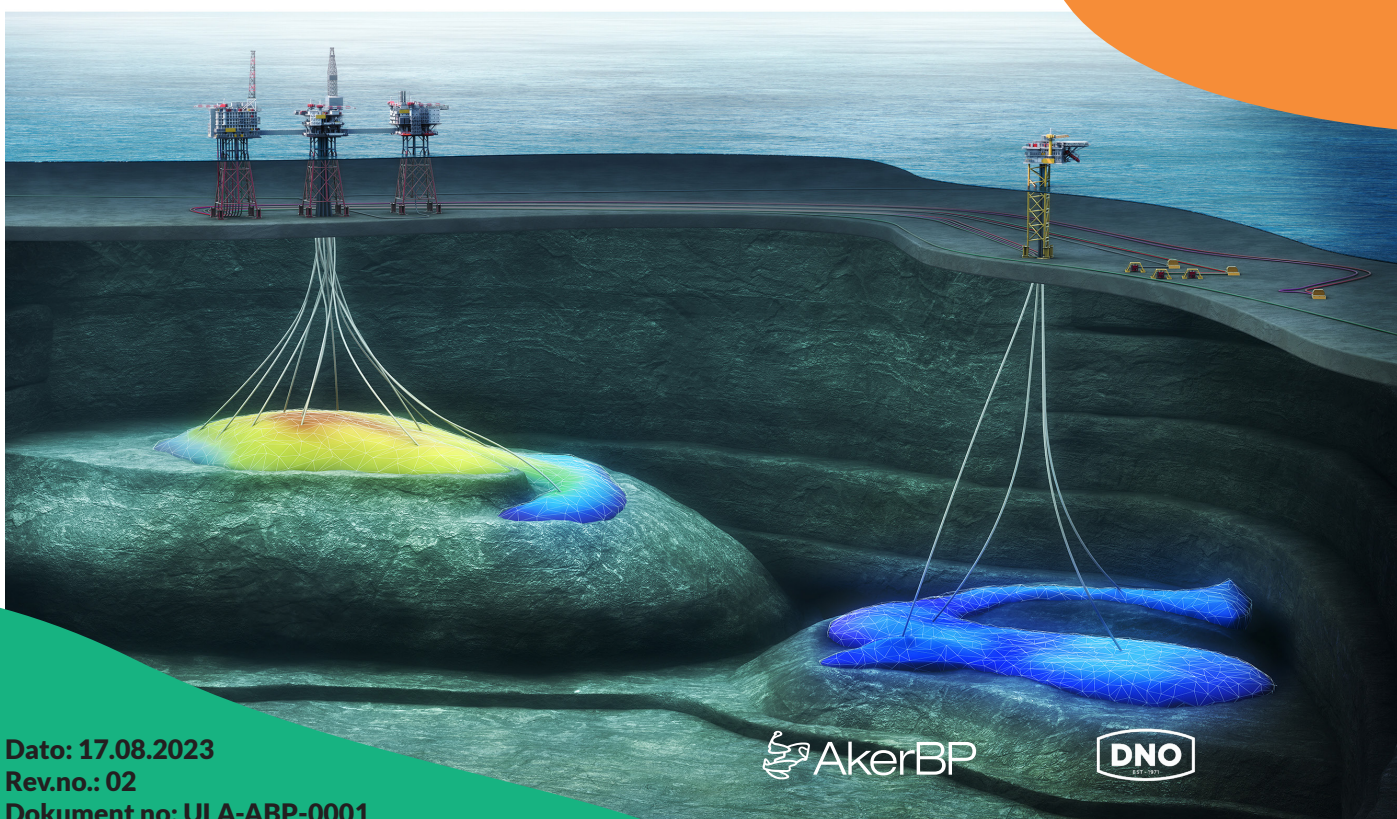


Avslutning av virksomheten på Ula og Tambar (PL019 og PL065)

Forslag til program for konsekvensutredning



About this document

Purpose:	Describe purpose of this document here
Validity:	This procedure applies to all organizational units and geographical locations (<i>correct text as required</i>).
Nonconformity:	If requirements in this document are not possible to implement, the procedure for nonconformity handling applies

Roles and responsibilities:

Role	Description	Name and function
Owner	Management responsibility for approval of the document and implementation in the business areas.	Thomas Hoff-Hansen
Verifier	Controls the professional content of the Document.	Bjørn Salte
Coordinator	Completes the document. Administration of improvement proposals.	Alexander Iversen

History:

Rev.nr.	Date	Changes – short summary
01	2023-06-09	<i>New document</i>
02	2023-08-17	<i>Updated timeline for IA program hearing</i>

Forord

På vegne av rettighetshaverne i utvinningstillatelsene 019 og 065, legger Aker BP herved frem for offentlig høring et forslag til program for konsekvensutredning for avslutning av virksomheten på feltene Ula og Tambar/Tambar Øst i Nordsjøen.

Petroleumsloven krever fremlagt en avslutningsplan to til fem år før forventet opphør av produksjon/virksomhet eller utløp av produksjonslisensen. De aktuelle utvinningstillatelsene utløper ved utgangen av 2028. Basert på dagens produksjonsprognose samt begrenset potensial for nye funn i området, vil det ikke søkes om utvidet lisensperiode for videre produksjon.

Dagens tidsplan er å sende inn avslutningsplaner for de to feltene i løpet av 2024.

Konsekvensutredning (KU) utgjør en del av avslutningsplanen. Første steg i KU-prosessen er å utarbeide et forslag til program for KU og legge dette frem for høring. I samråd med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker.

Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	7
1 Innledning	8
1.1 Bakgrunn	8
1.2 Rettighetshavere og eierforhold	10
1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning	10
1.3.1 Krav i norsk lovverk	10
1.3.2 Krav i internasjonalt lovverk	11
1.4 Konsekvensutredningsprosess	11
1.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet	13
1.6 Søknader og tillatelser	13
2 Plan for avslutning av virksomheten.....	14
2.1 Bakgrunn for avslutningsplanen	14
2.2 Beskrivelse av innretninger og infrastruktur	15
2.2.1 Ula-innretninger	15
2.2.2 Tambar	16
2.2.3 Borekaks	17
2.2.4 Rørledninger og kabler	18
2.3 Disponeringsløsninger	20
2.4 Plugging av brønner	21
2.5 Tidsplan og kostnader	21
2.6 HMS, miljø- og klimatiltak	22
3 Metode og kunnskapsgrunnlag	23
3.1 Utredningsmetode	23
3.2 Kunnskapsgrunnlag	23
4 Områdebeskrivelse	25
4.1 Metrologiske og oseanografiske forhold	25
4.2 Bunnsedimenter og grad av kontaminering	25
4.3 Særlig verdifulle områder	26
4.4 Havbunnhabitater og bunndyrsfauna	27
4.5 Andre biologiske ressurser	28
4.6 Kulturminner	31
4.7 Annen næringsvirksomhet	31
4.7.1 Annen petroleumsvirksomhet	31
4.7.2 Fiskeriaktivitet	32
4.7.3 Skipstrafikk	33
5 Miljømessige virkninger.....	35
5.1 Energibruk og CO ₂ -utslipp	35
5.2 Kjemikaliebruk og planlagte utslipp til sjø	36
5.3 Disponering av borekaks	36
5.4 Fysiske virkninger på havbunn/bunndyr	36
5.5 Ressursbruk, material- og avfallshåndtering	36

5.6	Forsøplingspotensial	37
5.7	Ikke-planlagte utslipp	38
5.8	Virkninger for kulturminner	38
6	Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet.....	39
7	Samfunnsmessige virkninger	40
8	Planlagte utredningsaktiviteter	41
8.1	Utredningstema og omfang	41
8.2	Forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen	42
	Referanser og litteratur	43

Liste over forkortelser

CR	Kritisk truet (<i>critically endangered</i>)
EE	Elektrisk og elektronisk
EØS	Det europeiske økonomiske samarbeidsområde
FFNH	Faglig forum for norske havområder
GOEP	Gyda oljeeksportør (<i>Gyda oil export pipe</i>)
HMS	Helse Miljø Sikkerhet
IMO	Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen
Kgl Res	Kongelig resolusjon
KU	Konsekvensutredning
LSC	Grense for signifikant kontaminering (<i>Level of significant contamination</i>)
Mdir	Miljødirektoratet
MOD	Miljøovervåkingsdatabase
NOK	Norske kroner
NOROG	Norsk Olje og Gass, nå Offshore Norge (bransjeorganisasjon)
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
oe	oljeekvivalenter
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Oslo-Paris konvensjonen for beskyttelse av havmiljø i det Nordøstlige Atlanterhavet
PL	Utvinningsstillatelse (<i>production licence</i>)
PUD	Plan for utbygging og drift
ROV	Fjernstyrt undervannsfarkost (<i>remotely operated vehicle</i>)
SSIV	Havbunnsbasert sikkerhetsventil (<i>subsea safety isolation valve</i>)
St prp	Stortingsproposisjon
St. Meld.	Stortingsmelding
SVO	Særlig verdifulle og sårbare områder
THC	Totalt hydrokarbonnivå, olje (<i>Total hydrocarbon concentration</i>)
UGIP	Ula-Tambar-Gyda gassløft (<i>Ula gas injection pipe</i>)
UNCLOS	FNs havrettskonvensjon (<i>United Nations Convention on Law of the Seas</i>)
WAG	<i>Water alternating gas</i> (injeksjon)
XLE	<i>Extra large enhanced</i> (rigg)

Sammendrag

Ula-feltet har produsert siden 1986. Produksjonen er nå avtagende og driften vil i nær fremtid ikke være økonomisk lønnsom. Produksjonslisensen utløper ved utgangen av 2028. Rettighetshaverne, med Aker BP ASA som operatør og DNO Norge AS som partner, har igangsatt en planprosess for avslutning av virksomheten på Ula. Avslutningen vil også medføre opphør av virksomheten på Tambar, samt tredjepartsfeltene Oda og Blane.

Avslutningsplanen for Ula og Tambar vil totalt omfatte fire faste innretninger og assosiert infrastruktur med rørledninger og kabler. Avslutningsplanen vil bestå av to hoveddeler; en disponeringsdel og en konsekvensutredning (KU). Første steg av KU-prosessen er å utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning og legge dette frem for offentlig høring.

Foreliggende forslag til program for konsekvensutredning presenterer innretninger med assosiert infrastruktur som vil omfattes av avslutningsplanen. Videre presenteres disponeringsløsninger, inkludert alternative løsninger der dette er aktuelt. Med mindre det identifiseres konkrete gjenbruksløsninger, vil innretningene i sin helhet bli fjernet til land for avhending – hvor anslagsvis godt over 90 prosent kan materialgjenvinnes. For rørledninger og kabler, vil det bli utredet alternative disponeringsløsninger som omfatter etterlatelse eller fjerning.

Programforslaget gir videre en beskrivelse av dagens situasjon hva gjelder naturressurser og miljøtilstand ved feltene, samt type og omfang av annen næringsaktivitet som pågår i området – i hovedsak fiskerivirksomhet og skipstrafikk.

Det er videre angitt områder for videre informasjonsinnhenting og foreslått tema for utredning. Dette omfatter virkninger på naturressurser og miljø, annen virksomhet og samfunn (ringvirkninger).

Petroleumsloven krever fremlagt en avslutningsplan innen to til fem år før ventet endelig produksjonsopphør eller utløp av utvinningstillatelsen. I dagens plan vil konsekvensutredningen bli lagt frem for høring i fjerde kvartal 2024, med innlevering av avslutningsplanen rundt årsskiftet 2024/2025.

1 Innledning

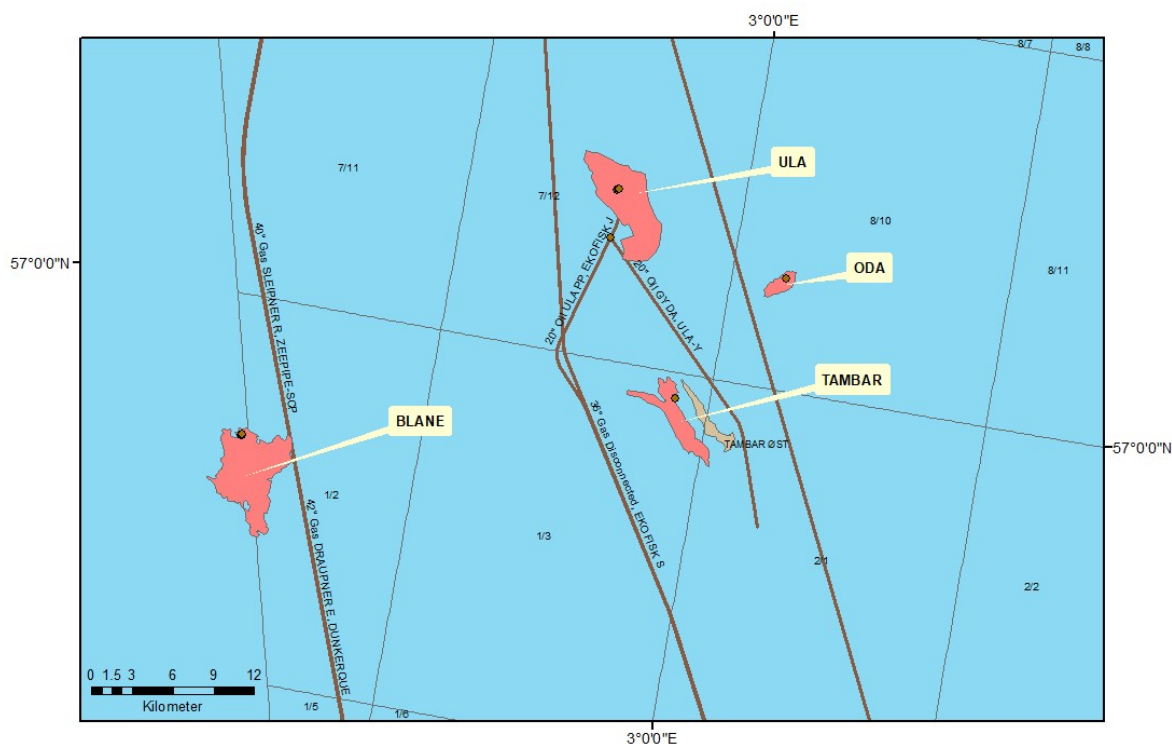
1.1 Bakgrunn

Ula ble funnet av BP og partnere i 1976, plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 1980. Produksjonen startet i 1986. Feltet er bygget ut med tre broforbundne feltinnretninger. Disse har understell av stålfagverk som er pælet fast i havbunnen. Dekksanleggene har dedikerte funksjoner for henholdsvis boring (D), produksjon (P) og bolig (Q). Aker BP har vært operatør for feltet siden 2016.



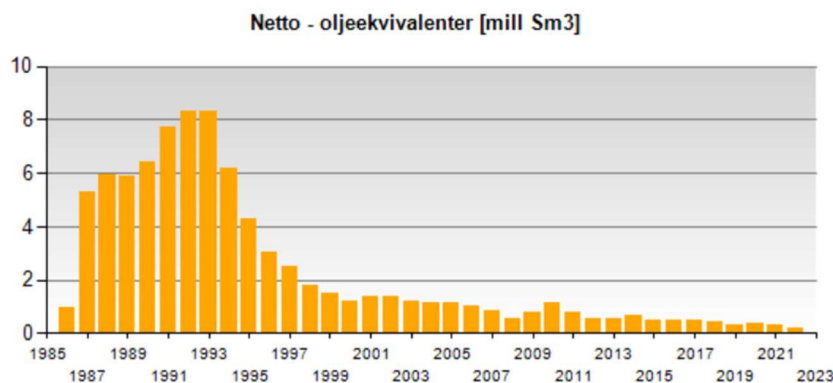
Figur 1-1. Ula-feltet, fra venstre: Q, D og P.

