

# Avslutningsplan Statfjord A plattformdekk

## Del 2 Konsekvensutredning

Oktober 2023



FM\_180270



vår energi



equinor





**Avslutningsplan  
Statfjord A plattformdekk**

**Del 2  
Konsekvensutredning**

**Oktober 2023**



## Forord

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til petroleumslovens bestemmelser for avslutning av petroleumsvirksomhet samt i tråd med Offshore Norges håndbok for konsekvensutredning for avslutningsprosjekter. Konsekvensutredningen omhandler nedstengning av produksjon og disponering av plattformdekket på Statfjord A-plattformen samt klargjøring av Statfjord A betongunderstell og rørledninger på Statfjord-feltet i Nordsjøen.

Statfjord A-plattformen er beliggende i utvinningstillatelse PL037 og er en bunnfast plattform for produksjon av olje og gass. Plattformen består av et betongunderstell og et integrert plattformdekk med prosessanlegg. Betongunderstellet har totalt 19 betongsyndre, hvorav tre utgjør skaftene plattformdekket er plassert på. 16 av betongsyndrene utgjør lagerceller for ferdig prosessert olje.

Innretningen eies av Equinor Energy AS (operatør), Vår Energy ASA, og Equinor UK Ltd.

Statfjord A-plattformen har produsert olje og gass siden 1979, som en integrert del av Statfjord-feltet. Produksjonen på Statfjord A er i dag avtagende. Endelig beslutning om tidspunkt for opphør av produksjonen på plattformen er basert på den totale verdiskapningen for Statfjord-feltet i sin helhet. Som en del av den totale feltoptimaliseringen er det besluttet at produksjonen på Statfjord A-plattformen vil bli nedstengt senest i 2027.

Forslag til program for konsekvensutredning ble opprinnelig fastsatt av Olje- og energidepartementet 9. januar 2012 og dekket nedstengning og disponering av Statfjord A-plattformen i sin helhet. Det er i senere tid avklart med departementet at det fastsatte utredningsprogrammet fremdeles er gyldig for foreliggende konsekvensutredning. I medhold av forskrift om lov om petroleumsvirksomhet 27. juni 1997 nr. 653 §45 fjerde ledd fastsatte departementet programmet i tråd med det framlagte forslaget, tidligere innkomne høringsuttalelser og operatørens kommentarer til disse som det ble fastsatt 9. januar 2012.

I samråd med departementet er det vurdert hensiktsmessig at disponering for betongunderstellet, borekaksansamlingene og rørledningene behandles som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Klargjøringsaktiviteter som planlegges gjennomført for betongunderstell og rørledninger før plattformdekket fjernes er omhandlet i konsekvensutredningen med utgangspunkt i at disse blir værende igjen inntil Statfjord-feltet stenges ned samt at sikkerhetssonen opprettholdes i denne perioden.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til fastsatt program for konsekvensutredning som beskrevet ovenfor. Eventuelle uttalelser og innspill anmodes sendt til Equinor Energy AS med kopi til Olje- og energidepartementet. I forståelse med Olje- og energidepartementet er høringsperioden satt til 12 uker.

Konsekvensutredningen foreligger elektronisk på [www.equinor.com](http://www.equinor.com) under kategorien 'Bærekraft'/Konsekvensutredninger' sammen med relevant underlagsdokumentasjon.

Stavanger, oktober 2023



## Forkortelser

BAT	Best Available Technology (beste tilgjengelige teknologi)
BTEX	Benzen, toluene, etylbenzen, xylen
CD	Cellar deck (Kjellerdekk)
CoP	Cease of production (Nedstengning av produksjon)
DC	Drill cuttings (borekaks)
EE-avfall	Elektrisk og elektronisk avfall
FLAGS	Far North Liquids and Associated Gas System
GBS	Gravity Based Structure (Gravitasjonsplattform)
GJ	Giga joule
HI	Havforskningsinstituttet
HMS	Helse, miljø, sikkerhet
IMO	International Maritime Organisation (den internasjonale skipsfartorganisasjonen)
KU	Konsekvensutredning
LSC	Limit of Significant Contamination (grense for signifikant kontaminering)
NC	Norwegian Contractors
NLGP	Northern Leg Gas Pipeline
NORM	Naturlige forekommende radioaktive stoffer
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OLS-A/B	Offshore loading system – A/B
OSPAR	Oslo-Paris (konvensjon om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhav)
PAH	Polysykliske aromatiske hydrokarboner
PCB	Polyklorinerte bifenyler
PUD	Plan for utbygging og drift av en petroleumforekomst
RKU	Regional konsekvensutredning
ROV	Remotely Operated Vehicle (fjernstyrt undervannsfartøy)
SFA	Statfjord A
SFB	Statfjord B
SFC	Statfjord C
SVO	Særlig verdifulle og sårbare områder
THC	Total hydrocarbon content (Totalt hydrokarboninnhold (olje))
TSS	Traffic Separation Scheme
VAG	Vannalternerende gassinjeksjon





