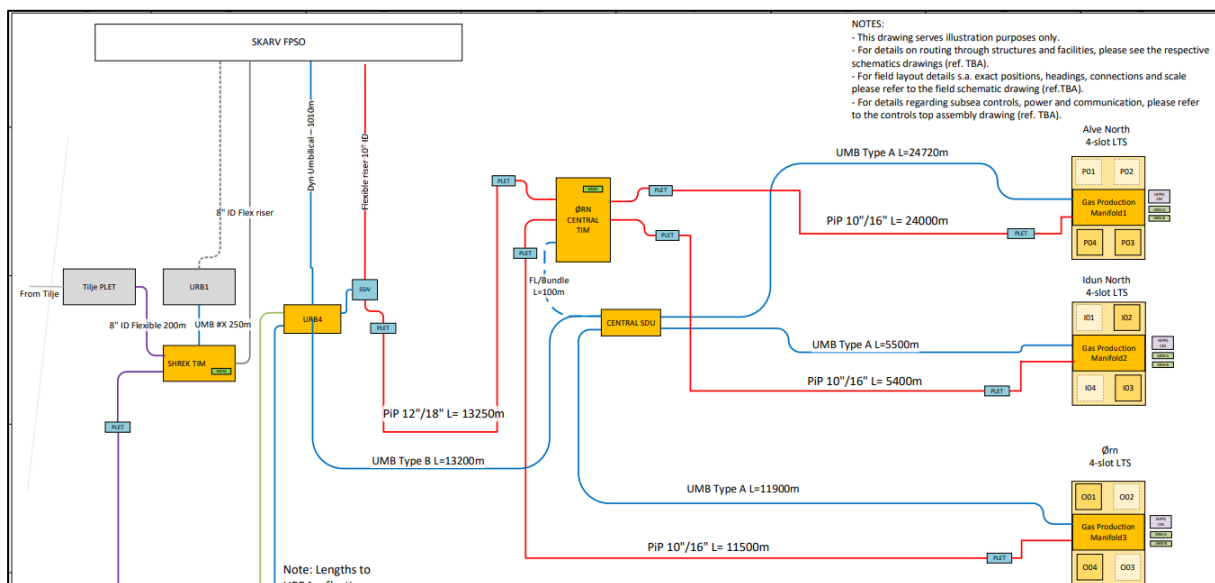


Figur 2-11. Anbefalt utbyggingsløsning for Alve Nord og Ørn tilknyttet Skarv FPSO. Figuren angir også tilkobling av Idun Nord. Røde linjer viser produksjonsrørledninger, blå linjer viser styrekabler.

2.5.1 Alve Nord

Utbyggingen planlegges med en brønnramme med fire brønnsliiser, i første omgang utbygd med to brønner (én skrånende og én horisontal). Brønnene vil ha vertikale juletrær. Hovedmålet for brønnene er gass. Brønnstrømmen vil ha et system for overtrykksvern (HIPPS) lokalisert på brønnrammen, og kobles til en sentralt plassert manifold gjennom en 24 km lang 10"/16" rør-i-rør produksjonsrørledning (figur 2-12). Produksjonsrørsystemet vil bestå av et

stivt enderørstykke (spool) fra brønnrammen til rørendestrukturen (PLET), og vil herfra bli tilknyttet manifolden. Produksjonsrørledningen vil ha et 10" innerrør med et korrosjonsbestandig 316L «bubi pipe» lag. Ytterrøret vil være av karbonstål. En 24,7 km lang styrekabel vil gå fra Alve Nord til den sentrale manifolden. Styrekabelen vil videre inneholde kabler for kommunikasjon og strøm, samt rør for kjemikalieinjeksjon. Kontrollsystemet vil være åpent elektro-hydraulisk med bruk av vannbasert hydraulikkvæske for å åpne/lukke havbunnsaktuatorene. Fra manifolden vil det gå en 13,3 km 12"/18" rør-i-rør produksjonsrørledning, samt en ny 13,2 km lang styrekabel til stigerørsbasen ved Skarv FPSO.



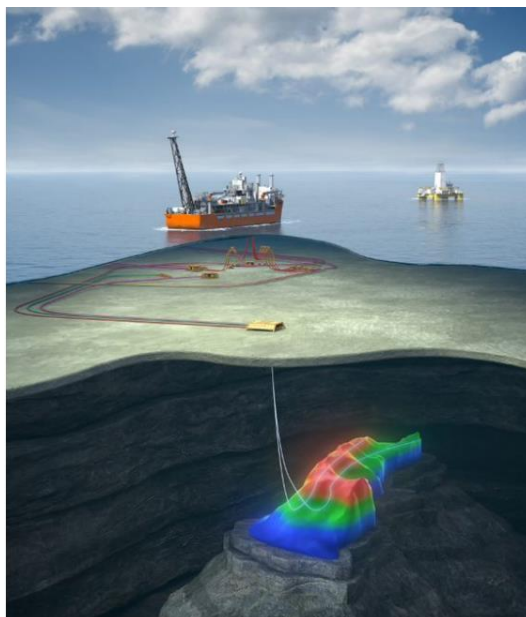
Figur 2-12. Skjematisk oversikt over anbefalt utbyggingsløsning for Alve Nord og Ørn. Idun Nords utbyggingsløsning er også vist i figuren.

2.5.2 Ørn

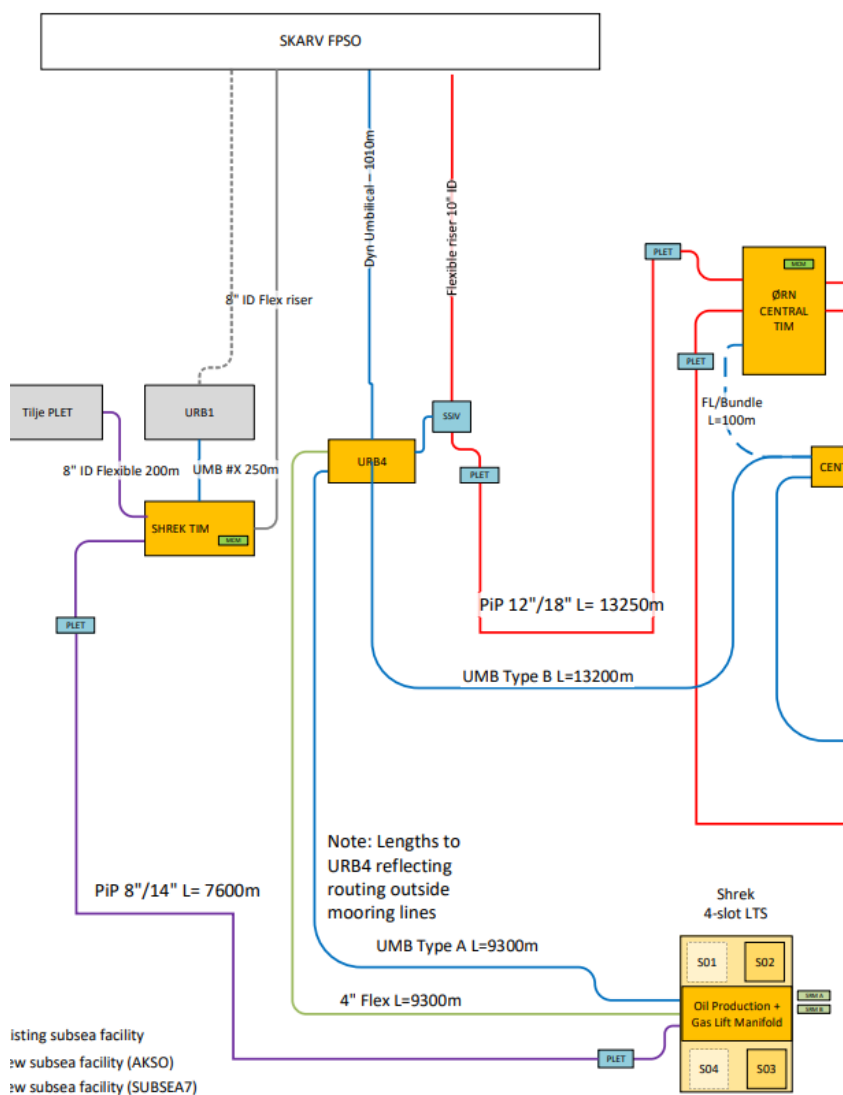
Ørn er et gassfunn med høyt initielt trykk (~670 bar), noe som begrenser alternativene for utbygging. Anbefalt utbyggingsløsning for Ørn innebærer en standard brønnramme med fire brønnslisser med to konvensjonelle vertikale juletrær. Løsningen krever videre en manifold med HIPPS (high-integrity pressure protection system) for trykkontroll. Brønnstrømmen vil gå i en 11,5 km lang 10"/16" rør-i-rør produksjonsrørledning til en sentral manifold (figur 2-12). Det vil også gå en 11,9 km lang styrekabel fra Ørn til manifolden. Fra manifolden vil det gå en 13,3 km 12"/18" rør-i-rør produksjonsrørledning, samt en ny 13,2 km lang styrekabel til stigerørsbasen ved Skarv FPSO.

2.5.3 Shrek

Shrek vil bli bygget ut med en fire slissers bunnramme. Det vil bores to horisontale oljebrønner med gassløft. En 7,6 km lang 8"/14" rør-i-rør produksjonsrørledning vil tilkobles en ny Tie-in Module (TIM), som kobles til stigerørsbasen ved Skarv FPSO. Fra bunnrammen vil det gå et 9,3 km langt 4" rør for gassløft, samt en 9,3 km lang styrekabel, til URB4 (Umbilical Riser Base #4). Styrekabelen vil inneholde kabler for kommunikasjon og strøm, samt rør for kjemikalieinjeksjon. Fra URB4 vil det gå en 1 km lang styrekabel til Skarv FPSO. Løsningen er illustrert i figur 2-13 og teknisk skissert i figur 2-14.



Figur 2-13. Illustrasjon av Shrek-utbyggingen.

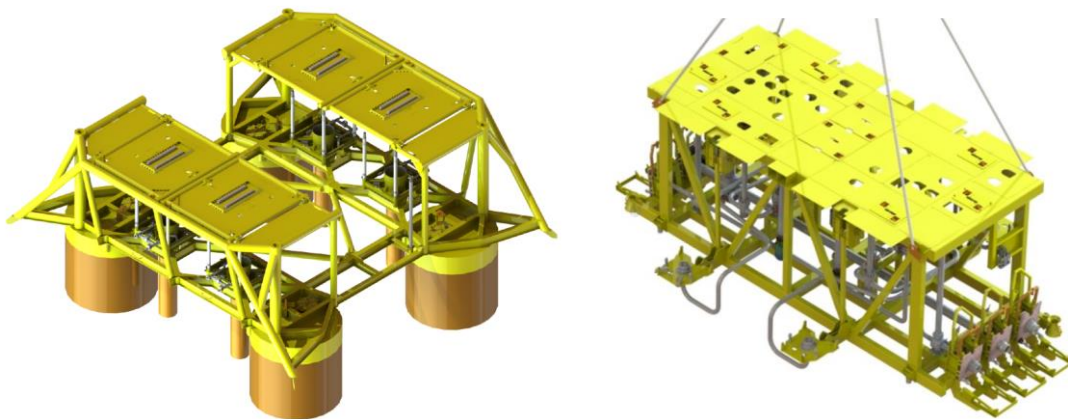


Figur 2-14. Skisse over anbefalt utbyggingsløsning for Shrek til Skarv FPSO.

2.5.4 Havbunnsinnretninger og infrastruktur

Funnene planlegges utbygd med en standard brønnramme med fire brønnslisser. Ytre mål på beskyttelsesstrukturen vil være 24,1 x 21,9 x 12,2 m. Vekt av strukturen er 282 tonn. Manifoldstrukturen kommer i tillegg, og er 18,7 x 12 x 6,5 m (figur 2-15). Havbunnsinnretningene vil bli festet i havbunnen med sugeankre, typisk fem meter dype og med en diameter på 5,5 meter. Lignende sugeankere vil bli benyttet for å forankre rørledningssystemene inn mot havbunnsinnretningene, men med noe mindre dimensjoner.

Den sentrale manifolden som er planlagt for Alve Nord og Ørn (samt Idun Nord) vil forbindes til rørledningen via et mindre rørkoblingsstykke (jumper). Fra manifolden vil det gå en ny 13,3 km 12"/18" rør-i-rør rørledning, samt en ny 13,2 km lang styrekabel til stigerørsbasen ved Skarv FPSO.



Figur 2-15. Illustrasjon av beskyttelsesstruktur og manifoldstruktur (høyre).

Rørledninger og styrekabler vil ikke graves ned i havbunnen da havbunnen i området enten er veldig myk, eller kraftig skuret, men vil generelt ligge eksponert på havbunnen. Unntaket er i områder hvor det er risiko for frie spenn. Frie spenn vil bli redusert til et minimum ved at rørledningene blir understøttet med grus eller stein. Videre vil det for alle rørledninger være behov for noe steininstallasjon i forbindelse med overkryssning med faste rør over eksisterende rør og kabler. For fleksible rør og styrekabler vil betongmatten bli benyttet for samme formål. Inn mot tilkoblingspunktene vil rørledningsstrukturer bli beskyttet med armerte glassfiberdeksler, som igjen dekkes av stein. Til steininstallasjonen vil det bli benyttet stein hentet i Norge, hvor typisk diameter er på 1-4". På grunnlag av tidligere erfaringer med rørlegging i Skarvområdet, er estimerte mengder stein for feltene gitt i tabell 2-4.

Tabell 2-4. Estimert mengde stein som vil installeres i forbindelse med rørlegging ved Alve Nord, Shrek og Ørn. Mengdene er oppgitt i tonn.

Mengde stein	Alve Nord	Shrek	Ørn	Fra sentral manifold til Skarv FPSO
Forberedelse av rør- og kabeltrasé	170 000	72 000	60 000	95 000
Etter rør- og kabellegging	18 000	16 500	5 000	6 000
Totalt	188 000	88 500	65 000	101 000

2.5.5 Eksport av olje og gass

Olje fra Skarv overføres lagertanker før videre transport med skytteltankere. Gasseksport skjer gjennom rørledning til Åsgård Transport System (ÅTS), som igjen går til Kårstø.

2.6 Vertsfeltet Skarv

Skarvfeltet er bygget ut med havbunnsplasserte brønnrammer med feltinterne rør og styrekabler knyttet opp til et produksjons- og lagerskip, Skarv FPSO (figur 2-16), for prosessering, lager og eksport. Feltet startet produksjonen i 2013 og innretningen har en designlevetid på 25 år. Feltet har fem egne brønnrammer navngitt Skarv A, Skarv BC (øst og vest), Tilje og Idun med totalt 15 brønner. I tillegg er feltene Ærfugl og Gråsel tilknyttet Skarvfeltet, og Skarv produserer nå fra 20 brønner. Oljeproduksjonen fra Skarv er avtakende og gassinjeksjon blir benyttet for økt utvinning. Innfasing av brønnstrøm fra eksterne felt vil være viktig for å opprettholde produksjon og sikre effektiv drift. Ambisjonen er økt produksjon og drift frem til 2040.



Figur 2-16. Skarv FPSO

Skarv FPSO har et anlegg for gassprosessering hvor gassen behandles før den transporteres til Kårstø-terminalen i rørledning. Gassprosessanlegget består av tre re-kompressorer, to tog for gasseksport og én injeksjonskompressor for gass.

Foreløpige vurderinger tilsier at det er tilstrekkelig kapasitet for prosessering og eksport på Skarv FPSO. I 2021 ble det blant annet ferdigstilt en oppgradering av gassprosessanlegget. Produksjonskapasitet for olje/kondensat er på 13500 m³ per dag. Gassanlegget har en daglig gassinjeksjonskapasitet på 8,45 MSm³ og en daglig gasseksportkapasitet på 22,4 MSm³. Oljelagringskapasiteten er på 139 100 m³, men en lossekapasitet på 168 540 m³ per dag (7000 m³ per time).

2.6.1 Skarv energiløsning

Energi til prosessering og eksport kommer fra gassturbiner på Skarv FPSO. I forbindelse med utbyggingen av Skarvfeltet ble muligheten for elektrifisering av Skarv FPSO studert. Studiet konkluderte med at det ikke fantes en testet teknisk løsning for energioverføring via roterende dreieskive til lagerskip på 370 m havdybde og forhold som på Skarv FPSO (gassrør med høyt trykk). Rettighetshaverne på Skarv konkluderte dermed med at kraftgenerering med gassturbiner var den beste løsningen for Skarvfeltet. Konklusjonen var basert på:

- Sikkerhetsmessige utfordringer med kraftoverføring
- At det ikke fantes utprøvd teknologi for å bringe kraftkabel gjennom et dreieskivesystem med høytrykks gassrør, til et flytende fartøy for levering av installasjonens kraft
- Kabelteknologi som ville tåle de dynamiske belastningene fra bevegelsene i stigerøret, og på skipet, måtte utvikles
- Det var da ikke et kraftoverskudd i området som kunne forsyne Skarv
- Utvikle kabelinnfestingsmetode for den dynamiske delen av kabelen
- Miljøgevinsten ble vurdert som liten inntil en landbasert kraftforsyning er tilgjengelig
- Høye kostnader som kunne gjøre utbyggingen uøkonomisk

Alve Nord, Shrek og Ørn vil produseres ved bruk av eksisterende kraftløsning på Skarv FPSO. Tilknytning av feltene til Skarv FPSO vil hverken kreve utvidelse eller oppgradering av eksisterende kraftforsyning, men bidra til en forbedret energieffektivitet på skipet, og således et redusert klimafotavtrykk per produserte enhet. Feltenes produksjonsperiode er innenfor Skarv FPSOs estimerte levetid og det vil derfor ikke være nødvendig med en forlengelse av skipets levetid. Energibehov for SSP er nærmere omtalt i kapittel 6.1.2

2.6.2 Skarv CO₂-reduksjonsprosjekt

Aker BP jobber aktivt med å redusere CO₂-utslippet fra Skarv FPSO. Selskapet har sammen med partnerskapet satt som mål å redusere CO₂-utslippet fra Skarv med 50 prosent innen 2030. Det har siden 2017 vært jobbet med å se på elektrifisering fra land og andre løsninger. Aker BP fortsetter arbeidet og har etablert et prosjekt som har til hensikt å vurdere alternative løsninger for å nå målsetningen om CO₂-reduksjon til Skarvfeltet. Disse løsningene inkluderer hel- eller delelektrifisering ved kraft fra land, forskjellige alternativer for bruk av havvind, kombikraftverk og annen teknologi som er i rask utvikling. SSP-feltene vil ta del med sin respektive andel i et slik prosjekt gjennom tilknytningsavtalen til Skarv FPSO.

I tillegg jobbes det kontinuerlig med energioptimalisering på Skarv for å redusere CO₂-utslippene på kort sikt. Blant annet er det gjennomført ulike energieffektiviserings tiltak for mer effektiv bruk av gassturbinene.

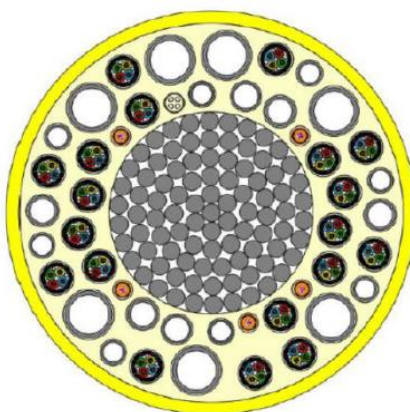
2.6.3 Modifikasjoner på Skarv FPSO

Modifikasjonsarbeid som vil utføres på Skarv FPSO i forbindelse med SSP omfatter følgende hovedelement:

- Det er begrensninger i dreieskiven på Skarv FPSO for gjennomføring av nye stigerør. Samling av flere brønnstrømmer i en sentral manifold før det tas inn til Skarv FPSO bidrar til å redusere eventuelle utfordringer i dreieskiven.
- For Shrek vil det måtte installeres en strømningsmåler (Multi-Phase Flow meter, MPFM) nedstrøms stigerøret og oppstrøms manifolden. I tillegg vil det kreves en omlegging for gassløft, samt tilrettelegging for injeksjon av emulsjonsbrytere på Skarvmanifolden.
- Oppgradering er nødvendig på målesystemet tilknyttet testseparatoren.
- Brønnstrømmen fra Alve Nord og Ørn (og Idun Nord) vil gå via en sentral manifold til Skarv FPSO. Dette vil kreve mindre modifikasjoner på Skarv FPSO på eksisterende

hydrokarbonsystemer. Modifikasjonene for felles brønnstrøm vil bli installert på områder som er tildelt på Skarv FPSO for fremtidige inntak av brønnstrømmer fra havbunnsutbygginger.

- Det pågår vurderinger for å sjekke kapasiteten på relevante stigerør i forhold til vibrasjoner, samt eventuelle modifikasjoner av kompressor for gassinjeksjon. Detaljerte prosessmodelleringer vil bli utført samlet for Skarv av de ulike nye brønnstrømmene, for å avklare detaljer omkring komposisjon og blanding av væsker, vurdere synergier, og således for å prosjektere nødvendige tilpasninger i prosessen. Dette vil også avklare nærmere behovet for kjemikaliefunksjoner.



Figur 2-17. Tverrsnitt av den dynamiske styrekabelen som vil gå fra Skarv FPSO til stigerørsbasen, med linjer for hydraulikkvæske, kjemikalier, kraft og kommunikasjon.

2.6.4 Prosessering og kjemikaliebehov

Den anbefalte utbyggingsløsningen innebærer at brønnstrømmen fra funnene blir prosessert i det eksisterende prosessanlegget på Skarv FPSO. Det vil være behov for flere produksjonskjemikalier. Kjemikaliene vil dels følge strømmen av det produserte vannet (vannløselige kjemikalier), og dels følge oljeeksporten (oljeløselige kjemikalier). En del av kjemikaliene vil bli fjernet i renseanlegget for produsert vann på Skarv og resten vil bli sluppet ut sammen med det produserte vannet. Bruk og utslipp av kjemikalier i forbindelse med SSP-prosjektet vil bli redusert så langt det er mulig. Videre vil det bli utført miljørisikovurderinger av de kjemikaliene som planlegges benyttes for å sikre at valgte kjemikalier gir lav risiko for miljøskade. En foreløpig oversikt over forventede kjemikalietyper og estimerte mengder som planlegges benyttet for de ulike feltene er vist i tabell 2-5. En fullstendig oversikt over kjemikalier, samt mengder, vil bli presentert i senere søknader til Miljødirektoratet.

Det er ikke behov for korrosjonshemmer eller H₂S-fjerner for SSP-feltene.

Tabell 2-5. Forventede produksjonskjemikalier, samt estimerte mengder gitt i ppm (deler per million).

Kjemikalier	Alve Nord	Shrek	Ørn
Avleiringshemmer	20-100 (i brønnen) 25-35 (topside)	20-100	60 (18 liter/døgn)
Hydrathemmer (MEG)	MEG/vann (80:20)	MEG/vann (80:20)	MEG/vann (80:20)
Emulsjonsbrytere	5-9	10	7
Vokshemmer	50-150		
Asfaltenhemmer	50-150		
Naftenathemmer	50-150		
Deoiler	10-20	10-20	

Oljen fra Shrek har blitt analysert for ulike parametere og resultatene viste at det vil være et behov for avleiringshemmere. Avleiringshemmer vil injiseres til brønnhode. Det vil bli også bli lagt til rette for kampanjer mot avleiringer (*scale squeeze*) i tilfelle framtidig behov for dette. Temperaturen for voksdannelse (WAT; Wax Appearance Temperature) for Shreks råolje er $<0^{\circ}\text{C}$ og temperaturen gjennom hele produksjonslinjen vil være over dette. Flytepunktet for råoljen er -15°C og det vil ikke være nødvendig å benytte vokshemmere. Tettheten til Shrek råolje er høy og ligger på 950 kg/Sm^3 . Det vil derfor være et behov for injisere emulsjonsbryter til brønnstrømmen. Under boring vil det tas prøver av råoljen for å sjekke graden av skumdannelse. Det vil injiseres skumdemper på Skarv FPSO dersom det blir nødvendig. Hydratkontrollstrategien for Shrek vil være basert på en kombinasjon av isolasjon, monoetylenglykol (MEG)-injeksjon og trykkavlastning.

Oljen fra Alve Nord hadde for dårlig kvalitet til å kunne bli analysert for parametere slik som voks, asfalten og naftenat. Det er derimot en lav sannsynlighet for at det vil være behov for kjemikalier slik som voks-, asfalten og naftenathemmere, men det vil finnes to ledige linjer i kontrollkabelen som kan benyttes til slike kjemikalier, eller i tilfelle andre uforutsette kjemikaliebehov oppstår i framtiden. Avleiringshemmer vil injiseres til brønnhode og i prosessen på dekkсанlegget. Før SSP kommer i drift er det også forventet at det vil bli igangsatt en deoiler-injeksjon (10 ppm basert på vannrate). Det eksisterer allerede injeksjonsmuligheter for deoiler på Skarv FPSO. Det vil også tilsettes MEG i drift.

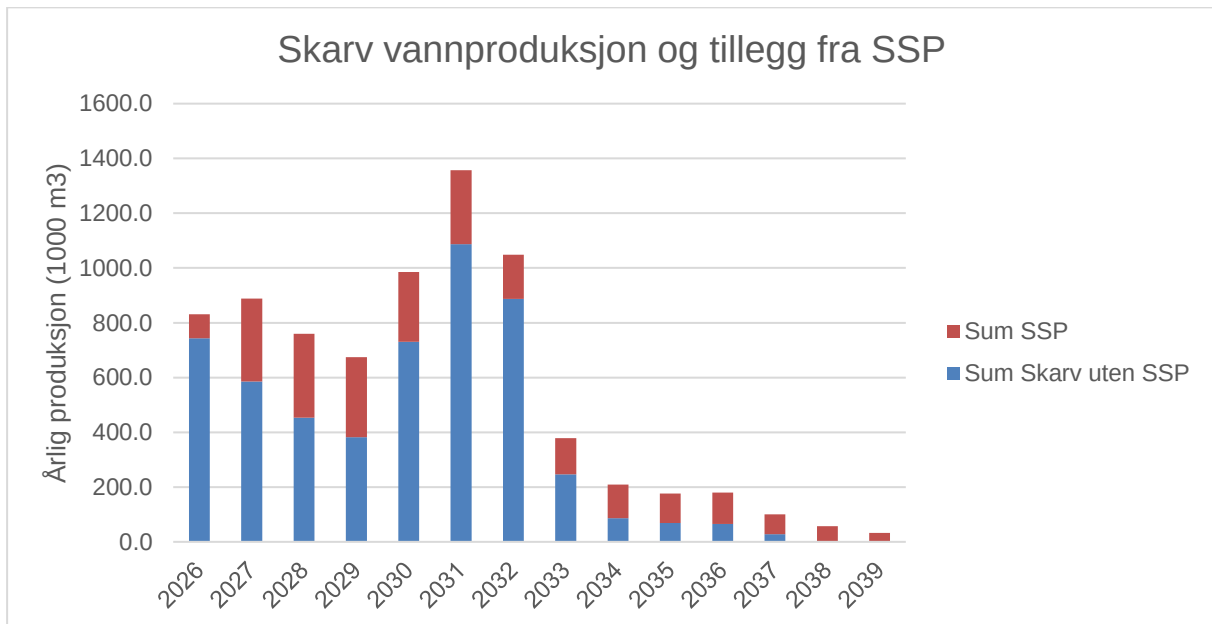
For Ørn vil det være et behov for å tilsette MEG i drift. Det vil injiseres MEG i et forhold på 80:20 MEG/vann ved behov. Da Ørn er et gass/kondensatfelt vil det ikke være behov for å tilsette voks-, asfalten og naftenathemmere. Det er en mulighet for avsetning av kalsiumkarbonat (CaCO_3), men dette anses å ha lav sannsynlighet.

Havbunnsanleggene vil primært benytte samme hydraulikkvæsker som i dag er i bruk for Ærfugl til Skarv. Dette produktet, *Castrol Transaqua HT2-N*, er en vannbasert hydraulikkvæske. Komponentene i produktet består av ca. 89 prosent i grønn kjemikaliekategori, ca.10 prosent i gul kjemikaliekategori, samt om lag 0,2 prosent i rød kjemikaliekategori. Det er planlagt å skifte ut kontrollvæske i rød kategori som nå brukes på Skarv med Transaqua SP i kategori gul Y2. Substitusjonsarbeidet skal gjennomføres i 2. halvår 2022. Denne vil da bli brukt av SSP-feltene.

2.6.5 Håndtering av produsert vann

Feltets løsning for produsert vann er ved rensing og utslipp til sjø. Rensegraden er svært høy.

Skarv FPSO har et renseanlegg for produsert vann som består av hydroykloner og flotasjonsenheter («Compact Flotation Unit», CFU). Etter rensing kan vannet sendes til filterenheter, eller føres til slop tanker, ved behov. Kapasiteten til renseanlegget på Skarv FPSO er i dag på $1600\text{ m}^3/\text{d}$. Det planlegges med å oppgradere anlegget i form av mindre modifikasjoner til $3200\text{ m}^3/\text{d}$. Shrek vil bidra til at behovet økes. Det er foreløpig beregnet å være tilstrekkelig kapasitet i anlegget til å motta og prosessere produsert vann fra de aktuelle funnene. Behovet for ytterligere fremtidige oppgraderinger blir imidlertid studert. Skarv FPSO hadde i 2020 et gjennomsnittlig utslipp av olje med produsert vann på $7,6\text{ mg/l}$ (Aker BP 2021) og et totalt utslipp av produsert vann på $139\,000\text{ m}^3$ ($\sim 400\text{ m}^3/\text{d}$). Utslippsvolumet vil øke for Skarv FPSO i dagens prognose fra 2026 uten innfasing av SSP, og med ytterligere økning med SSP (figur 2-18), hvor særskilt oljefunnet Shrek bidra (jf. figur 6.10, kapittel 6).



Figur 2-18. Prognose for produsert vann fra Skarv FPSO med bidrag fra Skarv Satellitt Prosjekt (SSP).

Reinjeksjon av vann fra Skarv ble vurdert i forbindelse med PUD og arealer ble avsatt for dette formålet. Løsningen ble da valgt bort blant annet som følge av prognoser med lave vannvolum. Reinjeksjon som trykkstøtte ble vurdert i tidligfase for Shrek. Det ble funnet å være for kostnadskrevenede (~1 milliard kroner) i forhold til de aktuelle vannvolumene. Med potensielt økende produksjon av vann fra Skarv fremover vil Aker BP igjen vurdere løsninger som reinjeksjon, injeksjon eller økt kapasitet på renseanlegg ved utslipp til sjø. Dette er ikke en del av SSP.

2.6.6 Boring og brønn

Anbefalt utbyggingskonsept inkluderer å bore to horisontale brønner per funn, totalt seks brønner (tabell 2-6). Vanntypet på lokalitetene er på om lag 300-400 m. Boringen vil bli gjennomført med en halvt nedsenkbar, sjette generasjonsrigg med dobbelt boretårn. Foreløpig plan er at riggen skal være dynamisk posisjonert, men med muligheter for å ankre opp vinterstid. Det er en del koraller i området så legging av ankerlinjer kan komme i konflikt med koraller. Dette vil vurderes nærmere etter hvor riggen vil være i vintermånedene, og hvilke felt riggen borer på. Boretid avhenger blant annet av boredyp og rigg, og vil anslagsvis vare rundt 250 dager. I tillegg er det estimert rundt tre uker per brønn for komplettering.

Tabell 2-6. Beskrivelse av foreløpig brønnskonsert for Alve Nord, Shrek og Ørn.