Ula er lokalisert i blokk 7/12 nord i Ekofisk-regionen i Nordsjøen. Olje eksporteres til Ekofisk og videre til Teesside i Storbritannia. Tidligere ble gass eksportert via Cod og Ekofisk til kontinentet, mens produsert gass siden 2010 er benyttet til økt oljeutvinning på Ula.



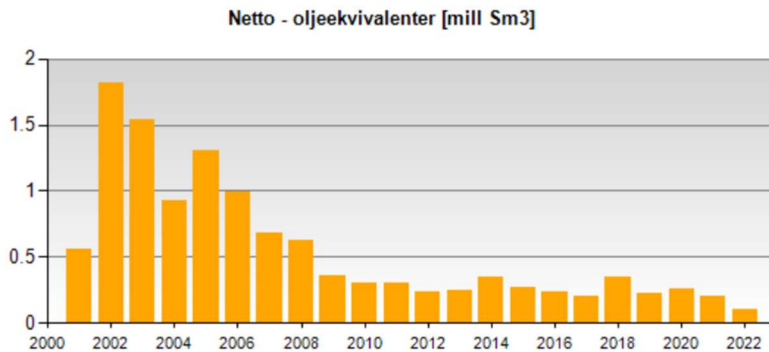
Figur 1-2. Beliggenhet av Ula-feltet og tilknyttede felt i Nordsjøen

Opprinnelig plan var å produsere fra Ula til 1998. Det totale ressurstematet er tredoblet i forhold til opprinnelig anslag i PUD. Gjenværende utvinnbare oljeekvivalenter er nå knappe 4,5 mill Sm³, mens det er produsert og solgt 85,6 mill Sm³ fra feltet, hvorav over 89 prosent er olje. Historisk produksjon er vist i Figur 1-3. Feltet har totalt 18 brønner for produksjon og injeksjon. Tiltak for økt oljeutvinning er gjennomført, herunder vanninjeksjon, vann-alternerende gassinjeksjon og gassløft. Tilgang på gass er nå en utfordring. Det har vært en uttalt ambisjon å forlenge feltets produksjonsperiode til og med 2032. Dagens produksjonsprognose er imidlertid begrenset og det forventes negativ økonomi allerede i 2025. Det er derfor nå startet et arbeid med planlegging for avslutning av virksomheten på Ula, herunder å utarbeide en avslutningsplan. Avslutningsplanen vil bestå av en disponeringsdel og en konsekvensutredning.



Figur 1-3. Historisk produksjon fra Ula (mill Sm³ oljeekvivalenter). Kilde: Oljedirektoratets faktasider.

Tambar produserer ved hjelp av en brønnhodeplattform tilknyttet og styrt fra Ula. Feltet tilhører utvinningstillatelsene 065/019F med Aker BP som operatør. Produksjonen startet i 2001, og har vært avtagende siste år. Feltet produserer fra seks brønner, herunder en brønn fra Tambar Øst (utvinningstillatelsene 065, 300 og 019G). Historisk produksjon er vist i Figur 1-4.



Figur 1-4. Historisk produksjon fra Tambar (mill Sm³ oljeekvivalenter). Kilde: Oljedirektoratets faktasider.

Flere andre produserende felt er tilknyttet Ula som vertsfelt for styring av produksjonen, prosessering og eksport. I tillegg til Tambar, gjelder dette feltene Blane og Oda, som er havbunnsutbygginger tilhørende tredjeparts utvinningstillatelser. Produksjonen på disse feltene vil opphøre når Ula stenger ned. Oselvar har tidligere produsert til Ula, men produksjonen her ble avsluttet i 2018. Frem til 1998 ble det eksportert gass fra Ula til Cod (felt i Ekofisk I).

Blane og Oda vil ha separate konsekvensutredningsprosesser, mens Tambar og Ula vil ha en felles konsekvensutredning. Denne vil også omfatte tilhørende infrastruktur som (eksport)rørledninger og kabler.

1.2 Rettighetshavere og eierforhold

Aker BP er operatør for både Ula og Tambar, mens DNO er partner i begge utvinningstillatelsene. I Tambar Øst, som produseres via Tambar, er det flere rettighetshavere. Eierandeler er gitt i Tabell 1-1.

Tabell 1-1. Utvinningstillatelser og rettighetshavere, Ula og Tambar (prosent eierandeler).

Selskap	Ula (PL019)	Tambar (PL065)	Tambar Øst Unit
Aker BP ASA	80,0	55,0	46,2
DNO Norge AS	20,0	45,0	37,8
Repsol Norge AS	-	-	9,76
PGNiG Upstream Norway AS	-	-	5,44
KUFPEC Norway AS	-	-	0,8

Eksportørledningen til Ekofisk er hundre prosent eid av Aker BP ASA.

1.3 Lovverkets krav til konsekvensutredning

1.3.1 Krav i norsk lovverk

Avslutning av petroleumsvirksomhet er underlagt bestemmelsene i Petroleumsloven, jamfør lovens kapittel 5. Rettighetshaverne er ansvarlige for å utarbeide en plan for avslutning og disponering av feltets innretninger i god tid (normalt to til fem år) før forventet endelig opphør av produksjon på feltet/bruk av innretninger eller utløp av lisensperioden. Lovens forskrifter stiller krav til innholdet i avslutningsplanen. Avslutningsplanen skal bestå av to deler; en disponeringsdel og en konsekvensutredning. Kravet om en konsekvensutredning er nedfelt i Petroleumslovens § 5-1, med tilhørende detaljer i petroleumsforskriften § 45.

Nasjonale krav til disponering av offshore innretninger følger anbefalingene gitt gjennom internasjonale avtaler (se avsnitt 1.3.2.).

Avhending og sluttdisponering av rørledninger følger av nasjonale rammebetingelser på området, gitt gjennom St. Meld. nr. 47 (1999-2000) «Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel» og representerer en sak-til-sak vurdering der særlig hensynet til fiskeriinteressene vektlegges ved sluttdisponering. Implisitt i denne vurderingen ligger at rørledningene ikke vil utgjøre noen fare for forurensning av miljøet. Generelt gjelder at nedgravde rørledninger kan etterlates, mens eksponerte rørledninger er gjenstand for nærmere vurderinger.

1.3.2 Krav i internasjonalt lovverk

FNs havrettskonvensjon (UNCLOS) gir rammebetingelser for fjerning av overflødige innretninger etter endt bruk. Basert på denne har Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen (IMO) utarbeidet retningslinjer for å sikre fri ferdsel til sjøs (IMO, 1989). Retningslinjene er ikke bindende, men gir anbefalinger vedrørende avslutning av utrangerte offshoreinnretninger. Generelt kreves fjerning av faste innretninger i områder med vandyp mindre enn 75 m, og minimum 55 m overseilingsdyp over etterlatte innretninger i dypere områder.

For det nordøstlige Atlanterhavet, inkludert Nordsjøen, har OSPAR etablert spesifikke kriterier knyttet til disponering av overflødige offshore innretninger. OSPAR beslutning 98/3 gir et generelt forbud mot dumping eller etterlatelse av overflødige offshore innretninger som ikke har noen videre funksjon (OSPAR, 1998). OSPAR-beslutningen åpner for konkrete unntak dersom nasjonale myndigheter viser at et unntak kan begrunnes utfra tekniske, sikkerhetsmessige eller miljømessige forhold. Unntaksbestemmelsene er ikke relevante for innretninger på Ula/Tambar. OSPAR-vedtaket omfatter ikke rørledninger og kabler.

I den grad eksport av innretninger for opphogging utenlands blir aktuelt, finnes det avtaler gjennom EØS-avtalen og globalt gjennom Basel-konvensjonen som regulerer avfallseksport.

1.4 Konsekvensutredningsprosess

Konsekvensutredningen utgjør en del av prosjektets avslutningsplan og er en stegvis prosess, med følgende hovedaktiviteter:

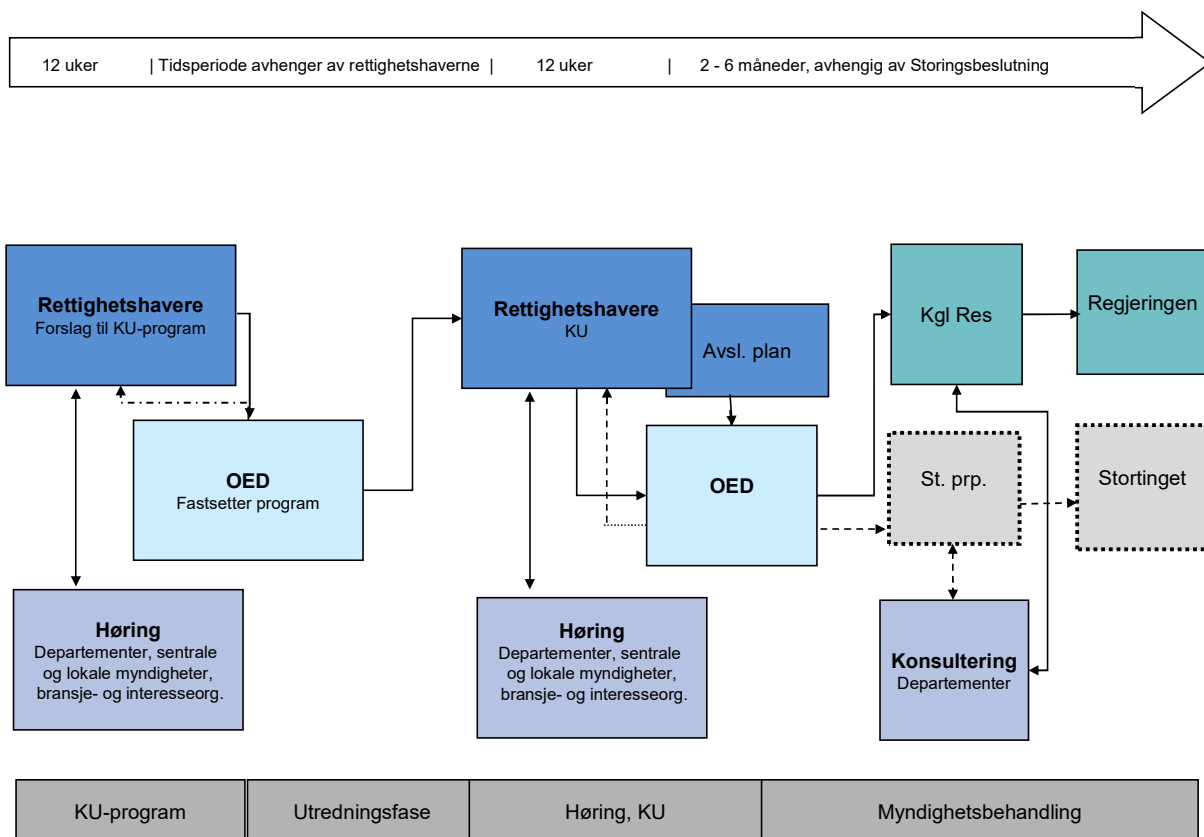
- Program for konsekvensutredning:
 - Utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning
 - Offentlig høring av forslaget til program for konsekvensutredning
 - Evaluering av mottatte høringsinnspill og -kommentarer
 - Olje- og energidepartementet fastsetter programmet for konsekvensutredning basert på forslaget, uttalelsene og rettighetshavernes kommentar til og/eller implementering av disse.
- Konsekvensutredning:
 - Konsekvensutredningen blir gjennomført i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning
 - Offentlig høring av konsekvensutredningen
 - Evaluering av mottatte høringsinnspill og -kommentarer
 - Olje- og energidepartementet vurderer behov for eventuelle tilleggsutredninger
- Avslutningsplan:
 - Eventuelle innspill fra konsekvensutredning og høringsprosess implementeres
 - En oppsummering av mottatte høringskommentarer med operatørens evaluering blir presentert og originale høringskommentarer vedlegges

- Konsekvensutredningen inngår sammen med disponeringsdelen i avslutningsplanen

Arbeidet med foreliggende forslag til program for konsekvensutredning startet i 2022. Operatøren sender nå forslaget på høring til relevante høringsparter (myndigheter, organisasjoner og andre interessenter) som er anbefalt av OED (jfr. OEDs nettsider) og tilpasset geografisk beliggenhet. Høringsperioden er i samråd med OED satt til 12 uker. Uttalelsene til forslaget til program for konsekvensutredning sendes til Aker BP ASA (operatør) med kopi til OED.

Når rettighetshaverne har gjennomført konsekvensutredningsarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning, vil konsekvensutredningen være gjenstand for offentlig høring – tilsvarende som for programforslaget. Samtidig vil det bli kunngjort i Norsk lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig relevant bakgrunnsinformasjon, vil bli gjort tilgjengelig på internett (www.akerbp.com). Høringsperioden forventes å være 12 uker.

Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen før det fattes vedtak i saken. OED presenterer saksdokumenter for Regjeringen eller Stortinget for beslutning. Myndighetsprosessen for behandling av avslutningsplanen for Ula/Tambar, inkludert konsekvensutredning, er skissert i figur 1-2. Avslutningsplanene for Ula og Tambar omfatter ikke innretninger som vil komme inn under unntaksbestemmelsene i OSPAR beslutning 98/3¹. Samtlige faste innretninger vil bli fjernet. Beslutningsprosessen vil således være uten internasjonal høring og forventes gjennomført av regjeringen.



¹ Beslutning 98/3 under OSPAR-konvensjonen legger føringer for sluttdisponering av petroleumsinnretninger. Dette er implementert i norsk lov. Beslutningen definerer unntakskriterier for innretninger som kan etterlates, og som vil være gjenstand for internasjonale høringsprosesser ('derogation') i regi av nasjonale myndigheter.

Figur 1-5. Skisse over KU- prosessen for avslutning av petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (Basert på OED, 2022). Det er antatt en beslutningsprosess i Regjeringen for dette prosjektet.

1.5 Tidsplan for konsekvensutredningsarbeidet

Tidsplanen for konsekvensutredning og avslutningsplan er angitt i Tabell 1-2.

Konsekvensutredningen blir planlagt for offentlig høring i fjerde kvartal 2024.

Tabell 1-2. Foreløpig tidsplan for konsekvensutredningsprosessen for avslutning av virksomheten på Ula og Tambar.

Prosess	Tidsplan
Høring av forslag til program for konsekvensutredning	3Q 2023
Behandling av høringsuttalelser	4Q 2023
Fastsettelse av utredningsprogram	1Q 2024
Konsekvensutredning	2023-2024
Høring av konsekvensutredning	4Q 2024
Innsending av avslutningsplan (inkludert konsekvensutredning)	1Q 2025
Myndighetsbehandling og disponeringsvedtak	2025/2026

1.6 Søknader og tillatelser

I forbindelse med gjennomføring av prosjektet vil det måtte innhentes forskjellige tillatelser og samtykker fra myndighetene i ulike faser av prosjektet, herunder eventuelle revisjoner av eksisterende tillatelser. Konsekvensutredningen vil inneholde en oversikt over planlagte søknadsprosesser til fagdirektoratene.