## Innholdsfortegnelse

Sammendrag .....	1
1 Innledning .....	5
1.1 Områdebeskrivelse .....	5
1.2 Rettighetshavere Statfjord-feltet .....	6
1.3 Formål med konsekvensutredningen .....	6
1.4 Lovverk, internasjonale avtaler og myndighetsprosess .....	6
1.5 Myndighetsprosess avslutningsplan .....	7
1.6 Tidsplan myndighetsgodkjenning og gjennomføring .....	8
1.7 Nødvendige søknader og tillatelser .....	8
1.8 Sikkerhet og bærekraft .....	9
2 Beskrivelse av avslutningsaktiviteter og disponeringsløsninger .....	11
2.1 Kort beskrivelse av Statfjord-feltet .....	11
2.1.1 Innretninger på Statfjord-feltet .....	12
2.1.2 Rørledninger tilknyttet Statfjord-plattformene .....	13
2.2 Beskrivelse av Statfjord A .....	14
2.2.1 Permanent plugging av brønner .....	14
2.2.2 Statfjord A plattformdekk .....	15
2.2.3 Statfjord A betongunderstell .....	18
2.2.4 Statfjord A rørledninger .....	20
2.2.5 Statfjord A borekaksansamlinger .....	21
2.3 Nedstengning, fjerning og disponering av Statfjord A plattformdekk .....	22
2.3.1 Videre eller annen bruk av Statfjord A plattformdekk .....	22
2.3.2 Alternative metoder for fjerning av Statfjord A plattformdekk .....	22
2.4 Klargjøring av betongunderstell før fjerning av plattformdekk .....	23
2.4.1 Klargjøring av utstyrsskaff .....	24
2.4.2 Klargjøring av boreskaff .....	25
2.4.3 Klargjøring av lagerceller .....	25
2.4.4 Utenpåliggende utstyr .....	30
2.5 Klargjøring av rørledninger før fjerning av plattformdekk .....	30
2.5.1 Oljerørledning mellom SFC og OLS-B .....	31
2.5.2 Gassrørledning mot Tampen Link og Statpipe .....	32
2.5.3 Eksportørledning og lastebøyen OLS-A .....	32
2.6 Kulturminneplan - Statfjord A som kulturminne .....	32
3 Naturressurser og miljøforhold i området .....	34

3.1 Referansedokumentasjon .....	34
3.1.1 Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene.....	34
3.1.2 Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak.....	35
3.1.3 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen.....	35
3.1.4 Undersøkelser i området rundt Statfjord A .....	35
3.2 Kort om området .....	36
3.3 Klima, havforsuring og plankton .....	36
3.4 Sårbare naturtyper og bunnhabitater.....	37
3.4.1 Særlig verdifulle og sårbare områder .....	37
3.4.2 Koraller .....	37
3.5 Miljøundersøkelser og -tilstand rundt Statfjord A-plattformen.....	38
3.5.1 Resultater fra regional miljøovervåking .....	38
3.5.2 Utslipp og boreaktivitet .....	38
3.5.3 Resultater og konklusjoner fra tidligere undersøkelser.....	38
3.5.4 Fysisk/kjemisk karakterisering .....	39
3.5.5 Biologisk karakterisering.....	41
3.5.6 Samlet vurdering og konklusjon.....	43
3.5.7 Forurensningssituasjon ved nedstengning av Statfjord-feltet.....	43
3.6 Fiskeressurser i området .....	44
3.7 Sjøfugl og marine pattedyr.....	49
3.7.1 Sjøfugl.....	49
3.7.2 Marine pattedyr.....	50
3.8 Kulturminner .....	50
3.9 Næringsvirksomhet i området.....	50
3.9.1 Fiskeriaktivitet i området.....	50
3.9.2 Skipstrafikk i området .....	54
3.10 Disponeringsvirksomhet på land - Lokasjon for demolering og gjenvinning .....	55
4 Miljømessige virkninger .....	57
4.1 Disponering av Statfjord A plattformdekk .....	57
4.1.1 Energibruk og utslipp til luft.....	57
4.1.2 Utslipp til sjø .....	57
4.1.3 Fysiske miljøvirkninger .....	58
4.1.4 Ressursbruk og avfallsdisponering.....	59
4.1.5 Konsekvenser ved demolering og gjenvinning på land .....	61
4.1.6 Forsøpling.....	63
4.2 Klargjøring av betongunderstell før fjerning av plattformdekk .....	63

4.2.1	Energibruk og utslipp til luft.....	63
4.2.2	Utslipp til sjø .....	63
4.2.3	Fysiske miljøvirkninger ved klargjøring for etterlatelse av SFA betongunderstell.....	64
4.2.4	Framtidig ressursbruk og avfallsdisponering .....	65
4.2.5	Forsøpling ved klargjøring for etterlatelse av SFA betongunderstell .....	65
4.3	Klargjøring av rørledninger før fjerning av plattformdekk.....	65
4.3.1	Energibruk og utslipp til luft.....	65
4.3.2	Utslipp til sjø .....	66
4.3.3	Fysiske miljøvirkninger .....	66
4.3.4	Framtidig ressursbruk og avfallsdisponering .....	67
4.3.5	Forsøpling ved klargjøring for etterlatelse av SFA rørledninger .....	67
5	Samfunnsmessige virkninger .....	68
5.1	Virkninger for fiskeriaktivitet i området.....	68
5.1.1	Nedstengning og fjerning av Statfjord A plattformdekk.....	68
5.1.2	Midlertidig etterlatelse av Statfjord A betongunderstell.....	68
5.1.3	Midlertidig etterlatelse av Statfjord A borekaksansamlinger .....	68
5.1.4	Omlegging og midlertidig etterlatelse av Statfjord A rørledninger .....	68
5.2	Virkninger for skipstrafikk i området.....	69
5.2.1	Nedstengning og fjerning av Statfjord A plattformdekk.....	69
5.2.2	Midlertidig etterlatelse av Statfjord A betongunderstell.....	69
5.2.3	Midlertidig etterlatelse av Statfjord A borekaksansamlinger .....	69
5.2.4	Omlegging og midlertidig etterlatelse av Statfjord A rørledninger .....	69
5.3	Nasjonale sysselsettingsvirkninger .....	69
5.3.1	Forutsetninger for vurderinger av nasjonale sysselsettingsvirkninger .....	70
5.3.2	Forventede inntekter og utgifter.....	70
5.3.3	Ringvirkningsanalyse.....	71
6	Vurdering av avbøtende tiltak.....	77
7	Referanser.....	78