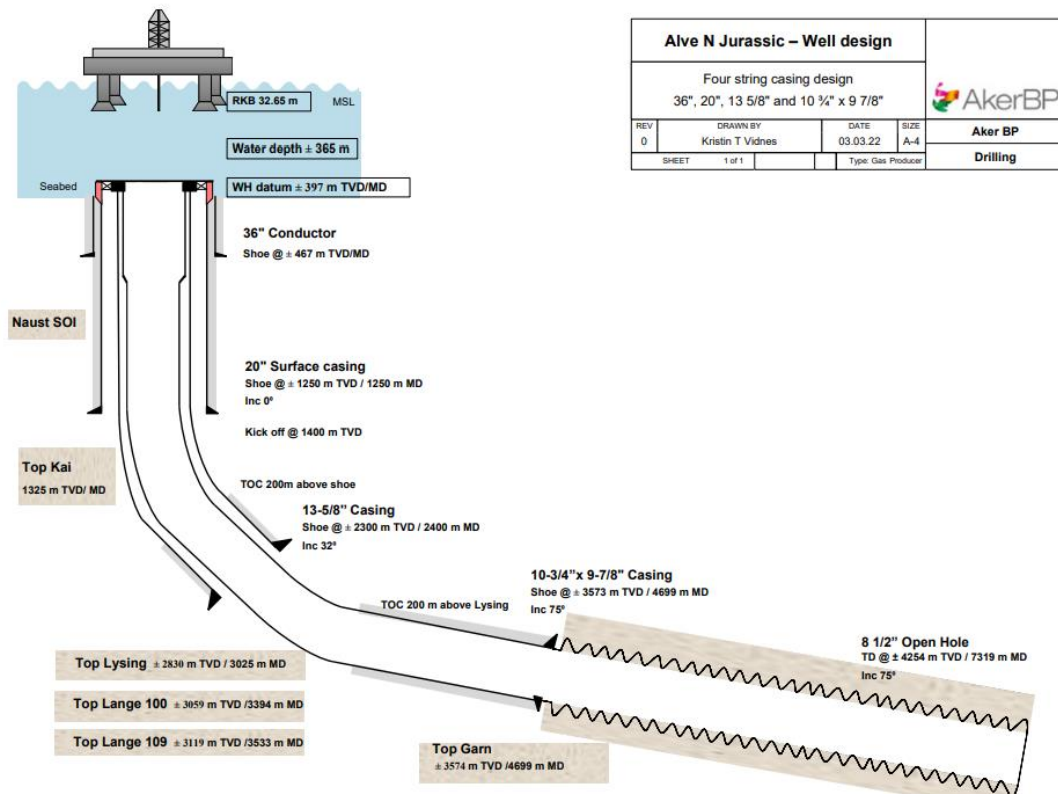
	Alve Nord	Shrek	Ørn
Horisontale brønner	2 (høyvinkel)	2	2 (lavvinkel)
Boreperiode (år)	2026	2024/2025	2025
Varighet (døgn) (P50)	102	74	76

Brønnene for alle funnene er planlagt boret ved bruk av vannbasert borevæske i de øvre seksjonene, mens oljebasert borevæske vil benyttes i de nederste seksjonene. 42" seksjonen vil bores med et transportsystem for borekaks (Cutting Transportation System, CTS), hvor borekaks transporteres og deponeres på en egnet lokalitet om lag 50-100 m fra brønnrammen. Borekaks fra seksjon 26" vil bli returnert til riggen ved hjelp av et «Riserless Mud Recovery» (RMR)-system, for deretter å slippes til sjø. Overflødig sement fra boreoperasjonen vil transporteres vekk fra brønnrammen ved hjelp av CTS-systemet, og deponeres på samme

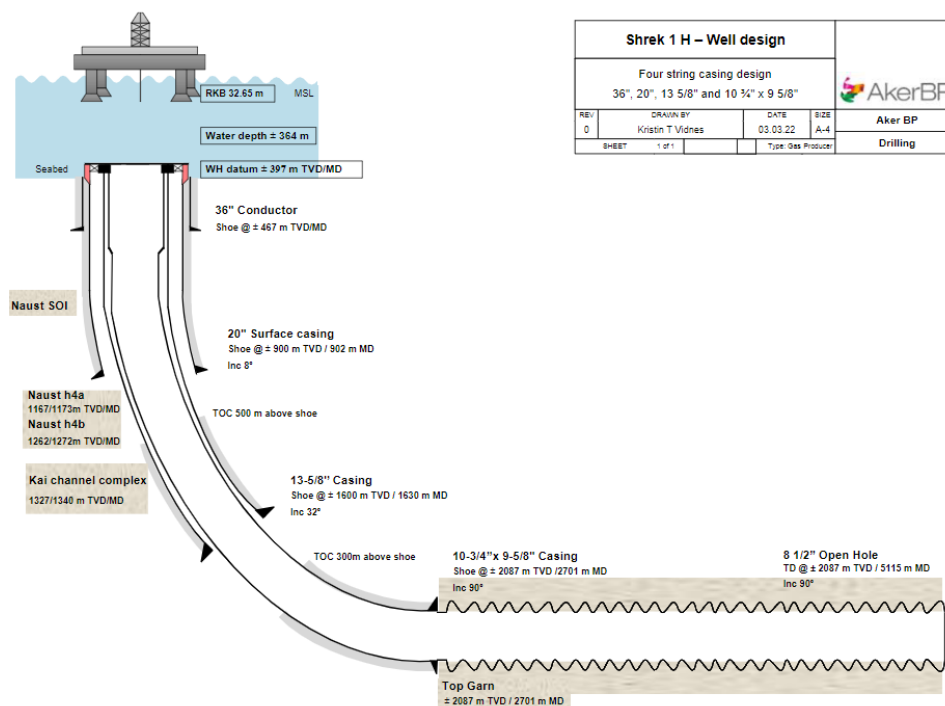
lokalitet som borekaks fra 42" seksjonen. Brønnlayout for de tre feltene er vist i figur 2-19, 2-20 og 2-21.

Brønnrammens lokalisering på havbunnen er i områder med lite korallforekomster lokalt, ingen forekomster helt inn til brønnlokaliteten (se kapittel 4.4). Borevæske og borekaks som vil slippes til sjø, inneholder kjemikalier som er klassifisert i grønn/PLONOR kjemikaliekategori, dvs. kjemikalier som anses å ha ingen eller svært liten effekt på miljøet. Sement inneholder hovedsakelig grønne kjemikalier, men kan også inneholde kjemikalier i gul kjemikaliekategori, dvs. kjemikalier som ikke er dekket av de andre kategoriene, rød og svart (hvor miljøfarlige stoffer er inkludert). En ny sementblanding med lavt CO₂-utlipp er under utvikling, og denne vil bli vurdert tatt i bruk dersom denne er klar til brønnene skal bores. Denne sementblandingen består kun av kjemikalier i grønn kategori.

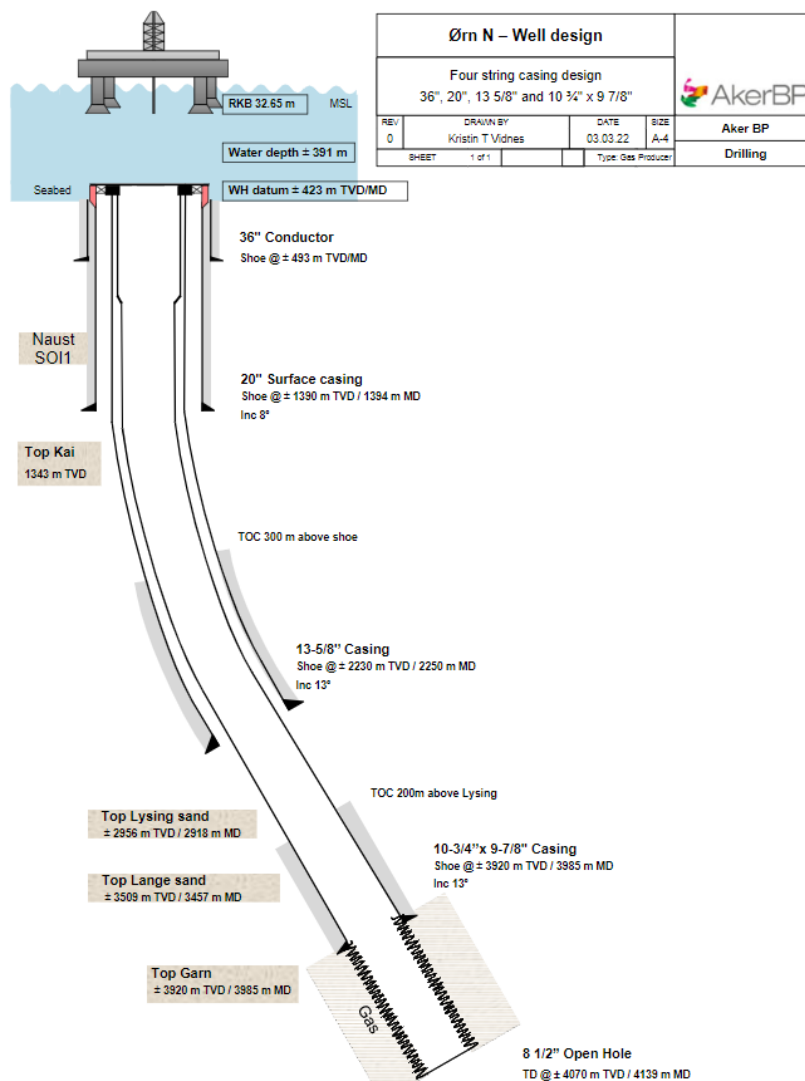
Når stigerøret er installert, vil oljebasert borevæske og borekaks returneres til boreriggen hvor de vil bli separert. Væsker som oppfyller gjeldene utslippsgrenser vil slippes til sjø etter behandling, mens borekaks med vedheng av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for forsvarlig behandling.



Figur 2-19. Skjematisk oversikt over en Alve Nord- brønn.



Figur 2-20. Skjematisk oversikt over en Shrek-brønn.



Figur 2-21. Skjematisk oversikt over en Ørn-brønn.

2.7 Plan for gjennomføring og organisering, tidsplan

Aker BP har etablert en prosjektorganisasjon for Skarv Satellitt Prosjekt (SSP) som inkluderer de tre funnene omfattet av foreliggende konsekvensutredning. Det vil være en tett dialog med driftsorganisasjonen for Skarv. Skarvfeltet opereres også av Aker BP. Aker BPs og prosjektets forretningsmodell bygger på bruk av etablerte allianser og alliansepartnere for prosjektering, fabrikkasjon, installering og boring. Følgende allianser vil bli benyttet i prosjektet; Subsea-alliansen, Alliansen for halvt nedsenkbare borerigger og Modifikasjons-alliansen. I størst mulig grad vil det bli benyttet standardløsninger, gjerne tilsvarende som er i bruk på Skarv, og godt utprøvd utstyr. Tidsplan for utbygging og produksjonsstart er gitt i tabell 2-7.

Tabell 2-7. Tidsplan for utbygging og produksjonsstart.

Aktivitet	Alve Nord	Shrek	Ørn
PUD-levering	Fjerde kvartal 2022	Fjerde kvartal 2022	Fjerde kvartal 2022
Detaljert prosjektering	2023	2023	2023
Fabrikkasjon	2023/2024	2023/2024	2023/2024
Installasjon	2024/2025	2024/2025	2024/2025
Boring	Tredje/fjerde kvartal 2025	Første kvartal 2026	Første/andre kvartal 2026
Produksjonsstart	Første kvartal 2026	Andre kvartal 2026	Tredje kvartal 2026

2.8 Investeringer og kostnader

Foreløpige investeringsanslag for Alve Nord, Shrek og Ørn er på 17-18 milliarder kroner, inklusive borerelaterte kostnader. Kostnader forbundet med eventuelle modifikasjoner på vertsplattformen er inkludert i anslaget.

I tillegg kommer årlige drifts- og vedlikeholdskostnader, totalt estimert til vel 2 milliarder kroner gjennom driftsperioden.

2.9 Avvikling av virksomheten

I henhold til gjeldende regelverk skal innretninger som utplasseres være fjernbare, inklusive havbunnsinnretninger. Disponering av rørledninger og kabler blir vurdert i forbindelse med feltets avslutningsplan, hvor hensynet til fiskeri, miljø og sirkulærøkonomiske aspekter er sentrale.

2.10 Tiltak for å redusere utslipp/BAT-vurderinger

De fleste premisser for valg av løsninger og teknikker for Alve Nord, Shrek og Ørn er gitt av dagens tilsvarende løsninger i bruk i Skarvområdet. Dette reduserer behov for modifikasjoner og sikrer kjente og kostnadseffektive løsninger og effektiv drift. Det gjennomføres en felles miljøaspektgjennomgang for SSP, som oppdateres for hver fase av prosjektet. Beste tilgjengelige teknikk-vurderinger (BAT) gjennomføres for de viktigste miljøaspektene. En oppsummering av gjennomførte BAT-vurderinger som er gjort i forbindelse med SSP-prosjektet følger nedenfor. Vurderingene er gjort i henhold til NOROG sine anbefalte retningslinjer 147.

Brønnopprensning

Brønnopprensning er planlagt til vertsfeltet. Det medfører at brønnstrømmen blir ivaretatt i prosessanlegget og noe som sparer betydelige utslipp til luft sammenlignet med alternativ løsning med rigg.

Feltinterne rørledninger – materialvalg og hydratkontrollstrategi

Feltinterne oljerørledninger til Skarv består generelt av høylegert stål, eventuelt med et høylegert innlegg. Karbonstål er kun benyttet i gasseksportørledningen (tørr gass). Det blir i dag ikke benyttet korrosjonshemmer på Skarv. Materialvalg for SSP vil være basert på samme filosofi, med bruk av korrosjonsbestandig materiale, eventuelt et korrosjonsbeskyttende (CRA 13Cr) innerlag. Dette eliminerer behovet for korrosjonshemmer, noe som vil ha en positiv miljøeffekt ved at det reduserer Environmental Impact Factor (EIF) av utslippene til sjø.

For rør-i-rør systemer er ytre rør av karbonstål og innerrøret korrosjonsbestandig. Rør-i-rør er referanseløsning for isolasjon og for å hindre hydratdannelse for funnene. Direkte elektrisk oppvarming ble vurdert som et alternativ, men denne løsningen ble valgt vekk som følge av høye kostnader (merkostnad på ~2 milliarder kroner) og lavere teknisk robusthet. Anleggene vil derfor kreve at det tilsettes monoetylenglykol (MEG) i drift. Hydratkontrollstrategien for disse funnene vil være basert på isolasjon, MEG-injeksjon og trykkavlastning.

Hydraulikksystem for styring av havbunnsventiler

Løsningen for operasjon av havbunnsanlegget vil være tilsvarende som blir benyttet for felt tilknyttet Skarv i dag, med vertikale juletrær og et tilhørende åpent hydraulisk system. Enhetlige og standardiserte løsninger for dette sammen med dagens anlegg på Skarv er viktig og sikrer trygge og effektive operasjoner. Vertikalt juletre med åpent hydraulisk system for ventiloperering er vurdert som BAT for Ærøfugl til Skarv, og tilsvarende for SSP. Systemet har lave utslipp av vannløselige hydraulikkvæsker og er vurdert som miljømessig bedre enn et lukket system.

Det planlegges å skifte ut kontrollvæske i rød kjemikaliekategori som nå brukes på Skarv, med Transaqua SP i kjemikaliekategori gul Y2. Substitusjonsarbeidet skal gjennomføres i andre halvår 2022. For lukket system har Skarv erfart problemer med lekkasjer av kjemikalier.

Aker BP er involvert i teknologiutvikling med Aker Solutions for fremtidige fullelektriske løsninger, hvor en i dag er på trinn tre av fem i utviklingsløpet. Utstyret er antatt kommersielt tilgjengelig tidligst i 2023. En slik løsning er ikke kvalifisert for bruk i de aktuelle prosjektene, som krever kvalifisert og utprøvd teknologi ved levering av PUD. Det er heller ikke tilrettelagt for en slik løsning på Skarv, og dette krever omfattende modifikasjoner om det i hele tatt kan anses gjennomførbart.

Lekkasjedeteksjon

Aker BP har gjennomført spesifikke studier for å avklare optimale løsninger for lekkasjedeteksjon for SSP. Lekkasjedeteksjon ved havbunnsrammene vil være primærmetode for lekkasjedeteksjon. Havbunnsbasert lekkasjedeteksjon er vurdert som BAT for SSP, hvor to akustiske lekkasjedetektorer (Naxys) på hver manifold og en metansniffer (Franatech) på hvert vertikale ventiltre er vurdert som mest gunstige teknikk og ligger inne i designet. Videre arbeid vil bli gjort i prosjektet for å avklare omfang og plassering av sensorer.

2.11 HMS, miljø- og klimatiltak

Aker BP er et rendyrket oppstrøms olje- og gasselskap. Oljen og gassen selskapet utvinner brukes til energi som verden trenger og bidrar med råstoff til en rekke produkter. Over tid er det ventet at verden vil bli mindre avhengig av fossil energi. Olje og gass vil likevel spille en viktig rolle også i mange tiår framover, og det er selskapene som produserer med lavest utslipp og lavest kostnader som kan bidra i overgangen til fornybarsamfunnet.

Aker BP er godt posisjonert, og har i dag en CO₂-intensitet på under 5 kg CO₂ per produserte fat oljeekvivalent. Selskapet jobber for å redusere utslippene ytterligere til under 4 kg CO₂ per fat. Dette er blant de laveste utslippene i olje- og gassindustrien på verdensbasis. Aker BPs målsetting er netto null utslipp fra egne operasjoner innen 2030.

Olje og gass er en felles naturressurs som har skapt en nasjonal formue og lagt grunnlag for velferdssamfunnet i Norge. Aker BP jobber hver dag for å maksimere verdiskapningen fra ressursene selskapet forvalter på vegne av felleskapet. Verdiskapningen fra Aker BP tilfører kapital til selskapets eiere, og bidrar til å styrke deres evne til å investere i fornybar energi og

nye næringer. Skatter og avgifter til staten bidrar til velferdssamfunnet og er avgjørende for overgangen til fornybarsamfunnet. Aker BP bidrar også gjennom samarbeid, og deling av kunnskap og erfaring utenfor egen industrien. Det gir selskapet tilgang på nye digitale løsninger og teknologi.

Aker BP jobber aktivt med å være en ansvarlig samfunnsaktør og en god arbeidsgiver. Lokalsamfunn skal dra nytte av at selskapets operasjoner og aktivitet. Alliansemodellen, der Aker BP jobber integrert med strategiske partnere, sikrer en høy andel norske leverandører i prosjekter og drift. Fram mot 2028 planlegger Aker BP investeringer på over 135 milliarder kroner. Dette sikrer aktivitet, bevarer arbeidsplasser og utvikler kompetanse i leverandørindustrien før tilfang av fornybar-prosjekter ventes å tilta det neste tiåret.

For å opprettholde samfunnets tillit til å operere på norsk sokkel, er Aker BP avhengig av sikre operasjoner som utføres under de høyeste helse-, miljø og sikkerhetsstandardene (HMS). HMS er alltid førsteprioritet i Aker BPs aktiviteter og standarder og forventninger er beskrevet i HMS-rammeverket

Aker BP har etablert overordnede HMS-visjoner og mål for å sikre en robust og trygg aktivitet med minimal risiko for liv, helse og verdier. Et eget HMS-program vil bli utviklet for SSP-prosjektet. Det vil etableres målbare indikatorer for å overvåke at prosjektets krav og mål er i samsvar med Aker BPs styringssystem. For å møte kravene/målene vil det utarbeides handlingsplaner og planene vil integreres i den videre planleggingen, prosjekteringen, installasjonen og driften av SSP. HMS-programmet blir fortløpende oppdatert for å dekke de ulike fasene i prosjektet.

Aker BP skal velge de tekniske, operasjonelle og organisatoriske løsninger som etter en samlet vurdering gir de beste resultater, jf. forurensingsloven § 2 nr. 3 og rammeforskriften § 11 andre ledd. Gjennomføring av vurderinger av BAT er nedfelt i våre interne krav og prosedyrer og ligger til grunn for teknologivalg. BAT-vurderinger skal ta hensyn til kostnader og fordeler. Prosjektet vil gjennomføre de nødvendige vurderinger av BAT slik at disse kan være en del av grunnlaget ved valg av design. Ytterligere målsettinger vil bli beskrevet i prosjektets HMS-plan.

3 Mottatte høringskommentarer til programforslaget

Et forslag til program for konsekvensutredning ble sendt på offentlig høring 4. oktober 2021 med 12 ukers høringsperiode.

Tilbakemelding ble mottatt fra følgende parter:

- Alstahaug kommune
- Arbeids- og velferdsdirektoratet, NAV
- Fiskeridirektoratet
- Industri Energi
- Justis- og beredskapsdepartementet
- Kartverket
- Klima- og miljødepartementet
- Kystverket
- LO
- Miljødirektoratet
- Norges fiskarlag
- Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE
- Riksantikvaren
- Samferdselsdepartementet

Aker BP sammenfattet innkomne høringsuttalelser og evaluerte hvordan disse eventuelt kan innlemmes i programmet for konsekvensutredning (se nedenfor). Dette ble oversendt til Olje- og energidepartementet 18. februar 2022. Departementet fastsatte programmet for konsekvensutredning i henhold til dette 12. april 2022.

I evalueringen vår av de mottatte kommentarene benytter vi uttrykkene «tas til orientering» og «tas til etterretning» på følgende måte:

- Tas til orientering er benyttet om mottatte synspunkt og kommentarer som Aker BP merker seg, og som er vurdert å ikke kreve et tilsvarende eller en konkret oppfølging fra Aker BP.
- Tas til etterretning er benyttet om mottatte kommentarer og innspill som Aker BP tar til følge eller vil forsøke å ta hensyn til i videre oppfølging av prosjektet.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
Alstahaug kommune	
Alstahaug kommunes utgangspunkt i alle slike saker er at aktiviteten kan utvides under forutsetning av at dette gir lokale og regionale ringvirkninger og at hensynet til miljø, HMS og fiskerier har sentral fokus.	Kommentaren tas til orientering.
Alstahaug kommune mener at konsekvensutredningen må redegjøre for de miljømessige konsekvensene ved utbyggingen. Alstahaug kommune mener at petroleumssektoren generelt har et	Kommentaren tas til orientering. Utredning av miljømessige konsekvenser inngår i programforslaget. Alternativ energiløsning for Skarv FPSO blir for tiden studert, og

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
medansvar for å sikre oppnåelse av de internasjonale og nasjonale målene for reduksjon av klimagassutslipp. Satellittprosjektet (SSP) må utrede nærmere muligheten for reduksjon av CO2 avtrykket og Skarv FPSO som vertsplattform bør utredes med tanke på elektrifisering eller annen betydelig karbonreduserende løsning.	eventuelle beslutninger her vil fremkomme i konsekvensutredningen.
Alstahaug kommune mener at de samfunnsmessige konsekvensene ved valg av driftsoperative løsninger og lokalisering av disse, vil være svært viktig for videre utvikling av lokalt og regionalt næringsliv. En må bygge videre på de løsninger som er valgt i Sandnessjøen. Dette relaterer seg både til driftsstøtte, vedlikehold og modifikasjon av subseautstyr mm. Det er også viktig at boreaktivitet sikres lokal mobilisering. Det må utvikles måleverktøy som synliggjør at en leverer ift forutsatt. Vi legger til grunn at både denne og fremtidige satellitt utbygginger er underlagt Skarv lisensen sine forutsetninger i PUD.	Kommentaren tas til orientering. Driftsoperative løsninger og lokalisering av disse vil følge av Skarv sine løsninger, herunder gjelder et etablert prinsipp om at Aker BP som hovedregel skal utnytte eksisterende basestruktur i Helgeland for aktiviteter i Norskehavet. Dette medfører betydelige ringvirkninger regionalt. Aker BP måler regionale ringvirkninger av driften på Skarv fortløpende, hvor SSP etter hvert vil inngå.
Alstahaug kommune mener at konsekvensutredningen må inneholde vurderinger av virkninger av ulike kontraktsavtaler over feltets faser for det petroleumsrettede næringslivet og industrimiljøene i regionen, samt muligheten for samlet sett å generere en større verdiskaping og sysselsetting fra regionen inn i det nasjonale regnskapet. Også her må det etableres relevante måleverktøy for å sikre riktig utvikling.	Konsekvensutredningen vil ikke konkret utrede kontraktsstrategier og -innhold. Dette vil være i henhold til norsk lov og etablert praksis. Aker BP vil videreføre den type avtaler som allerede er etablert både for Skarv og selskapet generelt. For prosjekter tilknyttet Skarvområdet, har Aker BP etablert prinsipper for å tilrettelegge for at lokale / regionale leverandører skal få mulighet til å by på kontrakter, samt velges når de kan levere på konkurransemessige vilkår. En viktig mekanisme for å underbygge denne muligheten er at lokalt innhold skal brukes aktivt som evaluerings- og tildelingskriterium i de tilfeller hvor det finnes aktuelle lokale/ regionale leverandører. Aker BP har etablert et system for måling av lokale virkninger for vår virksomhet tilknyttet Skarv. Dette vil også omfatte SSP.
Alstahaug kommune mener at konsekvensutredningen må utrede oljevernberedskap på en grundig måte. Det må vises hvordan driften av SSP feltet kan bidra til å øke kompetansen og de sikkerhetsmessige sider ved beredskapen i samarbeid med øvrige aktører, i forhold til de	Kommentaren tas til orientering. SSP vil inngå som en del av beredskapen mot akutt forurensning for Skarvområdet. Eventuelt behov for endring i beredskapen som følge av prosjektet, vil fremkomme gjennom senere beredskapsanalyse i forkant av boring og produksjon.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
utfordringene man står ovenfor i de kystnære områdene, om det skulle oppstå uhell.	
Alstahaug kommune slutter seg for øvrig til de foreslåtte utredningsaktiviteter i forslag til program for konsekvensutredning.	Kommentaren tas til orientering.
Alstahaug kommune ser det derfor som viktig at lokale og regionale ringvirkninger både i en utbyggingsfase og en driftsfase vises spesiell oppmerksomhet. I et slikt studium må de ulike utbyggingsløsningene behandles særskilt. Basebyen Sandnessjøen er under stadig utvikling og er valgt som base både for Norne, Skarv og Aasta Hansteen. Alstahaug kommune ser fram til en videre god dialog med Aker BP i den videre prosessen med KU og PUD/PAD.	Kommentaren tas til orientering.
Arbeids- og velferdsdirektoratet (NAV)	
Arbeids- og velferdsdirektoratet har gjort seg kjent med hovedinnholdet i høringssaken. Vi har ingen merknader til det fremlagte forslaget.	Kommentaren tas til orientering.
Fiskeridirektoratet	
Under punkt 2 – Planer for utbygging, skisseres det en utbyggingsløsning hvor de aktuelle funnene blir tilknyttet eksisterende infrastruktur og vertsfelt i området via havbunnsutbygging, og flere konseptvalg vurderes. Fiskeridirektoratet er opptatt av at frie spenn reduseres til et minimum, samt at en graver ned rør og kabler der det er mulig for å redusere bruk av steinfyllinger. Videre er det viktig at helningsvinklene på fyllingene er så liten at bunnredskaper kan krysse fyllingene uten å ta med seg steinmasser som kan medføre tap av redskap og/eller fangst.	Å unngå frie spenn på rørledninger er viktig for sikkerheten. Det avbøtes gjennom design og tiltak i installasjon (nedgrøfting, steinunderstøttelse og overdekking) og følges opp gjennom inspeksjoner. Bruk av stein er kostbart, og omfanget tilpasses derfor behovet. Helningsvinkel på fyllingene er tatt hensyn til i relevante industristandarder som blir fulgt i prosjektet. Å unngå negative virkninger for fiskeri er en målsetning for prosjektet uavhengig av valgt løsning.
Under punkt 2.12 - Avvikling av virksomheten, står det at disponering av rørledninger og kabler blir vurdert i forbindelse med feltets avslutningsplan, hvor hensynet til fiskeri og miljø er sentrale. Fiskeridirektoratet er på generelt grunnlag skeptisk til dagens praksis, hvor rørledninger mv. blir etterlatt etter avvikling av feltene. Over tid vil etterlatte rørledninger kunne skape hefter for fiske med bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Fiskeridirektoratet vil derfor oppfordre til at prosjektet også ser på muligheten for at en større del av	Kommentaren tas til orientering. Sluttdisponering av rørledninger og kabler på norsk sokkel følger de prinsipper myndighetene har etablert, jf. St Meld 47 (1999-2000). KU vil redegjøre nærmere for både materialvalg og installeringsstrategi for aktuelle feltinterne rør og kabler, og hvordan dette vil innvirke på sluttdisponering. Når det gjelder gjenbruk av feltinnretninger og sirkulærøkonomiske prinsipper, viser vi til erfaringer fra fjerning av plattformer på norsk sokkel. Her er generelt dokumentert en gjenvinningsgrad langt over 90 prosent, samt gjenbruk av en del utstyr og komponenter. Spesifikke foretak er nylig etablert for gjenbruk av utstyr, noe vi

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
feltinnretningen kan bli gjenbrukt etter sirkulærøkonomiske prinsipper.	forventer vil medvirke til økning innen dette segmentet.
Under punkt 3.5.2 – Fiskeri, antas dette å være dekkende for området. Det kan forventes sporadisk linefiske etter lange og brosme, men Fiskeridirektoratet vil likevel påpeke at fiskeri er en dynamisk aktivitet og vil variere alt er fiskens vandringmønster og de til enhver tid gjeldende reguleringer. Angående arealbeslag i forbindelse med installasjon og legging av kabler og rørledninger vil Fiskeridirektoratet oppfordre til dialog med relevante fiskeriinteresser for å begrense konfliktpotensialet i anleggsperioden.	Vi noterer kommentaren om dynamikk innen fiskeriutøvelsen, og bekrefter at vi vil legge tidsserier over fiskeriaktivitet i området til grunn for våre vurderinger. Vi tar videre til etterretning anmodningen om direkte dialog med de aktuelle fiskeriinteressene, og vil innlemme dette i våre planer.
Fiskeridirektoratet har ingen øvrige merknader til høring av forslag til program for konsekvensutredning for Skarv Satellitt Prosjekt. Eventuelle merknader vedrørende sårbar bunndyrsfauna, herunder spesielt kaldtvannskoraller, og andre biologiske ressurser anses ivaretatt av Havforskningsinstituttet.	Kommentaren tas til orientering. Det er ikke mottatt tilbakemelding fra Havforskningsinstituttet til høringen.
Industri Energi	
Industri Energi takker for muligheten til å gi kommentarer i den pågående høringsprosessen, og vi ønsker å gratulere operatør og rettighetshaverne med utbyggingen av Alve Nord, Shrek og Ørn. Alve Nord, Shrek og Ørn styrer mot godkjenning innenfor de midlertidige endringene i skatteregimet, som Stortinget vedtok i juni 2020. I en særlig krevende tid lykkes man innenfor rammene av den norske modellen å gjennom partssamarbeid med KonKraft-fellesskapet å komme frem til løsninger for en samlet olje- og gassnæring i krise. En helt avgjørende forutsetning bak oppslutning og støtten til dette forliket er forventningene til faste norske arbeidsplasser og aktivitet gjennom hele verdikjeden og ringvirkninger for hele landet. Dette er et ansvar vi forventer at operatør er bevisst i alle ledd av utbyggingsprosessen, og her er arbeidstakermedvirkning sentralt. Industri Energi ønsker å understreke viktigheten av tidlig involvering av klubb og vernetjenesten. Industri Energi er positive til at operatørs fokus på regionale virkninger til Helgeland, herunder Sandnessjøen (forsyningsbase og	I forhold til konsekvensutredningen tas kommentarene til orientering. Uttalelsen nevner en rekke viktige forhold som vil hensyntas i det videre arbeidet med utbygging og drift av SSP.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
driftstøtte) og Brønnøysund (helikopterbase). Et funksjonelt regelverk må ligge til grunn for aktiviteten på norsk sokkel. Det er viktig, at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurransedyktige kraftkostnader er ivarettatt. Industri Energi forutsetter at driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelser og reel arbeidstakermedvirkning i Norge i alle faser av prosjektet. Ved utlysninger av anbudskonkurranser for oppdrag enten på sokkelen eller på fastlandet, må norsk industris styrker vektlegges i utformingen og tildelingen av oppdrag. Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klima- og miljøkrav får en reel og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurransen. Olje- og gassnæringen har en god tradisjon for sitt bidrag til å øke kunnskap og kompetanse i hele landet, samt være en attraktiv arbeidsplass. Dette er spesielt viktig for ungdom og unge voksne. Kunnskapsløft og rekruttering til Alve Nord, Shrek og Ørn gjennom eksisterende norske arbeidsmarked, fagutdanning og høyere utdanning er av høy prioritet. Ungdom og unge voksne bør særlig prioriteres. Den støtten næringen trenger for å sikre gode og langsiktige rammebetingelser henger tett sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.	
Justis- og beredskapsdepartementet	
Justis- og beredskapsdepartementet har ingen merknader.	Kommentaren tas til orientering.
Kartverket	
Kartverket har ingen merknader til høringsforslaget på nåværende tidspunkt.	Kommentaren tas til orientering.
Klima- og miljødepartementet	
Klima- og miljødepartementet slutter seg til høringsuttalelser fra hhv. Miljødirektoratet og Riksantikvaren.	Kommentaren tas til orientering.
Departementet har ingen ytterligere merknader til høringen	Vi henviser til evaluering av kommentarer fra de respektive direktoratene.
Kystverket	