2 Plan for avslutning av virksomheten

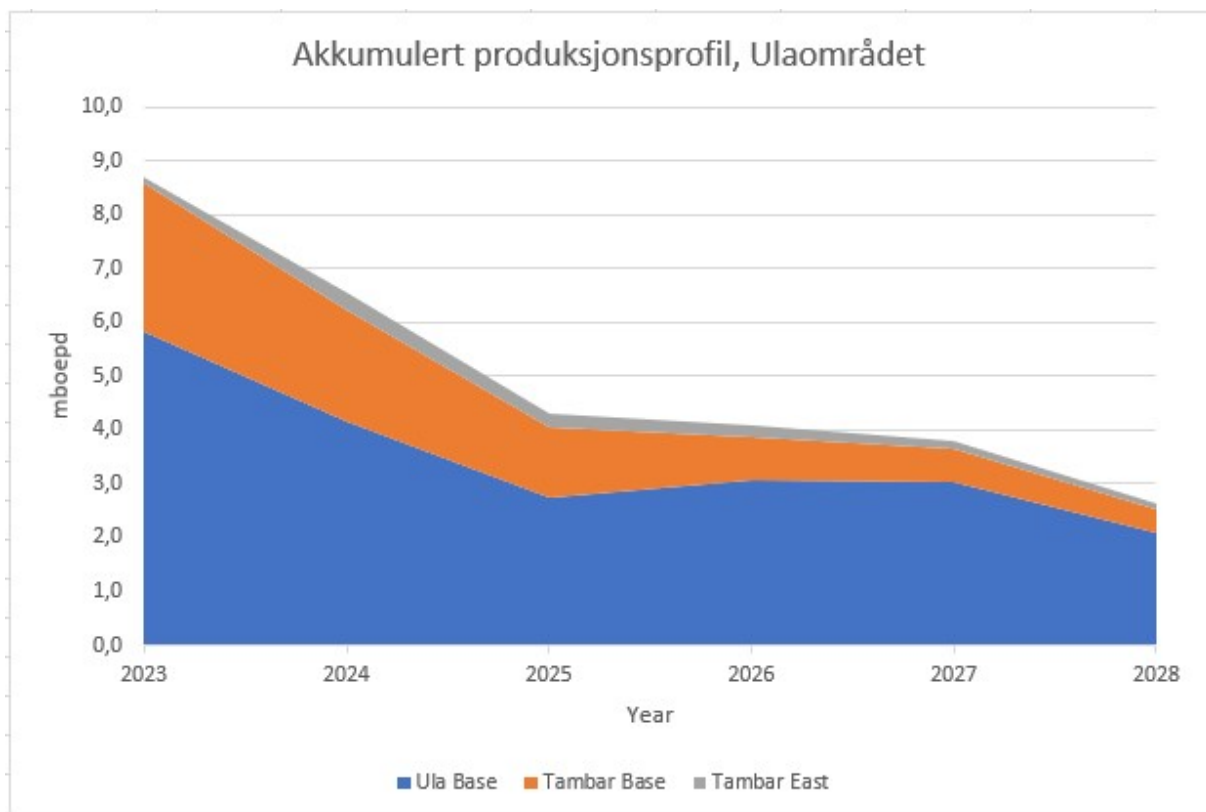
2.1 Bakgrunn for avslutningsplanen

Produksjonen fra Ula er sterkt avtagende og angir en mulig negativ kontantstrøm allerede i 2025. Dagens oljeproduksjon krever injeksjon av vann og gass (WAG), samtidig som tilgjengelig gass er begrenset. Etablering av et eget rør for gassimport er ikke funnet økonomisk gjennomførbart. Det er ikke påvist utvinnbare reserver i nærliggende områder og feltets innretninger er av eldre dato. Feltet har en energiløsning som er ugunstig klimamessig, uten mulighet til kraft fra land. Totalt sett medfører dette at driften ved feltet planlegges avsluttet, og innretningene fjernet til land for avhending.

Antatt tidspunkt for avslutning av produksjonen er foreløpig før utgangen av 2028.

Produksjonen i 2022 var på om lag 5 900 fat oe/døgn (0,32 mill Sm³ oe/år) og avtar gradvis fremover (Figur 2-1). I 2028 er denne antatt sunket til 2 300 fat/døgn (0,13 mill Sm³ oe/år). Av dette vil Ula produsere om lag 65 prosent av volumet gjennom perioden, mens Tambar vil stå for vel 31 prosent. En re-start av Tambar Øst kan gi knappe 4 prosent i tillegg.

Vel 88 prosent av produksjonen i perioden er olje, vel 6 prosent kondensat og vel 5 prosent gass. Gassproduksjonen er nå utelukkende fra Tambar.



Figur 2-1. Produksjonsprofil for Ula-området (Ula og Tambar) for perioden 2022-2028.

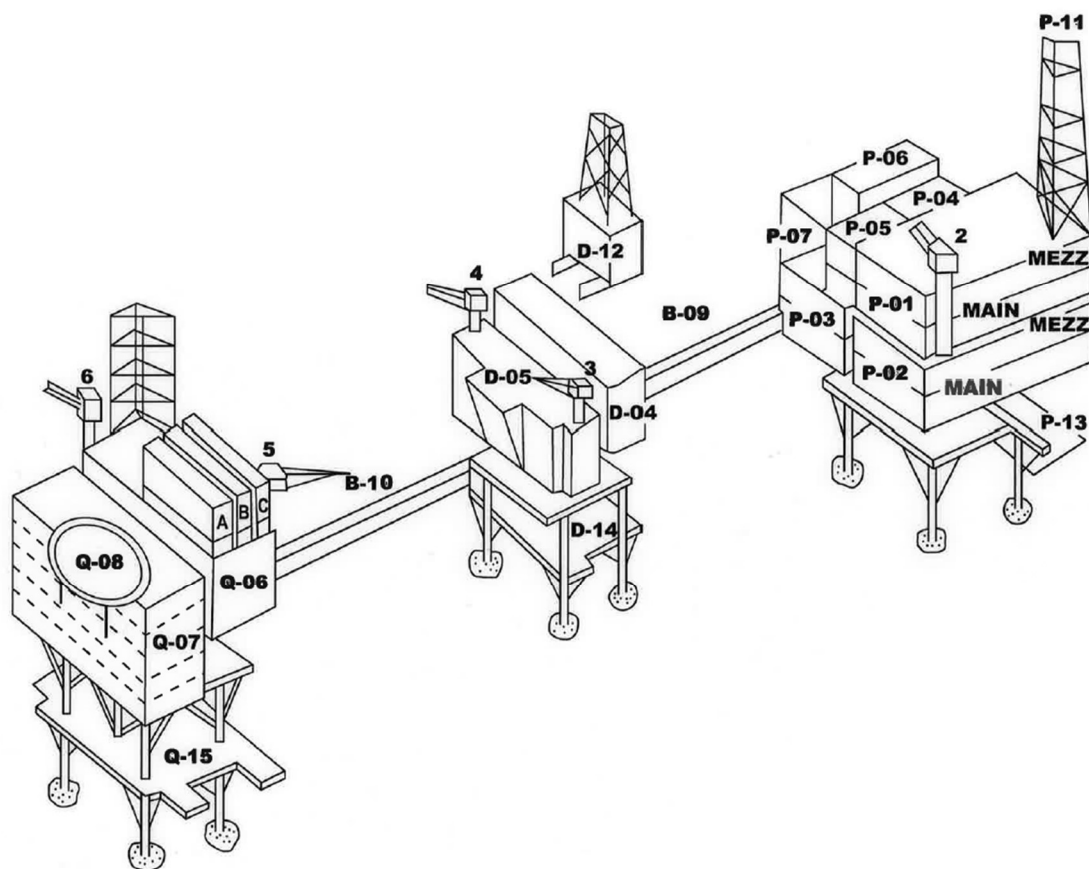
2.2 Beskrivelse av innretninger og infrastruktur

2.2.1 Ula-innretninger

Ula-feltet er bygget ut på en måte typisk for aktuelt vandyp og tidsepoken på 1970- og 1980-tallet, med tre broforbundne plattformer for henholdsvis bolig, boring og produksjon.

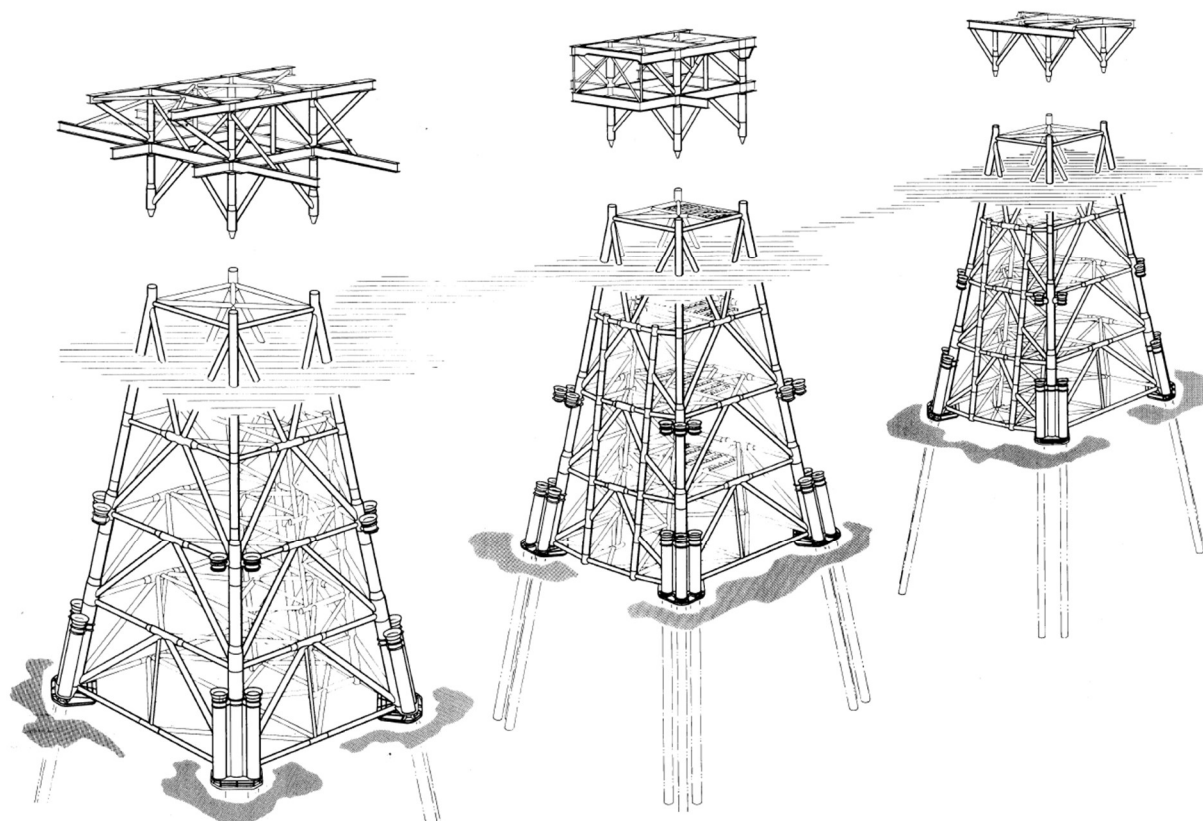
Det finnes en rekke moduler på hvert av dekkсанleggene og totalvekt av dekkсанleggene varierer fra 7 700 til 10 700 tonn (Tabell 2-1). Dekkсанleggene er montert på dekkramer på stålunderstell, som igjen er pælet fast i havbunnen. Vekten av stålunderstellene varierer mellom 3 700 og vel 5 000 tonn (Tabell 2-1). De har i tillegg påvekst av marin begroing.

Flere moduler og stigerør er ettermontert for å fasilitere for inntak av eksterne brønnstrømmer. Boretårnet på boreplattformen ble fjernet i 2019.



Figur 2-2. Dekkсанlegg på de tre Ula-plattformene (Q, D og P) med moduler. Boretårn (D-12) på D er fjernet.

For å motvirke korrosjon på stålunderstellene, er det ettermontert et system med 35 mindre anodestrukturer plassert på havbunnen ved innretningene. Disse vil fjernes til land i forbindelse med disponeringsarbeidet.



Figur 2-3. Skisse over stålunderstellene til Ula-plattformene, med dekkssamme og pæler i havbunnen.

Tabell 2-1. Vektanslag for Ula-innretningene

Plattformdel	Q	D	P
Dekksanlegg**	8117	7723	10475*
Stålunderstell***	3718 + 1738 t pæler	5031 + 2725 t pæler	3750 +1900 t pæler

*Inkluderer også moduler for eksterne felt som Blane og Oda

**Inkluderer broer

***Kun øvre del av pælene vil bli fjernet sammen med stålunderstellene.

2.2.2 Tambar

Tambar ble påvist i 1983, PUD godkjent i 2000 og feltet er bygd ut med en normalt ubemannet, fjernstyrt brønnhodeinnretning tilknyttet Ula, 16 km unna. Produksjonen startet i 2001. Olje fra Tambar Øst er produsert siden 2007. Gassløft er benyttet siden 2019.

Overbygningen er relativt liten (1135 tonn) og står på et stålunderstell med tre bein (1800 tonn, inklusive marin begroing). Vanddybden er 68 meter.



Figur 2-4. Tambar-innretningen.

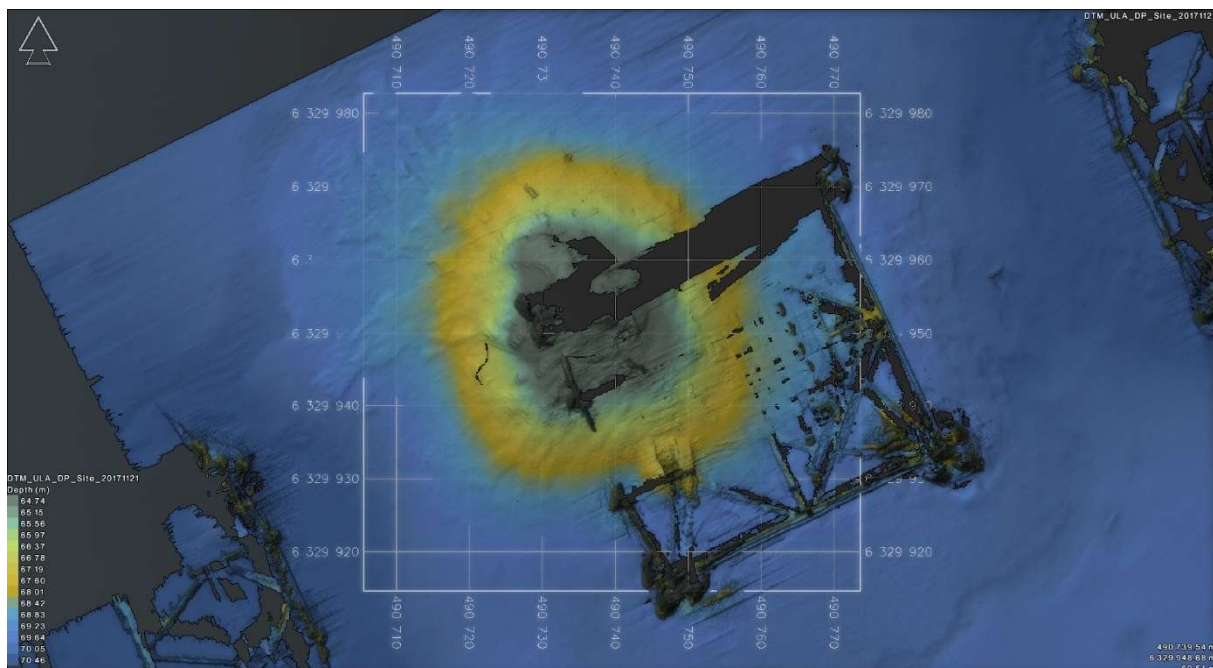
2.2.3 Borekaks

Produksjonsboring på Ula har foregått siden 1986. I perioden inntil 1993 var det på norsk sokkel tillatt å slippe til sjø utboret masse (borekaks) med vedheng av oljebasert borevæske, noe også på Ula (utslipp fra fem brønner på slutten av 1980-tallet).

Historiske data angir at i størrelsesorden 20 000 m³ borekaks ble sluppet ut fra Ula til og med år 2000, og ytterligere 1500 m³ frem til 2007 (DNV 2008). I perioden etter 1993 er det kun utslipp fra boring med vannbaserte borevæsker. Andelen sluppet ut frem til og med 1993 er ikke kjent. Batymetriske målinger som er gjennomført angir at borekakshaugen har en utbredelse med radius på 30 m og er inntil 10 m høy. Anslått volum er i størrelsesorden 5 000 – 9 000 m³.

Det vil bli gjennomført en undersøkelse for å kartlegge kakshaugen både i volum, utstrekning og innhold. Dette vil bli gjennomført i henhold til aktuell industriveileder (NOROG, 2016), planlagt gjennomført sommeren 2023.