VEDLEGG 1 Oppsummering av høring utredningsprogram



## Sammendrag

I henhold til dagens planer planlegger rettighetshaverne til Statfjord A-plattformen (SFA-plattformen) å avslutte produksjonen på plattformen senest i 2027. I henhold til petroleumsloven skal det utarbeides en avslutningsplan tidligst fem og senest to år før utvinningstillatelsen utløper eller bruken av en innretning opphører. Avslutningsplanen skal bestå av to deler; én disponeringsplan og én konsekvensutredning. Konsekvensutredningen har som formål å klargjøre forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser. Videre skal konsekvensutredningen belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen samt sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

Siden produksjonen ble påbegynt i 1979 har SFA-plattformen vært en av de mest produserende plattformene på norsk kontinentalsokkel. Statfjord-feltet er primært et oljefelt, men har i de senere år i større grad produsert gass.

Statfjord-feltet strekker seg over begge sider av grensen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel i den nordlige delen av Nordsjøen. Alle innretningene er installert på norsk side. Feltet forvaltes som et samarbeid mellom Norge og Storbritannia i henhold til 'Statfjord-traktaten', hvor den norske andelen av feltet er 85,47% og den britiske 14,53%. I samråd med Olje- og energidepartementet (OED) vil prosessen med avslutningsplan gjennomføres i henhold til norsk regelverk.

SFA-plattformen er en produksjonsplattform med 40 brønner bestående av et bunnfast betongunderstell (GBS), inkludert bore- og utstyrsskaff samt 16 lagerceller for ferdig prosessert olje, og et stort integrert plattformdekk med prosessanlegg over tre av betongskaffene. På det tidspunkt plattformen ble konstruert forelå det ikke krav til at betongunderstelet skulle kunne fjernes på et senere tidspunkt. Understelet vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.

SFA plattformdekk ble delvis sammenstilt innaskjærs og delvis modulvis sammenkoblet på feltet. Plattformdekket er i løpet av årene modifisert en rekke ganger og utgjør derfor en meget kompleks og sammensatt konstruksjon av moduler og utstyr. Plattformdekket vil bli fjernet i sin helhet i henhold til OSPAR-beslutning 98/3 ved bruk av enkeltløft og disponert. SFA betongunderstell vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. SFA borekaksansamlinger er beliggende inntil betongunderstelet. Videre har Statfjord-feltet et rørledningssystem, inkludert flere lastebøyer, for eksport av olje og gass som knytter de tre plattformene sammen. Som følge av fjerning av SFA plattformdekk må flere av disse rørledningene frakobles. Lasteboyen OLS-A (slange og bøye) vil bli fjernet og disponert, mens fundamentet til lasteboyen vil bli liggende igjen på feltet. Rørledningene vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lasteboyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Borekaksansamlingene har til sammen et volum på om lag 30.000 m<sup>3</sup> med en samlet overflate på om lag 13.000 m<sup>2</sup>. Borekaksansamlingene vil ikke bli berørt av aktiviteter ved fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.

I samråd med Olje- og energidepartementet er det vurdert hensiktsmessig at disponering for betongunderstell, rørledninger tilknyttet plattformen og fundamentet til lasteboyen OLS-A samt borekaksansamlinger beliggende inntil betongunderstelet behandles som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.



Foreliggende konsekvensutredning omhandler følgende:

- Nedstengning, fjerning ved bruk av enkeltløft og disponering av SFA plattformdekk
- Fjerning og disponering av lastebøyen OLS-A (slange og bøye)
- Klargjøring av betongunderstell før fjerning av SFA plattformdekk
- Klargjøring av rørledninger før fjerning av SFA plattformdekk

Med referanse til avslutningsplan for Statfjord-feltet i sin helhet, er følgende *ikke* inkludert i foreliggende konsekvensutredning:

- Disponering av SFA betongunderstell
- Disponering av SFA rørledninger og fundamentet til lastebøyen OLS-A
- Disponering av SFA borekaksansamlinger

Aktiviteter tilknyttet permanent plugging av brønnene på SFA-plattformen er kort beskrevet. Disse aktivitetene vil være underlagt egen søknad for virksomhet til Miljødirektoratet og ses i sammenheng med eksisterende driftstillatelse og godkjente miljørisiko- og beredskapsplaner for Statfjord-feltet.

Rettighetshavernes anbefaling for nedstengning og disponering av SFA plattformdekk samt tilhørende miljømessige- og samfunnsmessige konsekvenser er kort oppsummert i det følgende. Videre er det gitt en kort beskrivelse av konsekvenser tilknyttet klargjøring av SFA betongunderstell, klargjøring av rørledninger, inkludert lastebøyen OLS-A, tilknyttet SFA-plattformen og SFA borekaksansamlinger.