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
Av programforslaget framgår det at mulige virkninger for passerende maritim trafikk vil bli vurdert. I utbyggingsperiode vil det nødvendigvis være noe trafikk til og fra feltet, men som det korrekt står i punkt 3.5.3 går hovedtrafikken utenom det aktuelle området. Noe trafikk går gjennom, men det er gode rutiner og risikoen er vurdert som lav. Dette er heller ikke et nytt felt, så resultatet av en utbygging vil bli at dagens praksis videreføres med en del nye år. Det framgår videre av programforslaget at Aker BP har etablert beredskap mot akutt forurensning for Skarv, herunder beredskapsorganisasjon og nødvendige -ressurser, og at denne beredskapen også vil favne utbyggingsprosjektene i utbygging og drift. På denne bakgrunn anser Kystverket programforslaget som dekkende når det gjelder vårt ansvarsområde.	Kommentaren tas til orientering.
LO	
Dette prosjektet styrer mot godkjenning innen det midlertidige oljeskatteregimet. Det ble utformet og støttet av LO basert på formålet om å opprettholde aktiviteten i leverandørindustrien. Knyttet til vedtaket er det tydelige politiske forventninger til å sikre aktivitet og faste arbeidsplasser i hele verdikjeden. Driftsmodell må utvikles for å sikre faste ansettelser, reell arbeidstakermedvirkning og bruk av et funksjonelt regelverk for aktivitet på sokkelen. LO venter at næringen følger opp forutsetningene i alle leveranser til utviklingen av prosjektet. LO legger til grunn at ved utlysning av anbudskonkurranser for oppdrag enten det er på sokkelen eller på fastlandet, må norske industris styrker vektlegges i utformingen og tildelingen av oppdrag. Kontraktene må utformes slik at de norske leverandørenes evne til leveringspresisjon, byggetid og at klimaog miljøkrav får en reell og riktig verdi. Kriterier for ordnede arbeidsvilkår, kompetanse og HMS må vektles høyt i anbudskonkurranser. LO vil minne om at maritime oppdrag i norske farvann må basere seg på norske tariffavtaler. Bruk av rederier med fartøy registrert i det norske ordinære registeret sikrer dette. LO forutsetter at arbeidet utføres av aktører som er bundet av landsomfattende norske tariffavtaler. Det er	Kommentaren tas til orientering.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
viktig at vurderinger knyttet til kraftbehov og kraftforsyning gjøres ut fra et helhetsperspektiv, der den landbaserte- og offshoreindustriens behov for konkurransedyktige kraftkostnader er ivarettatt. Den støtten næringen trenger for å sikres gode langsiktige rammebetingelser henger sammen med den aktiviteten og sysselsettingen næringen skaper i Norge.	
Miljødirektoratet (MDIR)	
Valg av utbyggingsløsning må baseres på helhetlige miljøvurderinger og den totalt sett beste klima- og miljømessige løsningen av de reelle alternativene. Dette må belyses i konsekvensutredningen. Helhetlige miljøvurderinger må foreligge for alternative utbyggingsløsninger, bl.a. energiløsning (kraft fra land, havvind, kombikraft), håndtering av produsert vann (herunder reinjeksjon og renseløsninger), materialvalg og kjemikaliebehov, styringssystem for havbunnsanlegg, kakshåndtering og fysiske inngrep på havbunnen (legging av rørledninger og kabler). Kravet om anvendelse av BAT skal oppfylles og dokumenteres i utredningen for alle deler av prosjektet og over feltets levetid. Dette inkluderer design og modifikasjoner, anleggsfasen, boring, oppstartsfasen, drift og avslutning av feltet. For at Miljødirektoratet skal få et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere og etterprøve operatørens vurderinger og valg av utbyggingsløsninger, må konsekvensutredningen inneholde en sammenstilling av miljø-, klima- og energimessige fordeler og ulemper ved alternative løsninger. Vi forutsetter at det gis en grundig begrunnelse dersom det velges andre løsninger enn de som framstår som best for miljø og klima.	De aktuelle funnene som inngår i SSP er hver for seg for små for selvstendige utbygginger, og disse utvikles som havbunnsutbygginger tilknyttet eksisterende felt (Skarv) for prosessering og eksport. Dette er generelt vist å være svært effektive måter å utvinne mindre forekomster av olje og gass i modne områder, ikke minst klimamessig, og er i tråd med norsk petroleumspolitik. Klima- og miljømessige forhold ved utbyggingen blir dokumentert i konsekvensutredningen. I de tilfeller hvor ulike vertsfelt (Norne, Skarv) og/eller tilknytningspunkt er aktuelt, blir dette belyst i konsekvensutredningen. For havbunnsfelt tilknyttet en vertsinnetning, ligger generelt vertsfeltets løsninger til grunn. Dette gjelder blant annet energiløsning og løsning for håndtering av produsert vann. Relevante forhold, herunder BAT-vurderinger for aktuelle systemer / teknologivalg, blir dokumentert i konsekvensutredningen.
Energibehovet på Skarv FPSO ved innfasing av SSP, alternative energioppdekningsløsninger som kraft fra land i en områdeløsning, havvind, kombikraft samt energieffektiviserings- og utslippsreducerende tiltak, må belyses i konsekvensutredningen.	Endring i energibehovet på Skarv som følge av innfasing av SSP vil bli nærmere redegjort i konsekvensutredningen. Som nevnt i programforslaget er behovet dekket av eksisterende turbinkapasitet på Skarv FPSO. Alternative energiløsninger blir ikke utredet for SSP, men blir vurdert for vertsfeltet Skarv. Kraft fra land til Haltenbanken, inkludert Skarvfeltet, er under utredning. Tilsvarende

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
	vurderer Skarv andre alternative kraftløsninger frem mot 2030. Status for arbeidet vil bli gitt i KU for SSP.
Mulige klima- og utslippsreducerende tiltak må også belyses for marine operasjoner og borefasen, herunder lav-NOx-motorer, hybride energiløsninger/batteriløsning og bruk av alternative drivstoff. Bruk av diesel til kraftgenerering i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner gir store utslipp til luft av CO ₂ , NO _x , SO _x og sot (svart karbon).	Et prosjekt av denne type og omfang har begrenset innflytelse på de forhold som her påpekes. I forbindelse med kontraktsinngåelser vil imidlertid miljø- og klimarelaterte forhold inngå, for om mulig å minimere utslipp til luft. Aker BP har, gjennom våre allianseavtaler, stor fokus på klima- og miljømessige forhold i prosessen med utvelgelse av rigger. Dette vil redegjøres nærmere for i konsekvensutredningen.
BAT-vurderinger og utslippsreducerende tiltak, samt forventet årlig utslipp av metan og NMVOC, må beskrives i konsekvensutredningen.	Det vil bli redegjort for relevante designtiltak for reduksjon av diffuse utslipp. Årlige utslipp av metan/NMVOC fra Skarv FPSO vil for øvrig være relativt til andel av produksjonen, og vil angis i konsekvensutredningen.
Konsekvensutredningen må belyse BAT-vurderinger, planlagte modifikasjoner og robustheten til renseanlegget på Skarv FPSO ved innfasing av SSP og eventuelle andre ressurser, herunder muligheten for reinjeksjon av produsert vann.	Kommentaren tas til etterretning. BAT-vurderinger blir gjort for produsertvannhåndtering på Skarv, inklusive vann fra SSP. Dette vil belyse behov for økt kapasitet for vannhåndtering, vannrenseteknikker samt muligheten for injeksjon.
Miljødirektoratet forventer at utslipp av olje med produsert vann er så lavt som mulig, og at renseanlegget på Skarv FPSO opprettholder høy rensegrad også etter tilknytning av nye satellitter.	Kommentaren tas til orientering. Dette er i tråd med Aker BPs målsetning.
Materialvalg i prosessutstyr, rørledninger og annen subsea-infrastruktur og hvilke vurderinger som ligger til grunn for valg av løsninger, inklusive kostnader og miljørisiko, må belyses i utredningen. Miljødirektoratet forventer at korrosjonsbestandige materialer tas i bruk for å minimere utslippene av kjemikalier til sjø.	Med unntak av materialvalg i prosessutstyr (omfanget av modifikasjoner er svært begrenset), er de påpekte forhold gjenstand for BAT-vurderinger, og blir redegjort for i konsekvensutredningen.
Drift av anleggene vil kreve bruk av bl.a. MEG og avleiringshemmer. Hydratkontrollstrategi, herunder forbruk av MEG og alternative løsninger for MEG-håndtering, må belyses i konsekvensutredningen. Tilsvarende gjelder for avleiringshemmer.	Kommentaren tas til etterretning. Kjemikaliebehovet vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.
Innholdet av kvikksølv og H ₂ S i brønnstrømmen fra Alve Nord, Ørn og Shrek, samt avbøtende tiltak, må redegjøres for i konsekvensutredningen.	Kommentaren tas til etterretning. I den grad det finnes informasjon om dette, vil det hensyntas og presenteres i konsekvensutredningen. Mulige avbøtende tiltak blir også vurdert og vil bli presentert i konsekvensutredningen.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
Løsning for operering av havbunnsanlegg har stor betydning for utslipp til sjø. Alternative løsninger for styring av havbunnsanlegg må utredes. Dette inkluderer fullelektriske løsninger ("all electric"), delelektriske løsninger og lukket system. Aker BP har valgt et åpent hydraulikksystem, dvs. en tilsvarende løsning som på Skarv. Ifølge Aker BP antas fullelektriske løsninger å være kommersielt tilgjengelig tidligst i løpet av 2023, og dermed ikke kvalifisert for bruk i de aktuelle prosjektene som kreves ved levering av PUD. Et åpent hydraulikksystem medfører utslipp av hydraulikkvæske til sjø i forbindelse med operering av ventiler. Miljødirektoratet anser det som svært uheldig at kvalifiseringsløpet for full elektrisk styring av havbunnsventiler kommer på kritisk linje med subsea-utbyggingene som er under planlegging, på grunn av tidsplan og raske beslutningsprosesser opp mot levering av PUD. Aker BP påpeker at åpent hydraulikksystem er bedre enn et lukket system, basert på erfaringer med problemer med lekkasjer av kjemikalier fra lukket system. Miljødirektoratet er kjent med problemet knyttet til eldre systemer, og at nye systemer har en annen oppbygning/design.	Valg av løsning for operering av sikkerhetskritiske ventiler har vært gjenstand for en BAT-vurdering, hvor et åpent hydraulisk system er valgt for SSP. Vurderingene har da hensyntatt utslipp til sjø, hvor miljøvirkningene forventes å være små. Teknologitilgjengelighet og tidsaspekt er viktige i BAT-vurderingen. Aker BP deltar i arbeidet med kvalifisering av full-elektriske løsninger, og vil benytte slike løsninger i aktuelle prosjekter når teknologien er kvalifisert. Dette er ikke tilfellet for SSP.
Miljødirektoratet anser undervannslekkasjedeteksjon som BAT. Konsekvensutredningen må beskrive alternative løsninger, herunder punktsensorer og områdedetektorer, og hvilke(t) system som planlegges installert på hhv. Alve Nord, Shrek og Ørn.	SSP vil etableres med et system for undervannslekkasjedeteksjon. AkerBP gjennomfører spesifikke studier for å avklare optimale løsninger for SSP. Dette vil bli nærmere redegjort for i konsekvensutredningen.
Mulige konsekvenser av fysiske inngrep og forstyrrelser av havbunn, må belyses i konsekvensutredningen. Dette inkluderer utslipp av kaks, metoder for legging av rørledning og kabler (herunder volumer av stein, evt. grus og bruk av madrasser eller liknende, samt utslipp til luft fra leggefartøyer) og avbøtende tiltak for å unngå oppvirvling og spredning av partikulært materiale generelt, men spesielt dersom det avdekkes forurenset sediment.	Kommentaren tas til etterretning. De påpekte forholdene vil bli belyst i konsekvensutredningen, herunder aktuelle avbøtende tiltak knyttet til kaksutslipp og rør-/kabellegging. Sedimenter i området er ikke forurenset.
Miljødirektoratet forutsetter at forurensningssituasjon, miljøtilstand og naturverdier på havbunnen er godt kartlagt før endelig valg av rørlednings- og	Kommentaren tas til etterretning. Det er nylig gjennomført spesifikke miljøundersøkelser på de ulike lokalitetene og langs aktuelle rør-/kabelruter. Dette vil ligge til grunn for

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
kabeltraséer tas, og at avbøtende tiltak vurderes for å unngå spredning av forurensning samt unngå skade på sårbar havbunnsfauna. Kartlegginger og vurderinger må beskrives i konsekvensutredningen.	miljøvurderingene og vil redegjøres for i konsekvensutredningen.
Lekkasjer av naturgass fra havbunnen forekommer naturlig fra områder med mye naturlige sprekker og forkastinger. I områder med naturlig seismisk aktivitet kan forkastninger og sprekker endre seg over tid, men kan også utløses eller forsterkes av menneskelig aktivitet som f.eks. petroleumsutvinning. Metan utgjør vanligvis den overveiende delen av naturgassen som lekker ut. På grunn av at metan er en kraftig klimagass, har det blitt økende oppmerksomhet rundt disse utslippene de siste årene. Omfang av naturlige metanlekkasjer på Alve Nord, Shrek og Ørn, og i tillegg Skarv, må belyses i konsekvensutredningen, og mulige alternative løsninger for overvåking av havbunnen for å kunne følge utviklingen over tid, må utredes.	Kommentaren tas til orientering. Eventuelle gasslekkasjer er et sikkerhetsmessig tema som har stor oppmerksomhet. Havbunnsundersøkelser er gjennomført som blant annet har undersøkt eventuelle naturlige lekkasjer (av biogen/grunn gass) eller lekkasjer ved forlatte letebrønner i området. Resultatene vil bli presentert i konsekvensutredningen Tema har stor oppmerksomhet innen industrien og målinger ble gjort eksempelvis under den regulære miljøovervåkingen i Norskehavet i 2021. Relevante resultater herfra vil eventuelt bli hensyntatt i konsekvensutredningen. Ut over dette vurderes naturlige gasslekkasjer ikke som relevant for konsekvensutredningen og foreslås ikke videre utredet her.
Ulike kilder til undervannsstøy og mulig påvirkning på miljøet må beskrives, bl.a. pattedyr, fisk og sjøfugl.	Kommentaren tas til etterretning. Dette vil bli vurdert basert på tilgjengelig kunnskap fra tilsvarende aktiviteter. Havbunnsinnretningene vil ha skjørt og vil ikke pæles i havbunnen. Ingen særskilt støyene aktiviteter er forventet.
Ifølge Aker BP skal innretningene som utplasseres være fjernbare, inklusive havbunnsinnretninger. Miljødirektoratet legger til grunn at fjerning og gjenbruk av materialer i et sirkulærøkonomisk perspektiv er en del av Aker BPs vurdering, herunder rørledninger og kabler, og at dette adresseres i konsekvensutredningen.	Forhold av relevans for senere avslutning av virksomheten ligger generelt til grunn i BAT-vurderingene som blir gjennomført. Vi forventer generelt en økende fokus på sirkulær økonomi i fremtiden, med nye muligheter både innen gjenbruk og materialgjenvinning, selv for mer sammensatte produkter. Slike forhold vil nok best adresseres i forbindelse med fremtidig avslutningsplan basert på datidens rammebetingelser, teknologi og løsninger. Forholdet foreslås ikke nærmere utredet i konsekvensutredningen ved utbygging.
Norges fiskarlag	
(ref pkt 2.4) Forslaget beskriver at valg av utbyggingsløsning skal gjøres etter konsekvensutredningen. Fisket er en dynamisk aktivitet som varierer med f. eks	Kommentaren tas til orientering. Anbefalt utbyggingsløsning for de ulike feltene vil fremkomme i konsekvensutredningen. Aker BP vil kontakte relevante fiskeriinteresser for

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
årstid, mellom år og med utvikling og utbredelse av de høstbare bestandene. Fiskeriene er derfor en næring i stadig utvikling og endring. For å sikre at fiskeriinteressene ivaretas i området anmoder Norges Fiskarlag derfor tiltakshaver om å gå i dialog med fiskeriinteressene når valg av løsning skal tas.	en nærmere redegjørelse for prosjektet og dets innhold, løsninger og tidsplaner.
Norges Fiskarlag ønsker også å påpeke at kablene må graves ned eller tildekkes på en forsvarlig måte for å sikre at det ikke oppstår fremtidig skade på kabler eller fiskeredskaper. Det bør også stilles krav om at eventuelle fremtidige skader på kabler eller fiskeredskaper som skyldes at tiltakshaver ikke har overdekt eller gravd ned kablene på forsvarlig måte, må dekkes av tiltakshaver.	Design og installasjon av rørledninger og kabler blir gjort i henhold til regelverkskrav og standarder for å kunne motstå skade fra ytre påvirkninger som f.eks. trålfiske. Tilsvarende skal det sikres at valgt løsning ikke medfører urimelig hinder for utøvelse av fiskerivirksomhet. Konsekvensutredningen vil gi nærmere informasjon om beskyttelsesstrategi for de aktuelle feltinterne rør og kabler. Det finnes allerede et veletablert system for kompensasjon ved skade på utstyr, jf. petroleumslovens bestemmelser.
(2.12) Etterlatte rørledninger vil over tid kunne skape hefter for bunnredskaper selv om rørledningene opprinnelig var nedgravd eller på andre måter gjort overtrålbare. Norges Fiskarlag ønsker derfor å påpeke at alle innretninger, inkludert nedgravde kabler bør fjernes ved avvikling av driften.	Kommentaren tas til orientering. Forhold relatert til fremtidig avslutning og sluttdisponering vil adresseres i konsekvensutredningen og bli nærmere utredet i forbindelse med selve avslutningsplanen.
(3.3) Forslaget til utredningsprogram fremstår som grundig i forhold til beskrivelsen av biologiske ressurser i området. Forslaget presiserer at det ikke er registrert såkalte SVOer (særlig verdifulle områder) i utredningsområdet, men at deler av tiltaksområdet overlapper med et registrert område med høy tetthet av ungfisk av kolmule. Norske fiskerier høster av en fornybar ressurs, og er derfor avhengig av et rent og rikt hav med intakte økosystem inkludert gyte-, oppvekst og fiskeområder. God forvaltning av oppvekstområdene er derfor helt avgjørende for de norske fiskeriene.	Kommentaren tas til orientering.
(3.5.2) Det fremstår som at forslaget til utredningsprogram gir et riktig bilde av fiskeriaktiviteten i området, som er relativt lav. Men som allerede presisert er fiskeriene dynamiske, både pga fiskens vandringsmønster og på grunn av reguleringer fra Fiskeridirektoratet som kan endres på relativt kort varsel. God dialog	Kommentaren tas til orientering. Aker BP vil fortsette dialogen med fiskeriinteressentene i anleggsfasen

Høringsinstans/-kommentar	Evaluerings av mottatt kommentar
med fiskeriinteressene, særlig i anleggsfasen er derfor nødvendig for å sikre god sameksistens.	
Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)	
NVE har ingen merknader til denne høringen.	Kommentaren tas til orientering
Riksantikvaren	
I forslaget til program for konsekvensutredning for Alve Nord, Shrek og Ørn står det kort nevnt om forholdet til kulturminner. Utredningsprogrammet sier ikke noe konkret om hva konsekvensutredningen skal inneholde om kulturminner. Dette er ikke tilstrekkelig og må suppleres med krav om en utredning av hvilke konsekvenser tiltaket vil ha for kulturminner.	Kommentaren tas til etterretning. Relevante forhold knyttet kulturminner vil ivaretas i konsekvensutredningen. Vi vil imidlertid påpeke at det ikke er avdekket funn av slik karakter i de havbunnsundersøkelsene som er gjennomført, og anser det som lite trolig at marine kulturminner blir berørt av utbyggingen. Vi vil videre nevne at Aker BP i løpet av 2021, i forbindelse med havbunnsundersøkelser, avdekket fem nye skipsvrak. Disse er innrapportert til kulturminnemyndigheten.
Programmet understreker at dersom skipsvrak skulle bli påvist, vil videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene, i dette tilfellet NTNU Vitenskapsmuseet i Trondheim.	Kommentaren tas til orientering.
Olje og energidepartementet og Miljøverndepartementet presiserte i 2006 følgende i vilkåret i miljøkravene til nye utvinningstillatelser: <i>I forkant av fysiske inngrep i havbunnen pålegges rettighetshavere, i samråd med Riksantikvaren, å avklare forholdet til kjente kulturminner og foreta nødvendig kartlegging av kulturminner i leteområdet der dette ikke tidligere er gjennomført. Om det registreres kulturminner i planleggingsfasen eller senere, må avbøtende tiltak, eventuelt utgravning eller dokumentasjon og flytting av kulturminnet, gjennomføres i samarbeid med kulturminneforvaltningen.</i>	Kommentaren tas til orientering.
Vanndypet på Alve Nord, Shrek og Ørn er oppgitt til om lag 300-400 meter. Dette er for dypt til at det er potensial for funn av spor fra steinalderen i området.	Kommentaren tas til orientering.
Det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det er ikke mulig å gå inn på om enkelte deler av planområdet har større potensial for skipsfunn fordi forlis på åpent hav er resultat av en eller flere utenforliggende faktorer som i stor grad ikke er påvirkbar. Det foreligger heller ikke systematisk registrering av	Kommentaren tas til orientering. Vi henviser til tidligere kommentar.

Høringsinstans/-kommentar	Evaluering av mottatt kommentar
havbunnen i planområdet, med den hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven.	
En tilfredsstillende kartlegging av eventuelle skipsfunn i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass forutsetter gode rutiner for rapportering mellom kulturmiljøforvaltningen og oljeindustrien. Det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturmiljøforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturmiljøforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.	Kommentaren tas til orientering.
Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av infrastruktur, rørledninger og kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, skal forholdet til kulturminner avklares. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturmiljøforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.	I forhold til konsekvensutredningen tas dette til orientering, mens det vil følges opp i videre arbeid med planlegging og gjennomføring av prosjektet.
Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn m.m. plikter å melde disse til vedkommende myndighet jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.	Kommentaren tas til orientering.
Samferdselsdepartementet	
Departementet har ingen merknader til høringen.	Kommentaren tas til orientering.

4 Statusbeskrivelse av miljøtilstand

4.1 Kort om området

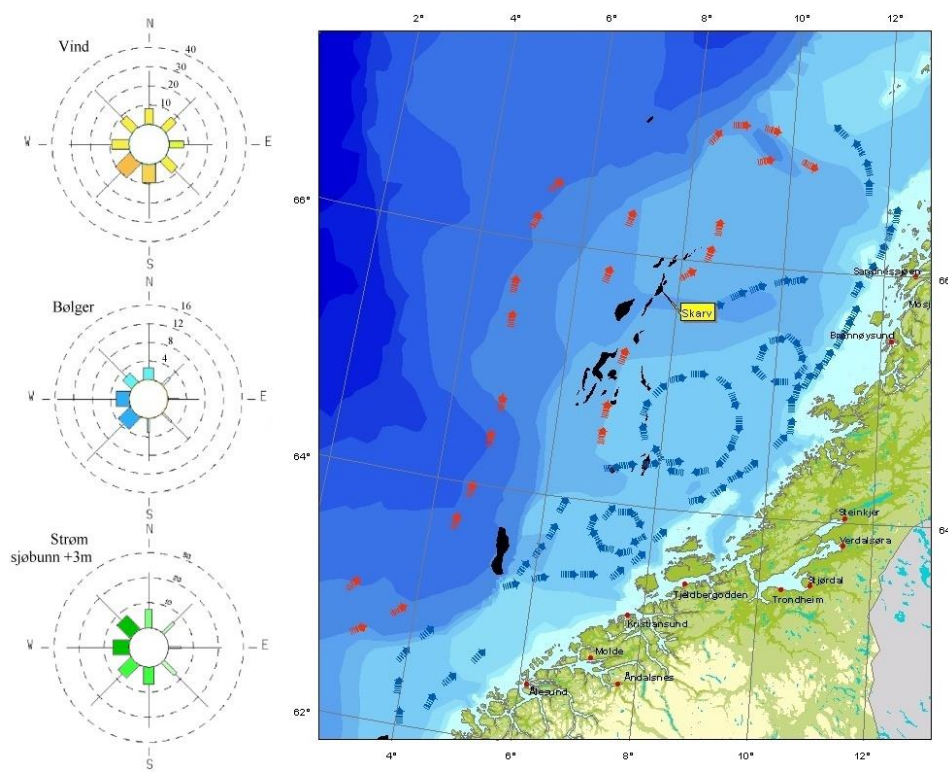
Området har forekomster av kaldtvannskoraller av ulik type og kvalitet, og i varierende mengde gjennom området. Som følge av konseptuelle endringer i utformingen av den totale havbunnsinfrastrukturen for SSP, med etablering av en sentralt plassert manifold for brønnstrøm, og tilhørende endringer i rørlednings- og kabelruter til den enkelte brønnlokaliteten, er en del områder ikke kartlagt for koraller. Dette arbeidet er nå under planlegging med målsetning om gjennomføring sommeren 2022.

Regionen som omfatter Skarv og de aktuelle funnene har et generelt vanddyb varierende mellom 320 og 450 meter. Ved Alve Nord er vanddybden ca. 365 m, ved Shrek 360 m og ved Ørn varierer vanddypet mellom 300-400 m.

4.2 Fysiske og oseanografiske forhold

Skarv og de aktuelle funnene ligger geografisk nær, men noe utenfor, skjæringsflaten mellom kystvannet i den norske kyststrømmen og atlantiske vannmasser i Atlanterhavsstrømmen utenfor (figur 4-1). Kyststrømmen fungerer som en transportåre for egg, larver og yngel fra sørlige gyteområder til oppvekstområdene i Barentshavet. Funnene ligger i betydelig avstand fra de store virvelområdene over bankene i Norskehavet. På bunnen er det i området neglisjerbar tidevannsstrøm og lite annen strøm.

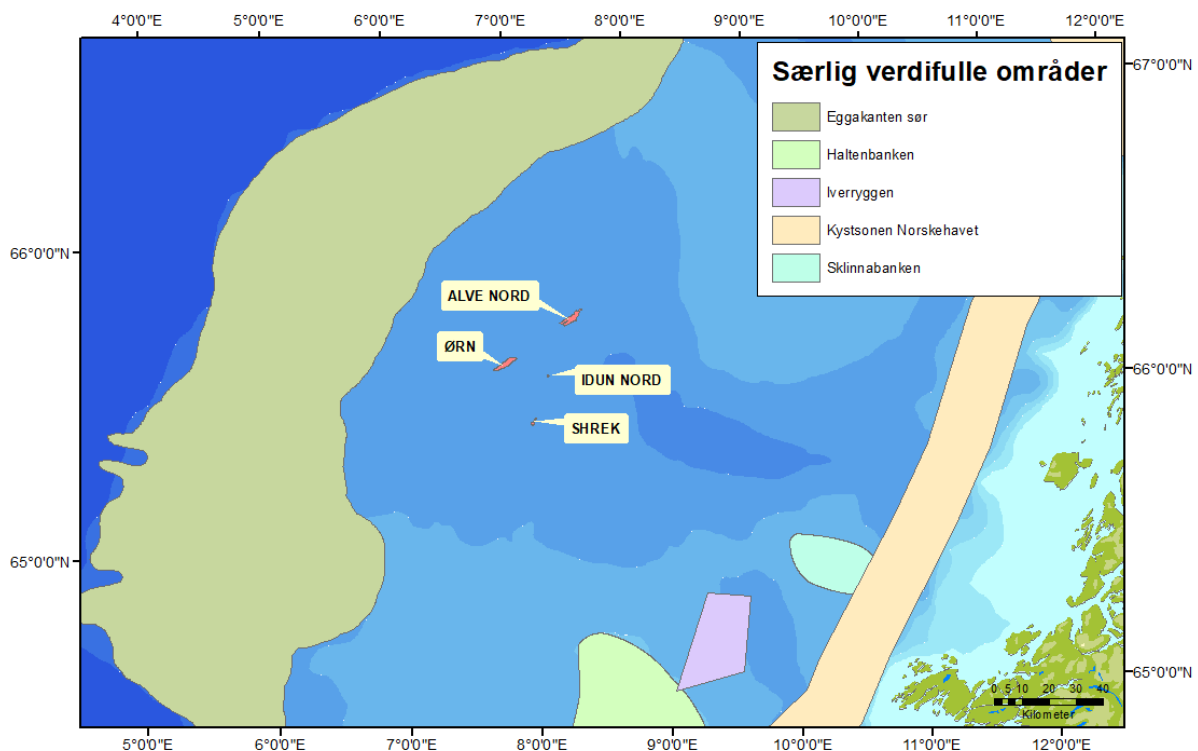
På årsbasis dominerer vinder fra sørvest, med statistisk overvekt under 10 m/s. Selv om det sporadisk observeres bølger opp mot 20 meters høyde, er bølgehøyden alt overveiende mindre enn 4 meter.



Figur 4-1. Til venstre: Vind-, strøm- og bølgeforlding i Skarvområdet. Til høyre: Oversikt over det generelle strømbildet i Norskehavet. Blå piler er kystvann, røde piler er atlantisk vann. Kilde: BP, 2006.

4.3 Særlig verdifulle områder

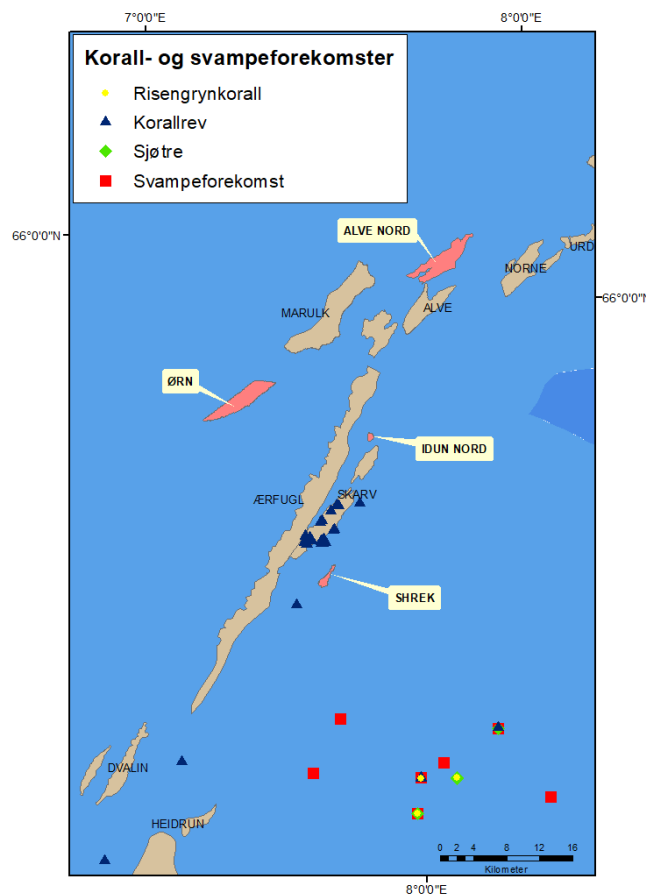
Samtlige av de aktuelle funnene er lokalisert i betydelig avstand til særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) som definert gjennom forvaltningsplanen for Norskehavet (figur 4-2). Avstanden til Eggakanten er 40 km eller mer, til andre SVO'er betydelig mer. Disse er således vurdert som relevant kun knyttet til et eventuelt større oljeutslipp, og ikke normal aktivitet med installasjon, boring og drift. Det er nylig lagt frem et forslag til revisjon av SVO'ene, og hvor et internasjonalt kriteriesett er benyttet (Havforskningsinstituttet/Eriksen m.fl., 2021). Eventuelle endringer i SVO vil formelt bli gjort i forbindelse med Stortingets behandling av revidert forvaltningsplan.



Figur 4-2. Særlig verdifulle områder (SVO) i Norskehavet i forhold til lokalisering av Alve Nord, Shrek og Ørn.