Deler av borekakset kan tenkes berørt ved fjerning av stålunderstellet på boreplattformen. Tekniske løsninger for dette vil studeres senere, herunder eventuelle tiltak for å unngå eller redusere påvirkning av det forurensede borekakset – eksempelvis muligheten for kutting av forankringspælene innenfra. Primært vil borekakset bli etterlatt som det ligger. Alternative disponeringsløsninger vil bli utredet dersom borekakset må flyttes på. Lokal omflytting er tidligere praktisert både på Valhall og Ekofisk I i samme region.



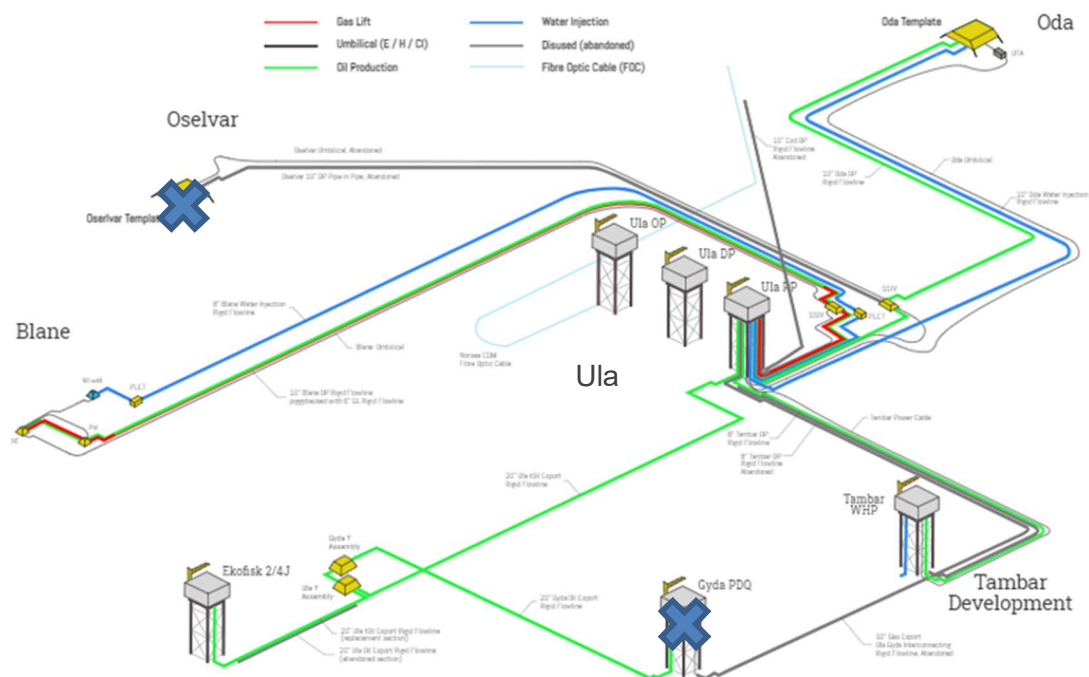
Figur 2-5. Fasong og utbredelse av borekakhauget under/ved Ula D. Tverrsnitt nederst.

Fra Tambar har det ikke vært utslipp fra boring med oljebasert borevæske. Havbunnen i området fremstår som ukontaminert (nærmere omtalt i kap. 4.2). Det er her ikke avdekket noen kakshaug. Undersøkelser lokalt vil imidlertid bli gjennomført sommeren 2023 for å dokumentere eventuell grad av kontaminering.

2.2.4 Rørledninger og kabler

Ula har oljeeksport gjennom en 64,8 km lang eksportrørledning til Ekofisk (totallengde 72,6 km hvorav 7,7 km ble omlagt i forbindelse med Ekofisk II i 1998). Diameter på denne er 20 tommer. De første kilometrene fra Ula er rørledningen nedgravd, mens resterende i hovedsak ligger på havbunnen. For oljeeksportrørledningen finnes to tilkoblinger (Y), ca. 3,5 km fra Ula og som tidligere faset inn produksjon fra Gyda – som nå er avviklet. Nå går kun produksjonen fra Ula gjennom Y-forbindelsen og videre til Ekofisk.

Det er en rekke rørledninger og kabler til eksterne felt som produserer/har produsert til Ula. En oversikt er gitt i Tabell 2-2 og disse er illustrert i Figur 2-6.



Figur 2-6. Oversikt over infrastruktur tilknyttet Ula.

Tabell 2-2. Rørledninger og kabler med tilhørende infrastruktur. For tredjeparts rørledninger er kun mindre deler innenfor 500 m sonen til Ula omfattet av feltets avslutningsplan og konsekvensutredning.

Rørledning/kabel	Lengde/diameter	Omfattet av Ula/ Tambar KU
Oljeeksport til Ekofisk	72,6 km, 20 tommer, inkl 2 Y-strukturer tilkoblet GOEP. 7,8 km lengde ved Ekofisk omlagt i 1998. Stål med betongkappe, ca 80% er ikke nedgravd/overdekket	Hele – til stigerør Ekofisk J
Gyda oljeeksport (GOEP)	24,8 km, 20 tommer, avviklet	Ikke inkludert, egen avslutningsplan med disponeringsvedtak (OED, 2020)
Tambar oljerør til Ula (1)	16,3 km, 8 tommer, avviklet	Hele
Tambar oljerør til Ula (2)	16,3 km, 8 tommer	Hele
Ula-Tambar-Gyda gassløft (UGIP)	10 tommer, delen mot Gyda er isolert/frakoblet.	Ula-Tambar del inngår. Delen mot Gyda omfattet av tidligere avslutningsplan.
Oselvar kontrollkabel	10 tommer	~ 30 m lengde (fra «break out box»)
Oselvar produksjonsrør	14 tommer	<100 m lengde (fra «break out box»)
Oda produksjonsrør	Gjenbruk av Oselvar stigerør (10") og rørendestykke	Stigerør, rørendestykke
Oda vanninjeksjon	10 tommer (og 12 tommer – skadet, ikke i bruk)	

Rørledning/kabel	Lengde/diameter	Omfattet av Ula/ Tambar KU
Oda kontrollkabel		Ikke inkludert
Blane gassløft med rørendestykker (spools)	33 km, 4 tommer («piggy backed» til oljerørledningen)	Rørendestykker, stigerør (3) og J-tube, SSIV struktur og kontrollkabelen fra Ula til SSIV (~ 300 m).
Blane vanninjeksjon med rørendestykker	33 km, 8 tommer	
Blane oljeproduksjon med rørendestykker	33 km, 10 tommer	
Blane kontrollkabel		
Cod gasseksport	25,8 km, 10 tommer, avviklet 1997. Rørendestykke ved Ula fjernet i 2019.	Ikke inkludert, egen avslutningsplan (2001).
Fiberoptisk kabel fra Egersund via Yme	Strekker seg fra Ula P og 12 km hvor den er koblet til hovedkabelen mellom Draupner og Valhall. Splittes her til en kabel som går til Yme og videre til Egersund.	12 km lengde fra Ula P til kobling hovedkabel. Resterende vil fortsatt være i bruk etter avvikling av Ula.
Fiberoptisk kabel til hhv. Everest-Lomond (UK) og Europipe	Kabel til koblingspunkt og videre til hhv. Everest-Lomond (UK) og Europipe	0,6 km lengde fra Ula Q til koblingsboks.
Elektrisk kabel til Tambar	16,5 km, 61 mm, grøftet, beskyttet med betongmatter ved overkryssninger	Hele

Kablene er stålarmerte og har diameter på 42 mm. Innenfor 500 m sonen ligger de på havbunnen og er beskyttet av deksler og betongmatter. Utenfor 500 m sonen er de nedgravd til ca. 0,75-1 m ned i havbunnen. En del av rørendestykkene («spools») er også dekket med betongmatter.

Oda gjenbruker stigerør og en del utstyr fra tidligere Oselvar. Tilknyttet Oda er det også installert en havbunnsbasert sikkerhetsventil (SSIV).

2.3 Disponeringsløsninger

Petroleumsloven krever at avslutningsplanen skal redegjøre for muligheter knyttet til videre bruk av innretninger innen petroleumsvirksomheten, annen bruk, hel eller delvis fjerning eller etterlatelse.

Ula-innretningene ble installert i 1985/86 og hadde opprinnelig en teknisk levetid på 12 år. Levetidsforlengelse er siden gjennomført. Ved antatt tidspunkt for avslutning i 2028 vil innretningene være over 40 år. Innretningene er således generelt lite egnet for gjenbruk. Det er ikke identifisert gjenbruksmuligheter på stedet. Ulike muligheter for annen hel eller delvis gjenbruk blir imidlertid vurdert og vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.

Tambar-innretningen ble installert i 2001, og vil således ved avslutning ha vært i operasjon i knappe 30 år.

Fokus i avslutningsplanen er på disponeringsløsning. Det finnes eksempelvis ulike metoder for fjerning av innretninger, og dette vil først avklares etter en anbudsrunde før fjerning (etter at myndighetene har fattet disponeringsvedtak). Utgangspunkt for vurderingene i konsekvensutredningen vil være en metode som er teknologisk moden og utprøvd. Fjerning med ettløfts fartøy er utført på Valhall, og er ansett som en aktuell løsning teknisk sett.

I henhold til internasjonale avtaler, som implementert i norsk lov, planlegges innretningene således fjernet til land for avhending. Basert på erfaringer fra tilsvarende, eksempelvis de eldre Valhall-innretningene, vil det meste av materialene gjenvinnes, mens kun en liten andel vil måtte disponeres som avfall.

For rørledninger og kabler vil det bli gjennomført en vurdering av mulige disponeringsløsninger. I henhold til St Meld 47 (1999-2000) *Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel* kan normalt nedgravde rørledninger og kabler etterlates nedgravd, mens henholdsvis etterlatelse, fjerning eller nedgraving/tildekking vurderes for eksponerte rørledninger og kabler. Hensynet til miljø og fiskeri vektlegges i slike vurderinger og forutsetningen er at rørledninger er rengjort.

Ulike alternative løsninger vil bli utredet og presentert i konsekvensutredningen.

Som angitt i kap. 2.2.3 finnes en ansamling med rester fra tidligere utslippet borekaks under/ved boreplattformen på Ula. Ideelt sett skal denne ligge igjen uforstyrret, men i forbindelse med kutting av forankringspæler for fjerning av stålunderstellet, kan deler av denne bli berørt. Praksis på norsk sokkel i slike tilfeller er lokal omflytting av nødvendige masser. Miljøovervåking har dokumentert dette som en god løsning med kun lokale og i hovedsak midlertidige miljøvirkninger. En slik løsning vurderes som aktuell også for Ula.

2.4 Plugging av brønner

Permanent plugging av brønner på Ula og Tambar vil kreve bruk av ekstern oppjekkbar borerigg. Bruk av andre løsninger for deler av pluggeoperasjonene blir vurdert. Havbunnen ved Ulas boreplattform er allerede tilrettelagt for plassering av en stor oppjekkbar (XLE) rigg. Selve pluggeaktivitetene vil være underlagt sikkerhetsregelverket og samtykke fra Petroleumstilsynet. Siden brønnpluggingen utgjør en stor andel av avslutningskostnadene, samt vil medføre utslipp til luft og sjø, vil relevante tema for aktiviteten inngå i konsekvensutredningen.

2.5 Tidsplan og kostnader

Dagens plan innebærer avslutning av produksjonen ved utgangen av 2028.

Plugging av brønner på Ula vil kunne starte i 2026/2027, eventuelt tidligere for enkelte brønner og for aktiviteter uten bruk av rigg. Rigg må etter hvert mobiliseres for ferdigstilling av pluggingen. Riggen vil deretter fortsette til Tambar for plugging av brønner.

Innretningene vil bli fjernet i to kampanjer, henholdsvis for overbygninger og stålunderstell. Dette kan tentativt foregå tidligst sommeren 2029 og sommeren 2030, men noe senere fjerning er også aktuelt (avhenger blant annet av gjennomføring av pluggeaktivitetene). Innretningene kan fjernes med bruk av kranfartøy og reversert installasjon, men også andre metoder som fjerning ved bruk av ettløftsartøy er aktuelt og vil avklares gjennom anbudsrunder.

Innretninger og utstyr på havbunnen planlegges også fjernet tidligst sommeren 2030.

Foreløpige estimater angir totale avviklingskostnader i størrelsesorden 8-9 mrd NOK. Dette inkluderer Ula og Tambar, samt plugging av brønner.

2.6 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 avviklingsprosjektet for Ula-Tambar. 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 og avviklingen av Ula-Tambar.

HMS-programmet blir fortløpende oppdatert for å dekke de ulike fasene i prosjektet og vil angi konkrete målsettinger.

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 Beste Tilgjengelige Teknikker (Best Available Techniques, BAT) er nedfelt i våre interne krav og prosedyrer og ligger til grunn for relevante valg.

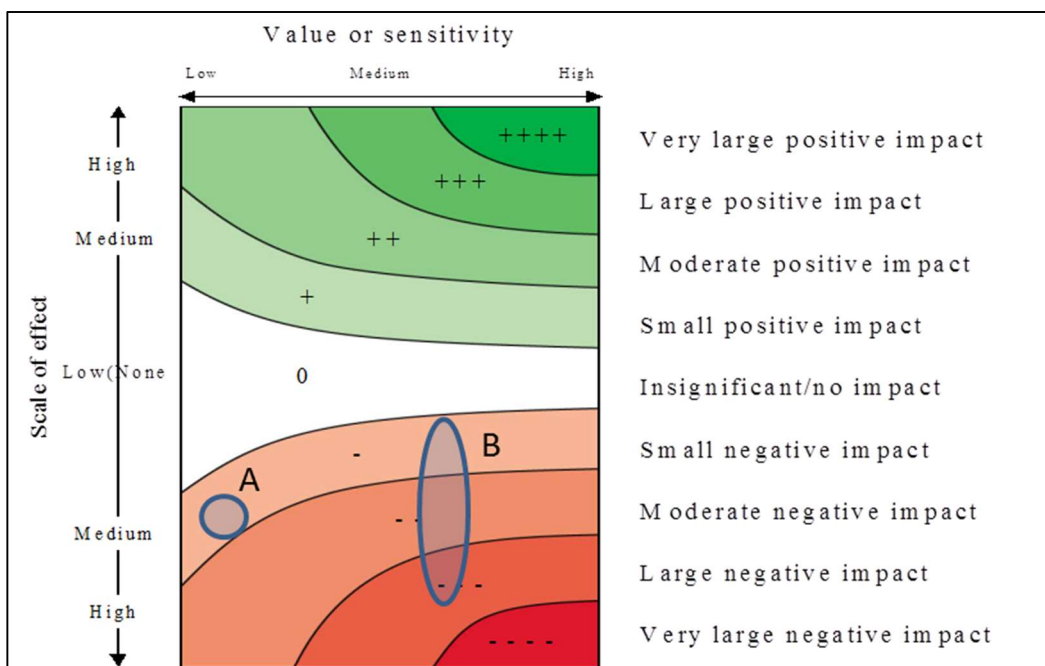
Aker BP har en sirkulær økonomi policy som handler om at Aker BP skal implementere initiativer i henhold til sirkulær økonomi hierakiet, at alle Aker BP's alliance partnere og leverandører skal arbeide proaktivt mot sirkulær økonomiske løsninger, og at Aker BP er forpliktet til å inkludere sirkulær økonomi i utvikling av strategi og resultatstyring.

3 Metode og kunnskapsgrunnlag

3.1 Utredningsmetode

Industriens håndbok for konsekvensutredning ved avslutning av petroleumsvirksomhet til havs (Offshore Norge, 2020) presenterer en metodikk for utredning og presentasjon av resultater, og foreslås anvendt i KU for Ula/Tambar.