### **Nedstengning, fjerning og disponering av SFA plattformdekk**

I henhold til OSPAR-beslutning 98/3 og i tråd med sirkulærøkonomiske prinsipper vil plattformdekket på SFA-plattformen fjernes i sin helhet ved bruk av enkeltløft og fraktes til land for demolering og gjenvinning på godkjent mottaksanlegg med nødvendige myndighetstillatelser til å drive slik virksomhet.

#### Oppsummering av miljømessige- og samfunnsmessige konsekvenser, plattformdekk

Det totale, direkte utslippet av CO<sub>2</sub> som følge av marine operasjoner i forbindelse med fjerning og disponering av SFA plattformdekk er estimert til om lag 18.000 tonn. Aktiviteter tilknyttet permanent plugging av brønner er ikke inkludert i estimatet, og vil pågå i om lag 900 døgn.

Det er ikke planlagt for utslipp til sjø i forbindelse med nedstengning og fjerning av SFA plattformdekk. Risiko for akuttutslipp er vurdert som svært lav. Det er heller ikke planlagt for utslipp til sjø i forbindelse med permanent plugging av brønner. Gamle brønnvæsker vil bli injisert på SFA-plattformen. Dersom injeksjon på SFA-plattformen ikke kan gjennomføres vil borevæskene bli sendt til enten SFB- eller SFC-plattformen for injeksjon. Dersom det oppstår en hvor injeksjon ikke kan gjennomføres på Statfjord-feltet vil brønnvæskene bli sendt til godkjent mottaksanlegg med nødvendige myndighetstillatelser for å behandle disse. Det vil bli plassert en miljøplugg i brønnene for å isolere disse og hindre potensiell forurensning til det ytre miljøet.

Statfjord-området verdi/sårbarhet i forhold til fysiske miljøpåvirkninger vurderes som liten til middels. Området ligger utenfor definerte særlig verdifulle og sårbare områder i norske havområder. Omfanget av fysisk påvirkning vil imidlertid være begrenset både i tid og rom. Konsekvensen av de fysiske påvirkningene på miljøet i forbindelse med fjerning av plattformdekket er således vurdert som ubetydelige.

Fjerning av SFA plattformdekk ved bruk av enkeltløft vil ikke medføre forsøpling i havområdet. Sikkerhetssonen rundt SFA betongunderstell vil bli opprettholdt inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet.

Utstyr og deler som har falt ned fra plattformen vil bli plukket opp og fjernet fra sjøbunnen når disponeringsarbeidet på Statfjord-feltet gjennomføres i sin helhet på et senere tidspunkt.

Av den totale vekten av plattformdekket på 48.000 tonn er det estimert at om lag 41.000 tonn består av stål eller andre metaller som kan sorteres ut og gjenvinnes. Dette er vurdert å ville gi en positiv miljøkonsekvens sett i forhold til ressursbruk for utvinning av nytt stål.

Demolering av plattformdekket på land vil kunne medføre ulemper for lokalsamfunnet i form av støy, støv og visuelle inntrykk. Demolerings- og gjenvinningsanlegg er stort sett beliggende innenfor etablerte industriområder. Som beskrevet ovenfor er verdien/sårbarheten for området der demolering vil finne sted derav vurdert som liten til middels, med en viss usikkerhet avhengig av valg av mottaksanlegg. Totalt sett er de estetiske virkningene vurdert å kunne medføre en liten til moderat negativ konsekvens, avhengig av valg av godkjent mottaksanlegg for demolering og gjenvinning og lokale forhold rundt dette anlegget.

Verdien av Statfjord-området er vurdert å være av høy verdi for fiskeri og av medium verdi for skipstrafikk. Foruten operasjonelle og forbigående ulemper som kan oppstå i forbindelse med forberedelse og transport av SFA plattformdekk til land, er det ikke ventet noen øvrige negative konsekvenser for skipstrafikk og fiskeri i forbindelse med fjerning av plattformdekket.

#### **Klargjøring av SFA betongunderstell før fjerning av plattformdekk**

SFA understell vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Foreliggende konsekvensutredning omhandler derav kun beskrivelse av planlagte aktiviteter i forbindelse med klargjøring av betongunderstellet. Sikkerhetssonen rundt SFA betongunderstell vil bli opprettholdt inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet.

Utstyrsskafte vil klargjøres ved å drenere ut olje fra pumper og hydrauliske ventiler, fjerne utstyr som inneholder potensielt miljøfarlig materiale, vannfylle skafte og skimme av olje og eventuelle andre forurensninger. Etter disse aktivitetene er gjennomført og SFA plattformdekk er fjernet vil det installeres betongdeksler og monteres navigasjonslys på det ene betongdekslet.

De to boreskaftene består av brønnstrømsrør og stigerør og er fylt med sjøvann. Det vil ikke utføres klargjøringsaktiviteter i skaftene utover å trekke ut strømsrør i forbindelse med plugging av brønner. Lederør med foringsrør og stigerør vil bli stående igjen.