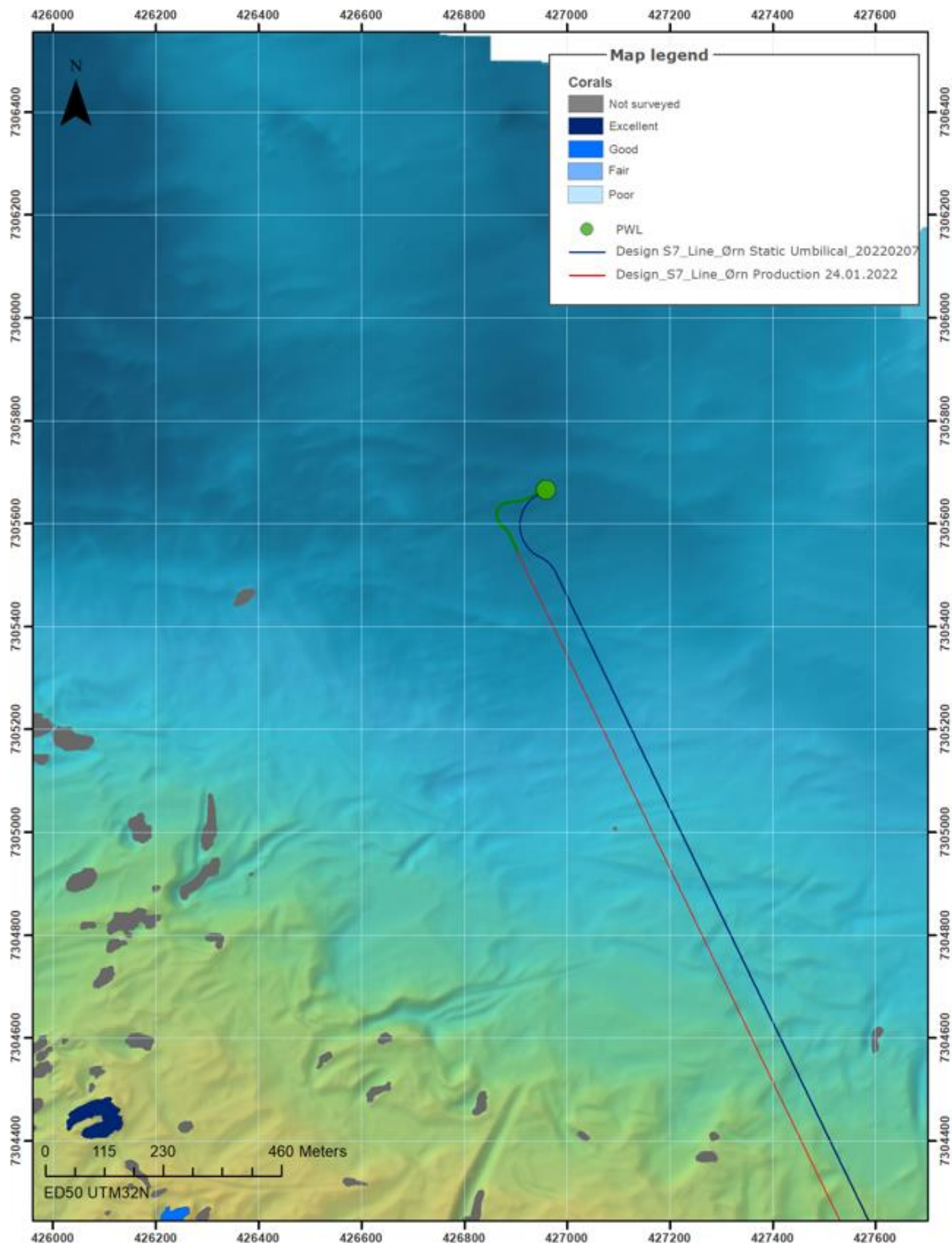
4.4 Bunndyr

Gjennom kartleggingsprogrammet MAREANO og i forbindelse med havbunnsundersøkelser ved planlegging av petroleumsvirksomhet er det avdekket en rekke forekomster av sårbare bunndyrsamfunn i Norskehavet, herunder nye observasjoner av korallrev, korallskog, sjøfjær og svamp. Utført kartlegging i områdene rundt Skarv og Ærfugl har avdekket en rekke korallforekomster. Kunnskapen ble oppsummert i en tilleggsutredning i forbindelse med utbygging av Ærfugl (Aker BP 2017-b). Kunnskap om funn av sårbare bunndyrsamfunn angitt av MAREANO er vist i figur 4-3. Dette bekrefter egne undersøkelser i området med funn av kaldtvannskoraller og i mindre grad aggregeringer med svamper.



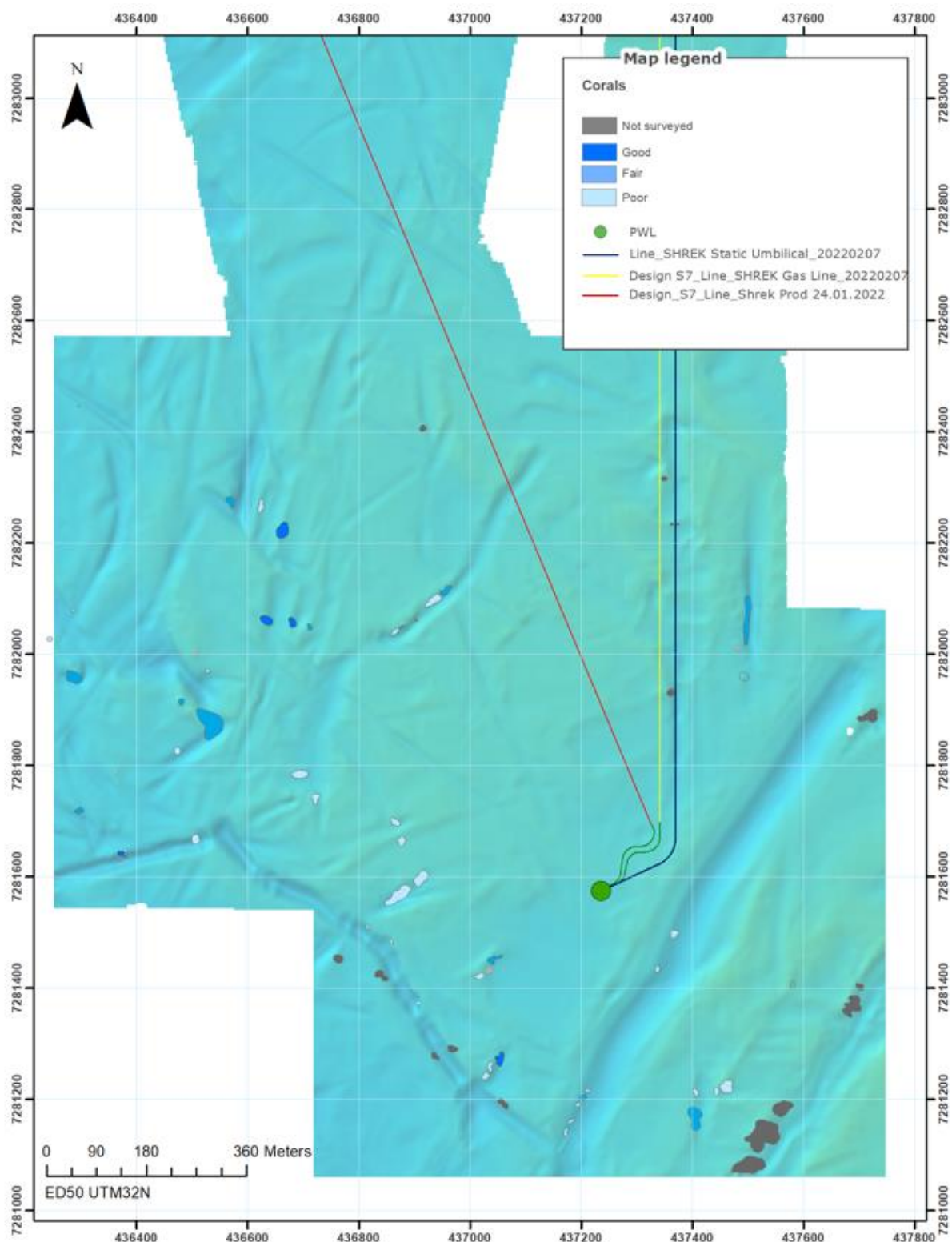
Figur 4-3. Registrerte sårbare bunndyrssamfunn i området. Kilde: MAREANO

Forut for boring av letebrønnen Ørn gjennomførte Equinor akustiske og visuelle undersøkelser av havbunnen. En rekke korallfunn ble gjort, herunder flere innen kategorier av høy verdi. Dette medførte til endring av borelokalitet. Equinor gjennomførte også miljøovervåking av boreoperasjonen for å øke kunnskapen om eventuelle negative virkninger. Ulike rørledningsruter til Skarv er tidligere kartlagt, og anbefalt rute er under planlegging for kartlegging. Ved Ørn er det identifisert få korallforekomster ved lokaliteten, og disse ligger noe mer i vest/sørvestlig retning. Kart som angir identifiserte korallforekomster, samt tilstandsvurdering av disse, er vist i figur 4-4.



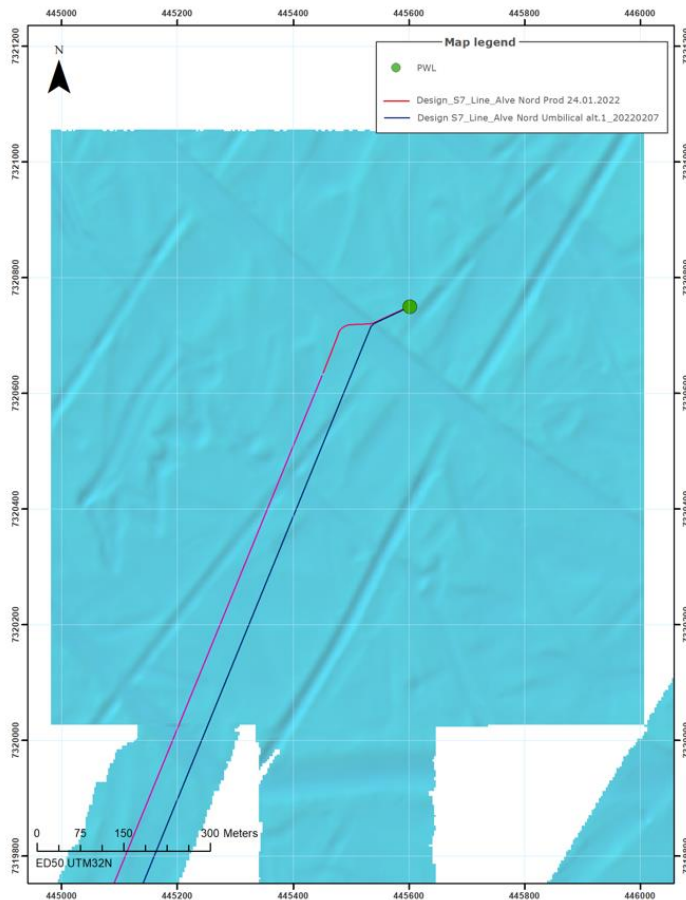
Figur 4-4. Korallforekomster ved borelokaliteten til Ørn, samt korallenes tilstand. Kilde: DNV.

Tilsvarende undersøkte PGNiG borelokalitet og omkringliggende områder ved Shrek. Det ble her påvist sårbar havbunnsfauna med ulike arter av koraller og svamptilvekst knyttet både hardbunn og bløtbunn. Tilstanden for påviste korallrev var generelt innen kategorien «Dårlig», mens korallskog ble funnet også innen kategori «Utmerket». Kart som angir identifiserte korallforekomster ved Shrek, samt tilstandsvurdering, er vist i figur 4-5.



Figur 4-5. Korallforekomster ved borelokaliteten til Shrek, samt korallenes tilstand. Kilde: DNV.

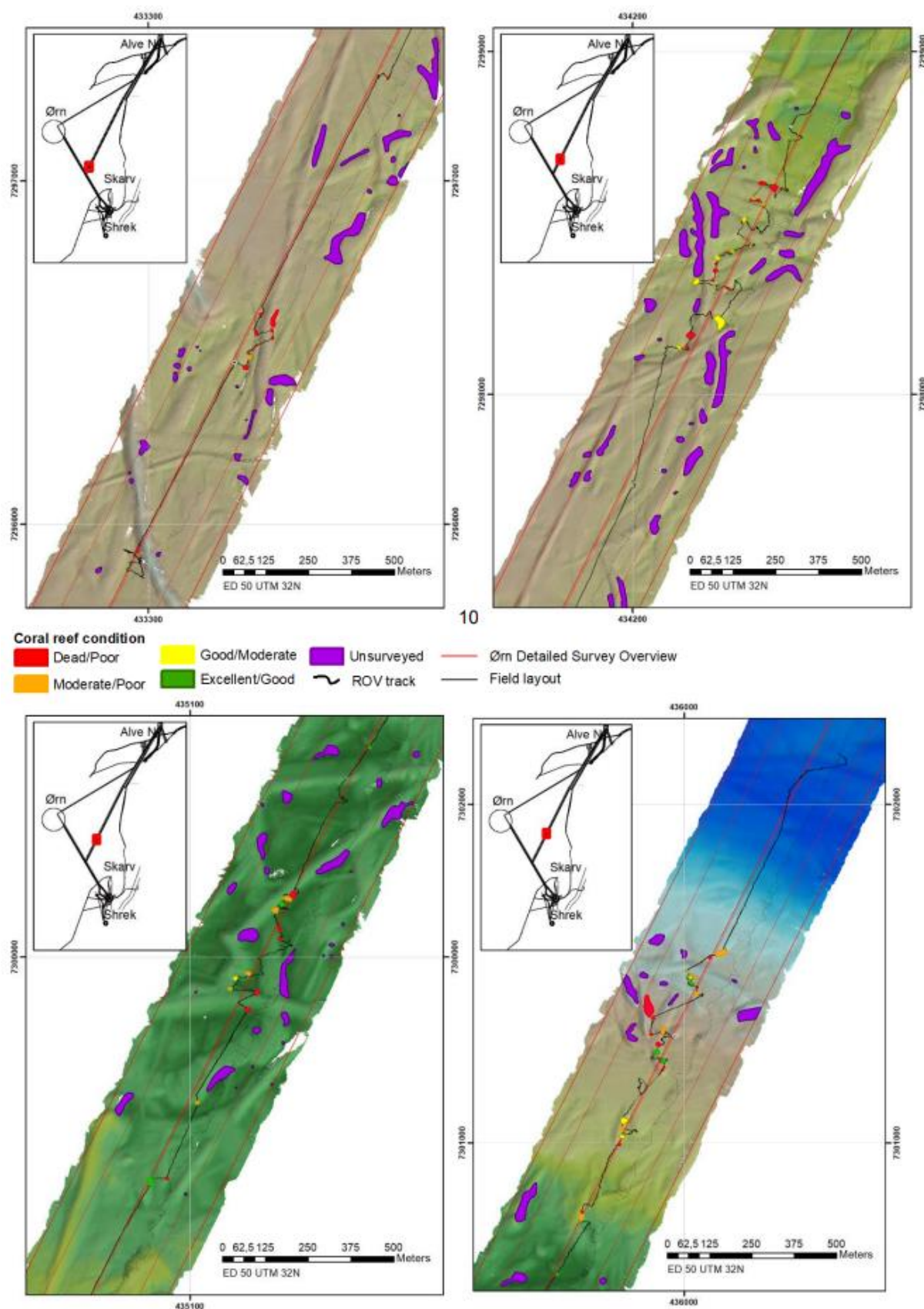
Lokaliteten ved Alve Nord ble undersøkt i 2021 (DNV 2022-a), og ingen korallforekomster ble funnet i dette området (figur 4-6).



Figur 4-6. Borelokaliteten til Alve Nord. Ingen korallforekomster ble funnet i det underøkte området. Kilde: DNV.

Lokaliteten ved Alve Nord er preget av mudderbunn. Havbunnen ved en mulig tilkoblingsrute fra Alve Nord til Skarv, ble undersøkt i oktober 2021 (DNV, 2022-a). Ruten er nå endret. Det ble da registrert totalt 74 potensielle korallområder i området ved hjelp av akustiske undersøkelser (multibeam og sidescan sonar). Disse områdene ble deretter undersøkt nærmere gjennom visuelle undersøkelser. Av de 74 potensielle korallområdene ble det identifisert 69 korallområder. Generelt var tilstanden til kaldtvannskorallen *Desmophyllum pertusum* i området «Dårlig». Resultatene fra de visuelle havbunnsundersøkelsene langs deler av alternativ rørtrasé til Skarv er vist i figur 4-7.

I juli 2022 planlegges det nye havbunnsundersøkelser av anbefalt rørtrasé fra Alve Nord til Skarv, hvor en 400 m bred korridor langs rør/kabeltraseen vil bli undersøkt for sårbar bunnfauna. Undersøkelsen vil også omfatte anbefalt rute for rørledning og styringskabel fra Ørn, mens Shrek er kartlagt (jf. figur 11-1).



Figur 4-7. Eksempelkart over korallområder, samt tilstand til observerte koraller langs alternativ rute Alve Nord til Skarv FPSO. Kilde: DNV, 2022-a.

Verdifulle forekomster av sårbar bunndyrfauna, herunder spesielt kaldtvannskoraller, vurderes som en viktig faktor ved utbyggingen av Alve Nord, Shrek og Ørn. Ambisjonen er å ikke påvirke slike forekomster negativt. En tilnærming tilsvarende som gjennomført for Ærfugl blir derfor lagt til grunn:

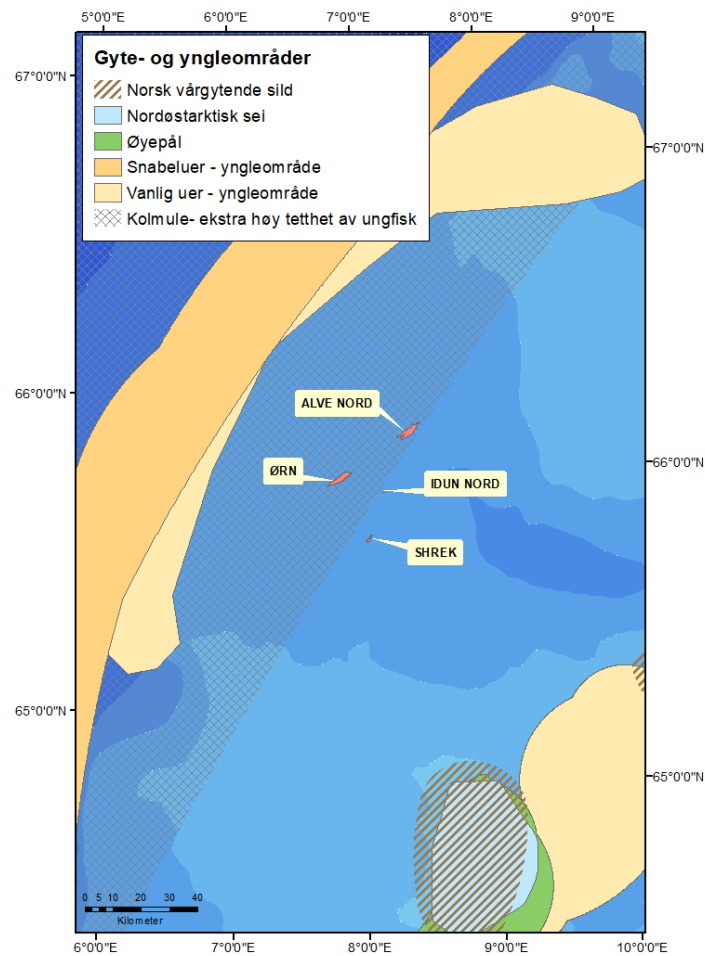
- Kartlegging av lokalitet og rørtraseer i henhold til norsk standard for visuelle undersøkelser (NS-EN 16260:2012) og Miljødirektoratets veiledning M-300.
- Verdivurdering av funn i henhold til gjeldene veiledninger (M-300 og NOROG 2019)
- Etablering av ressurskart i et GIS-system
- Helhetlig analyse før endelig valg av lokalitet og traseer

Dette vil også være aktuelt i forbindelse med eventuell oppankring av borerigg, herunder å vurdere plassering av ankere og ankerlinjer og eventuelt ha ROV-assistert pre-legging for å sikre tilstrekkelig avstand til sårbare forekomster. Dette vil imidlertid bli foretatt etter konsekvensutredningen. For spredning av utslipp fra boring er det også gjort analyser med tanke på koraller (se kapittel 6.2.1).

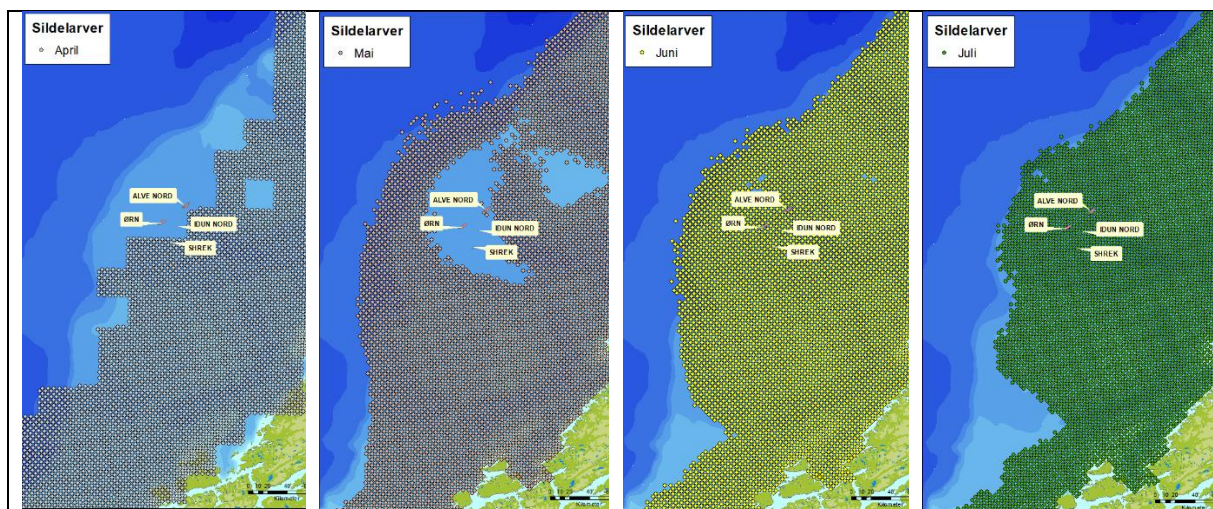
4.5 Fiskeressurser

Fiskeartene som dominerer i Norskehavet er de tre pelagiske fiskeartene norsk vårgytende (NVG) sild, nordøstatlantisk makrell og kolmule (Ottersen og Auran, 2007; Faglig forum for norske havområder, 2019). En oversikt over gytefeltene til torsk, sei, sild, samt yngleområdet til snabeluer i den sørlige delene av Norskehavet er gitt i figur 4-8. Som vist i figuren er det ikke dokumentert avgrensede gyte- og yngleområder i området hvor de aktuelle funnene er lokalisert. Ynglefelt for uer følger Eggakanten i vest, mens sildegyting foregår langs kysten og på bankene i Norskehavet. Torsk gyter generelt langs kysten og spesielt i områdene rundt Vestfjorden/Lofoten og nordover. Faktagrunnlaget angir overlapp med oppvekstområde for kolmule, som har stor geografisk utstrekning.

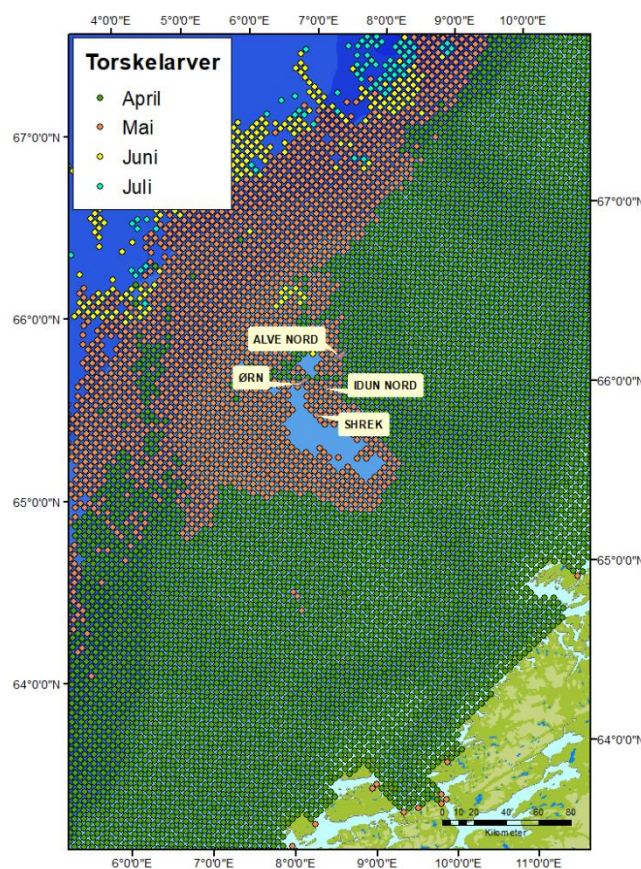
I enkelte perioder vil larver av henholdsvis torsk og sild drifte gjennom området, som for øvrig i Norskehavet, i hovedsak i perioden april-mai for torsk og april-juli for sild (figur 4-9 og 4-10).



Figur 4-8. Fiskearter med gyteområder i regionen i forhold til lokalisering av de aktuelle funnene: Kilde: Havforskningsinstituttet.



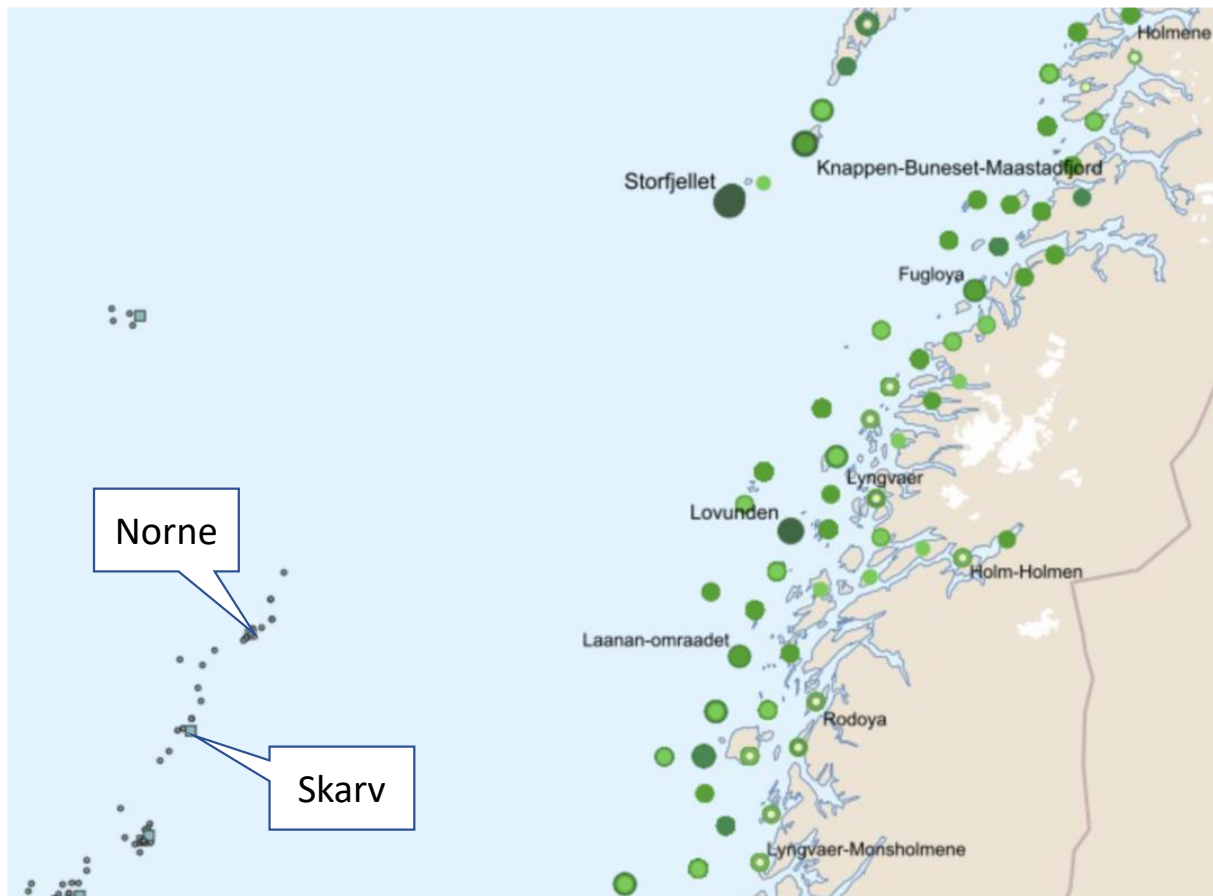
Figur 4-9. Sildelarvedrift i SSP-området i månedene april, mai, juni og juli. Kilde: HI/Mareano, 2021.



Figur 4-10. Drift av torskelarver i SSP-området i perioden april-juli. Kilde: HI/Mareano, 2021.

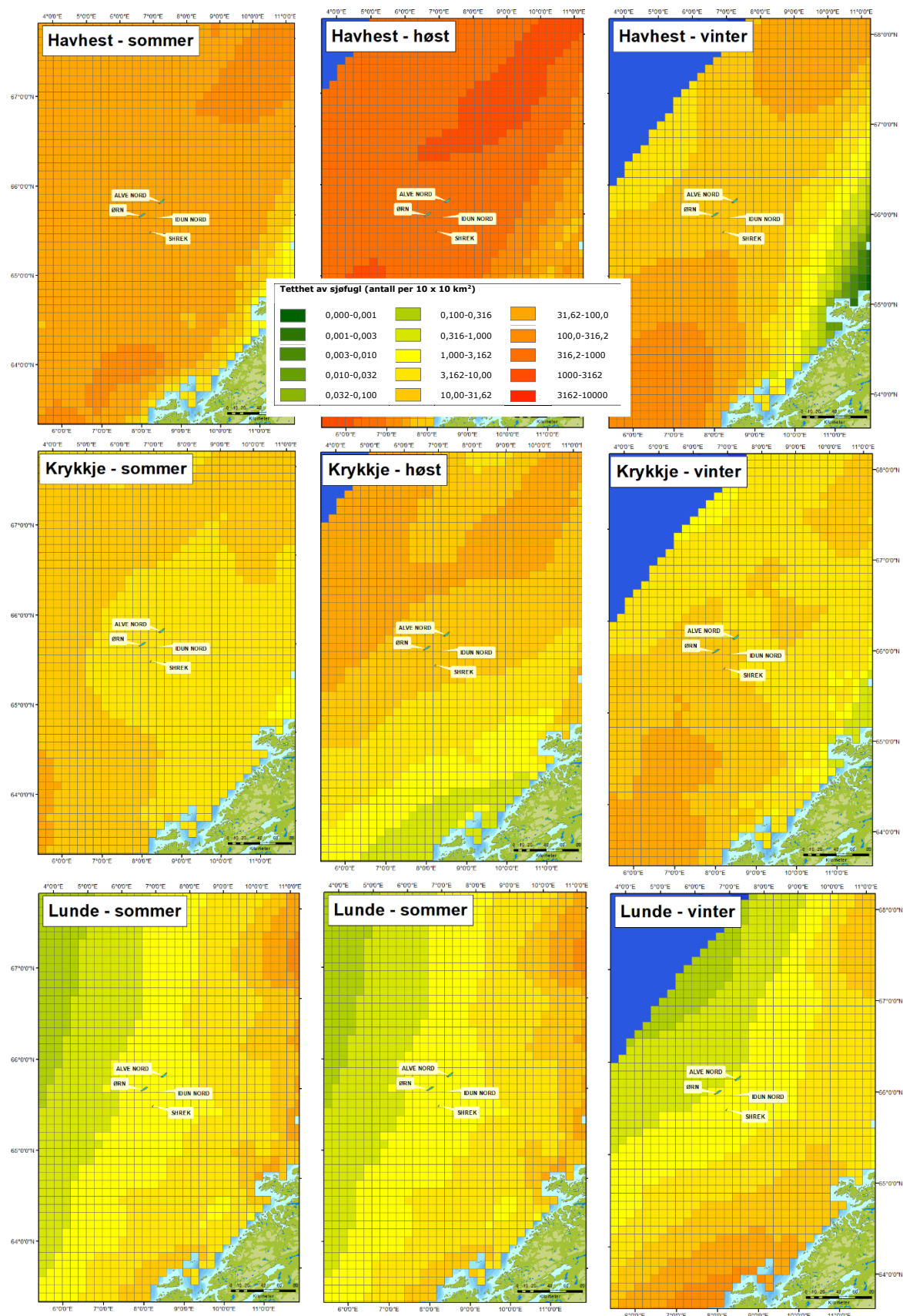
4.6 Sjøfugl

Norskehavet er et viktig område for sjøfugl, og det finnes betydelige sjøfuglforekomster her, med viktige fuglefjell og hekkeområder langs kysten av Trøndelag og Nordland (figur 4-11). Det er stor sesongvariasjon i utbredelsen av sjøfugl i Norskehavet. Mange arter bruker Norskehavet som overvintringsområde og trekkområde, mens noen arter oppholder seg i havet store deler av året. Flere arter har tidvis betydelig distanse for matsøk i hekkeperioden, eksempelvis alkefugl og krykkje, og dette kan overlappe med aktuelt område. Sesongmessig fordeling for utvalgte arter er angitt i figur 4-12.