Prinsippet i metoden er å vurdere omfanget av påvirkning i forhold til aktuell verdi og/eller sårbarhet, for derigjennom å kunne angi konsekvens. Metoden er avledet fra veisektoren (Statens vegvesen, 2021) og er benyttet i tilsvarende konsekvensutredningsprosesser i flere tiår og brukes generelt innen konsekvensutredning for en rekke sektorer i Norge. Konsekvensmatrisen er vist i Figur 3-1.



Figur 3-1. Konsekvensmatrise: A og B angir henholdsvis lav og høy usikkerhet i konsekvensvurderingen. Kilde: Offshore Norge (2020).

3.2 Kunnskapsgrunnlag

I forbindelse med utbyggingen av Tambar ble det gjennomført en konsekvensutredning (BP Amoco, 1999), mens det ikke var krav om konsekvensutredning ved utbygging av Ula.

Kunnskap om naturressurser og miljø finnes gjennom offentlige forsknings- og kartleggingsprogrammer, samt gjennom industriens egen miljøovervåking. Data og informasjon er generelt tilgjengelig gjennom offentlige databaser (f.eks. barentswatch.no) samt gjennom grunnlagsrapporter for de helhetlige forvaltningsplanene (havforum.miljodirektoratet.no). Resultater fra miljøovervåkingen er publisert i offentlig tilgjengelige rapporter samt inngår i databasen MOD.

Kunnskap om næringsvirksomhet i området er offentlig tilgjengelig fra de respektive sektormyndigheter, henholdsvis Oljedirektoratet for petroleumsvirksomhet, Fiskeridirektoratet for fiskerivirksomhet (Yggdrasil) og Kystverket for skipstrafikk (havbase.no).

Erfaringer fra avslutningsprosjekter finnes både internt hos Aker BP, eksempelvis fra nylig/pågående fjerningsprosjekt på Valhall, samt generelt fra andre operatører. Dette gir en

god kunnskapsbasis for vurdering av virkninger og avhendingsløsninger for materialer og avfall.

4 Områdebeskrivelse

4.1 Metrologiske og oseanografiske forhold

Vannmassene i området er lite påvirket av de store strømsystemene i Nordsjøen og havstrømmene her er i stor grad drevet av tidevann og vind. Det er lite tidevannsforskjell i området (OLF, 2006). Dominerende vindretning på årlig basis er fra sørvest, med mer vestlige og nordlige vinder om sommeren. Midlere vindhastighet om vinteren er 10-11 m/s mot 5-6 m/s om sommeren (Børresen, 1987). Signifikant bølgehøyde (H_s) er under 2,5 m i 74 prosent av tiden på årsbasis (NVE, 2012).

Vanndybden i området Ula-Tambar er 65-69 m, nokså tilsvarende sørover mot Ekofisk. Vannmassene her er fullt blandet om vinteren, mens det er et temperatursjikt om sommeren med høyere temperatur i øvre lag (20-40 m).

4.2 Bunnsedimenter og grad av kontaminering

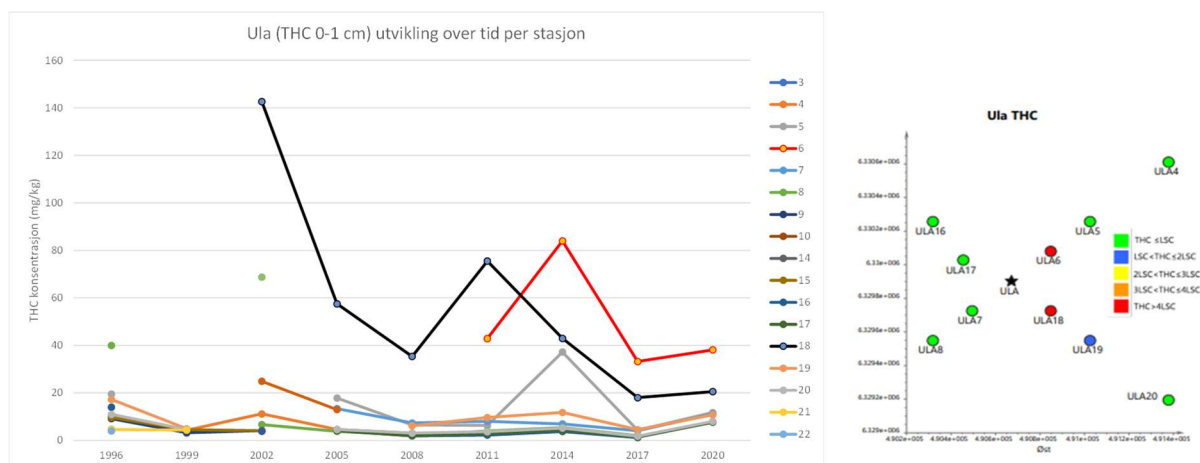
Sedimentene på Nordsjøplataet består generelt av sand og ved Ula i hovedsak av fin sand (95,6 til 97,4 %), med noe innhold av finere partikler (DNV 2018). Sandlaget her er omlag 10 m dykt med et underliggende lag av leire.

Miljøovervåking av bunnsedimentene ved Ula er utført siden 1989 og data fra 1996 til 2020 inngår i Offshore miljøovervåkingsdatabasen, MOD. På slutten av 1980-tallet ble det boret fem brønner med oljebasert borevæske på Ula, med utslipp av borekaks, og borekakshaugen under boreplattformen og nærliggende sedimenter har naturlig nok vært preget av dette. Stasjoner nærmest boreplattformen i retning nordøst (06) og sørøst (18) angir høyest kontamineringsgrad, og gir indikasjon på dominerende strømretninger ved havbunnen. Trenden er imidlertid tydelig positiv (nedadgående), og stasjonene hadde i 2020 henholdsvis 20 og 40 mg/kg mot tidligere verdier på 140 og 80 mg/kg (Figur 4-1). For stasjon 18 viser imidlertid dypere prøver (1-3 og 3-6 cm) fremdeles betydelig høyere nivåer (~400 mg/kg), noe som indikerer naturlig overdekking i tillegg til gradvis naturlig nedbrytning av hydrokarboner. Kontamineringsgraden avtar imidlertid raskt utover fra feltcenteret og påvirket område synes å være avgrenset til innenfor 500 m sonen. Nivåene av barium (fra baritt) bekrefter tidligere boreutslipp som primærkilden til kontamineringen.

Bunndyrsamfunnene ved stasjon 06 er vurdert som forstyrret og ved 18 som lett forstyrret, med noe færre arter og noe lavere verdier på enkelte diversitetsindekser enn de øvrige feltstasjonene (DNV 2018).

Selve kakshaugen skal undersøkes sommeren 2023, og data herfra vil presenteres i konsekvensutredningen og legges til grunn for vurderingene.

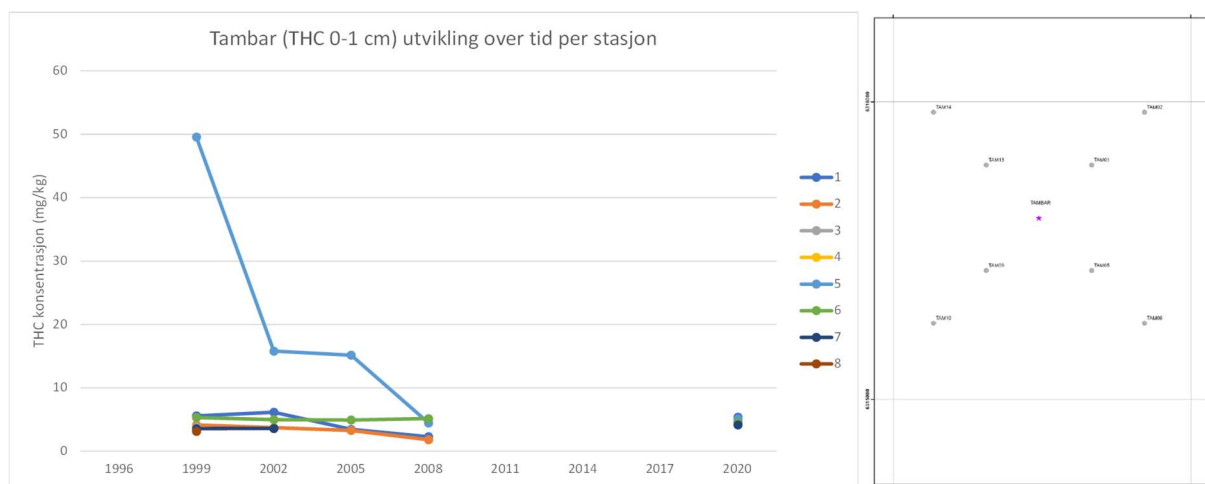
Avslutning av virksomheten på Ula og Tambar Forslag til program for konsekvensutredning



Figur 4-1. Utvikling av nivået av THC (olje) i overflatesediment på miljøovervåkingsstasjoner for Ula (3-22). Data fra MOD. Høyre bilde fra DNV (2018) angir nivå ift. grense for signifikant kontaminering, LSC.

Fra Tambar har det ikke vært utslipp av kaks fra boring med oljebasert borevæske og sedimentene i området er generelt ukontaminert av oljekomponenter². Omfanget av miljøovervåking her ble derfor ikke gjennomført mellom 2008 og 2020. Nivåene målt i 2020 bekrefter lave verdier (3,8-5,7 mg/kg) (DNV, 2021).

Bunndyrsamfunnene er angitt som upåvirket og sammenlignbare med regionale referansestasjoner.



Figur 4-2. Utvikling av nivået av THC (olje) i overflatesediment på miljøovervåkingsstasjoner for Tambar (1-8). Data fra MOD. Høyre bilde angir plassering av målestasjoner.

En undersøkelse av bunnsedimenter under/ved Tambar er planlagt gjennomført sommeren 2023.

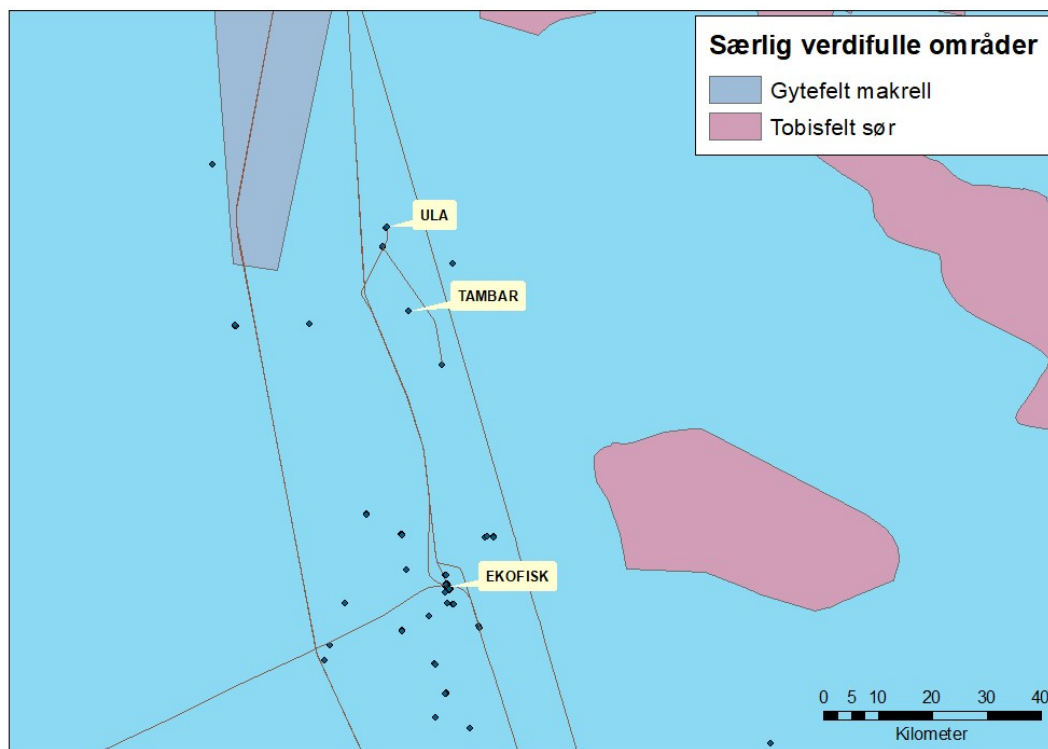
4.3 Særlig verdifulle områder

Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) er geografisk avgrensede områder som inneholder en eller flere særlig betydelige forekomster av miljøverdier, verdsatt etter andel av internasjonal, nasjonal og regional bestand, samt restitusjonsevne, bestandsstatus og rødlistestatus (FFNH, 2019b).

² En forhøyet verdi ble målt i grunnlagsundersøkelsen forut for produksjonsboring. Dette må antas å skyldes utslipp fra tidligere leteboring.

I arbeidet med forvaltningsplanen for Nordsjøen har områdene blitt valgt ut på bakgrunn av forhåndsdefinerte kriterier. De identifiserte områdene i Nordsjøen tilfredsstiller minst ett av de to viktigste utvalgskriteriene; viktighet for biologisk mangfold og viktighet for biologisk produksjon (FFNH, 2019b). Det ble i 2021 lagt frem et forslag til revisjon av SVOene, og hvor et internasjonalt kriterisett er benyttet (Eriksen m.fl., 2021). Eventuelle endringer i SVO vil formelt bli gjort i forbindelse med Stortingets behandling av revidert forvaltningsplan.

SVO Gyteområde makrell er den SVO som ligger nærmest Ula, i avstand vel 15 km. Dette SVO er foreslått tatt ut i siste forslag (Eriksen m.fl., 2021). SVO Tobisfelt sør ligger i avstand 40 km eller mer fra Ula og også i god avstand fra rørledningen til Ekofisk (Figur 4-3).

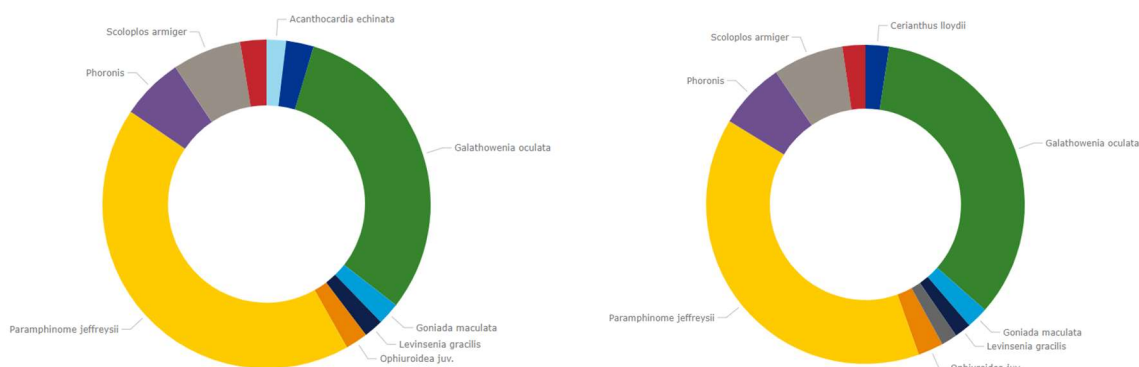


Figur 4-3. Særlig verdifulle områder (SVO).

4.4 Havbunnhabitater og bunndyrsfauna

Bunndyrsfaunaen i Nordsjøen varierer geografisk og henger sammen med sedimentenes sammensetning. Dybde, temperaturvariasjon og strømforhold virker også inn på artssammensetningen, blant annet fordi de fleste bunnavlevende arter har larver som transporteres med vannmassene. Det er ikke påvist koraller eller annen sårbar havbunnsfauna ved Ula (jf. OSPARs liste II (OSPAR, 2008)).

Det finnes betydelig kunnskap om bunndyrsfauna og dens tilstand i området fra regulær miljøovervåking ved feltet, tilbake fra 1990-tallet og til dags dato. Bunndyrsfaunaen ved Ula og Tambar er generelt angitt som uforstyrret, med unntak av et par stasjoner helt inn mot feltetsenteret på Ula som omtalt over. Figur 4-4 angir de mest tallrike artene som ble funnet i undersøkelsen i 2020, dominert av flerbørstemarkere (*Paraprkinome* og *Galathowenia*, m.fl.). Artssammensetningen er ganske sammenlignbar mellom Ula og Tambar.