Under normal drift lastes olje ut av lagercellene ved bruk av sjøvann. Ballastvann pumpes direkte ut til sjø. Olje-i-vann-nivået ligger under krav gitt i driftstillatelse, og det gjøres jevnlig målinger av dette. Lagercellene for ferdig prosessert olje vil ved nedstegning av SFA-plattformen gjennomspyles med sjøvann fra celle til celle, og olje som i denne prosessen forekommer på toppen av vannsøylen vil fjernes ved bruk av nitrogen. Blanding av vann/olje fra siste cellegruppe vil gå til fartøy og sendes til land for behandling på godkjent anlegg. Sediment i bunn av cellene vil i liten grad følge med under gjennomspyling.

#### Oppsummering av miljømessige- og samfunnsmessige konsekvenser, betongunderstell

Klargjøring av utstyrsskafte, de to boreskaftene og lagercellene i SFA betongunderstell vil ikke medføre endringer mot det ytre miljø i forhold til dagens situasjon utover at betongunderstellet blir vannfylt og det monteres betongdeksler på toppen av de tre skaftene etter at SFA plattformdekk er fjernet. Potensielt miljøfarlig materiale i utstyrsskafte vil bli fjernet. I perioden fram til Statfjord-feltet stenges ned er det ikke forventet vesentlig degradering av betongstrukturen, og derav er det ikke forventet lekkasje til sjø fra betongunderstellet i denne perioden. Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser ved klargjøringen anses som marginale sett i forhold til dagens situasjon.

### **Klargjøring av SFA rørledninger og fjerning av lastebøyen OLS-A før fjerning av plattformdekk**

Foreliggende konsekvensutredning omhandler aktiviteter i forbindelse med nedstengning og klargjøring av følgende rørledninger:

- Del av 36" oljerørledning mellom SFA og SFC
- Del av 36" oljerørledning mellom SFA og OLS-B
- Del av 20" gassrørledning fra SFC til SFA, tilkoblet SFB, Statpipe og Tampen Link
- 36" eksportørledning for olje fra SFA til lastebøyen OLS-A

Lastebøyen OLS-A (slange og bøye) vil bli fjernet og disponert, mens fundamentet til lastebøyen vil bli liggende igjen på feltet. Rørledningene vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Foreliggende konsekvensutredning omhandler derav kun beskrivelse av planlagte aktiviteter i forbindelse med klargjøring av rørledningene og fjerning av lastebøyen OLS-A (slange og bøye). Sikkerhetssonen rundt rørledninger og lastebøye vil bli opprettholdt inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet.

Alle rørledninger tilknyttet SFA-plattformen vil tømmes for hydrokarboner og rengjøres ved bruk av rørskraper som en del av nedstengningen. Det er ikke planlagt for direkte utslipp til sjø fra rørledningene som følge av disse aktivitetene. Utslipp til sjø fra plattform etter rengjøringsoperasjonene er underlagt egen søknad for virksomhet til Miljødirektoratet.

#### Oppsummering av miljømessige- og samfunnsmessige konsekvenser, rørledninger og lastebøye

Etter rengjøring vil olje- og gassrørledningene kuttes og bli liggende på feltet. Det er ikke forventet stor grad av lekkasje fra rørledningene i perioden fram til Statfjord-feltet stenges ned. Lasteslangen og bøyen til OLS-A vil bli fjernet, mens fundamentet vil bli liggende igjen. I perioden fram til Statfjord-feltet stenges ned er det ikke forventet vesentlig degradering av rørledninger og fundament til lastebøyen, og derav er det kun forventet marginal lekkasje til sjø fra åpne rørledningsender i denne perioden. Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser ved klargjøring anses som marginale sett i forhold til dagens situasjon.

#### **SFA borekaksansamlinger**

Det ble i 2010 gjennomført en forundersøkelse for å beregne volum og omtrentlig utbredelse av SFA borekaksansamlinger. Videre ble det i 2011 gjennomført visuelle undersøkelser og tatt prøver for analyse av komponenter. Borekaksansamlingene har til sammen et volum på om lag 30.000 m<sup>3</sup> med en samlet overflate på om lag 13.000 m<sup>2</sup>. Borekaksansamlingene vil ikke bli berørt av aktiviteter ved fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt og baseres på OSPAR-anbefaling 2005/6 og status på forurensningssituasjonen på Statfjord-feltet samt bruk av beste tilgjengelige teknikker.

#### Oppsummering av miljømessige- og samfunnsmessige konsekvenser, borekaksansamlinger

I perioden fram til Statfjord-feltet stenges ned er det ikke forventet vesentlige endringer tilknyttet SFA borekaksansamlinger. Borekaksansamlingene vil bli liggende uberørt i perioden fram til Statfjord-feltet stenges ned, og derav er det eventuelt kun forventet marginal lekkasje til sjø i denne perioden på lik linje som dagens situasjon. Oljekomponenter som lekker ut vil bli hurtig nedbrutt i vannsøylen og derav ikke medføre vesentlige negative konsekvenser for vannlevende organismer. Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser i en slik situasjon i denne perioden anses som marginale.

# 1 Innledning

Statfjord A-plattformen (SFA-plattformen) er én av tre produksjonsplattformer på Statfjord-feltet og har produsert olje siden 1979. I de senere år har plattformen i større grad produsert gass. SFA-plattformen har gjennom tidene vært en av plattformene med høyest produksjon på norsk kontinentalsokkel. Produksjonen fra feltet har gradvis avtatt de senere årene, og videre produksjon på Statfjord-feltet vil foregå fra Statfjord B- og Statfjord C-plattformene (SFB- og SFC-plattformene). I tillegg til å prosessere olje og gass fra Statfjord-formasjonene prosesserte SFA-plattformen i en periode også olje og gass fra Snorre A-plattformen. Denne aktiviteten opphørte i 2019.