Figur 4-11. Hekkekolonier for sjøfugl langs kysten av Norskehavet. Kilde: Barentswatch

Selve Skarvområdet er angitt som et lite sårbart område for sjøfugl (miljøverdi <1) gjennom hele året (havmiljo.no), mens et mulig influensområde for et stort akutt oljeutslipp vil favne områder også med høy sårbarhet – generelt mer kystnære områder.

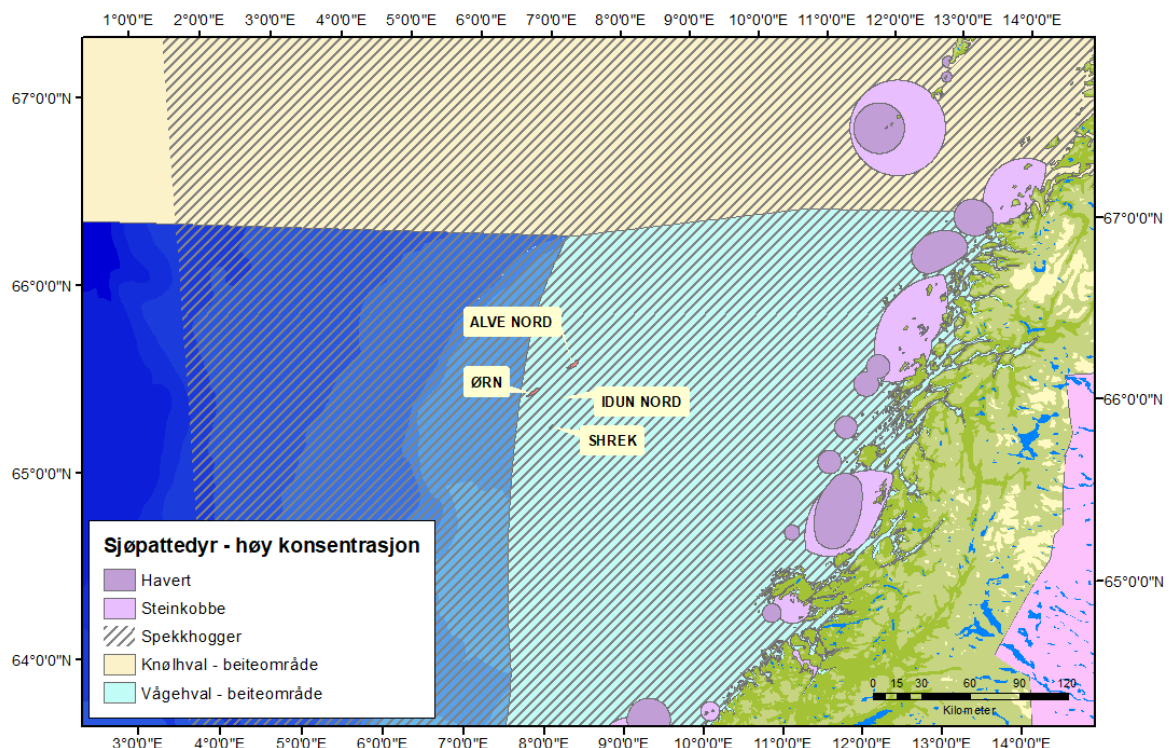


Figur 4-12. Sesongvis relativ fordeling av henholdsvis havhest, krykkje og lunde. Kilde: SEAPOPOP.

4.7 Sjøpattedyr

En rekke sjøpattedyr forekommer i Norskehavet, inkludert aktuelt område, enten fast eller knyttet til vandringer. Vågehval og spekkhogger er vidt utbredt i Norskehavet, mens knølhval har en noe mer nordlig utbredelse i forhold til aktuelt område (figur 4-13). Også flere andre arter kan påtreffes her, eksempelvis nise – som gjerne er noe mer kystnær. Spermhval og nebbhval beiter langs sokkelskråningen. Langs kysten finnes kolonier av henholdsvis havert (gråsel) og steinkobbe. Kysten langs Trøndelag og Nordland har en stor andel av nasjonale bestander for disse artene. De er sårbare for oljeforurensning og spesielt knyttet til yngling (kasting) og hårfellingsperioder.

Selve Skarvområdet regnes som et lite sårbart havområde for sjøpattedyr gjennom hele året (miljøverdi <1 av 100) (havmiljo.no).



Figur 4-13. Utbredelse av sjøpattedyr i regionen. Kilde: Havforskningsinstituttet/Mareano

4.8 Kulturminner

Med aktuelt havdyp på 300-400 m er det ikke relevant med steinalderfunn eller lignende i dette området i Norskehavet.

Skipsvrak eller rester av slike er fredet etter Kulturminneloven §14. Dette gjelder skip som er eldre enn 100 år og som ligger innenfor territorialgrensen. Det er ikke identifisert kjente funn av skipsvrak som kommer inn under kulturminneloven §14 i aktuelt område, men slike funn kan ikke utelukkes.

Eventuelle kulturminner kan bli lokalisert i forbindelse med traséundersøkelser før rørlegging og plassering av bunnrammer. Ingen funn er avdekket i de gjennomførte undersøkelser. Eventuelle funn vil bli meldt til kulturminnemyndigheten - Vitenskapsmuseet ved NTNU.

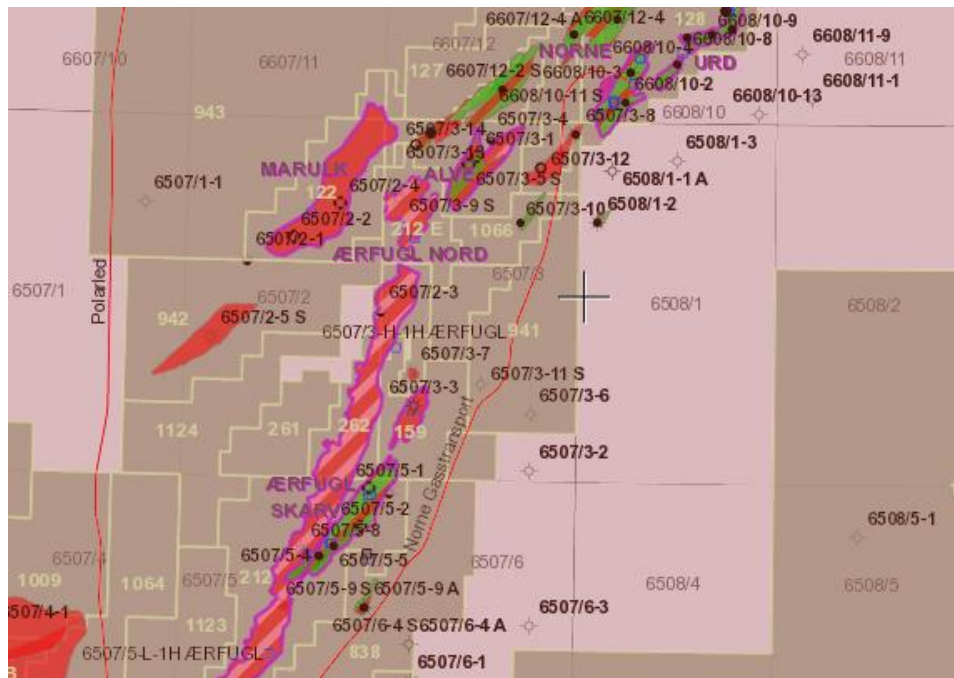
5 Næringsvirksomhet i området

5.1 Annen petroleumsvirksomhet

Utenom egen infrastruktur tilknyttet Skarv, ligger gassrørledningen fra Norne noe sør for Shrek. Denne vil ikke bli berørt av utbyggingen.

Feltsentrene i området er Skarv og Norne. Foruten egenproduksjon er produksjon fra Marulk og Alve (og flere) rutet til Norne FPSO, fra Ærfugl og Gråsel til Skarv FPSO.

Øvrig petroleumsvirksomhet i området er knyttet til leteboring. Det er flere funn og prospekter i området, og som kan tenkes tilknyttet Skarv FPSO på sikt. De fleste utvinningstillatelser i området er operert av henholdsvis Aker BP, Equinor og Vår Energi. Utvinningstillatelser, felt, funn og brønner i området er angitt i figur 5-1.



Figur 5-1. Petroleumsvirksomhet i aktuell del av Norskehavet. Kilde: Oljedirektoratet.

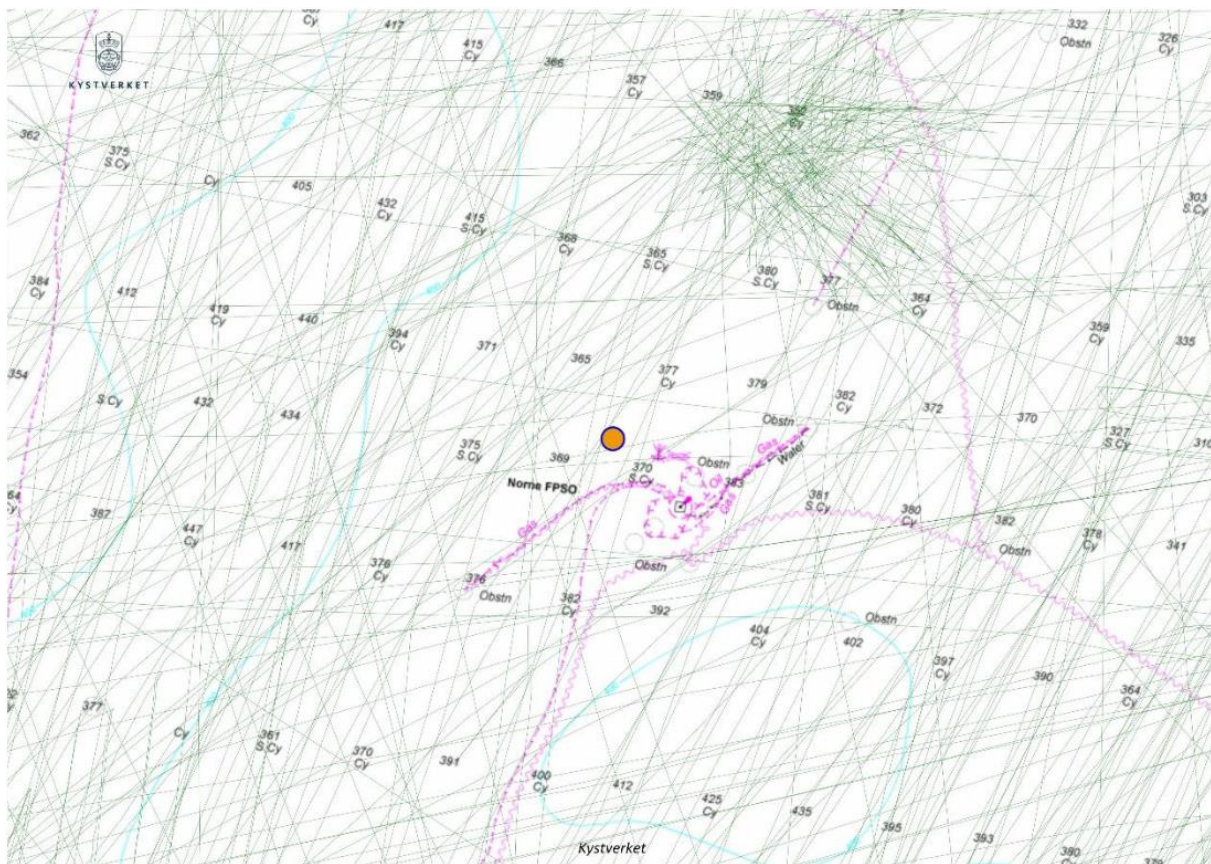
5.2 Fiskeriaktivitet

Norskehavet langs kysten fra 62-70 °N og ut til kontinentalsokkelen er Norges viktigste fiskeriområde. Den største fiskeriaktiviteten foregår utenfor Møre, ved Haltenbanken, på Sklinnabanken og Sklinnadjupet, og langs Eggakanten (figur 5-2). Det er imidlertid generelt svært begrenset fiskeriaktivitet i området ved Skarv og de aktuelle funnene for utbygging. Fisket i regionen foregår i større grad lengre vest langs Eggakanten og også nærmere land.



Figur 5-2. Relativt omfang av fiske i regionen i 2019 (økende fra lys gult til brunt) og redskapsbruk (grønn: linefiske, blå: bunntrål). Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste.

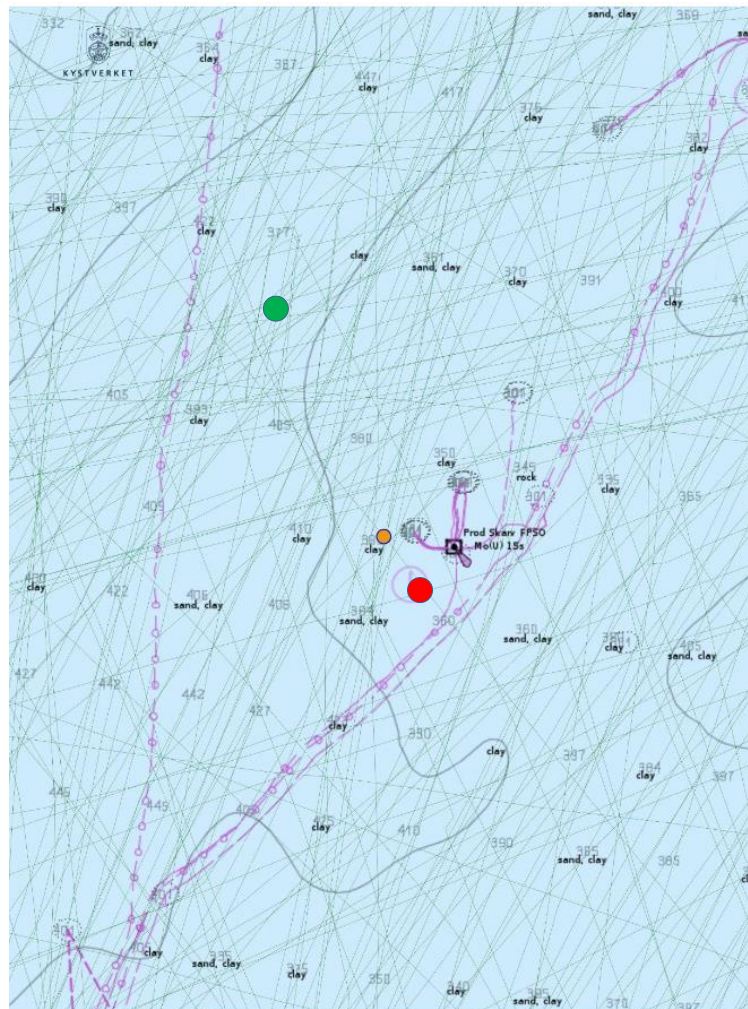
I 2018 ble det registrert 15 fiskefartøy innenfor et område på 10 nautiske mil fra Alve Nord, hvorav fire fiskefartøy ble registrert innenfor et område på fem nautiske mil fra feltet (figur 5-3). Basert på både fiskefartøyenes fart og varighet de var i området, ble det vurdert at fiskefartøyene kun var i transitt og ikke drev med fiske (Ross Offshore, 2020a). Basert på registreringer som er gjort siden 2012, inkludert registreringene fra 2018, antas det at det er ingen fiskeriaktivitet på lokaliteten (Ross Offshore, 2020a).



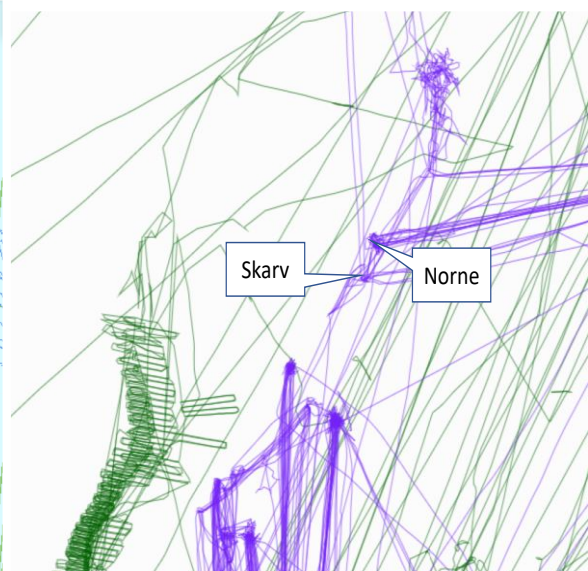
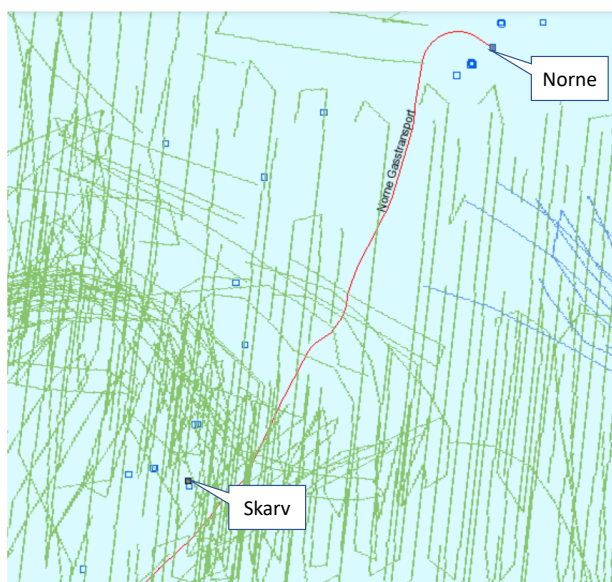
Figur 5-3. Registrerte fiskefartøy ved Alve Nord. Kilde: Ross Offshore, 2020a.

I 2018 ble det registrert åtte fiskefartøy innenfor et område på ti nautiske mil hvor Ørn og Shrek er lokalisert (figur 5-4). Av fiskefartøyene drev fem med fiske, mens tre fiskefartøy var i transit (Ross Offshore, 2020b). Basert på registreringer som er gjort siden 2012, inkludert registreringene fra 2018, antas det at det hovedsakelig foregår linefiske i området (Ross Offshore, 2020a) (figur 5-5). Dette er også bekreftet av Fiskeridirektoratet i tidligere høringer

knyttet til leteboring for de aktuelle funnene. Fiskeriaktiviteten omtales som sporadisk linefiske etter lange og brosme. I deler av området kan det i henhold til Fiskeridirektoratet sporadisk også forekomme fangst av vågehval.



Figur 5-4. Fiskefartøy i området ved Shrek og Ørn i 2018. Oransje sirkel viser PL212 Kvitungen, grønn sirkel indikerer Ørn, rød sirkel indikerer Shrek. Kilde: Ross Offshore, 2020b.

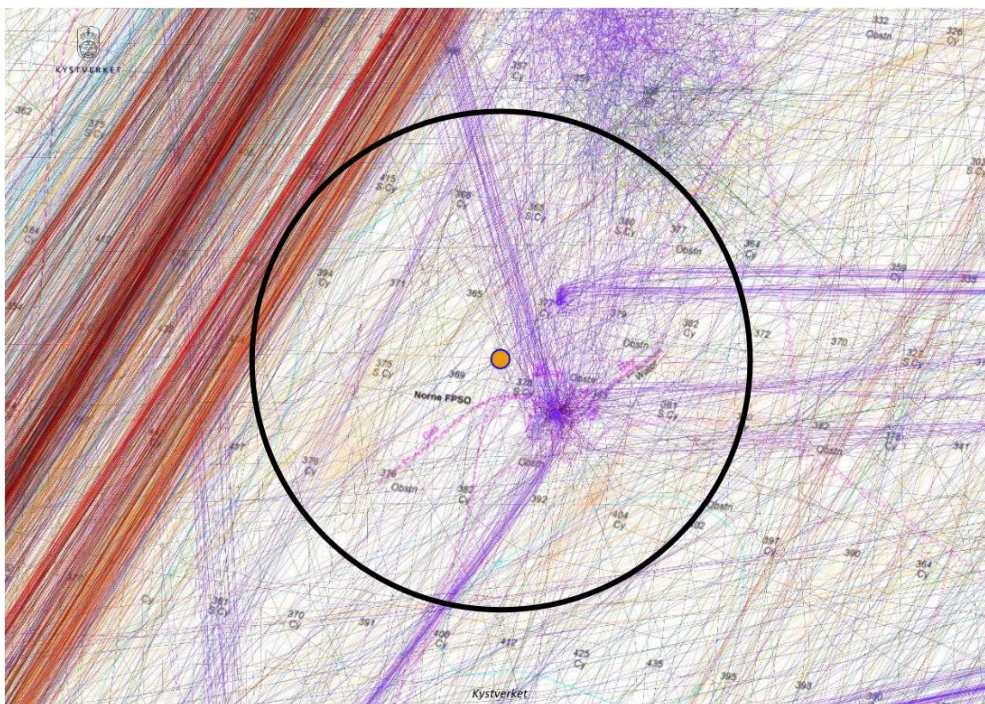


Figur 5-2. Venstre: Fiskeriaktivitet etter redskap; grønn – linefiske, blå – bunnetrål. Høyre: Fiskeriaktivitet i regionen i april 2020 (grønn) i form av fartøysbevegelser og offshore forsyningsfartøy (lilla). Kilde: Fiskeridirektoratets karttjeneste og Kystverket/Havbase.

5.3 Skipstrafikk

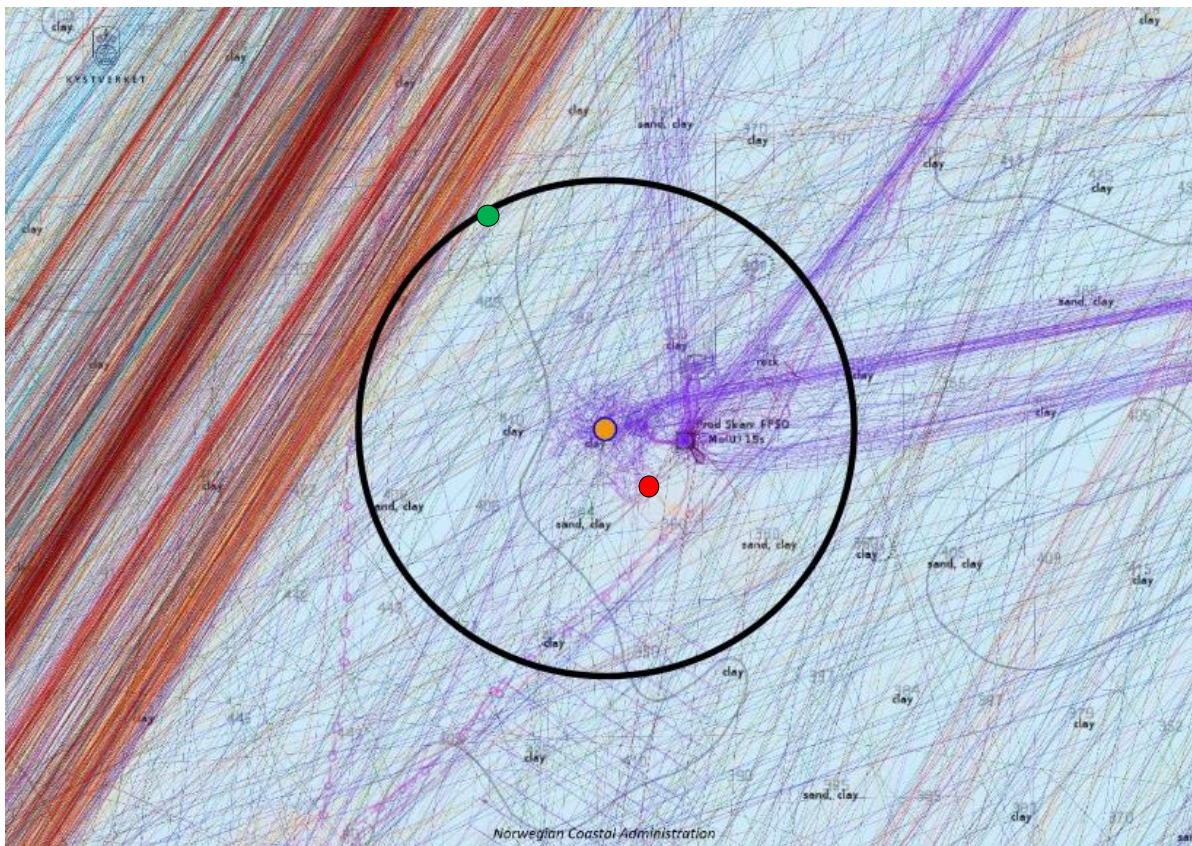
Det er regulær trafikk av offshore forsyningsfartøy og oljetankere til Skarv og Norne. Hovedruten for tankertransport og annen langtransport til/fra Barentshavet går noe vest for Skarv (figur 5-6), mens den norske hovedleden går langs kysten. Det har blitt gjennomført egne skipstrafikkstudier i forbindelse med SSP-prosjektet (Ross Offshore, 2020a; 2020b).

I området ved Alve Nord er trafikkintensiteten karakterisert som «lav» (Ross Offshore, 2020a). Innenfor et område på 10 nautiske mil fra feltet ble det i 2018 registrert totalt 289 fartøy, hvorav 64 prosent utgjorde offshorerelaterte fartøy, 14 prosent bulkgodsfartøy, 12 prosent tankskip og 5 prosent fiskefartøy. Øvrige fartøyskategorier var representert med en andel <4 prosent av skipstrafikken i området. Månedene med høyest registrert trafikk tetthet var i juni og juli, samt desember. Disse månedene ble dermed karakterisert som å ha «moderat» trafikkintensitet, mens trafikkintensiteten resten av året ble karakterisert som «lav».



Figur 5-3. Tetthetsplott for skipstrafikk basert på AIS-data fra 2018 i området hvor Alve Nord er lokalisert. Sirkelen viser 10 nm. Grønne linjer: fiskefartøy, lilla: offshorerelaterte fartøy, rød: tankskip, oransje: bulkgodsfartøy, gul: passasjerskip, blå: lasteskip. Kilde: Ross Offshore, 2020a.

I området hvor Shrek og Ørn er lokalisert, er trafikkintensiteten karakterisert som «lav» (Ross Offshore, 2020b). Ørn ligger kun delvis innenfor det analyserte området, og grenser til et noe mer trafikkert område (figur 5-7). Innenfor det analyserte området ble det i 2018 registrert totalt 116 fartøy, hvorav 76 prosent utgjorde offshorerelaterte fartøy, 12 prosent tankskip og 7 prosent fiskefartøy (figur 5-7). Øvrige fartøyskategorier var representert med en andel <3 prosent av skipstrafikken i området. Trafikkintensiteten for hele 2018 ble karakterisert som «lav». Dette inkluderer også månedene juli, august og september, som var månedene med den høyeste registrerte trafikk tettheten.



Figur 5-4. Tetthetsplott for skipstrafikk basert på AIS-data fra 2018 i Skarvområdet hvor Shrek og Ørn er lokalisert. Svart sirkel viser avgrensning på 10 nm. Oransje sirkel viser PL212 Kvitungen, grønn sirkel indikerer Ørn, rød sirkel indikerer Shrek. Grønne linjer: fiskefartøy, lilla: offshorerelaterte fartøy, rød: tankskip, oransje: bulkgodsfartøy, gul: passasjerskip, blå: lasteskip. Kilde: Ross Offshore, 2020b.

5.4 Status for annen havbasert næringsvirksomhet i området

Det er ikke kjente planer om havvind eller offshore havbasert oppdrettsvirksomhet i aktuelt område. Virksomhet i området er i hovedsak knyttet til olje og gass, skipstrafikk og fiskeri.

6 Miljømessige konsekvenser

Petroleumsvirksomhet kan medføre miljømessige virkninger i utbygging og drift i hovedsak knyttet til planlagte og uplanlagte utslipp til sjø og luft, fysiske inngrep og avfallsgenerering.

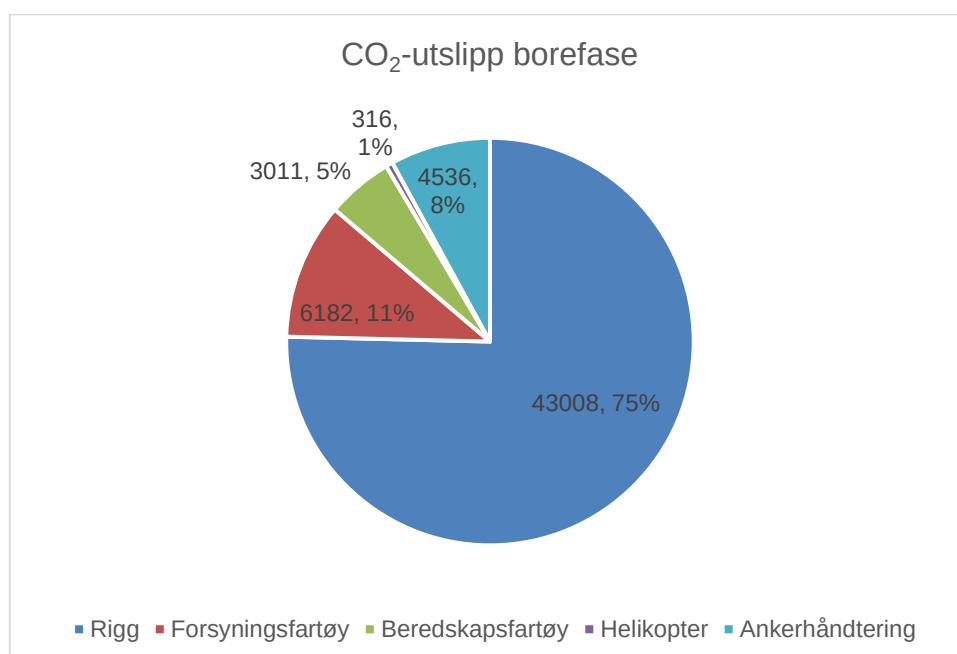
6.1 Utslipp til luft

Utslipp til luft fra petroleumsvirksomhet er i hovedsak utslipp av karbondioksid (CO₂), nitrogenoksider (NO_x) og flyktige organiske forbindelser utenom metan (nmVOC). I tillegg kommer mindre utslipp av metan (CH₄) og svoveldioksid (SO₂). For SSP vil utslipp fra luft i borefasen i hovedsak være knyttet til kraftgenerering på boreriggen og støttefartøy. I tillegg kommer utslipp fra installasjonsfartøyer. Energibehovet til prosessering, samt eksport, vil være de største bidragsyterne til utslipp til luft i driftsfasen, og finne sted på Skarv FPSO.

I de påfølgende avsnittene er det presentert foreløpige beregninger av utslipp til luft for den anbefalte utbyggingen av SSP. Beregningene vil omfatte både Skarv FPSO, SSP og andre prosjekter med Skarv som vertsfelt. Vurderinger av mulige virkninger vil derfor, i tillegg til SSPs bidrag, være helhetlige med fokus på de totale bidrag og belastninger fra driften av vertsfeltet.