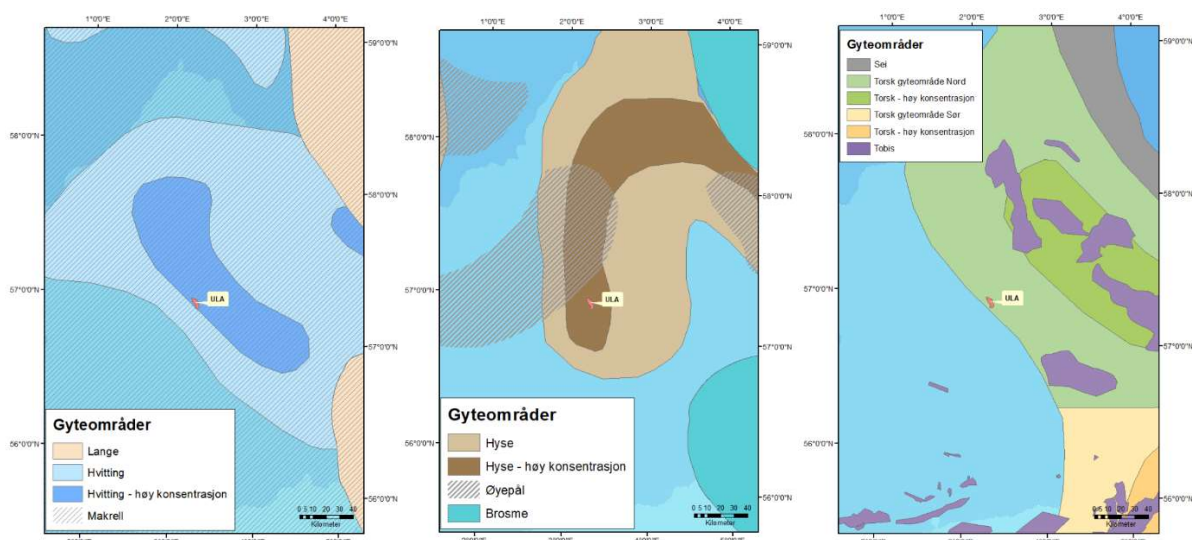


Figur 4-4. Ti dominerende arter av bunnfauna fra analysene i 2020 (MOD/DNV 2021), Ula til venstre og Tambar til høyre.

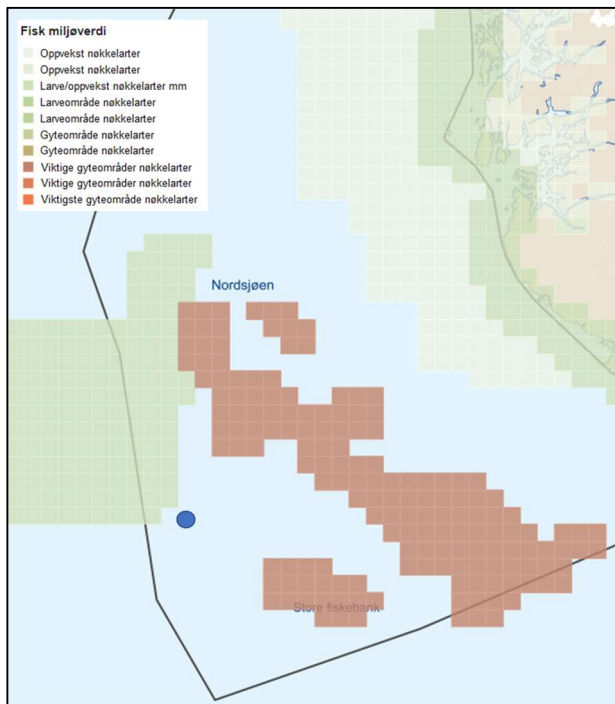
4.5 Andre biologiske ressurser

Ula overlapper dels med gyteområder for flere fiskearter, herunder hvitting, hyse og torsk (Figur 4-5). Disse artene har forholdsvis store gyteområder, men områdene varierer også noe fra år til år og avhengig av bestandenes tilstand. De aktuelle artene gyter generelt i perioden fra januar og ut april. Gyteområder for tobis ligger i betydelig avstand til Ula, og gyting er rundt årsskiftet. Makrell gyter over det meste av Nordsjøen – om sommeren.

For fisk ligger området utenfor det som Miljødirektoratet har angitt som med spesifikk miljøverdi i barentswatch (tidligere havbase.no), Figur 4-6.



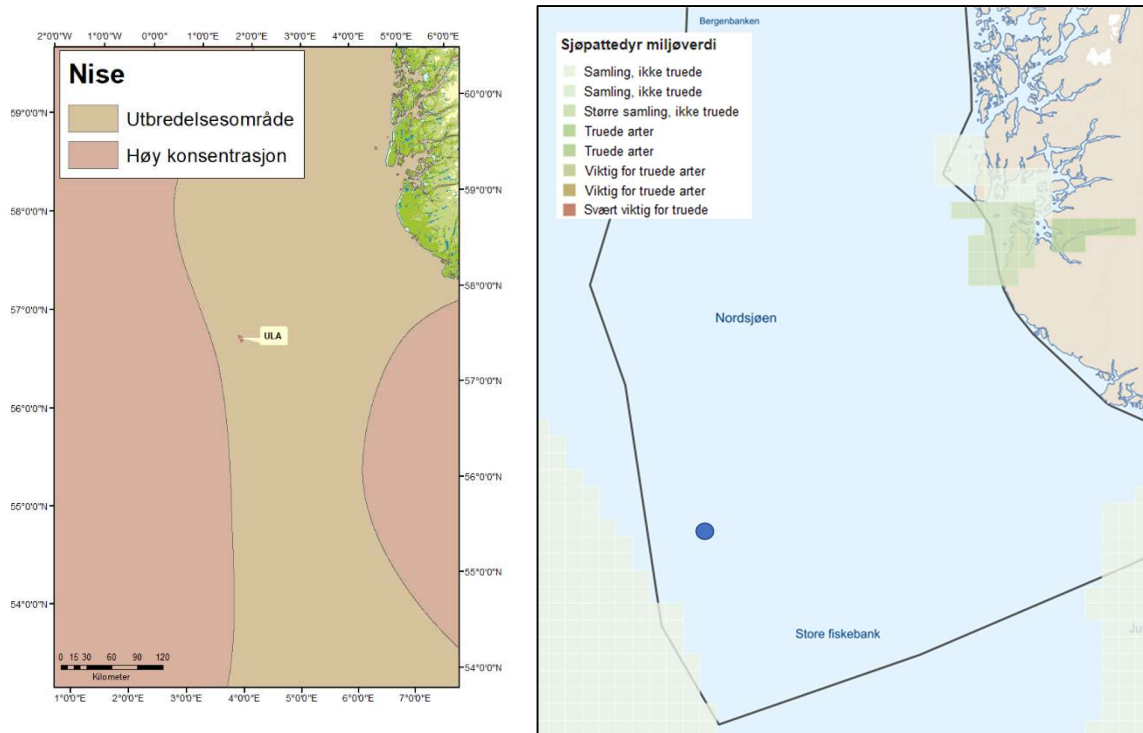
Figur 4-5. Gyteområder for fisk. Datakilde: Havforskningsinstituttet.



Figur 4-6. Miljøverdi fisk. Kilde: barentswatch.no

De vanligste hvalartene i Nordsjøen er vågehval, springere (kvitnos og kvitskjeving) og nise. Vågehvalen oppholder seg i Nordsjøen i forbindelse med næringsvandring, mens nise og springere er mer stedbundne. Også andre hvalarter kan være på kortere besøk i Nordsjøen. Hvalarter i denne delen av Nordsjøen er i hovedsak vågehval og nise (Figur 4-7), men også spekkhogger og springere kan forekomme sporadisk. Området er ikke spesielt viktig for hval og miljøverdien for sjøpattedyr i aktuelt området er lav (ikke angitt), Figur 4-7 (høyre).

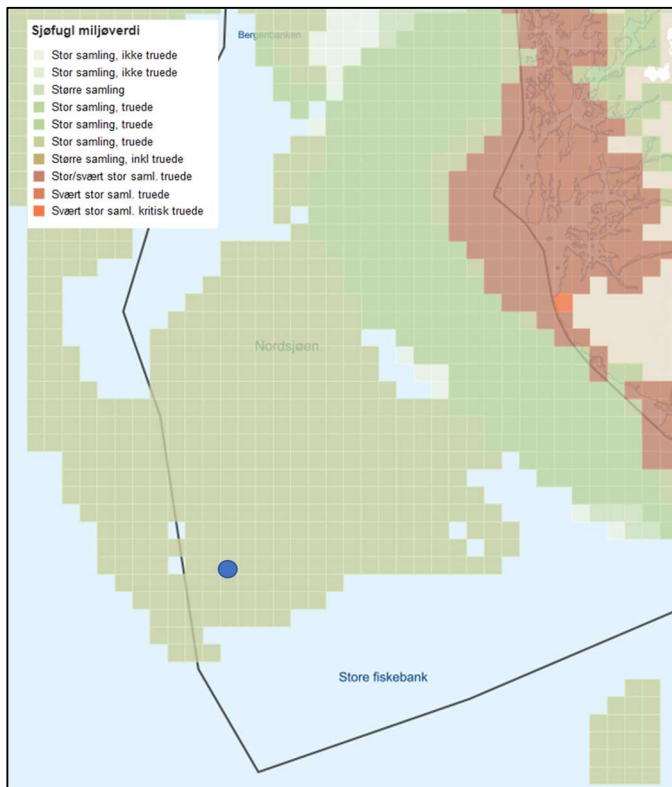
Selartene steinkobbe og havert er de vanligste i Nordsjøen. Disse lever året rundt i kolonier spredt langs norskekysten, med kaste- og hvileplasser på land (FFNH, 2019a). Kun enkeltindivider påtreffes sporadisk til havs i Nordsjøen (med unntak av etablert koloni på Ekofisk).



Figur 4-7. Utbredelse av nise (venstre) og miljøverdi sjøpattedyr (høyre).

Sjøfugl finnes utbredt i åpne havområder og deres utbredelse forandrer seg gjennom hele året og til dels fra år til år, i hovedsak avhengig av næringstilgang. Sjøfugl regnes som svært sårbare ovenfor oljeforurensning og de pelagisk dykkende artene (lomvi, alke, lunde og alkekonge) anses som den mest utsatte gruppen.

Ula-området regnes som sårbart for lomvi i perioden desember-mars (miljøverdi 67 av 100) (Havmiljø.no), Figur 4-8. For øvrig gjennom året, og for andre arter, er det angitt lav miljøverdi. Lomvi er vurdert som kritisk truet (CR) i Norsk Rødliste 2021 (Artsdatabanken).



Figur 4-8. Miljøverdi sjøfugl. Kilde: barentswatch.no

4.6 Kulturminner

Det er ingen kjente marine kulturminner i Ula-Tambar-området som kan tenkes berørt av avviklingsaktivitetene. Avviklingen berører generelt arealer med infrastruktur etablert, og ikke uberørte arealer.

Ula-området er prioritert og omhandlet i kulturminneplanen for Olje- og gassfelt i Norge, utgitt av Norsk oljemuseum i 2012. Arbeidet er gjennomført basert på en prioritering fra 2010, hvor Ula ble gitt prioritert B, mens tredjepartsfeltene ble gitt prioritert D.

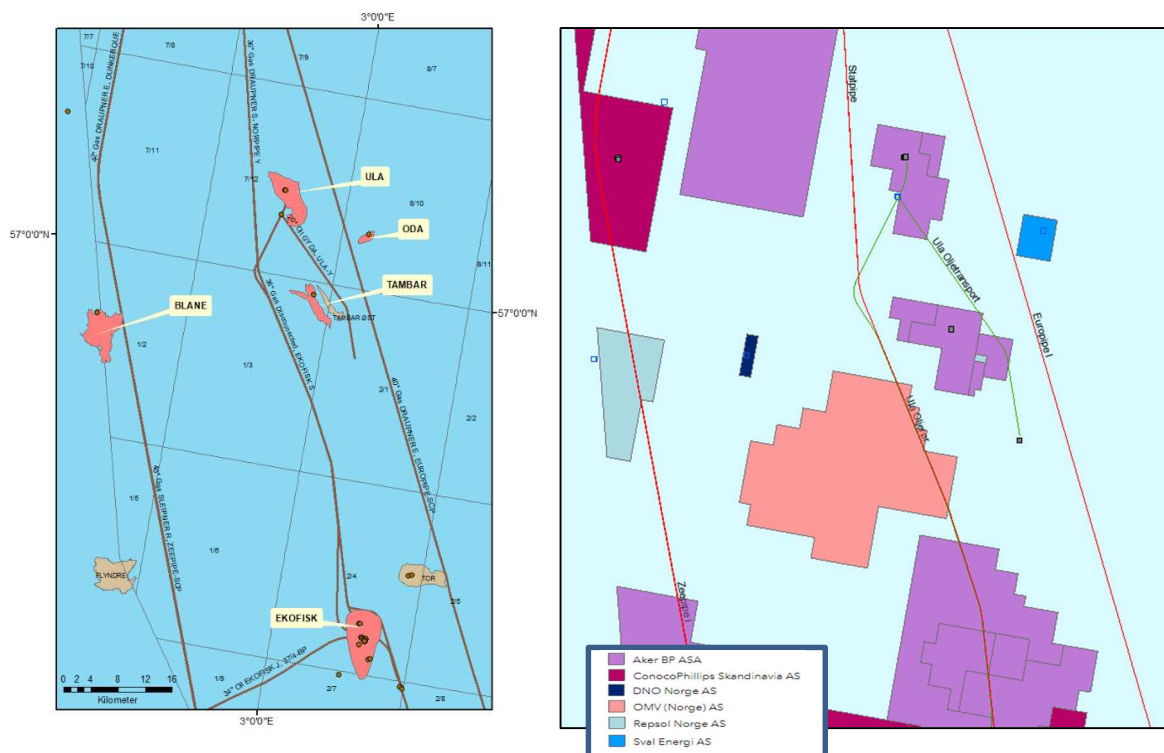
Hensikten med arbeidet er at kulturminner av nasjonal verdi skal bevares som kunnskapskilder og som grunnlag for opplevelse for dagens og fremtidens mennesker. De aktuelle innretningene bevares gjennom å sikre dokumentasjon, mens de fysiske innretningene blir fjernet og demontert/materialgjenvunnet.

4.7 Annen næringsvirksomhet

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

4.7.1 Annen petroleumsvirksomhet

Foruten de tredjepartsfeltene som produserer til Ula (Figur 4-9, venstre) er utvinningstillatelser i området i hovedsak operert av Aker BP (Figur 4-9, høyre). Figuren angir en lisens sør for Tambar operert av OMV (PL970), men denne er nå bortfalt.



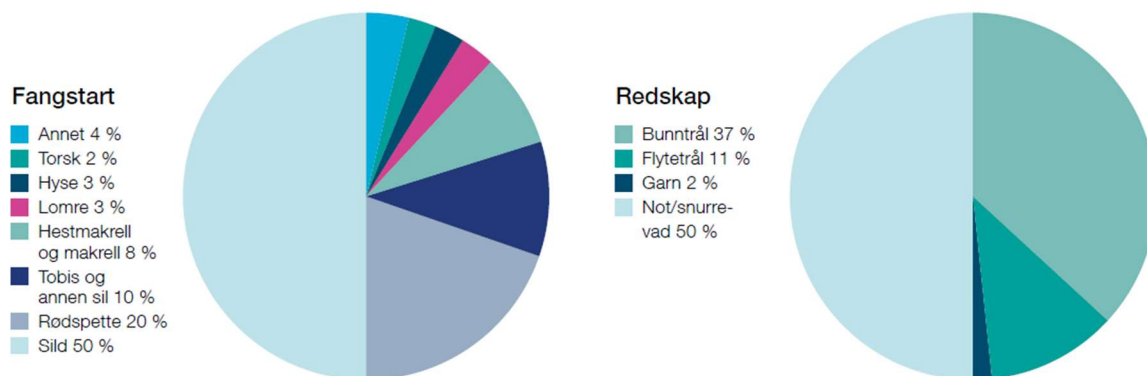
Figur 4-9. Petroleumsvirksomhet i aktuell del av Nordsjøen. Kilde: Oljedirektoratet.