I henhold til petroleumsloven skal det legges frem en avslutningsplan for Olje- og energidepartementet tidligst fem år og senest to år før bruken av en innretning endelig opphører. Avslutningsplanen består av to deler; én konsekvensutredning og én disponeringsdel.

Ved utarbeidelse av foreliggende konsekvensutredning er det antatt at produksjonen på SFA-plattformen vil nedstenges senest i 2027. Avslutningsplanen – inkludert disponeringsdel og konsekvensutredning samt oppsummering av høringsuttalelser til konsekvensutredningen - planlegges oversendt myndighetene første kvartal 2024.

## 1.1 Områdebeskrivelse

Statfjord-feltet er et olje- og gassfelt lokalisert på begge sider av grensen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel nord i Nordsjøen. Feltet ligger 220 km nordvest for Bergen, midt mellom Norge og Shetland, jamfør Figur 1-1 nedenfor. Feltet ligger i Tampen-området på et havdyp på om lag 150 meter og er et av de eldste og største oljefeltene i Nordsjøen. Gjennomføringen av Statfjord Senfase-prosjektet i 2007 innebar at installasjonene ble tilrettelagt for lavtrykks gassproduksjon slik at gassen som ligger i reservoaret kunne produseres lønnsomt.

Statfjord-området består av feltene Statfjord hovedfelt (Statfjord Unit), Statfjord Øst, Statfjord Nord, Sygna og Statfjord Nordflanken. Statfjord hovedfelt omfatter plattformene Statfjord A, B og C. De øvrige feltene er havbunnsutbygginger knyttet opp mot Statfjord C plattformen. I tillegg produseres Barnacle, et britisk oljefelt, direkte fra en brønn på Statfjord B. Equinor Energy AS er operatør for alle feltene.

Figur 1-1 Lokalisering av Statfjord-feltet med rørledninger til Kårstø og St. Fergus






For nærmere beskrivelse av Statfjord-feltet og innretningene på Statfjord A-plattformen henvises det til kapittel 2 'Beskrivelse av avslutningsaktiviteter og disponeringsløsninger'.

## 1.2 Rettighetshavere Statfjord-feltet

Statfjord-feltet omfatter tre produksjonslisenser, hvorav den norske delen ligger i utvinningstillatelse PL037 som omfatter blokkene 33/9 og 33/12. De to andre produksjonslisensene, P104 og P293, ligger på britisk side som omfatter blokk 211/25. Eier av PL037 er Statfjord Unit.

Feltet forvaltes i et samarbeid mellom Norge og Storbritannia i henhold til 'Statfjord-traktaten' som regulerer forhold knyttet til utnyttelse og transport av petroleum, dokumentasjonskrav og myndighetsgodkjenning av planer, samt avtaler mellom begge lands myndigheter. Den norske andelen av feltet er 85,47% mens 14,53% av de opprinnelige reservene ligger på britisk side. Rettighetshaverne i eierskapet Statfjord Unit er gitt i Tabell 1-1 nedenfor.

Tabell 1-1 Rettighetshavere i Statfjord Unit		
Equinor Energy AS <sup>(*)</sup>	Vår Energi ASA	Equinor UK Ltd
		
64,10152%	21,36717%	14,53131%

## 1.3 Formål med konsekvensutredningen

Produksjonen på SFA-plattformen er avtagende. Dagens prognoser viser at det er mulig å opprettholde en lønnsom produksjon fram til 2027. Statfjord-feltet vil deretter produseres videre fra SFB- og SFC-plattformene. Rettighetshaverne for Statfjord planlegger derfor å stenge ned produksjonen på SFA-plattformen senest i 2027.

I henhold til petroleumsløven skal det utarbeides en avslutningsplan tidligst fem og senest to år før utvinningstillatelsen utløper eller bruken av en innretning forventes å opphøre. Avslutningsplanen skal bestå av én konsekvensutredning og én disponeringsdel. Konsekvensutredningens formål er å:

- sikre at forhold knyttet til miljø, naturressurser og samfunn blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold
- belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen, samt å sikre offentligheten informasjon om prosjektet
- tilrettelegge for en åpen og medvirkende prosess, herunder å gi ulike aktører anledning til å uttrykke sin mening, samt å påvirke utformingen av prosjektet

## 1.4 Lovverk, internasjonale avtaler og myndighetsprosess

Petroleumsløvens kapittel 5 omtaler avslutning av petroleumsvirksomhet. Rettighetshaverne skal legge fram avslutningsplan for Olje- og energidepartementet før en tillatelse etter §3-3 eller §4-3 utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning opphører. Planen skal omfatte forslag til nedstengning av produksjon og disponering av innretninger. Disponeringsdelen av avslutningsplanen skal inneholde en beskrivelse av feltets historie, innretningen, forekomst og produksjon samt en beskrivelse av hvorvidt det er mulig å fortsette



produksjonen, aktuelle disponeringsløsninger samt anbefalt løsning. Konsekvensutredningen skal inneholde en beskrivelse av virkninger for vurderte disponeringsløsninger innenfor miljø og samfunn.