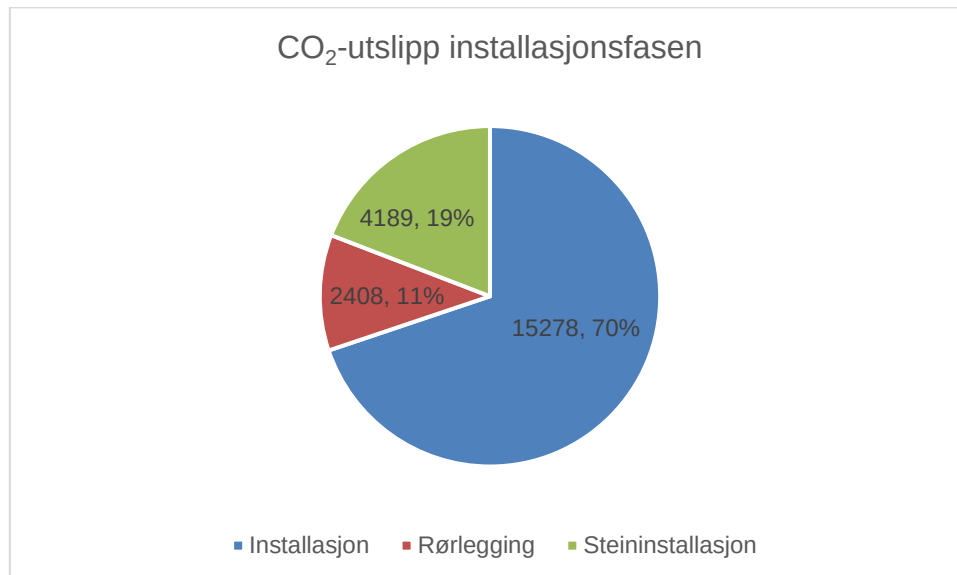
6.1.1 Utslipp til luft i bore- og anleggsfasen

Dieselmotorene på fartøy involvert i bore- og anleggsfasen vil gi utslipp av CO₂, NO_x og SO₂ samt mindre utslipp av nmVOC og metan ved forbrenning av drivstoff. Utslipp til luft fra boringen vil avhenge av borerigg og driftsmodus, oppankring eller kombinert med bruk av dynamisk posisjonering, samt boretid. Boring vil bli gjennomført med en sjette generasjonsrigg med dobbelt boretårn slik at noen operasjoner kan utføres av kritisk linje. Drivstoff forbruket er ca. 50 m³ i døgnet. Grovt anslått kan boring av seks produksjonsbrønner ta ca. 320 dager, inkludert brønnkomplettering fordelt på tre år. Det vil bli benyttet to forsyningsfartøyer for bore- og kompletteringsaktivitetene på SSP. I gjennomsnitt vil riggen ha fem anløp i uken. Dieselforbruk for forsyningsfartøylene er ca. 10 m³ i døgnet. Utslippsberegningene er basert på at riggen benytter en kombinasjon av dynamisk posisjonering og anker. Totale utslipp fra boreoperasjonen, inkludert forsyningsfartøy og ankerhåndteringsfartøy er beregnet til om lag 52 000 tonn CO₂ (figur 6-1) og 800 tonn NO_x.



Figur 6-1. Estimert utslipp til luft for borefasen.

I tillegg vil fartøy involvert i installasjon av havbunnsrammene, rørlegging, steininstallasjon for rørledninger, samt testing og oppstart bidra med utslipp til luft. Basert på et totalt tidsomfang av marine operasjoner på 380 fartøydøgn og et gjennomsnittlig drivstofforbruk på ulike fartøy, er utslipp til luft i anleggsfasen estimert til om lag 22 000 tonn CO₂ og 340 tonn NO_x. Prognoser for utslipp i installasjonsfasen for SSP er vist i figur 6-2.

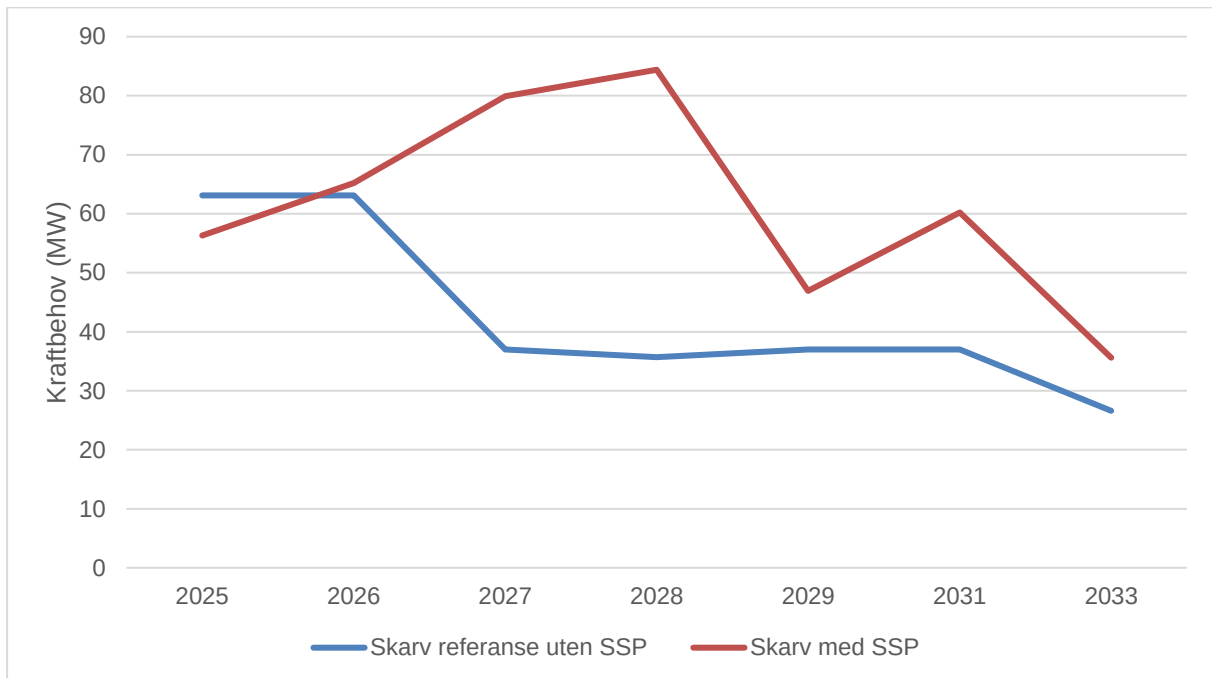


Figur 6-2. Estimert utslipp til luft for installasjonsfasen.

6.1.2 Energibehov

Dagens løsning for energiproduksjon på Skarv er ved fire turbiner. Prognoser for energibruk på Skarv FPSO varierer i området fra 50 til 75 MW de neste ti år. Den totale kraftkapasiteten for eksisterende turbinanlegg er på 95 MW og dekker aktuelt behov også etter innfasing av ny produksjon.

For å klargjøre energibehovet spesifikt for SSP er det gjennomført en noe forenklet analyse basert på tidligere prognoser for Skarv uten SSP. Grunnlast er vurdert som uforandret på ca. 11 MW, og tilleggsbehov for SSP er i hovedsak knyttet til endringer i energibehovet for kompresjon. Dette er visualisert i figur 6-3.



Figur 6-3. Forenklet prognose for energibruk for Skarv FPSO, med og uten Skarv Satellitt Prosjekt (SSP).

6.1.3 Utslipp til luft i driftsfasen

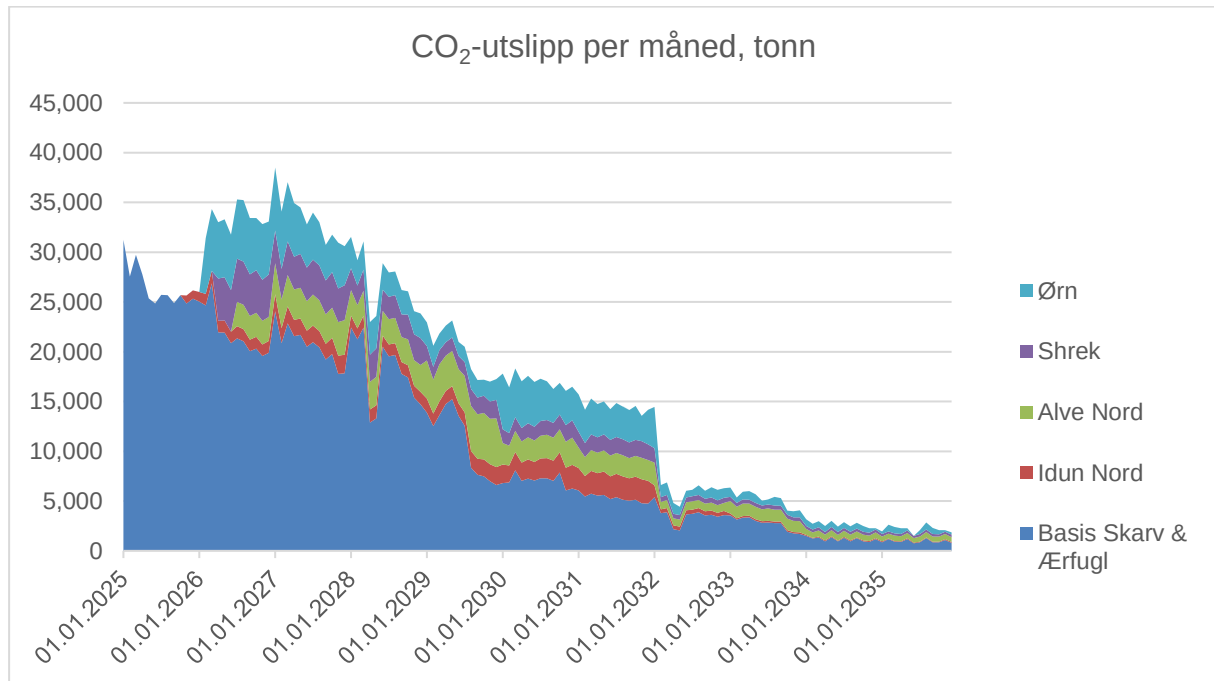
Siden Alve Nord, Shrek og Ørn vil kobles opp til eksisterende fasiliteter på Skarvfeltet for prosessering, vanninjeksjon og eksport, vil utslipp til luft i driftsfasen skje via Skarv FPSO.

Hovedkilden til CO₂-utslipp fra Skarv FPSO er lokal energiproduksjon, og som nevnt over foregår dette med turbiner. Turbinene har lav-NO_x teknologi og er generelt ansett som BAT for turbiner på sokkelen. Årlige CO₂-utslipp fra Skarv FPSO er på vel 300 000 tonn, hvor hovedkilden for utslippene er turbinene. Ca. 1 prosent er knyttet til sikkerhetsrelatert fakling og en mindre andel fra motorer. Fakling på Skarv FPSO er betydelig redusert de senere årene. I forbindelse med oppstart av oljebrønner fra Shrek, vil det kunne bli aktuelt med noe fakling, samt ved lengre produksjonsavbrudd. Omfanget av slike produksjonsavbrudd er imidlertid forventet å være begrensede. NO_x-utslippene fra Skarv FPSO var i 2021 på vel 260 tonn. Kaldventilering og diffuse utslipp ga i 2021 utslipp av metan og nmVOC på henholdsvis 63 og 28 tonn.

Siste årlige utslippsrapport for Skarv gir en oppsummering av tiltak som er gjennomført for utslippsreduksjon (Aker BP, 2022). Oppstart av nye Ærfugl-brønner med større andel høytrykksgass, har motvirket økt kraftbehov på Skarv. Høy andel lavtrykksgass har de senere årene økt kraftbehovet på Skarv. Høyere andel høytrykksgass medfører mindre behov for rekompresjon. Dette har vært et viktig bidrag til arbeidet med optimalisering av energibruken på feltet og har redusert økningen i brenngassgassforbruk og CO₂-utslipp. Utslipet av CO₂ fra Skarv FPSO i 2021 er tilsvarende som i 2020 og lavere enn i årene 2017 til 2019. Fra 2019 til 2020 ble utslippet redusert med 16,5 prosent. Økt produksjon til Skarv FPSO, som utnytter tilgjengelig kapasitet, er generelt et effektivt tiltak som påvirker utslipssituasjonen på feltet positivt ved at utslipp per produserte enhet går ned, samtidig som det totale utslippet er stabilt eller kun øker marginalt. I forbindelse med en planlagt revisjonsstans i 2021 ble gassproduksjonen effektivisert, og har fått utvidet kapasiteten med 4 MSm³/d.

Bidragene fra SSP til de totale CO₂-utslippene fra Skarv FPSO er estimert til og med 2034 (som er nåværende prognoseperiode for Skarv). Aggregert CO₂-utslipp fra SSP er 835 000

tonn inkludert borerelaterte utslipp, og utgjør ca. 30 prosent av utslippene fra Skarv i perioden (figur 6-4).

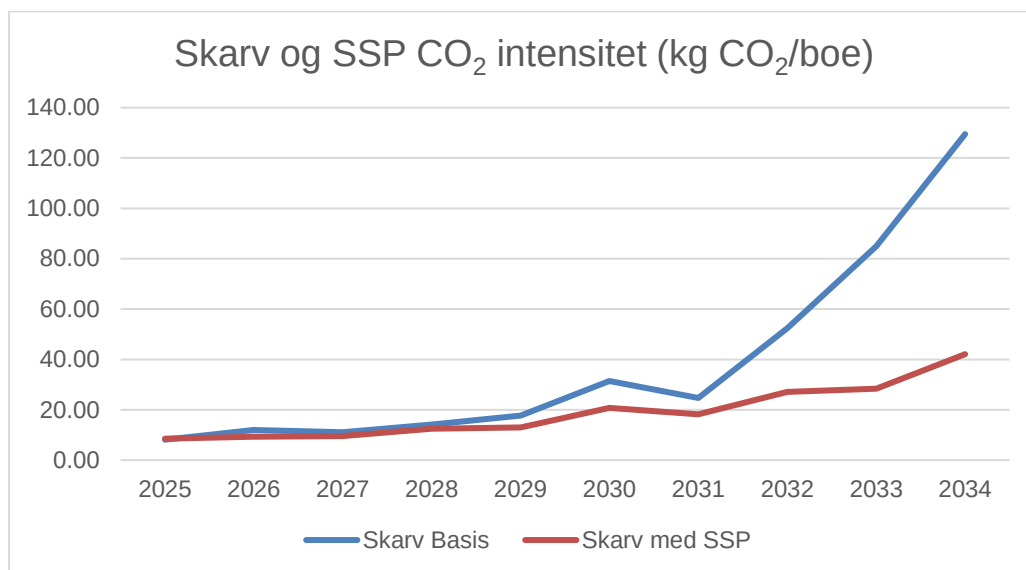
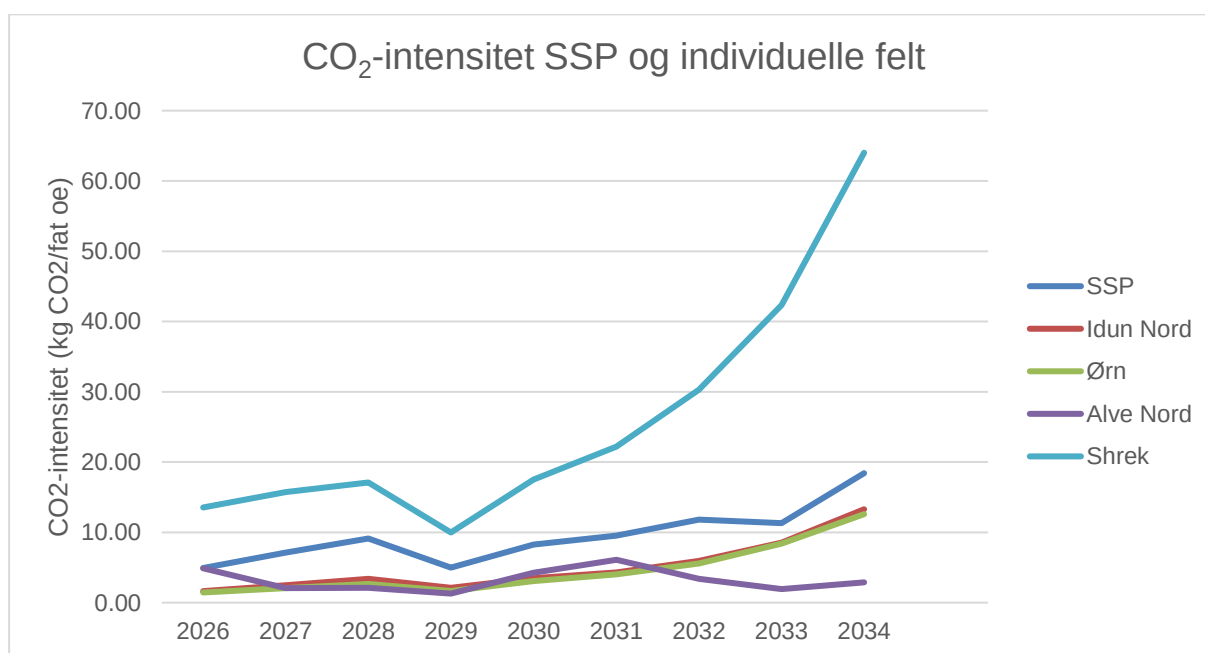


Figur 6-4. Prognose for CO₂-utslipp for Skarv og bidrag fra Skarv Satellitt Prosjekt (SSP)-feltene

Muligheter for kraft fra land til Skarv FPSO ble vurdert allerede ved utbygging, men ble ikke funnet realiserbart av både tekniske og økonomiske årsaker. Tilsvarende vurderinger er også gjort senere basert på teknologiutvikling, men med samme resultat. Aker BP jobber aktivt med å redusere CO₂-utslippet fra Skarv FPSO, og Skarv inngår nå i et prosjekt som skal revurdere tidligere løsninger for å redusere CO₂-utslippet fra Skarv, deriblant elektrifisering fra land, havvind eller et kombikraftverk (se kapittel 2.10). Slike løsninger vil naturligvis kunne endre utslippsfotavtrykket vesentlig.

Basert på dagens energiløsning og referanseløsningen for utbygging, er det gjort foreløpige beregninger for CO₂-intensitet for produksjonen fra de aktuelle funnene. Dette er gjort basert på noe forenklete forutsetninger om ledig gasskapasitet og noe inkrementelle utslipp for væresproduksjon. Tallene representerer «Scope 1 utslipp¹». Eventuelle endringer i energiproduksjonen på Skarv FPSO, som omtalt over, kan endre dette bildet vesentlig. CO₂-intensiteten for Skarv/Ærfugl ventes å bli om lag 8,1 kg CO₂/fat oe i 2025, men vil raskt øke uten innfasing av ny produksjon (figur 6-5). Med SSP vil intensiteten bli redusert som angitt i figuren. Isolert sett, og basert på de foreløpige beregningene, vil CO₂-intensiteten for SSP samlet være på 8,65 kg CO₂/fat oe i gjennomsnitt for perioden 2026-2034. Individuelt for Ørn og Alve Nord vil intensiteten være gjennomsnittlig i størrelsesorden 3 kg CO₂/fat oe (figur 6-6). Idun Nord vil ha om lag 3,6 kg CO₂/fat oe. Shrek vil ha en høyere CO₂-intensitet, i størrelsesorden 20 kg CO₂/fat oe i gjennomsnitt. Til sammenligning var gjennomsnittet for norsk sokkel i 2020 på 8,4 kg CO₂/fat oe og internasjonalt gjennomsnitt er vel 17 kg CO₂/fat oe (NOROG 2021-b).

¹ Scope 1, 2 og 3 er en internasjonal kategorisering av utslipp (definert i FNs klimaprotokoll), hvor scope 1 er direkte egne utslipp, scope 2 er indirekte utslipp (eksempelvis tilknyttet elkraft) og scope 3 er indirekte utslipp normalt utenfor organisasjonens innflytelse.

Figur 6-5. CO₂-intensitet for Skarv, med og uten Skarv Satellitt Prosjekt (SSP).Figur 6-6. CO₂-intensitet for SSP og de individuelle feltene.

Kildene til diffuse utslipp på Skarv er grundig kartlagt i henhold til etablert veiledning (NOROG 044 Vedlegg B Håndbok for VOC-utslipp). Utslippene rapporteres årlig til Miljødirektoratet. SSP vil bidra forholdsmessig med andel av avdamping fra utslipp av produsert vann, volummessig andel av kilder i prosessanlegget, samt i forbindelse med boring av brønnene. Den største kilden til utslipp av uforbrente hydrokarboner på Skarv er lasteoperasjoner. SSP vil bidra å opprettholde/øke lastede oljevolum og dermed avdampede utslipp av uforbrente hydrokarboner. Omfanget av modifikasjoner i prosessanlegget på Skarv FPSO for å ta imot brønnstrøm fra SSP er begrenset. Nødvendige tiltak vil gjøres i design for å motvirke potensial for diffuse utslipp.

6.2 Regulære utslipp til sjø

I bore- og anleggsfasen vil regulære utslipp til sjø i hovedsak være knyttet til utslipp av borekaks med rester av vannbasert borevæske, overflødig sement fra boreoperasjonene, samt utslipp i forbindelse med klargjøring og oppstart av rørledninger. Det produserte vannet vil behandles i renseanlegget på Skarv FPSO som består av hydroykloner og flotasjonsenheter (CFU).

6.2.1 Utslipp i forbindelse med boring og anleggsfase

I forbindelse med boring av produksjonsbrønner vil borekaks fra topphullseksjonen, samt fra boring med vannbasert borevæske, slippes til sjø. Borekaks med vedheng av oljebasert boreslam vil bli transportert til land til godkjent mottaksanlegg for behandling, og vil derfor ikke ha noen miljømessige konsekvenser offshore.

Det er planlagt å bores to brønner for hver av funnene Alve Nord, Shrek og Ørn, totalt seks brønner. Dette vil gi en estimert mengde på til sammen 3300 m³ vannbasert borekaks som vil slippes til sjø. En oversikt over mengde vannbasert borekaks som vil genereres fra boreoperasjonene for de ulike funnene er gitt i tabell 6-1.

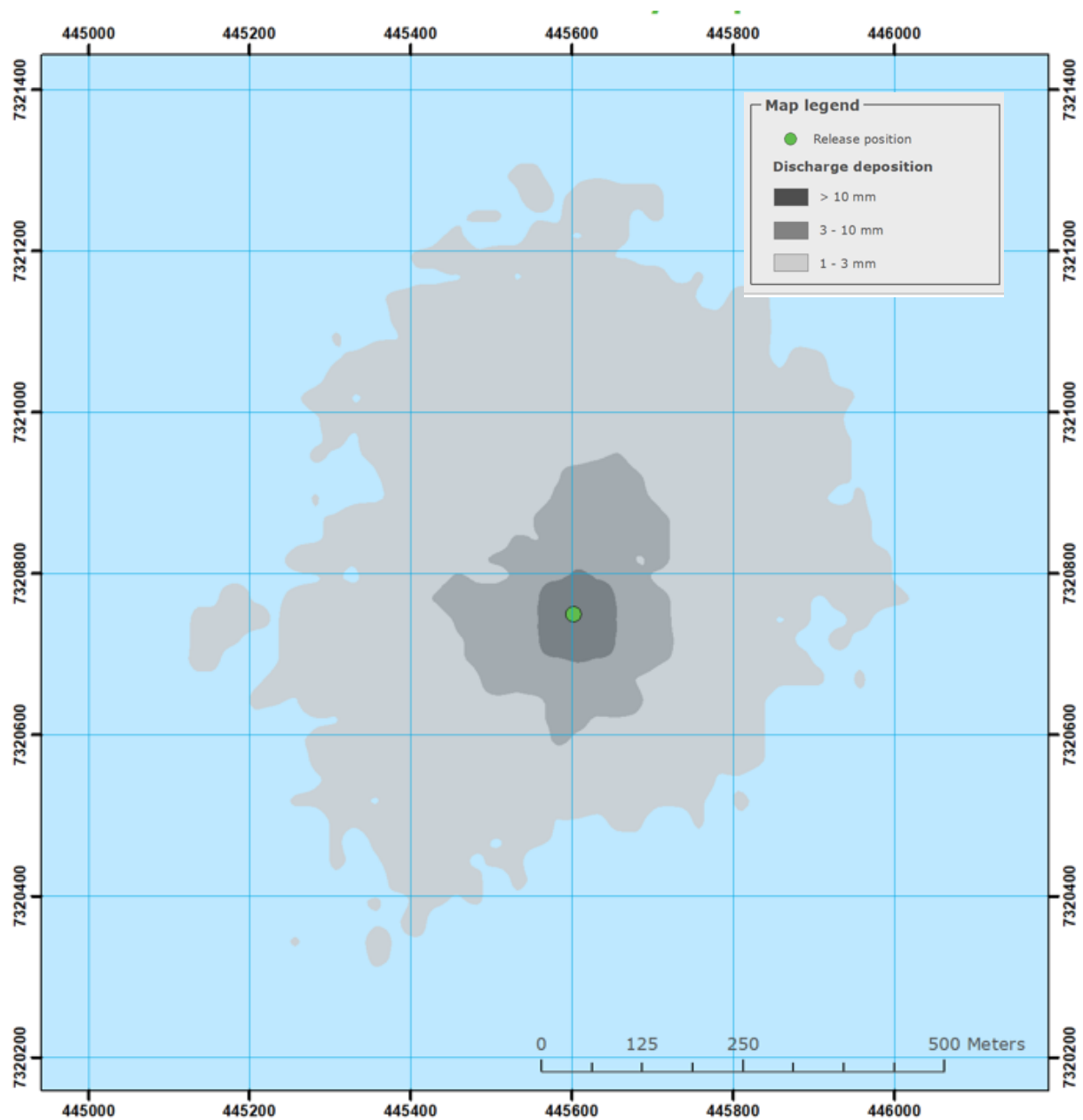
Tabell 6-1. Estimert mengde vannbasert borekaks som vil slippes til sjø, fordelt per felt.

Felt	Vannbasert borekaks (m ³)
Alve Nord	1189
Shrek	764
Ørn	1354

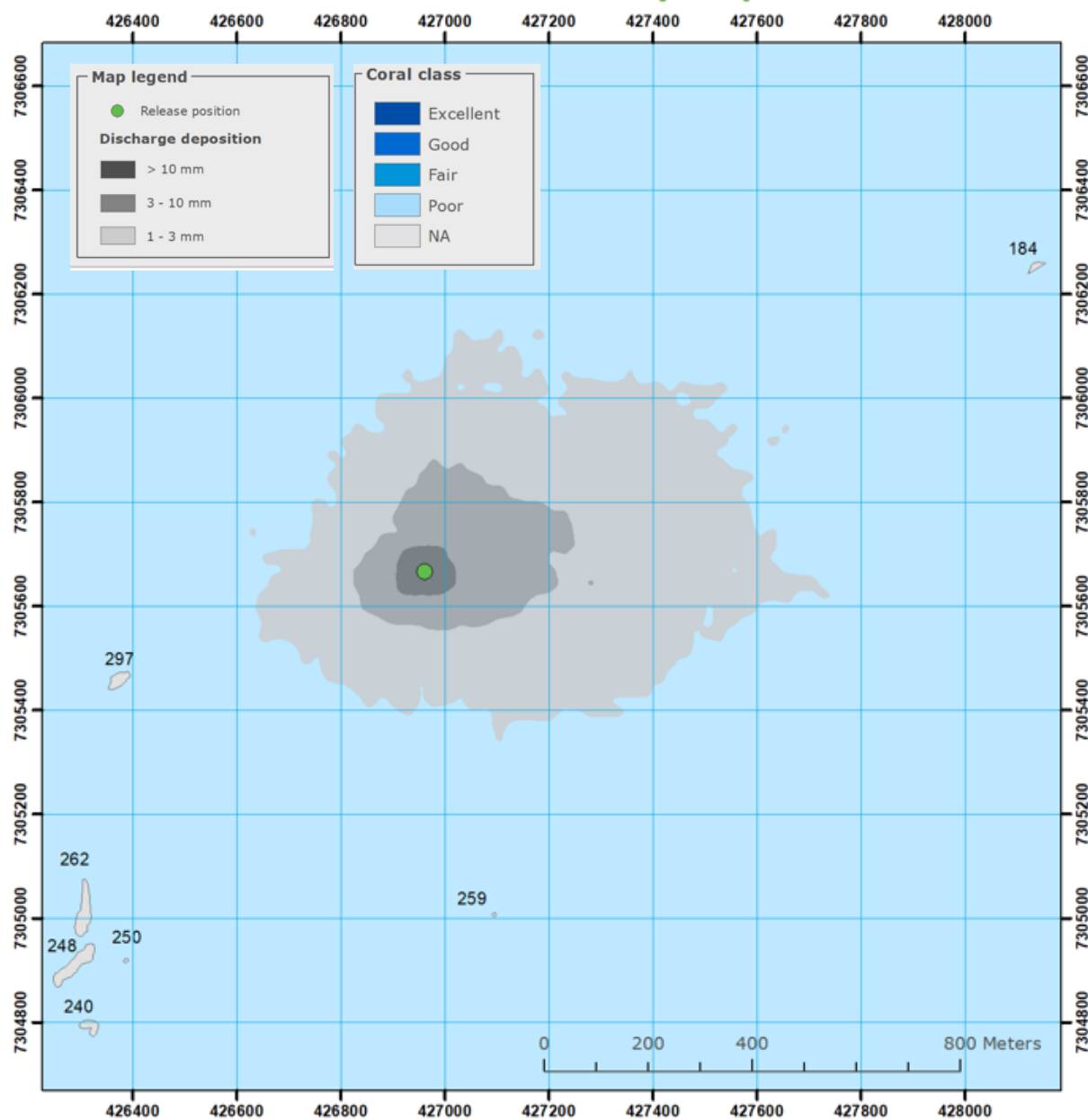
Utslipp av vannbasert borekaks kan gi biologiske effekter både som suspensjon i vannmassene og etter sedimentering. Konsekvensene er hovedsak begrenset til nærområdene rundt borelokaliteten, eventuelt i området der borekaks blir deponert ved konflikt med sårbar bunnfauna. Risiko for skade på organismer som lever i vannsøylen er vurdert som lav på grunn av rask fortynning og oppløsning av borekaks. Eventuelle effekter fra kakssuspensjoner vil normalt forekomme ut til maksimalt 1-2 km fra utslippene (DNV, 2013). Partikulære komponenter i borevæsken vil synke til bunnen og kunne bidra til lokal nedslamming. Sårbare bunndyrsamfunn som koraller og svamper kan skades av en slik nedslamming, og utslipp er således ikke tillatt der kartlegging har avdekket særlig verdifull og sårbar bunnfauna.

I forkant av boring og rørlegging vil det gjennomføres grundige havbunnsundersøkelser for å kartlegge og vurdere kvaliteten på eventuelle korallforekomster og annen sårbar bunnfauna i området. Disse havbunnsundersøkelsene vil bli utført av kvalifisert personell. I forbindelse med planlegging av feltutbyggingene, ruter for rørtraséer og annen infrastruktur, vil det tas hensyn til eventuelle kartlagte koraller i området. Generelt vil alle koraller med god tilstand unngås med et minimum på 5 meters klaring. I forbindelse med legging av fleksibel styrekabel vil alle typer koraller, også døde og de med tilstand «dårlig», unngås. Dersom det avdekkes konflikt mellom boring og tilstedeværelse av sårbar bunnfauna vil konsekvensreducerende tiltak bli vurdert. Herunder kan borekaks og overflødig sement fra boreoperasjonen, eksempelvis bli transportert til et forhåndsdefinert område på havbunnen for deponering ved hjelp av et CTS-system (*Cuttings Transport System*). Denne løsning er blant annet tidligere benyttet på Skarvfeltet.

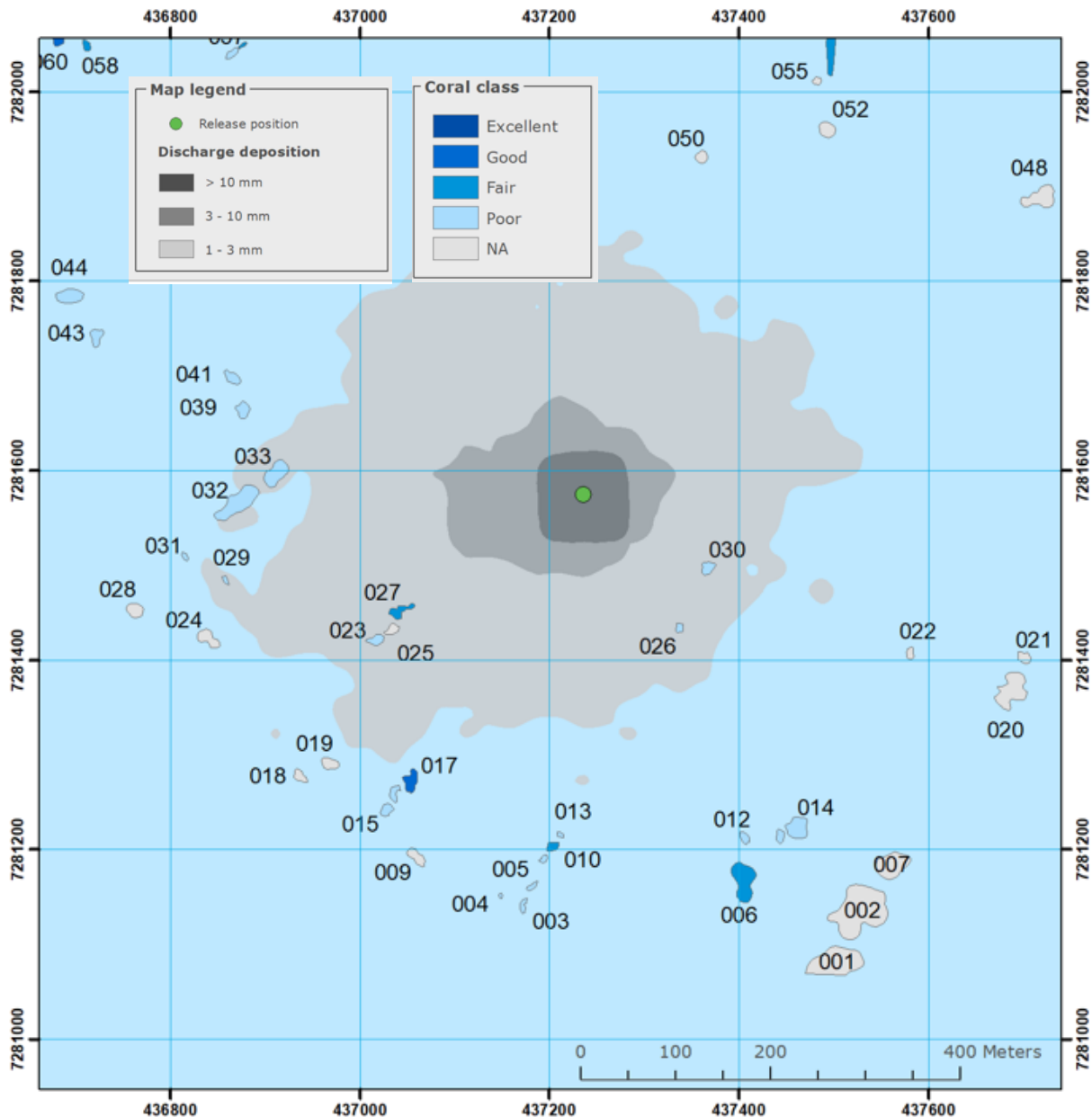
Det er gjennomført modellering av kaksspredning fra hvert utslippspunkt (feltlokalitet) (DNV, 2022-d). Ved Alve Nord er det ikke identifisert korallforekomster ved lokaliteten, ved Ørn få koraller – ingen innenfor en avstand på 600 m, mens flere er identifisert ved Shrek. Kart som angir avsetninger av borekaks i forhold til korallforekomster, og generelt i avstand fra utslippspunktet er vist i figurene 6-7 til 6-9.