4.7.2 Fiskeriaktivitet

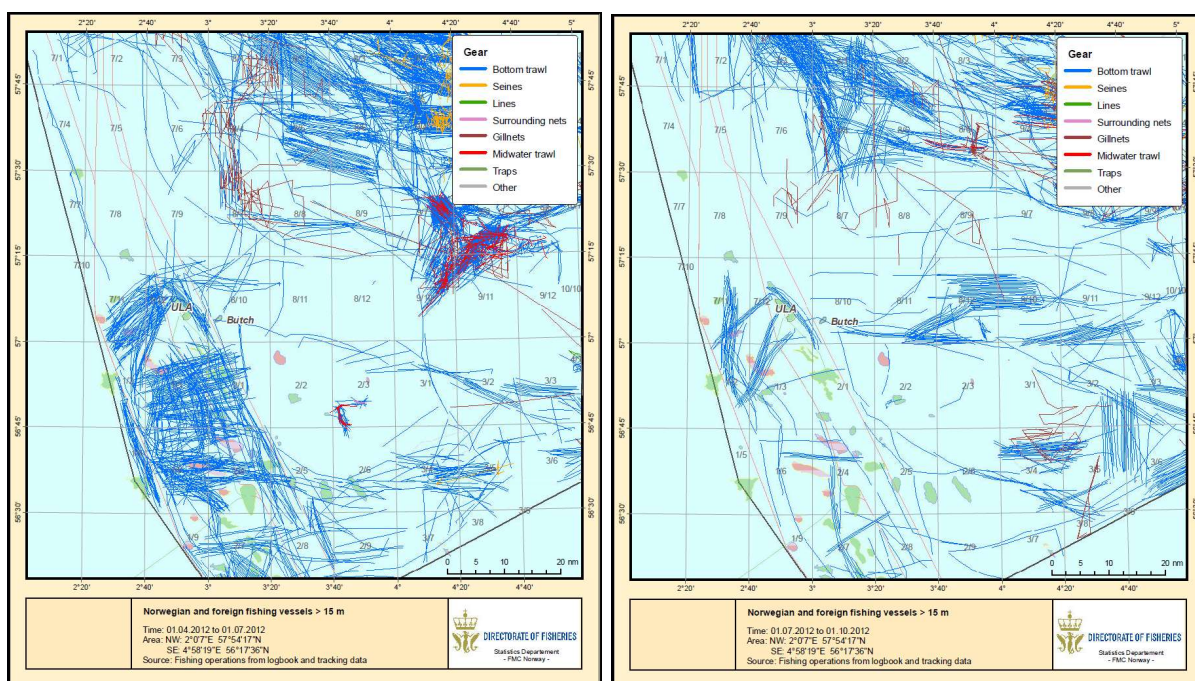
De viktigste områdene for fiske kan variere fra år til år, alt etter fiskens vandringmønster, bestandsstørrelse og de fangstreguleringer som gjennomføres av myndighetene. Den sørlige delen av Nordsjøen har tradisjonelt sett vært et viktig område for konsumtrålfiske, men de viktigste områdene for denne typen fiske ligger nå langs Norskerenna og på Vikingbanken.

Viktigheten av et område for fiskeriene kan noe forenklet vurderes ut i fra omfang av fartøysoperasjoner og fangststatistikk for området, hvor ulike år legges til grunn for vurderingene. Alle fiskefartøy på 11 meter og over blir nå sporet i norsk farvann, tidligere over 15 meter. Tidsseriene omfatter derfor fremdeles i hovedsak større fartøyer.

I forbindelse med konsekvensutredning for utbygging av Oda (Centrica, 2016) ble det innhentet fangststatistikk for aktuell region. Dette angir at sild står for største fangstkvantum, etterfulgt av rødspette (Figur 4-10). Not er viktigste redskap for sild, mens bunntål er viktigste for rødspette. For sistnevnte er normalt utenlandsk fiske dominerende. For perioden 2012-2014 var det regionalt størst fiskeriaktivitet i andre og tredje kvartal. Dette vil imidlertid kunne endre seg over tid. Oppdatert fangststatistikk vil innhentes fra Fiskeridirektoratet som grunnlag for vurdering av virkninger som følge av utviklingen for fiskeriene, og vil bli benyttet sammen med data fra fartøysporingen. Også data for utenlandske fartøyer vil bli forsøkt innhentet.



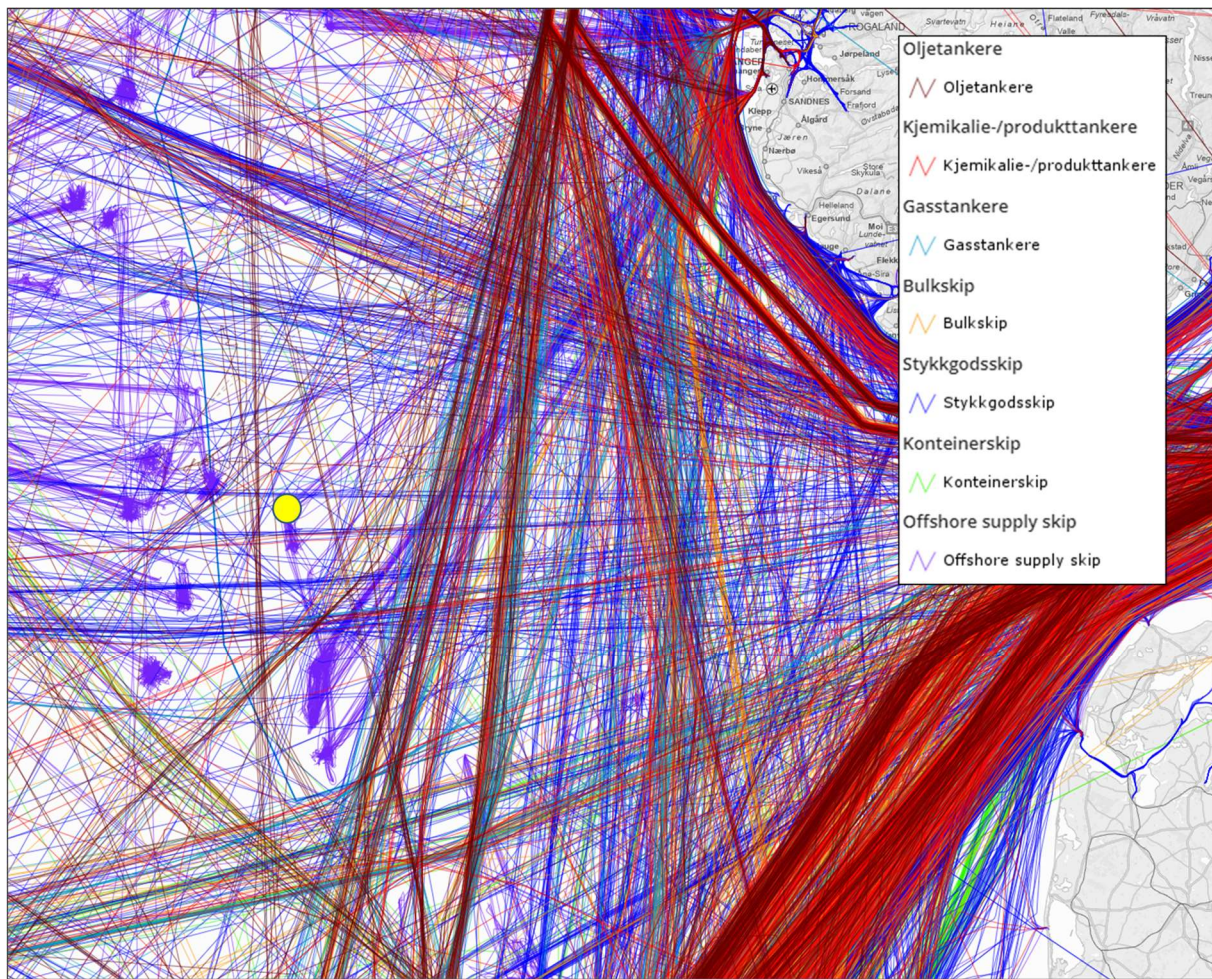
Figur 4-10. Prosentvis fordeling av fiskeriaktiviteten i området basert på fangstart og redskap. Fordelingene er beregnet ut fra de samlede landingene i årene 2012–2014 (basert på data fra Fiskeridirektoratet). Centrica, 2016.



Figur 4-11. Fiskeriaktivitet med ulike redskapstyper for henholdsvis 2. og 3. kvartal 2012 basert på fartøysporing (fartøy >15 m). Data fra Fiskeridirektoratet.

4.7.3 Skipstrafikk

Det er begrenset med passerende sjøtrafikk i området ved Ula-feltet, hvor trafikkbildet domineres av egen forsyningstrafikk (Figur 4-12). Det er likevel betydelig passerende trafikk i regionen, men i hovedsak noe mer øst i forhold til Ula.



Figur 4-12. Skipstrafikk i området (utvalgte kategorier). Offshore-relatert forsyningstrafikk i lilla. Aktivitet i 2020. Kilde: Kystverket/havbase.no

5 Miljømessige virkninger

Avslutning av petroleumsvirksomhet kan medføre miljømessige virkninger fra avslutningsrelaterte aktiviteter og sluttdisponering.

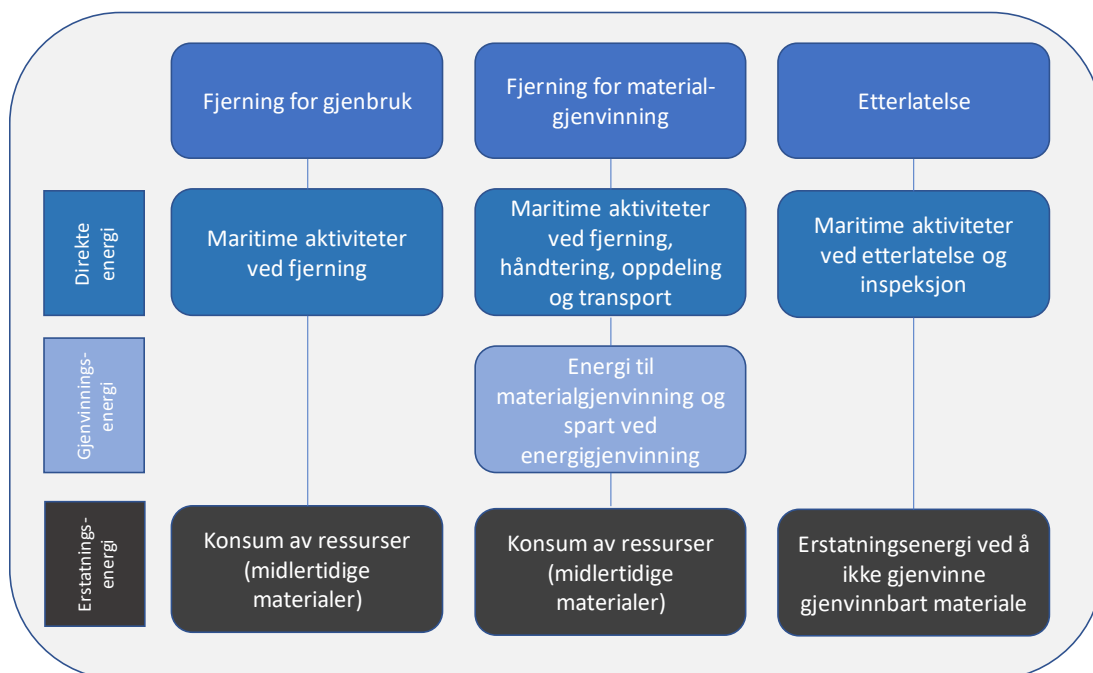
Industriens håndbok for konsekvensutredning ved avslutning av petroleumsvirksomhet til havs (Offshore Norge, 2020) gir en oversikt over relevante tema for utredning. Miljødirektoratet publiserte i 2021 en rapport hvor de beskriver prioriterte tema og forventninger knyttet til avslutning av petroleumsvirksomhet (Mdir, 2021), som er av relevans også for Ula/Tambar. Tema og omfang av utredning innen miljø foreslått for Ula/Tambar er presentert i de følgende underkapitler.

5.1 Energibruk og CO₂-utslipp

Erfaringsmessig er fartøy- og riggbruk dominerende faktor for energibruk og tilhørende utslipp til luft ved avslutning av petroleumsvirksomhet (Nesse og Moltu, 2012), gjerne i størrelsesorden 70-80% (Nesse, 2018). Omsmelting av metaller er videre en viktig bidragsyter, men gir samtidig energibesparelse i forhold til nyproduksjon fra malm.

Det finnes gode erfaringsdata for å kunne beregne energibruk (og -balanse) samt utslipp til luft fra fjerningsoperasjoner (f.eks. fra avvikling på Ekofisk, Frigg og Valhall). Det er likevel noe usikkerhet i slik estimering, relatert til fjerningsmetode, fartøyinvolvering, varighet av aktivitetene, herunder værforhold.

I konsekvensutredningen vil det blir estimert og presentert energibruk og -balanse for relevante disponeringsløsninger, som vil ha et livsløpsperspektiv (se Figur 5-1). For utslipp av CO₂ til luft vil det utarbeides estimater for «Scope 1-3» type utslipp, noe forenklet omfatter det både direkte prosjekterelaterte utslipp og indirekte utslipp tilknyttet kraftforbruk og varer/materialer.



Figur 5-1. Prinsipper for energiberegning for ulike disponeringsløsninger i et livsløpsperspektiv. Etter Institute of Petroleum (2000).

5.2 Kjemikaliebruk og planlagte utslipp til sjø

Noe kjemikalier vil brukes i forbindelse med rengjøringsaktiviteter. Dette vil bli klargjort på et senere tidspunkt og vil være gjenstand for egen søknadsprosess.

Kjemikaliebruk og noe utslipp vil også være av relevans knyttet til plugging av brønner, herunder sementering. Også her vil detaljer først foreligge på et senere tidspunkt og vil inngå i søknad til Miljødirektoratet.

Stålunderstellene på Ula og Tambar er vannfylt med kjemikalietilsatt «strukturvann». Dette vil dreneres til sjø når stålunderstellene blir fjernet. Ingen andre utslipp til sjø er forventet knyttet til selve fjerningsaktivitetene.

Anlegg på land for demontering og materialhåndtering er regulert under forurensningsloven, og har krav til utslippskontroll og miljøovervåking.

5.3 Disponering av borekaks

Ulike løsninger for endelig disponering av borekakshauger på havbunnen er tidligere foreslått og vurdert (OSPAR, 2006). Det er imidlertid bred enighet om at slike masser best blir liggende og i størst mulig grad forblir uforstyrret (OSPAR, 2019; Mdir, 2021). De vil da over tid være gjenstand for naturlig nedbrytning av organiske forbindelser og på sikt oppnås gradvis en redusert kontamineringsgrad. For å kunne fjerne stålunderstellet på plattformene må fundamenteringspælene kuttes, normalt et par meter ned i havbunnen. Kutting innenfra anses fordelaktig i forhold til å minimere påvirkning på havbunnen, men dette er ikke alltid teknisk gjennomførbart, og utvendig kutting blir da nødvendig. Dette krever mudring rundt plattformleggene for å sikre tilkomst med kutteutstyr. Muligheten for innvendig kutting blir vurdert for Ula og Tambar.