Disponering av utrangerte offshore installasjoner reguleres av internasjonale avtaler og konvensjoner. De viktigste er OSPAR-konvensjonen med beslutning 98/3, som regulerer disponering av utrangerte offshore installasjoner, og International Maritime Organization's (IMO) retningslinjer fra 1989 (IMO, 1989), med krav til overseiling ved eventuell etterlatelse.

OSPAR-beslutning 98/3 krever generelt at alle utrangerte innretninger skal fjernes i sin helhet. Beslutningen åpner imidlertid for etterlatelse av blant annet gravitasjonsbaserte betonginstallasjoner. En eventuell etterlatelse krever konsultasjon med OSPAR-landene før et lands myndigheter kan fatte vedtak om disponering og fastsette en frist for gjennomføring av vedtaket. Retningslinjene fra IMO krever fri overseiling på minimum 55 meter samt merking av etterlatte understell som stikker opp av havoverflaten. Norge har forpliktet seg til å følge disse bestemmelsene.

Ressursene på Statfjord-feltet er delt mellom Storbritannia og Norge. Selve innretningene er plassert på norsk side, og virksomheten er underlagt norsk lov og regelverk. I samråd med Olje- og energidepartementet vil prosessen med avslutningsplan gjennomføres i henhold til norsk regelverk, og departementet vil ivareta informasjonsflyten mot britiske myndigheter i henhold til samarbeidsavtalen av 2005 mellom Norge og Storbritannia om felles utnyttelse av petroleumsressursene.

## 1.5 Myndighetsprosess avslutningsplan

Kravet om avslutningsplan er nedfelt i petroleumsloven §5-1. Loven og tilhørende forskrifter pålegger rettighetshaverne å redegjøre for virkninger som nedstengning og disponering kan ha for miljø, naturressurser og samfunn. Videre skal det redegjøres for eventuelle tiltak for å fremme positive virkninger, utslippsreducerende tiltak og avbøtende tiltak som en del av arbeidet.

Forslag til program for konsekvensutredning for SFA-plattformen ble av rettighetshaverne første gang lagt fram for offentlig høring i mars 2011. Olje- og energidepartementet fastsatte 9. januar 2012 programmet på bakgrunn av det fremlagte forslaget samt innkomne høringsuttalelser fra ulike aktører. I etterkant av at utredningsprogrammet ble fastsatt ble prosjektet satt på vent på grunn av levetidsforlengelse og videre arbeid for konsekvensutredningsprosessen og avslutningsplanen ble avsluttet.

I 2017 restartet Statoil (nå Equinor) avslutningsprosjektet, da med utgangspunkt i nedstengning av produksjonen på SFA-plattformen i 2022. Da alternative disponeringsløsninger var de samme som tidligere søkte Statoil (nå Equinor) sommeren 2017 om at det tidligere fastsatte programmet for konsekvensutredningen fremdeles kunne anses gjeldende for utarbeidelse av konsekvensutredningen. Olje- og energidepartementet bekreftet tilbake i 2017 at det fastsatte programmet fra 2012 kunne legges til grunn for å utarbeide ny konsekvensutredning. Konsekvensutredningen ble sendt på høring i august 2018. Imidlertid ble prosjektet nok en gang satt på vent, basert på rettighetshavernes beslutning om forlenget levetid for SFA til 2027.

Arbeidet med nedstengning av produksjonen på SFA-plattformen startet opp igjen i 2022. Alternative disponeringsløsninger for SFA plattformdekk (fjernes i sin helhet i tråd med OSPAR-beslutning 98/3) samt rammevilkår for nedstengningen er ikke endret i forhold til det som er fremlagt i 2012 og 2017, og operatøren anmodet i brev datert 27. mars 2023 om at det tidligere fastsatte programmet for konsekvensutredningen fremdeles kan anses gyldig /27/. Olje- og energidepartementet bekreftet i brev datert 21. juni 2023 /28/ at fastsatt program datert 9. januar 2012 legges til grunn for foreliggende konsekvensutredning på bakgrunn av at omfanget av prosjektet er betydelig redusert sammenliknet med tidligere. Departementet forutsetter at

konsekvensutredningen, der det er relevant, tar hensyn til de innkomne høringsuttalelsene til det fastsatte programmet. Oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt Statoils (nå Equinor) kommentarer til disse i forbindelse med tidligere høring av forslag til program for konsekvensutredning er gjengitt i Vedlegg 1.

I henhold til OSPAR-beslutning 98/3 skal plattformdekket til SFA fjernes i sin helhet. På denne bakgrunn er det ikke vurdert alternative disponeringsløsninger, men kun vurdert fullstendig fjerning med videre demolering og gjenvinning på land med tanke på virkninger for miljø og samfunn. Alternative disponeringsmetoder er kort omtalt.

Operatøren vil på vegne av rettighetshaverne sende konsekvensutredningen på offentlig høring. Kommentarer og innspill vil vurderes av rettighetshaverne og utgjøre en del av myndighetenes behandling av avslutningsplanen.

## 1.6 Tidsplan myndighetsgodkjenning og gjennomføring

Foreløpig tidsplan, fra høring av forslaget til program for konsekvensutredning fram til endelig vedtak for avslutningsplan for SFA plattformdekk, er vist i Tabell 1-2 nedenfor. Tidsplanen styres av formelt lovkrav som tilsier at en avslutningsplan skal legges fram tidligst fem og senest to år før endelig bruk av en innretning opphører. Foreløpig tidsplan for avslutnings- og fjerningsaktiviteter samt endelig disponering er vist i Tabell 1-3 nedenfor. Nedstengning av produksjonen på SFA-plattformen er per i dag planlagt til senest i 2027.