Figur 6-7. Avsetninger fra kaksmodellering med SeaFAN, Alve Nord.



Figur 6-8. Avsetninger fra kaksmodellering med SeaFAN i forhold til korallforekomster av ulike verdi, Ørn.



Figur 6-9. Avsetninger fra kaksmodellering med SeaFAN i forhold til korallforekomster av ulik verdi, Shrek.

For Alve Nord og Ørn er det ingen koraller identifisert innenfor området med målbare avsetninger fra boreutslippet. For Shrek er ingen korallfunn gjort innenfor område med avsetninger over 3 mm, mens åtte funn er gjort i området med 1-3 mm avsetning. Av disse har ett funn verdien «fair» (027), mens resterende av verdi «poor». I henhold til NOROGs retningslinjer (NOROG 2019) gir 1-3 mm sedimentasjon mindre nedslammingseffekt og «lav» miljøkonsekvens. DNV har vurdert miljørisikoen for den ene forekomsten (027) som «moderat». Mulige tiltak vil være flytting av utslippspunkt i en nord/nordvestlig retning ved hjelp av et kakstransportsystem (DNV 2022-d), som uansett er planlagt benyttet.

Den eksakte kjemikaliebruken for boring og komplettering av brønnene er ikke avklart i detalj på dette tidspunktet. Basert på erfaringer fra leteboringene forventes det imidlertid at alle borekjemikalier vil være i grønn/PLONOR kjemikaliekategori og gul kjemikaliekategori. Endelige valg av bore- og kompletteringsvæsker vil bli basert på en helhetlig vurdering av ulike forhold, der miljøforhold utgjør en viktig del. Sementering av topphullseksjonene vil medføre utslipp av sementeringskjemikalier i havbunnen. Sementkjemikalier som slippes ut vil delvis

sedimenteres raskt etter utslipp, mens mindre partikler kan fraktes lenger av sted. Noen av komponentene er vannløselige og vil raskt fortynnes i vann. Områder hvor det i korte perioder kan forekomme giftige konsentrasjoner av kjemikalier i vann vil være svært begrenset. En detaljert vurdering av kjemikaliebruk tilknyttet boring og komplettering vil inngå i fremtidige søknader om tillatelse til virksomhet til Miljødirektoratet i henhold til forurensningsloven.

Opprenskning av nye brønner er nødvendig før brønnen kan settes i normal produksjon. Typisk er en ny brønn overlevert med kompletteringsvæsker som skal stabilisere brønn. Egenvekt av væsken er justert med diverse partikler slik at det sikres at brønnen er død (en del av barrieren under boring).

I perioden mellom rørlegging og oppstart vil rørledninger ofte være vannfylt, gjerne tilsatt noe kjemikalier. For rørledninger vil innholdet bestå av 60 prosent MEG og 40 prosent ferskvann, mens fleksible tilkoblingsrør (jumpers) vil inneholde 80 prosent MEG og 20 prosent ferskvann.

Utslipp fra oppstart av rørledninger vil skje nær havbunnen. Det forventes at kjemikaliene raskt vil fortynnes etter utslipp og at eventuelle effekter vil være kortvarige og i et begrenset område. I enkelte perioder vil torske- og sildelarver drifte gjennom Skarvområdet, hovedsakelig i perioden april til juli. Disse områdene har stor utstrekning. Uavhengig av tidspunkt for utslipp, samt utslippssted, er således utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger vurdert å ha kun lokale effekter i vannsøylen i et begrenset tidsrom. Negative konsekvenser på fiskelarver/fisk er således vurdert som små. For å redusere et eventuelt skadepotensial på fiskelarver vil en i videre prosjektplanleggingen forsøke å unngå utslipp fra oppstart av rørledninger i de mest sårbare periodene. Utslippene vil være gjenstand for en egen søknad om tillatelse fra Miljødirektoratet.

Opprenskning av nye brønner på Skarv medfører økte utslipp, hovedsakelig av følgende grunner:

- Oljekonsentrasjon i produsert vann som slippes ut til sjø vil i denne perioden være høyere enn normalt som følge av at partikler/emulgatorer fra at komplettering/ borevæsker reduserer separasjonseffektivitet. Kompletteringsvæsker er inkludert i utslippsstillatelsen.
- Det vil måtte brukes MEG for å hindre hydratdannelse i brønnstrømmen.

Den totale påvirkningen på miljøet av den langsiktige aktiviteten må minimaliseres. Dette betyr at man raskest mulig renser opp nye brønner med best mulig rensegrad for å minimalisere perioden med dårlig vannkvalitet. Dette gjøres på følgende måte:

- Opprenskning over prosessanlegget fremfor på rigg og brennerbom. Det er miljømessig overlegent å kontrollere brønnstrømmene i prosessanlegget kombinert med sloptankene fremfor brennerbom og direkte utslipp til sjø av ikke antent brønnstrøm.
- Det lages en spesifikk plan for hver brønnopprenskningsoperasjon slik at man minimerer utslipp. Som del av plan vil periodevis forurensset vann føres direkte til cargo tanker og ikke over bord. Ved normalisering av vannstrømmen vil det ligge mye partikler i systemet (hovedsakelig kalkpartikler).
- Opprenskningen gjøres i en kortest mulig periode.
- Eventuelle oljefilmer overvåkes og tiltak for å beskytte eventuelle sjøfugler vurderes i samråd med miljørådgiver.

6.2.2 Utslipp til sjø i driftsfasen

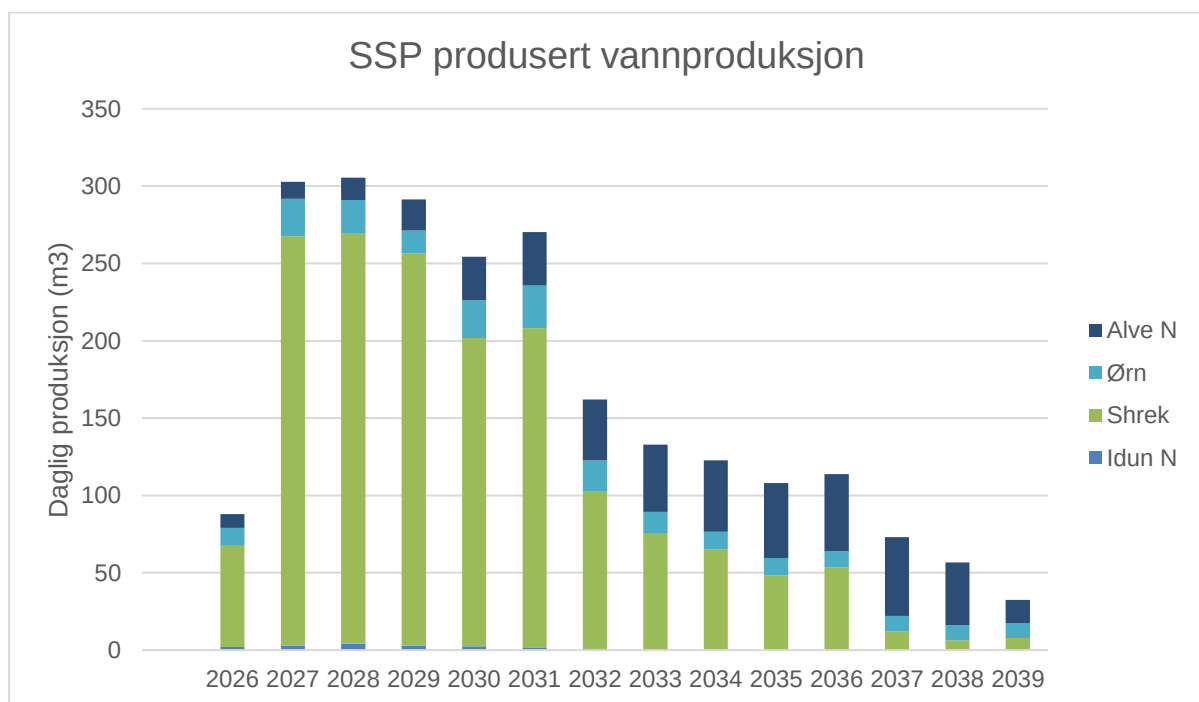
Operasjon av havbunnsanleggene vil medføre noe utslipp av hydraulikkvæske. De hydrauliske systemene vil være uten returlinje og primært benytte samme hydraulikkvæsker som er i bruk for tilsvarende for Ærfugl til Skarv. I dag benyttes produktet *Castrol Transaqua HT2-N*, som er en vannbasert hydraulikkvæske. Denne har 89 prosent grønn, vel 10 prosent gul, samt en

mindre andel rød kjemikaliekategori av komponenter (0,2 prosent). Det planlegges å skifte ut kontrollvæske i rød kjemikaliekategori som nå brukes på Skarv med *Transaqua SP* i kjemikaliekategori gul Y2. Substitusjonsarbeidet skal gjennomføres i 2. halvår 2022.

I driftsfasen vil alle prosessutslipp til sjø fra de ulike funnene skje fra Skarv FPSO.

Vannløselige kjemikalier som tilsettes vil til slutt havne i det produserte vannet. Basisalternativet for hydratkontroll for SSP er å tilsette MEG da løsningen med direkte elektrisk oppvarming ble valgt vekk som følge av høye kostnader og teknisk robusthet. Andre identifiserte kjemikaliebehov er MEG, avleiringshemmer, samt eventuelt bruk av noe korrosjonshemmer. Volummessig vil de største utslippene fra SSP være i form av rensert produsert vann.

Alve Nord, som i hovedsak består av gass, har en prognose for produsert vann som er fra null til noen titalls kubikkmeter per døgn. Oljefunnet Shrek vil produsere mer, med en prognose på 200-300 m³ per døgn de første fem årene, deretter avtagende til noen titalls kubikkmeter per døgn. For gassfunnet Ørn er det forventet svært lite produsert vann. Prognosen er presentert i figur 6-10.



Figur 6-10. Individuelle bidrag fra Skarv Satellitt Prosjekt (SSP)-feltene til vannproduksjon.

Tidsvektet gjennomsnittlig Environmental Impact Factor (EIF) for Skarv er 11, hvor TEG (trietylenglykol) gir største bidrag. Det er ikke tilstrekkelig kunnskap om sammensetningen av vann samt tilsatte kjemikalier til å kunne beregnet EIF-bidrag for SSP. Dette vil bli gjennomført på et senere tidspunkt.

Det er ingen indikasjon på forhøyede nivåer av naturlig forekommende radioaktive komponenter. Dette vil bli målt når produksjonen kommer i gang og muliggjør dette.

6.3 Fysiske inngrep

Fysiske inngrep er knyttet til anleggsfasen med eventuell oppankring av rigg, men i hovedsak knyttet til installering av havbunnsinnretninger, kabler og rørledninger, med tilhørende nedgraving og steinoverdekking.

Området rundt Skarv har, som omtalt i kapittel 4.4, betydelige forekomster av koraller og annen sårbar bunnfauna. Omfang og typer varierer i området.

Direkte fysiske inngrep, for eksempel ved installasjon, rørlegging og oppankring av borerigg, kan påvirke sårbar bunnfauna. I tillegg kan slike indirekte bli påvirket ved fysisk sedimentasjon, fra oppvirvling av sedimenter eller eksempelvis partikkelutslipp (kaks) fra boring.

Eksisterende kunnskap om havbunns habitater og bunnfauna skal suppleres gjennom nye undersøkelser. I tillegg vil det bli gjennomført regulære grunnlagsundersøkelser forut for produksjonsboring, inklusive visuelle undersøkelser dersom dette ikke allerede er tilfredsstillende ivarettatt. Denne informasjonen vil nyttiggjøres i den videre prosjektplanleggingen for å:

- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og installering av brønnrammer.
- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og rør-/kabeltrassèer, og eventuelle muligheter for lokal omlegging av rør med tilpasning for minimal påvirkning inklusive steininstallasjon.
- Vurdere mulig konflikt mellom sårbar bunnfauna og plassering og oppankring av borerigg gjennom risikovurdering, samt i forhold til eventuelle utslipp av borekaks fra topphull og eventuelt fra boring med vannbasert borevæske. Modellering av utslipp, samt vurdering av konsekvensreducerende tiltak for å minimere nedslamming, vil gjøres basert på årets lokale havbunnsundersøkelser.

Basert på korallkartleggingen ved borelokalitetene er det Shrek og Ørn som må vurderes nærmere i forhold til oppankring av borerigg.

6.4 Avfallshåndtering

6.4.1 Boring

I bore- og installasjonsfaen vil det bli utarbeidet en avfallsplan knyttet til drift av riggen i henhold til beste industripraksis. Sorteringsgrad av avfall vil følges opp rutinemessig på riggenn. Avfall som genereres på boreriggen vil sendes til land og leveres til godkjent avfallskontraktør for håndtering i henhold til gjeldende regelverk. Estimert oljebasert borekaks som skal fraktes til land, fordelt på felt, er vist i tabell 6-2. Håndtering av borekaks fra boreoperasjonene er omtalt i kapittel 6.2.1.

Tabell 6-2. Estimert mengde oljeholdig borekaks som vil transporteres til land, fordelt per felt.

Felt	Oljebasert borekaks (m ³)
Idun N	1259
Ørn	1020
Shrek	1031
Alve N	1437

6.4.2 *Installasjon og drift*

I driftsfasen vil Alve Nord, Shrek og Ørn påvirke det årlige avfallsvolumet på Skarv FPSO som følge av økt produksjonsvolum. Ekstraavfall som vil oppstå på grunn av tilknytningen av feltene vil bli behandlet i henhold til avfallsplanen på Skarv FPSO. Det er ikke forventet at innfasing av feltene vil innføre nye avfallstyper til innretningen. Generert avfall vil bli sortert og håndtert i henhold til avfallsplan for Skarv FPSO, samt relevante prosedyrer/retningslinjer for avfallshåndtering. Det er ikke forventet spesielle miljøkonsekvenser knyttet til generert avfall som resultat av utbygging og drift av feltene.

Det har ikke blitt påvist kvikksølv (Hg) i prøver fra brønnstrømmen fra de ulike feltene, men for Alve Nord og Ørn kan det allikevel finnes lave nivåer av kvikksølv i brønnstrømmen (jf. omtale i kapittel 2.2). Ved behov vil det settes i gang tiltak for å fjerne kvikksølv fra brønnstrømmen med egnede filtre og renseenheter. Dette vil igjen generere kvikksølvholdigavfall som vil bli håndtert i henhold til relevante prosedyrer/retningslinjer for avfallshåndtering.

6.5 Virkninger for kulturminner

De havbunnsundersøkelsene som er gjennomført både på feltlokalitet og langs alternative rørledningstraseer, har ikke avdekket noen kulturminner. Gjennomføring av prosjektet forventes således å ikke ha noen virkninger på kulturminner. Dersom noen slike funn gjøres, vil dette umiddelbart bli varslet til kulturminnemyndighetene, jf. kulturminneloven §14, tredje ledd.

6.6 Andre miljøvirkninger

Havbunnsinnretningene vil bli forankret til havbunnen med sugeankre, og ingen pæling er nødvendig. Støy i anleggsfasen er således avgrenset til støy fra selve boringen (vibrasjoner) og propeller tilknyttet borerigg og fartøy. Denne type støy er ikke forventet å medføre målbare negative virkninger.

Lys kan tiltrekke seg sjøfugl og fugl på trekk. Det er ikke god kunnskap om betydningen av dette (OSPAR, 2015). For SSP vil lys kun være relevant knyttet til borerigg og installasjonsfartøyer, fordelt over flere perioder og totalt med begrenset varighet. Ut fra plasseringen langt til havs, er det ikke ventet at dette vil medføre noen negative virkninger for fugl.

7 Akuttutslipp til sjø

7.1 Risiko for akuttutslipp og mulige konsekvenser

De ulike funnene har ulike hydrokarbonkvaliteter, både olje og gass med ulikt innhold av kondensat. Olje har generelt lengst levetid i miljøet etter et eventuelt utslipp, og også størst potensiale for miljøskade. Kondensat er normalt mer kortlivet i miljøet enn olje, men en del kan nedblandes i vannmassene. Gassutslipp har generelt lavt potensiale for miljøskade (DNV 2012).

Sannsynligheten for større akuttutslipp er svært lav. Normalt blir hendelser med brønnutblåsning lagt til grunn for analyse av miljørisiko og beredskapsdimensjonering. I drift kan lekkasjer fra rørledninger samt prosess- og eksport relaterte utslipp også forekomme, igjen med lav sannsynlighet for store utslipp. De hyppigst forekommende utslippene er volummessig små og i form av kjemikalier og andre oljer enn råolje (PTIL, 2020), eksempelvis diesel.

Det er nylig gjennomført en oppdatert miljørisikoanalyse for Skarvfeltet (DNV, 2021), med bruk av siste industrimetode; ERA akutt (NOROG, 2020). Denne omfatter hendelser knyttet til boring og produksjon av olje og gass. Analysen vurderes generelt som veiledende også for de aktuelle funnene, selv om spesifikke reservoarforhold og hydrokarbonsammensetning kan være av betydning. Figur 7-1 angir resultater fra spredningsberegninger for Skarv, og angir således et representativt influensområde for de aktuelle utbyggingene. Resultatbildene angir sannsynlighet for forekomst av en viss oljefilmtykkelse, antatt som nedre grense for å kunne medføre vesentlig miljøskade. Slik sannsynlighet er naturlig nok høyest i nærområdene til havs, og med lav sannsynlighet for at olje når land. Det er beregnet åtte prosent sannsynlighet for stranding av olje ved en oljeutblåsning fra boring og lavere for andre hendelser. Nordlige deler av Helgelandskysten er mest utsatt for eventuell stranding av olje. Mengden av olje som kan strande er analysert til fra null til 13 tonn, og korteste drivtid til land er beregnet til fra 13 til 19 døgn, avhengig av sesong. Dette gir rimelig tid for å kunne iverksette tiltak for å redusere miljøskade. Hovedfokus er uansett på å unngå at hendelser med utslipp forårsakes, gjennom design, vedlikehold og driftsprosedyrer.



Figur 7-1. Modellerte influensområder ved akuttutslipp fra Skarv for boring og produksjon av olje og gass. Bildene viser en statistisk sannsynlighetsfordeling og angir ikke spredning fra ett utslipp. Kilde: DNV, 2021.

Områder med oljekonsentrasjon i vannsøylen over nedre effektgrense er generelt funnet å være avgrenset til noen få titalls kilometer fra utslippspunktet. Miljørisikopotensialet for skade på fisk er således funnet å være begrenset.

Miljørisiko for både sjøfugl, fisk og strandmiljø er funnet å være lav og innenfor Aker BP sine akseptkriterier. Miljøkonsekvensene er funnet å være «mindre/ubetydelige» og sannsynligheten for slik konsekvens i kategorien 0,1 til 1 prosent.

7.2 Havbunnsbasert lekkasjedeteksjon

Som omtalt i kapittel 2.10 er det gjennomført BAT-vurderinger og besluttet å etablere lokal havbunnsbasert lekkasjedeteksjon på brønnrammene i SSP. Dette er blant annet basert på en miljørisikoanalyse av lekkasjescenarier for Skarvområdet, herunder ulike deler av/utstyrskomponenter i anleggene (DNV 2022-b). Analysen er ikke spesifikt utført for SSP, og brønnstrøm og rater vil variere mellom feltene, men resultatene er vurdert som retningsgivende også for disse anleggene. I tillegg legges det generelt opp til bruk av mest mulig felles løsninger på tvers av anleggene tilknyttet Skarv FPSO.

Generelt er det vist at små lekkasjer gjennom hullstørrelser på 2-5 mm, unntaksvis opp i 10 mm, ikke vil gi nok olje/kondensat på havoverflaten til at disse kan detekteres gjennom overflatebaserte teknikker. Avhengig av miljørisikonivå i forhold til hyppighet av inspeksjonsbaserte teknikker, må da eventuelt havbaserte sensortechnikker etableres.

Foreløpige vurderinger anbefaler to akustiske lekkasjedetektorer (Naxys) på hver manifold og en metansniffer (Franatech) på hvert vertikale ventiltre. Dette ligger nå inne i designet. Videre arbeid vil bli gjort i videre prosjektarbeid for å avklare omfang og plassering av sensorer.

7.3 Naturlig utsiving av biogen gass fra grunnen

Tidligere undersøkelser ved Ørn indikerte mulighet for gass i vannsøylen. Forholdet ble undersøkt nærmere i 2021, men ingen gass ble detektert.

I forbindelse med den regionale miljøundersøkelsen på Haltenbanken i 2021, gjennomførte industrien målinger og prøvetaking for å detektere gass i vannsøylen, ved bunn og høyere oppe, på flere lokaliteter – inkludert Skarv (DNV, 2022-y). Gjennomsnittlige metankonsentrasjoner var i området 9 ± 5 nmol/l på alle stasjoner, og generelt med høyere konsentrasjoner mot havbunnen.

7.4 Oljevernberedskap

Aker BP har etablert beredskap mot akutt forurensning for Skarv, herunder beredskapsorganisasjon og nødvendige beredskapsressurser. Dette vil også favne utbyggingsprosjektene i utbygging og drift. Skarvfeltet er ressursmessig omfattet av industriens beredskap mot akutt forurensning, organisert gjennom NOFO. I Norskehavet finnes utstyr plassert på Aasta Hansteen, Halten, i Sandnessjøen og Kristiansund. Beredskapen favner i tillegg ytterligere ressurser i Norge samt utenlands. Beredskapsbehovet for feltet er ett system i barriere en og ett system i barriere to (hav), samt inntil to systemer i barriere tre og fire (kyst og strand) avhengig av utslippets utvikling.

8 Konsekvenser for annen havbasert næringsvirksomhet

8.1 Konsekvenser for fiskeriene

Konsekvenser for fiskerivirksomhet som følge av utbygging og drift av et petroleumsfelt er i hovedsak relatert til arealbeslag i anleggsfase og/eller drift, samt potensial for ulike operasjonelle ulemper. Omfang og type konsekvenser avhenger således av både type utbyggingsløsning, anleggsfase (omfang/tidsperiode), men også lokalisering og omfang av fiskeriaktivitet i et område. Fiskeriaktiviteten i områdene hvor Alve Nord, Shrek og Ørn er lokalisert er vurdert som lav.

8.1.1 Konsekvenser for fiskerier i bore- og anleggsfase

Mulige konsekvenser i bore- og anleggsfase er knyttet til arealbeslag i form av borerigg, ankerhåndteringsfartøy og fartøy involvert i installasjon av brønnrammer, rørledninger og kabler. Den totale varigheten av boreoperasjonene er beregnet til om lag 320 døgn og vil skje over tre kampanjer for de ulike feltene. Det vil i forbindelse med boreoperasjonen etableres en sikkerhetssone på 500 m fra boreinnretningen. Foreløpig plan er at riggen skal være dynamisk posisjonert, men med muligheter for å ankre opp vinterstid. Begrensningene forbundet med boreplattform og ankerhåndteringsfartøy vil opphøre i det borefasen avsluttes.

Installasjon og rør-/kabellegging vil ha langt kortere varighet enn boreoperasjonene og vil normalt bli gjennomført i sommerhalvåret. Installasjonsarbeidet inkluderer bruk av ulike typer fartøy for installasjon av havbunnsrammer, rørlegging, og steininstallasjon for rør og kabler, samt oppkobling til Skarv FPSO. Disse aktivitetene vil innebære et midlertidig arealbeslag for fiskeriene.

Bore- og anleggsfasen representerer et begrenset arealbeslag i tid og omfang. Videre vil det faktiske arealet som beslaglegges flytte seg med installasjonsarbeidet. Videre vil tilstedeværelse av borerigg og fartøy involvert i bore- og anleggsfasen kunne medføre at enkelte fiskefartøy kan måtte foreta en kursendring. Fiskeriaktivitetene i de aktuelle områdene er derimot svært begrenset. Basert på vurderingene av områdenes viktighet for fiskeri er således negative konsekvenser for fiskeriene i bore- og anleggsfase vurdert som begrenset. Avbøtende tiltak for å redusere de eventuelle negative konsekvensene for fiskeriene i bore- og anleggsfasen vil være å tidlig gi informasjon til fiskeriene om planlagte aktiviteter.

8.1.2 Konsekvenser for fiskeriene i driftsfase

Funnene vil bygges ut med overtrålbare havbunnsinnretninger og tilsvarende for rørledninger og kabler, og vil således ikke medføre arealbeslag utover eksisterende forbudssone rundt Skarv FPSO. Rørledningene vil ligge eksponert på havbunnen, hvor frie spenn vil bli understøttet med grus eller stein. Videre vil rørledningene beskyttes med stein i forbindelse med overkrysninger over eksisterende rør og kabler. For fleksible rør og styrekabler vil betongmatter bli benyttet for samme formål. Steininstallasjon på havbunnen og rundt en rørledning medfører generelt en risiko for å få stein i trålen med påfølgende ødeleggelser. Som beskrevet i kapittel 5.2. er det svært begrenset fiskeriaktivitet i de aktuelle områdene, og fisket som pågår er i hovedsak linefiske i et svært begrenset omfang, og ikke bunntrålfiske. Områdenes viktighet for fiskeri er derfor vurdert som lav og negative konsekvenser for fiskerivirksomheten ved regulær drift vurderes totalt sett som neglisjerbare.

8.1.3 Konsekvenser for fiskeriene ved avvikling

Ved avvikling av feltene vil havbunnsinnretningene, samt feltinterne fleksible rør og kabler, bli fjernet etter endt bruk. Før fjerning vil brønnene bli permanent plugget. Dette vil kreve arbeid med rigg eller fartøy. Ved avvikling vil derfor omfanget av fartøysaktivitet i områdene øke, men denne aktiviteten vil være kortvarig og aktivitetene som er knyttet til selve fjerningsoperasjonene er således vurdert som ubetydelige.

Negative konsekvenser for fiskeriene kan derimot være knyttet til etterlatelse av rørledninger/kabler i områdene. Generelt vil rørledninger som er dekket med stein, eventuelt dekkes ytterligere til, før de etterlates på havbunnen, mens eksponerte rørledninger vil være gjenstand for nærmere vurderinger (St.meld.nr. 47, 2000). Som beskrevet i kapittel 2.5, vil rørledningene legges eksponert på havbunnen, men det vil være et behov for noe steininstallasjon for rørledningene i forbindelse med overkrysninger av eksisterende rør/kabler i området. Rørledningene i området vil således mest sannsynlig bli etterlatt. Konsekvensene for fiskerier ved etterlatelse av rørledninger vil generelt være relatert til korrosjonsprosesser og risiko for fastheking og ødeleggelse av fiskeredskap. Fiskeriaktiviteten i de aktuelle områdene er derimot vurdert som lav, med en svært begrenset tråleaktivitet. Imidlertid er fiskeriene dynamiske, og aktiviteten i området vil kunne endres i årene fremover. Konsekvensene for fiskeriene ved avviklingen vil derfor senere utredes i en egen konsekvensutredning for avvikling i henhold til gjeldende regelverk. Her vil fiskeriaktiviteten i de aktuelle områdene være en viktig beslutningsfaktor for avhendingsløsning av rørledningene.

8.2 Skipstrafikk

Petroleumsaktivitet og skipstrafikk utgjør et konfliktpotensial knyttet til bruk av de samme havområdene. Generelt er potensialet størst i områder der petroleumsvirksomheten har overflateinstallasjoner med tilhørende trafikk av fartøyer, og hvor viktige farleder passerer. I forbindelse med borekampanjene på feltene vil tilstedeværelse av borerigg med ankerhåndteringsfartøy føre til arealbeslag/restriksjonssoner for skipstrafikk. Etablering av en 500 m sikkerhetssone i forbindelse med boreoperasjonen vil medføre at et område på i underkant av 1 km² vil gjøres utilgjengelig for passerende fartøy i boreperiodene. I tillegg vil tilstedeværelse av ankerhåndteringsfartøy i forbindelse med flytting av rigg/oppankring medføre begrensninger for passerende fartøy i boreperiodene. I forbindelse med installasjon av havbunnsinnretninger og rørledninger/kabler vil de involverte fartøyene også medføre et begrenset arealbeslag på feltet eller langs traséen i en begrenset periode. Videre vil de involverte fartøyene krysse hovedleden langs kysten i forbindelse med mobilisering/demobilisering.

Feltene skal bygges ut med overtrålbare havbunnsinnretninger og vil således ikke medføre arealbeslag i driftsfasen. Eventuelle problemstillinger vil være knyttet til eventuelt kortere perioder med brønnvedlikehold i driftsperioden hvor borerigg og/eller fartøy er involvert.

Som angitt i kapittel 5.3 går hovedtrafikken utenom de aktuelle områdene, mens noe trafikk passerer gjennom. Generelt er trafikkintensiteten karakterisert som «lav» for de aktuelle områdene, med unntak av en «moderat» trafikkintensitet for månedene juni, juli og desember for Alve Nord-feltet. I praksis vil tilstedeværelse av rigg eller fartøy involvert i utbyggingen/avviklingen av feltene kunne medføre at enkelte skip må foreta en kursendring. Det er derimot veletablerte rutiner mellom næringene for å unngå farlige situasjoner og kollisjon, og potensialet for dette er vurdert som lavt.

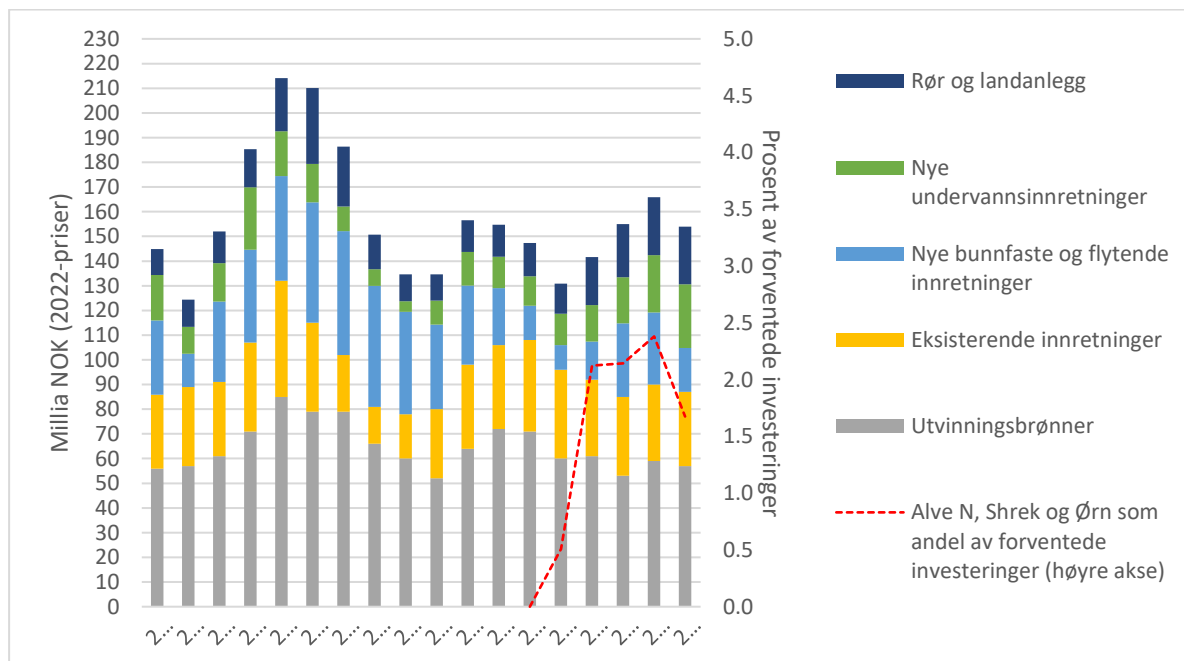
9 Samfunnsmessige virkninger

De kanskje viktigste ringvirkningene av SSP vil være knyttet til den effekten de aktuelle utbyggingene har på driften av Skarv FPSO, herunder å sikre lengre økonomisk drift og opprettholdelse av de involverte sysselsettingsvirkningene. I tillegg kommer de direkte virkningene av investeringer og statlige skatteinntekter.