Mudring som tidligere er gjennomført, eksempelvis på Ekofisk I og Valhall, har medført lokal omplassering av deler av kakshaugen. Miljøovervåking som er gjennomført av disse aktivitetene angir kun lokale og i hovedsak kortvarige virkninger på vannsøyle og havbunn utover direkte berørt område (OSPAR, 2019).

Relevante forhold rundt påvirkning av borekakshaugen under Ula boreplattform vil utredes og dokumenteres i konsekvensutredningen.

5.4 Fysiske virkninger på havbunn/bunndyr

Fjerning av innretninger og disponering av tilhørende infrastruktur vil medføre en del inngrep i havbunnen. I hovedsak vil dette berøre områder som allerede er berørt. Noe stein kan bli benyttet til å overdekke rørledningsender etter frakobling/kutting.

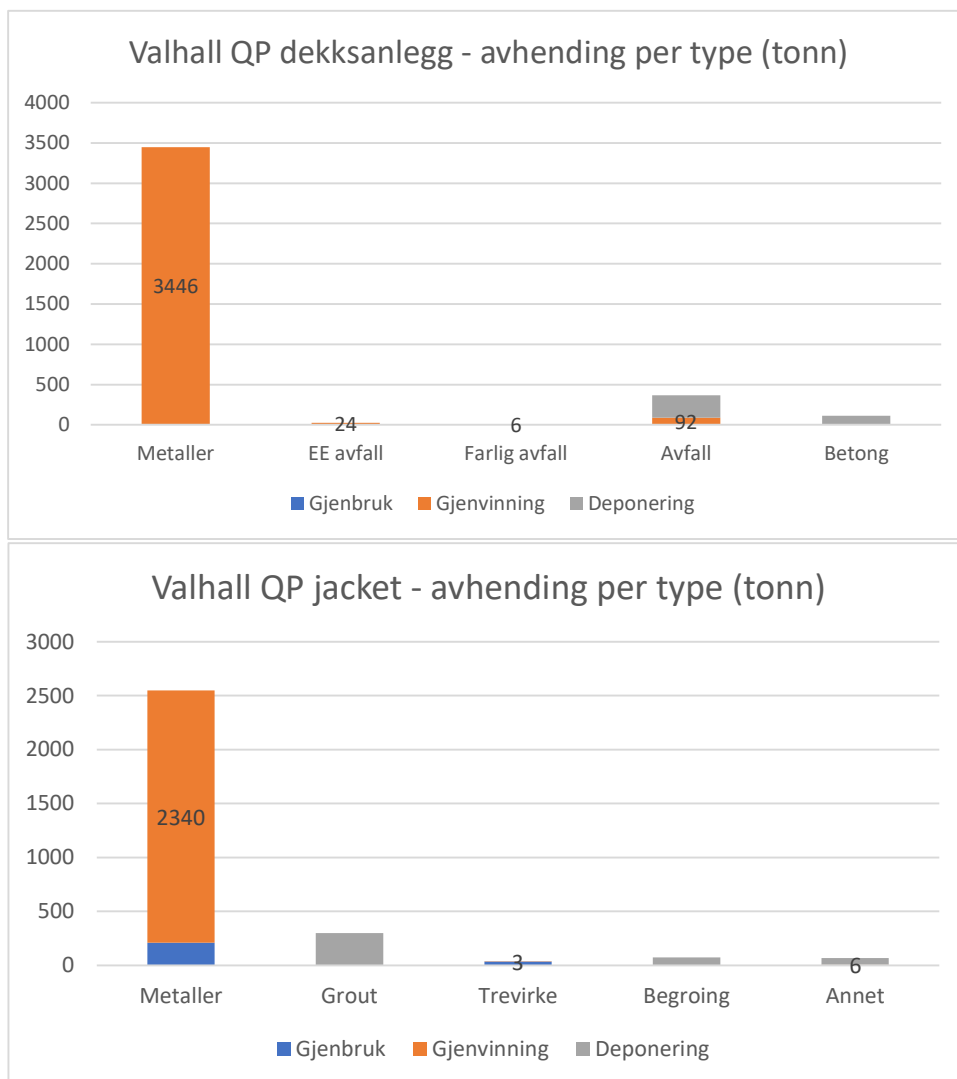
Muligheten for å benytte eksisterende betongmatter til å overdekke rørledningsender vil bli vurdert.

5.5 Ressursbruk, material- og avfallshåndtering

Offshore petroleumsinnretninger består i hovedsak av stål og en del andre metaller. Metallene er generelt godt egnet til gjenvinning. Noe utstyr kan erfaringsmessig også gjenbrukes. Andelen som må disponeres som avfall er derfor lav. Av dette vil igjen kun en mindre andel være farlig avfall. Det vil bli gjennomført spesifikke undersøkelser for å kartlegge miljøfarlige stoffer og sikre ansvarlig håndtering og avhending av disse.

Boretårnet og en kran fra Ula boreplattform ble fjernet i 2019. Nesten 97,5 % av materialvekten ble materialgjenvunnet, utstyr tilsvarende 1% ble gjenbrukt. Resterende ble energigjenvunnet eller utgjorde EE-avfall, i hovedsak for gjenvinning.

Aker BP har nylig fjernet og demontert innretninger også fra Valhall-feltet. Dette gir en god pekepinn på hvordan materialer og avfall kan disponeres for Ula-innretningene. Erfaringsdata finnes også for flere andre tidligere prosjekter, eksempelvis Ekofisk I og Frigg. Oversikt over sluttddisponering av materialene fra Valhall boligplattform, henholdsvis dekkсанlegg og stålunderstell, er vist i Figur 5-2. Et tilsvarende estimat vil bli utarbeidet for Ula-innretningene og presentert i konsekvensutredningen.



Figur 5-2. Materialdisponering for henholdsvis dekkсанlegg og stålunderstell for Valhall QP. Tall på mengde (tonn) gjenvunnet er vist.

Marin begroing fra stålunderstellene har i tidligere prosjekter medført noe luktproblemer (KLIF, 2010), knyttet til håndtering, transport og deponering. Forbedrede rutiner er innført og avfallet går nå i stor grad til kompostering.

5.6 Forsøplingspotensial

Generelt vil innretninger bli fjernet til land for avhending, mens rørledninger, kabler osv. som eventuelt etterlates vil være nedgravd og/eller overdekket. Større rørledninger kan ligge på havbunnen.

Potensialet for forsøpling på kort og lang sikt vurderes generelt som lavt, men vil utredes nærmere i konsekvensutredningen, herunder også eventuelle avbøtende tiltak.

5.7 Ikke-planlagte utslipp

Det er vanligvis begrensede volumer av hydrokarboner involvert i forbindelse med avvikling, og miljørisiko er således lav. Erfaringsmessig er uhellsutslipp i forbindelse med avslutningsaktiviteter i form av mindre volumer av kjemikaler samt hydraulikkvæske fra ROV-operasjoner (Offshore Norge, 2020).

5.8 Virkninger for kulturminner

De områdene av havbunnen som vil bli berørt av avslutningsaktivitetene er allerede påvirket fra installasjon, og uberørt havbunn vil generelt ikke påvirkes. Det er derfor ansett som lite relevant å påvirke marine kulturminner (steinalderfunn). Havbunnen i området er godt undersøkt og det er derfor ikke relevant at prosjektet vil berøre skipsvrak.

I kulturminneplanen for petroleumsvirksomhet (Norsk Oljemuseum, 2010; 2012) er Ula gitt prioritet B og Tambar prioritet D (hvor A er høyest og D lavest), og relevant dokumentasjon om feltene er sikret. Dokumentasjon av kulturminner gir materiale til forskning og formidling av norsk petroleumshistorie.

6 Virkninger for annen havbasert næringsvirksomhet

Avslutning av petroleumsvirksomhet kan medføre virkninger på annen næringsvirksomhet fra avslutningsrelaterte aktiviteter og sluttdisponering.

Aktiviteter knyttet til avviklingen medfører noe fartøybruk, som i hovedsak vil være innenfor feltenes sikkerhetssone.

Etter endt avvikling vil arealbruken opphøre og sikkerhetssonene oppheves. Det vil ikke være etterlatte hindringer til havs for annen næringsvirksomhet.

De aktuelle alternative disponeringsløsningene vil utredes for henholdsvis fiskerivirksomhet og maritim trafikk. Siden faste innretninger i sin helhet vil fjernes, vil vurderinger knyttet til disponeringsløsninger for de større rørledningene i forhold til fiskerivirksomhet ha fokus. Vurderingene vil omfatte både virkninger på kort og lang sikt. Avbøtende tiltak vil bli vurdert og beskrevet.

7 Samfunnsmessige virkninger

De største samfunnsmessige virkningene ved avslutning av virksomheten på Ula/Tambar vil være i form av bortfall av statlige skatteinntekter fra produksjonen, samt opphør av direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger fra driften.

Prosjektgjennomføringen vil imidlertid i seg selv medføre direkte og indirekte sysselsettingsvirkninger knyttet til de ulike aktivitetene, basert på de investeringene som må gjøres. En stor del av disse vil være knyttet til bruk av borerigg for plugging av brønner. Videre vil bruk av fartøyer samt opphogging og materialhåndtering på land medføre sysselsettingsvirkninger. Analysen vil være på nasjonalt nivå da verken fjerningskontraktør eller opphoggingslokalitet på land vil være avklart på aktuelt tidspunkt.

8 Planlagte utredningsaktiviteter

Dette kapitlet presenterer en oppsummering av de tema som er foreslått utredet i konsekvensutredningen, samt annen kunnskapsoppbygging som underlag for denne.

Det er videre gitt en foreløpig innholdsfortegnelse for selve konsekvensutredningsdokumentet.

8.1 Utredningstema og omfang

Informasjon om prosjektet og aktuelle innretninger, samt kunnskapsoppbygging om omgivelsene og annen virksomhet lokalt:

- Beskrivelse av innretninger med tilhørende infrastruktur og alternative disponeringsløsninger som skal utredes
- Oppdatert tidsplan for gjennomføring
- Oversikt over søknadsprosesser/myndighetsinvolvering
- Materialfordeling og vekt for de ulike innretninger, rørledninger og kabler
- Foreløpig oversikt over miljøfarlige stoffer/farlig avfall
- Kartlegging av borekashaug
- Innhenting av oppdatert informasjon om regional fiskeriaktivitet, herunder fartøysporingsdata og fangststatistikk for norske – og om mulig utenlandske – fartøyer. Lengre tidsserier vil legges til grunn.
- Data om skipstrafikk i området

Utredning av miljømessige virkninger:

- Energibruk og -balanse for alternative disponeringsløsninger
- CO₂ estimat (Scope 1-3) for alternative disponeringsløsninger
- Planlagte utslipp til sjø samt virkninger av sekundær forurensning (feks. knyttet til borekaks eller mudring av kontaminerte bunnsedimenter)
- Fysiske virkninger på havbunnen og bunndyrsamfunn
- Muligheter for gjenbruk og gjenvinning, avhendingsløsninger for avfall
- Forsøplingspotensial på kort og lang sikt
- Ikke-planlagte utslipp/uhell
- Virkninger for kulturminner – antatt med et svært lavt potensial
- Avbøtende tiltak

Utredning av virkninger for havbaserte næringer (fiskeri og maritim trafikk):

- Vurdering av rigg- og fartøyaktivitet i anleggsfasen for alternative disponeringsløsninger,
- Arealbeslag i anleggsfase og evt. ved sluttdisponering, for alternative disponeringsløsninger, og virkninger på fiskeri og maritim trafikk
- Andre virkninger eller ulemper ved sluttdisponering for alternative disponeringsløsninger for fiskeri på kort og lang sikt
- Avbøtende tiltak

Samfunnsmessige virkninger:

- Analyse av antatte sysselsettingsvirkninger knyttet til prosjektgjennomføringen, herunder direkte og indirekte nasjonale virkninger og bransjefordeling.

8.2 Forslag til innholdsfortegnelse i konsekvensutredningen

Sammendrag

1. Innledning
2. Plan for avslutning og disponering
3. Oppsummering av mottatte høringskommentarer
4. Utredningsmetodikk
5. Områdebeskrivelse og kunnskapsgrunnlag
6. Miljømessige virkninger
7. Virkninger for andre havbaserte næringer
8. Samfunnsmessige virkninger
9. Oppsummering, avbøtende tiltak og videre oppfølging

Referanser og litteratur

- Børresen, J.A., 1987. Vindatlas for Nordsjøen og Norskehavet. Universitetsforlaget.
- Centrica, 2016. Utbygging og drift av Oda. Konsekvensutredning.
- DNV, 2008. OLF borekaks, datasammenstilling. Rapport nr. 2008-4132.
- DNV, 2018. Offshore miljøovervåking. Region 1, 2017. DNV rapport 2018-0001, rev 01.
- DNV, 2021. 2020-offshore overvåking region 1. Sammendragsrapport. DNV rapport 2022-0115, rev 1.
- 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.
- Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019-a. Sammendrag av det faglige grunnlaget for revisjon og oppdatering av forvaltningsplanene for havområdene M-1350/2019.
- Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019-b. 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-c. Næringsaktivitet og påvirkning - Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1280/2019.
- Faglig Forum for Norske Havområder (FFNH), 2019-d. Verdiskaping i næringene. Faggrunnlag for oppdatering av forvaltningsplan for Norskehavet og for Nordsjøen-Skagerrak M-1408/2019.
- IMO, 1989. Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone (IMO Resolution A.672 (16)).
- Institute of Petroleum (2000). Guidelines for the calculation of estimates of energy use and gaseous emissions in removal & disposal of offshore structures. Institute of Petroleum, London. ISBN 0 85293 255 3.
- KLIF, 2010 (Miljødirektoratet). Avvikling av utrangerte offshoreinstallasjoner. TA 2643.
- 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.
- Miljødirektoratet, 2015 (2020). Veileder M300. Miljøovervåking av petroleumsaktiviteten til havs.
- Miljødirektoratet, 2021. Miljøaspekter ved avslutning av petroleumsvirksomhet. M-1952.
- Nesse, S. & U.E. Moltu, 2012. Frigg Cessation Project. Environmental footprint and EIA comparison. SPE 157361 (Rev 1).
- Nesse, S., 2018. Improving the Decommissioning CO2 footprint. NPF Decommissioning conference 2018.
- Norsk olje og gass, 2016. Guidance document for characterisation of offshore drill cutting piles. Version 4, 21 October 2016.

Norsk oljemuseum, 2010. Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.

Norsk oljemuseum, 2012. [Olje- og gassfelt i Norge Kulturminneplan | Norsk Oljemuseum](#)

Norges vassdrags- og energidirektorat, 2012. Havvind. Strategisk konsekvensutredning.

Offshore Norge (NOROG) 2020. Handbook in Impact assessment for offshore decommissioning. Decommissioning and final disposal of redundant offshore oil and gas facilities.

OED, 2000. St. meld. Nr. 47 (1999-2000). Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel.

OED 2022. 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), 12. september 2022.

OED, 2020. Disponeringsvedtak - Gyda oljeeksportør. Brev datert 2. juni 2020.

Offshore Norge, 2022. Guidelines #147. Best available techniques assessment.

OLF, 2006. RKU Nordsjøen. Sammenstillingsrapport.

OSPAR, 1998. Beslutning 98/3 om disponering av utrangerte offshore installasjoner.

OSPAR, 2006. OSPAR recommendation 2006/5 on a management regime for offshore cuttings piles.

OSPAR, 2008 (as amended). OSPAR List of Threatened and/or Declining Species and Habitats (OSPAR Agreement 2008-06).

OSPAR, 2019. Assessment of the disturbance of drill cuttings during decommissioning. Offshore Oil & Gas Industry Series.

Statens vegvesen, (2018) 2021. Konsekvensanalyser. V712 i Statens vegvesens håndbokserie. ISBN: 978-82-7207-718-0.