9.1 Nasjonale virkninger

Utbyggingene omfattet av SSP representerer en investering i størrelsesorden 16-20 milliarder kroner, inkludert Idun Nord og boring. Tildeling av kontrakter for boring, bygging og installering vil være underlagt internasjonale handelsbestemmelser, og vil i vesentlig grad følge de avtaler som ligger til grunn i Aker BP sin alliansestrategi, herunder eksempelvis med Subsea 7 og Aker Solutions for engineering, fabrikasjon og installasjon av havbunnsrelaterte anlegg, Odfjell Drilling og Halliburton for boring. Alliansepartene vil igjen kjøpe varer og tjenester. Avhengig av hvor konkurransedyktige norske leverandører er, kan de relative nasjonale andelen bli betydelige, med tilhørende samfunnsmessige virkninger.

Oljedirektoratet har utarbeidet prognoser for forventede investeringer på norsk sokkel til og med år 2026. Gjennomførte investeringer på norsk sokkel i perioden 2009 til 2020 og prognoser for de etterfølgende årene vises i figuren nedenfor. Alle summer over nasjonale investeringer er i figuren oppgitt i milliarder 2022-kroner. Oversikten bygger på Oljedirektoratets prognoser publisert i januar 2022.



Figur 9-1: Gjennomførte og forventede investeringer på norsk kontinentalsokkel og investeringer for Alve Nord, Shrek og Ørn som andel av forventede investeringer. Historiske tall 2009-2019 og prognoser 2021-2026. Tall for investeringer i milliarder NOK (2022-priser). Kilde: Oljedirektoratets prognoser publisert i januar 2022 (www.norskpetroleum.no).

Figuren viser utbyggingskostnader for Alve Nord, Shrek og Ørn (inkludert boring) som andel av de totale, forventede utbyggingskostnadene på sokkelen i perioden 2022-2028. I hvert av årene med de største utbyggingskostnadene for Alve Nord, Shrek og Ørn (2023-2026), vil utbyggingene utgjøre rundt to prosent av de samlede, forventede investeringskostnadene på sokkelen.

9.1.1 Statlige inntekter

Forventede inntekter til staten som følge av tiltaket består av NO_x- og CO₂-avgifter, ordinær selskapsskatt og petroleumsskatter.

Samlet får staten over 10 milliarder kroner totalt (ikke neddiskontert) i inntekter fra skatter og avgifter i årene fra 2022 til 2037. I tillegg er Equinor deleier i Ørn, med 30 prosent andel. Denne eierandelen vil kunne gi ytterligere inntekter til staten, da staten eier en betydelig andel av aksjene i Equinor.

9.1.2 Norske andeler av investeringen

De totale investeringene er i størrelsesorden 16-20 milliarder for utbyggingen av Alve Nord, Shrek og Ørn inkludert Idun Nord og borekostnader. I tillegg kommer årlige driftskostnader, aggregert til vel 2 milliarder kroner gjennom driftsperioden for Alve Nord, Ørn og Shrek.

Norsk andel for utbyggingskostnadene utenom boring anslås å være opp mot 60 prosent for Alve Nord, Ørn og Shrek, mens norske andeler for boring er anslått til rundt 55 prosent. Samlet utgjør dette om lag 8-9 milliarder kroner. Det er naturligvis usikkerhet beheftet ved dette anslaget.

Norske andeler av driftskostnadene er anslått til 95 prosent.

9.1.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Norske andelene av leveransene er fordelt på næringsgrupper og modellert i en kryssløpsmodell for å beregne ringvirkninger.

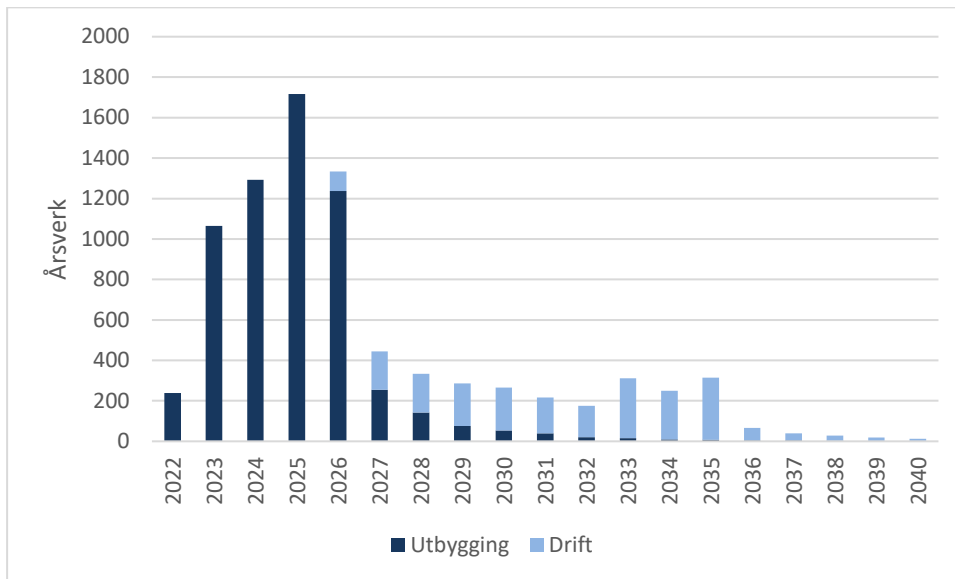
Leverandørstrukturen er næringsfordelt med en prosentvis andel til ulike næringer per hovedkomponent og år, med utgangspunkt i kunnskap om kontraktstildelinger som er gjort og planlagt utbyggingsløsning (tabell 9-1).

Tabell 9-1: Næringsfordeling av de norske andelene av utbyggingskostnader

Næringsgruppe	Andel av norske leveranser
Utvinning av råolje og naturgass, rørtransport	12
Tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass	30
Bygging av skip og båter, oljeplattformer og moduler	29
Bygg og anlegg	6
Transport (luft, land og sjø)	10
Faglig, rådgivende og teknisk tjenesteyting	14
Samlet	100,0

Estimerte nasjonale sysselsettingsvirkninger inklusive konsumvirkninger er presentert i Figur 9-2. Alle resultater presentert oppgir antall årsverk. Det skilles mellom virkninger knyttet til utbygging og drift i hvert av årene. I året med størst aktivitet (2025) er virkningen på om lag 1 700 årsverk. Summert over alle årene tilsvarer disse virkningene rundt 8 500 årsverk for utbygging og drift til sammen.

Det er i utbyggingsfasen at det kan ventes vesentlige sysselsettingsvirkninger i enkelte år. Utbygging utgjør da om lag tre firedeler (cirka 6 100 årsverk) av de samlede sysselsettingsvirkningene summert over alle årene for utbygging og drift.



Figur 9-2: Estimerte sysselsettingsvirkninger, inklusive konsumvirkninger. Årsverk

Virkningene av drift utgjør cirka 180-300 årsverk per år. Virkningene som tilskrives driften av Alve Nord, Shrek og Ørn er noe større mot slutten av perioden når de tre må bære større kostnader på Skarv ettersom annen produksjon tilknyttet Skarv FPSO utgår.

9.2 Regionale virkninger

De driftsrelaterte ringvirkningene av Skarv er tidligere analysert og funnet større enn hva som ble antatt i konsekvensutredningen. Dette omfatter både direkte sysselsetting, lokale kontrakter, bedriftsetableringer mm. Eksempelvis gir Skarv i driftsfase omkring 150 MNOK i årlig direkte lokal omsetning. Indirekte virkninger slik som hotell, transport o.l. kommer i tillegg. Dette er ringvirkninger som forlenges med implementering av SSP. I forbindelse med prosjektgjennomføringen av SSP planlegger Aker BP en aktiv involvering av lokalt næringsliv, basert på gjensidig bærekraftige leveranser. For det nylig gjennomførte utbyggingsprosjektet for Ærfugl ga prosjektgjennomføringen omkring 225 MNOK totalt i lokale virkninger for begge faser. Utbyggingen av SSP vil i stor grad kreve samme type av leveranser og tjenester.

Regionale virkninger har fokus på Helgeland, herunder Sandnessjøen (forsyningsbase og driftstøtte) og Brønnøysund (helikopterbase).

«Levertrappen» for 2020 (Kunnskapsparken i Bodø, 2020) rapporterer om leveranser fra Skarv til leverandører i Nord-Norge på 165 millioner kroner. Det meste av dette er til virksomheter lokalisert på Helgeland og ellers i Nordland fylke. Beregninger av sysselsettingsvirkninger angir at dette utgjør om lag 190 årsverk, hvorav 120 er direkte sysselsatt i leverandørindustrien.

For SSP er det ambisjoner om å benytte samme tildelingsstrategi som for Ærfugl. Det innebærer at andel lokalt innhold er et evalueringskriterie for tildeling av kontrakter.

10 Sammenstilling av konsekvenser, anbefalinger om avbøtende tiltak

I de foregående kapitlene er de forventede og potensielle konsekvensene innenfor de ulike temaer utredet. Generelt er det ikke avdekket store negative konsekvenser på miljø eller berørte interessenter, mens enkelte mindre og håndterbare konsekvenser ikke kan utelukkes. Videre er miljørisikoen for både sjøfugl, fisk og strandmiljø funnet å være lav og innenfor Aker BP sine akseptkriterier. Miljøkonsekvensene er funnet å være «mindre/ubetydelige» og sannsynligheten for en slik konsekvens er i kategorien 0,1 til 1 prosent.

Tabell 10-1 gir en oppsummering av de viktigste konsekvensene ved utbygging og drift av Alve Nord, Shrek og Ørn, samt tiltak for å avbøte negative virkninger.

Tabell 10-1. Oppsummering av viktigste konsekvenser og planlagte avbøtende tiltak.

Tema	Konsekvensvurdering	Besluttete avbøtende tiltak
Miljøressurser	Området rundt Skarv har betydelige forekomster av koraller og annen sårbar bunnfauna. Undersøkelser forut for boring ved Ørn og Shrek har påvist forekomster her. Ved Alve Nord er det ikke identifisert korallforekomster. Torske- og sildelarver kan drifte gjennom området i perioden april-mai for torsk og april - juli for sild.	Visuelle havbunnsundersøkelser av borelokalitet og rør-/kabeltrassèer er/blir gjennomført. Oppankring av borerigg, plassering av havbunnsrammer og rør- /kabeltrasé vil optimaliseres basert på resultater fra havbunnsundersøkelsene. Borekaksutslipp fra topphull er modellert, og avbøtende tiltak for å minimere nedslamming av sårbar bunnfauna, vil bli vurdert. Forsøke å hensynta de mest sårbare perioder for fiskeegg og larver (april-juli) ifm. utslipp fra klargjøring av rørledninger.
Utslipp til luft	Utbygging og drift av feltene vil medføre utslipp i driftsfasen, i hovedsak fra vertsplattformen. Utslippene vil imidlertid medføre økt effektivitet på Skarv, med redusert CO₂-intensitet i konsekvens. Utslippene til luft vil bidra lite til de totale utslippene fra petroleumssektoren på norsk sokkel. Konsekvensene av utslippene til luft fra utbygging og drift av feltene er isolert sett vurdert som begrensede.	Aker BP har etablert et prosjekt som har til hensikt å arbeide med løsninger for å redusere CO₂-utslipp fra Skarv. Løsninger som blir vurdert er deriblant kraft fra land, havvind og muligheten for et kombikraftverk. En eventuell slik løsning vil kunne endre utslippsfotavtrykket vesentlig. Turbinene på Skarv FPSO har lav-NO_x teknologi og er generelt ansett som BAT for turbiner på sokkelen, med fokus på lave utslipp av NO_x.
Utslipp til sjø	Produksjonsboring på feltene vil medføre utslipp av borekaks med vedheng av vannbasert borevæske, samt rester fra sementering. Utslipet er vurdert	Borekaksutslipp fra topphull er modellert, og angir en mulig korallforekomst truet fra boreutslipp (Shrek). Endring av utslippspunkt for ved

	å medføre lokale og forbigående konsekvenser for bunnfauna, i hovedsak relatert til lokal nedslamming. Videre vil det slippes ut kjemikalier i forbindelse med klargjøring av rørledninger for oppstart. Forventet miljøklassifisering av bore- og klargjøringskjemikalier er grønn og gul. Det er forventet at kjemikaliene fra boring og klargjøring av rørledninger vil raskt fortynnes, og at eventuelle effekter vil være kortvarige og begrenset lokalt. Negative konsekvenser er således vurdert som små. Utslipp i driftsfasen er i hovedsak knyttet til utslipp av produsert vann. Konsekvenser av utslipp av produsert vann etter rensing er vurdert som små. Et åpent hydraulisk system for ventiloperering gir lave utslipp av vannløselige hydraulikkvæsker.	hjelp av et kakstransportsystem blir planlagt. Det vil gjennomføres regulære grunnlagsundersøkelser forut for produksjonsboring. Redusere bruk og utslipp av kjemikalier så langt det er mulig. Benytte kjemikalier som gir lavest risiko for miljøskade og samtidig tilfredsstiller tekniske krav. Begrense utslipp av kjemikalier gjennom materialvalg i rørledninger. Et åpent hydraulisk system for ventiloperering er vurdert som miljømessig bedre enn et lukket system; hvor Skarv har erfart problemer med lekkasjer av kjemikalier.
Fysiske inngrep i havbunnen	Området rundt Skarv har betydelige forekomster av koraller og annen sårbar bunnfauna. Konsekvensene på bunnfauna ved bruk av ankerbasert borerigg er vurdert som forbigående og neglisjerbare/små. Negative konsekvenser for bunnfauna ved installasjon av bunnrammer og rørledninger er av lokal karakter. Omfanget av steininstallasjon vil begrenses så mye som mulig. Dette vil også medføre lokale og avgrensede virkninger, med endring av bunns substrat og påvirkning av lokale bunndyrsamfunn. Oppkobling av feltene til Skarv FPSO vil ikke berøre forurenset sediment. Miljøkonsekvensene av de planlagte aktivitetene relatert til oppkobling av feltene	For å minimere effektene av de fysiske inngrepene i havbunnen på sårbar bunnfauna, er det bli gjennomført visuelle havbunnsundersøkelser av borelokalitet med noe tilleggsundersøkelser for rør-/kabeltrassèer. Plassering av borerigg og bunnrammer, oppankring av borerigg, samt valg av rør-/kabeltrasé vil optimaliseres basert på funn av sårbar bunnfauna i områdene.

	er således vurdert som neglisjerbare.	
Avfallshåndtering	Borevæske med vedheng av oljebasert borevæske vil bli transportert til land til godkjent mottaksanlegg for behandling. I driftsfasen vil innfasing av feltene påvirke det årlige avfallsvolumet på Skarv FPSO som følge av økte produksjonsvolumer.	For borefasen vil det bli utarbeidet en avfallsplan knyttet til drift av riggen, i henhold til beste industripraksis. Avfall vil bli separert på riggen og levert til godkjent mottaker på land. Avfall som oppstår på Skarv FPSO som følge av tilknytning av feltene vil bli håndtert i henhold til avfallsplanen for innretningen.
Fiskeri	Feltene er lokalisert i et område med svært begrenset fiskeriaktivitet. Konsekvensene for fiskeriene er i all hovedsak knyttet til arealbeslag i anleggsperioden. Dette er tidsbegrenset og representerer ingen varige begrensninger for fiskeriene i området. Konsekvensene er vurdert som små. I driftsfasen vil det ikke være arealbeslag. Negative konsekvenser for fiskerivirksomhet i driftsfasen vurderes som neglisjerbare.	Å etablere en god dialog med relevante myndigheter og organisasjoner for å optimalisere løsninger/minimere eventuelt konfliktpotensial. Optimalisering av rørtrasé for å redusere mengde stein. Overtrålbare bunnrammer og rørledninger
Akutte utslipp	Ved en ukontrollert utstrømning fra brønnene vil influensområdet for eventuelle akuttutslipp av olje være avgrenset til noen få titalls kilometer fra utslippspunktet, med en lav sannsynlighet for at olje når land. Generelt har olje lengst levetid i miljøet og størst potensial for miljøskade. Kondensat er normalt mer kortlivet i miljøet enn olje, men en del kan nedblandes i vannmassene. Gassutslipp har generelt lavt potensiale for miljøskade. Miljørisiko for sjøfugl, fisk og strandmiljø er funnet å være lav og innenfor Aker BP sine akseptkriterier. Miljøkonsekvensene er funnet å være «mindre/ubetydelige» og sannsynligheten for slik konsekvens ligger i kategorien 0,1 til 1 prosent.	Aker BP har etablert beredskap mot akutt forurensning for Skarv, herunder beredskapsorganisasjon og nødvendige ressurser. Dette vil også favne utbyggingsprosjektene både i utbygging og drift. Lekkasjedeteksjon ved havbunnsrammene vil være primærmetode for lekkasjedeteksjon i driftsfasen.

Skipstrafikk	Feltene er lokalisert i områder som er karakterisert med lav trafikkintensitet. Konsekvenser for skipstrafikk i anleggsfasen er relatert til bruk av samme havområder og er begrenset til mindre arealbeslag. Negative konsekvenser i driftsfasen er vurdert som neglisjerbare da feltene bygges ut med havbunnsinnretninger. Eventuelle negative konsekvenser vil være knyttet til eventuelle kortere perioder med brønnvedlikehold hvor borerigg og/eller fartøy er involvert og konsekvensene er vurdert som neglisjerbare.	Det vil være overvåking av trafikk i bore- og anleggsfase og rutiner for radiokontakt og varsling.
Samfunn	Investeringene vil gi grunnlag for ringvirkninger i form av sysselsetting. På nasjonalt nivå er dette estimert til 8 500 årsverk, hvor de høyeste virkningene kommer i utbyggingsfasen. Analyser av tidligere Skarv-prosjekt angir betydelige regionale ringvirkninger. Det er forventet betydelige regionale ringvirkninger av SSP. Statlige inntekter gjennom skatter og avgifter er beregnet til 10 milliarder kroner (ikke diskontert).	SSP representerer tilsvarende utbyggingskonsept som tidligereutbygginger i Skarv-området, og vil ha samme kontraktsstrategier som tidligere. Dette legger grunnlaget for regionale ringvirkninger.

11 Videre planer for oppfølging av miljørelaterte forhold

Av resultatene sammenfattet i kapittel 10 er det her angitt forhold som spesielt vil bli fulgt opp i gjennomføringen av SSP-prosjektet og i driftsfasen.

Utslipp til luft

- Aker BP arbeider med et CO₂-reduksjonsprosjekt hvor muligheter for å elektrifisere Skarvfeltet med strøm fra land, gjennom havvind eller gjennom et kombikraftverk blant annet blir vurdert.
- Miljø- og klimarelaterte forhold i forbindelse med kontraktsinngåelser: Det legges vekt på at klima- og utslippsrelaterte forhold har tilstrekkelig vekt og fokus gjennom utvelgelseskriterier i anbudsdokumentene.

Utslipp til sjø

- Det pågår et arbeid med å substituere *Castrol Transaqua HT2-N*, som er en vannbasert hydraulikkvæske, hvor en mindre andel (0,2 prosent) består av komponenter i rød kjemikaliekategori. Det planlegges å skifte ut kontrollvæske i rød kategori som nå brukes på Skarv med Transaqua SP i kategori gul Y2. Substitusjonsarbeidet skal gjennomføres i 2. halvår 2022.

Miljørisiko og beredskap

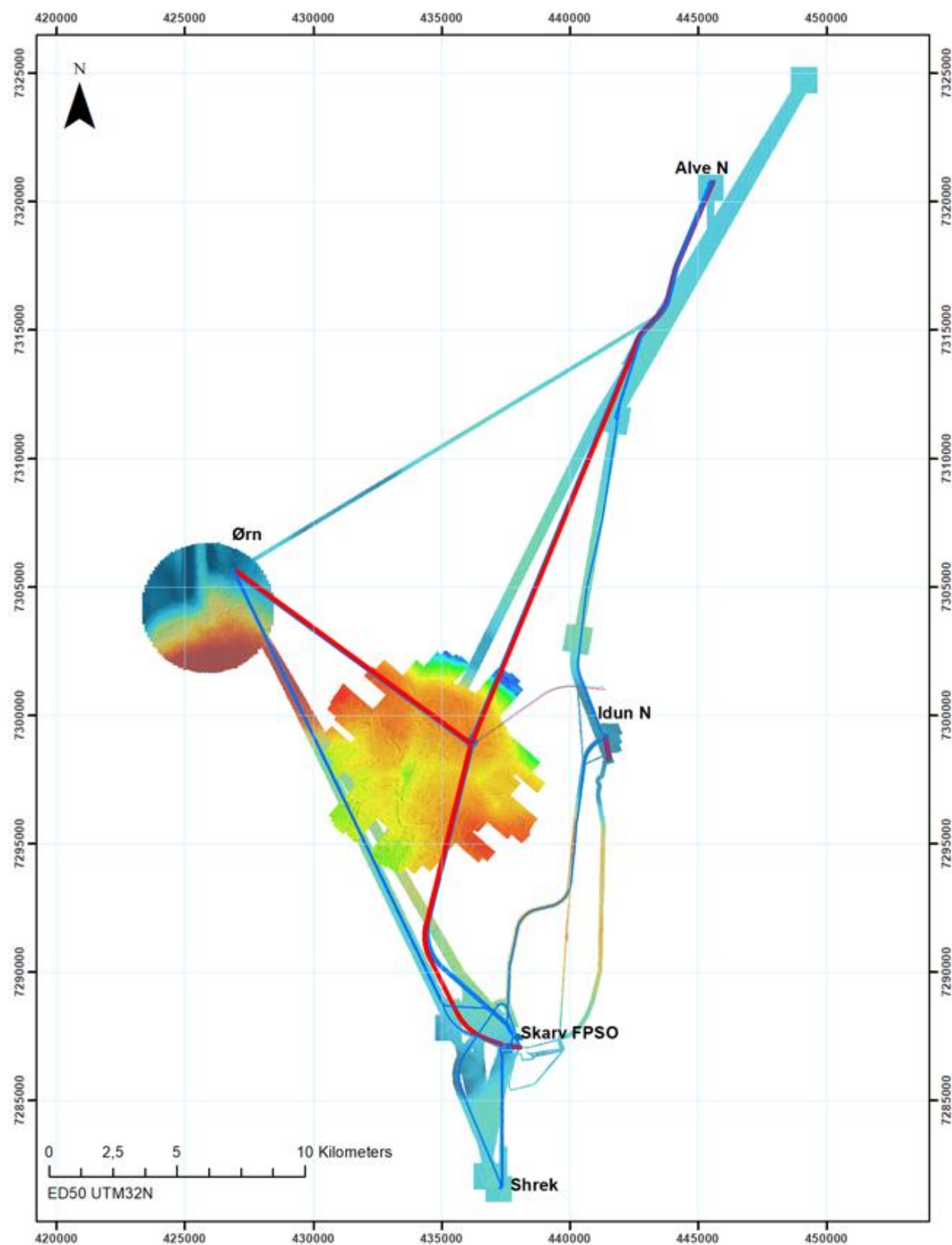
- Minimere miljørisiko i forbindelse med prosjektering av brønner og tekniske løsninger ved å ha tett oppfølging av kontraktører for å sikre at tekniske løsninger for utbyggingen av feltene tilfredsstiller krav til BAT.
- Etablere ordninger for lekkasjedeteksjon, tidlig varsling og overvåkning av akutt forurensning. Aker BP har en etablert beredskap mot akutt forurensning for Skarv, herunder beredskapsorganisasjon og nødvendige ressurser. Dette vil også favne utbyggingsprosjektene i utbygging og drift.

Miljøovervåkning og undersøkelser

- Det vil bli gjennomført grunnlagsundersøkelser i forkant av produksjonsboring på feltene.
- Visuelle havbunnsundersøkelser av rør/kabeltraséer vil gjennomføres for å kartlegge eventuelle koraller og annen sårbar bunnfauna. Resultatene fra undersøkelsene vil bli tatt hensyn til i den videre prosjektplanleggingen (se oversikt over nye ruter som skal kartlegges i rødt i figur 11-1, figuren angir også hva som er kartlagt tidligere).
- Feltene vil inngå i den regionale overvåkingen for Region VI.

Lokalt innhold og sirkulærøkonomiske forhold

- Prosjektet vil anvende allianser og tilhørende rammekontrakter med hovedleverandører i gjennomføring av innkjøp. Leverandører vil gjennomføre relevante anbud. Det legges vekt på at lokalt innhold og krav til gjenvinnbarhet har tilstrekkelig vekt og fokus gjennom utvelgelseskriterier i anbudsdokumentene. Ved valg av materialer er levetidsbetraktninger avgjørende.



Figur 11-1. Oversikt over rørlednings- og kabelruter som skal undersøkes sommeren 2022, inkludert visuelle undersøkelser (røde linjer). Fargede områder angir arealer som er kartlagt tidligere.

Forkortelser

BAT	Best Available Techniques
CCS	Carbon Capture and Storage
CFU	Compact Flotation Unit
CTS	Cutting Transportation System
EIF	Environmental Impact Factor
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
HIPPS	High-Integrity Pressure Protection System
HMS	Helse, miljø, sikkerhet
MEG	Monoetylenglykol
MPFM	Multi-Phase Flow meter
MW	Megawatt
NGL	Natural Gas Liquids
NVG	Norsk Vårgytende Sild
OED	Olje- og energidepartementet
URB	Umbilical Riser Base
PAD	Plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum
PL	Production Licence
PUD	Plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst
RMR	Riserless Mud Recovery
SSP	Skarv Satellitt Prosjekt
SVO	Særlig verdifulle områder
TEG	Trietylenglykol
TIM	Tie-in Module
WAT	Wax Appearance Temperature
ÅTS	Åsgård Transport System

Referanser og litteratur

Aker BP 2017-a. Vedrørende Snadd feltutbygging – oppfyllelse av utredningsplikt, konsekvensutredning. Brev med vedlegg til OED datert 31. januar 2017.

Aker BP 2017-b. Vedrørende Snadd feltutbygging – tilleggsuredning. Brev med vedlegg til Miljødirektoratet datert 22. juni 2017.

Aker BP 2020. Gråsel søknad om godkjenning av oppfylt utredningsplikt. Brev til OED datert 30. mars 2020.

Aker BP 2022. Utslippsrapport for Skarvfeltet inkludert Ærfugl 2021.

BP Norge 2006. Konsekvensutredning utbygging og drift av Skarv og Idun.

DNV 2012. Oljedriftsmodellering og analyse av gassutblåsning i det nordøstlige Norskehavet. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Rapport 2012-1244.

DNV, 2013. Guideline. Monitoring of drilling activities in areas with presence of cold water corals. Rapport for Norsk olje og gass. Rapportnr 2012- 1691.

DNV 2021. Miljørisiko- (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for Skarvfeltet i Norskehavet. Rapport nr. 2020-1162

DNV, 2022-a. Visual survey report – Alve Nord tie-in. DeepOcean AS. Rapportnr. 2021-1339. Dato: 2022-04-06.

DNV 2022-b. Environmental risk-based leak detection analysis for the Skarv field in the Norwegian Sea. DNV rapport2021-1085.Eriksen, E., van der Meeren, G.I., Nilsen, B.M., von Quillfeldt, C.H., og H. Johnsen, 2021. Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder – Miljøverdi. En gjennomgang av miljøverdier og grenser i eksisterende SVO og forslag til nye områder. Rapport fra havforskningen 2021-26. ISSN:1893-4536.

DNV 2022-c. Reg VI - Baseline survey Methane in the water column. DNV rapport 2021-1270

DNV 2022-d. SeaFAN modellering Alve Nord, Shrek og Ørn. DNV rapport 2022-0714, 0715 og 0716.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019. Sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene M-1350/2019.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019. Særlig verdifulle og sårbare områder - Faggrunnlag for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for norske havområder M-1303/2019.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019. Næringsaktivitet og påvirkning - Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1280/2019.

Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019. Verdiskaping i næringene. Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1408/2019.

Henriksen, J.T., Salamonsen, K., Solvoll, G. og J-O. Sørnes Henriksen, 2009. Ringvirkninger av Skarv-utbyggingen del 1, 2006-2009. Nordområdesenteret for næringslivet, Senter for innovasjon og bedriftsøkonomi, Handelshøgskolen i Bodø. ISSN-nr. 1890-3584.

Henriksen, J.T., Reinsnes, M., Salamonsen, K., Solvoll, G. og J-O. Sørnes Henriksen, 2010. Ringvirkninger av Skarv-utbyggingen del 2, 2006-2009. Nordområdesenteret for næringslivet, Senter for innovasjon og bedriftsøkonomi, Handelshøgskolen i Bodø. ISSN-nr. 1890-3584.

Håland et.al. 1999. An Empirical Correlation Between Reservoir Temperature and the Concentration of Hydrogen Sulfid, SPE 50763.

Klima- og miljødepartementet, 2020. Meld. St. 20 (2019-2020). Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak.

Konkraft 2020. Framtidens energinæring på norsk sokkel. Klimastrategi mot 2030 og 2050. Konkraft rapport 2020-1.

Kunnskapsparken i Bodø, 2020. Levertrapporten.no (interaktiv rapport)

Meld. St. nr. 35, 2017. Oppdatering av forvaltningsplanen for Norskehavet.

Meld. St.nr. 36, 2021. Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser. Tilråding fra Olje- og energidepartementet 11. juni 2021, godkjent i statsråd samme dag.

Meld. St. nr. 37, 2009. Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet (forvaltningsplan). Tilråding fra Miljøverndepartementet av 8. mai 2009, godkjent i statsråd samme dag.

Meld. St. nr. 20, 2020. Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene — Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerrak. Tilråding fra Klima- og miljødepartementet 24. april 2020, godkjent i statsråd samme dag.

Miljødirektoratet, 2015 (2020). Veileder M300. Miljøovervåking av petroleumsaktiviteten til havs.

Standard Norge, 2013. NS-EN 16260. Water quality - Visual seabed surveys using remotely operated and/or towed observation gear for collection of environmental data.

NOROG, 2019. Handbook. Species and habitats of environmental concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. - In relation to Oil and Gas activities. Report No.: 2019-007.

NOROG, 2020. Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute Version 01, February 2020.

NOROG 2021-a. Statusrapport 2021: Framtidens energinæring på norsk sokkel – Klimastrategi mot 2030 og 2050.

NOROG 2021-b. Miljørapport 2021.

OED, 2018. Veiledning til plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst (PUD) og plan for anlegg og drift av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum (PAD), mars 2018.

Oljedirektoratet, 2022. Kartdata er lastet ned fra: [Factpages - NPd](#)

OSPAR 2015. Guidelines to reduce the impact of offshore installations lighting on birds in the OSPAR maritime area (OSPAR Agreement 2015-08).

Ottersen og Auran (red.) 2007. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med miljø- og naturressursbeskrivelse. Fisker og havet nr 6/2007.

Petroleumstilsynet, 2020. Risikonivå i petroleumsvirksomheten Akutte utslipp, 2001- 2019, norsk sokkel (RNNP-AU).

RKU Norskehavet, 2003. Statoil.

Ross Offshore, 2020a. Vessel traffic evaluation report. Ærfugl cluster. 12.08.20.

Ross Offshore, 2020b. Vessel traffic evaluation report. PL127c "Alve NE". 26.02.20.

St.meld.nr. 47, 2000. Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel. Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 29. september 2000, godkjent i statsråd samme dag.