Tabell 1-2 Foreløpig tidsplan for KU-prosess og myndighetsbehandling for avslutningsplan for SFA plattformdekk

Aktivitet	Tidsperiode
Fastsettelse 'Forslag til program for konsekvensutredning'	9. januar 2012
Ny fastsettelse 'Forslag til program for konsekvensutredning', SFA CoP 2022	2. mai 2017
Anmodning av gyldighet, fastsatt 'Forslag til program for konsekvensutredning', SFA CoP 2027	27. mars 2023
Ny fastsettelse 'Forslag til program for konsekvensutredning', SFA CoP 2027	21. juni 2023
Utsendelse konsekvensutredning	September 2023
Offentlig høring av konsekvensutredning, 12 uker	Til desember 2023
Behandling av høringsuttalelser til konsekvensutredning	Desember 2023
Oversendelse av avslutningsplan	Q1 2024
Myndighetsbehandling og disponeringsvedtak for SFA plattformdekk	Q3 til Q4 2024

Tabell 1-3 Foreløpig tidsplan for avslutning, fjerning og disponering av SFA plattformdekk

Aktivitet	Tidsperiode
Plugging og nedstengning av brønner	2024 til 2027
Avslutnings- og fjerningsaktiviteter samt transport til land, SFA plattformdekk	2026 til 2029
Disponering ferdigstilt ihht. avslutningsplanens vedtak	Fra 2030 Forventet ferdigstilt innen 2 år etter at plattformdekket er tatt til land

## 1.7 Nødvendige søknader og tillatelser

I Tabell 1-4 nedenfor beskrives kort søknader og tillatelser som det vil bli nødvendig å innhente fra norske myndigheter i forbindelse med nedstengning av SFA-plattformen. Disponering av SFA plattformdekk kan komme til å kreve også andre søknader, derav er ikke listen fullstendig.

Tabell 1-4 Nødvendige søknader og tillatelser i forbindelse med nedstengning av Statfjord A-plattformen

Søknad/Tillatelse	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Avslutningsplan, inkludert konsekvensutredning	Petroleumsloven §5-1	Olje- og energidepartementet Arbeids- og sosialdepartementet
Søknad om tillatelse etter forurensningsloven til aktiviteter ved disponering av Statfjord A integrert plattformdekk samt klargjøring av betongunderstell og rørledninger for eventuell etterlatelse.	Forurensningsloven, jfr. Forurensningsforskriften §22	Miljødirektoratet
Søknad om tillatelse etter forurensningsloven til aktiviteter ved permanent plugging av brønner	Forurensningsloven §11	Miljødirektoratet
Søknad om samtykke til permanent plugging og etterlatelse av brønner	Styringsforskriften §25	Petroleumstilsynet
Søknad om samtykke til disponering av Statfjord A plattformdekk.	Styringsforskriften §25, bokstav d og e	Petroleumstilsynet
Eventuell søknad om mudring og /eller etablering av steinfylling i forbindelse med disponeringsarbeidet	Forurensningsforskriften §22-6	Miljødirektoratet
Eventuell søknad om grensekryssende transport av avfall og NORM	Avfallsforskriften §13-1 og §16	Miljødirektoratet Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet
Eventuell søknad om tillatelse til å benytte farled til slep	Havne- og farvannsloven §13	Kystverket

## 1.8 Sikkerhet og bærekraft

Operatørens strategi – sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp – er lagt til grunn for planlegging av nedstegning av SFA-plattformen. Avslutningsprosjektet skal sikre en høy standard for sikkerhet og bærekraft under både planlegging og gjennomføring av aktiviteter. Prosjektet skal sikre gjennomføring med høy standard ved aktivt engasjement i organisasjonen og ved oppfølging av leverandører.

Operatørens mål er å styre risiko og virkninger for miljøet fra aktiviteter gjennom identifisering, vurdering og oppfølging i planleggingsfase, kartlegging og overvåking, bygging av kunnskap og gjennomføring av tiltak. Overordnet mål er å minimere, redusere og unngå negative virkninger.

Følgende er lagt til grunn for å nå prosjektets mål om å redusere miljø- og sikkerhetsrisikoen til et så lavt som praktisk mulig nivå (As Low As Reasonably Practicable (ALARP)) samt sikre implementering av beste tilgjengelige teknikker (Best Available Technique (BAT)):

- Tidlig identifisere og følge opp risiker i alle aktiviteter
- Sikre etterlevelse av lover, regler og krav
- Sikre tilstrekkelig SSU-kompetanse i prosjektet
- Sette krav til at utførende personell har den nødvendige kompetanse
- Følge opp leverandører, basert på risikobasert tilnærming
- Aktivt søke erfaringsoverføring fra andre prosjekter
- Aktivt følge opp aktiviteter og planer
- Sikre god planlegging av fjerningsaktiviteter
- Fokusere på endringer, identifisere og følge opp risiko som følge av endringer
- Sikre høyest mulig grad av gjenbruk, resirkulering og gjenvinning av materialer og utstyr i tråd med avfallshierarkiet og prinsipper for sirkulær økonomi
- Sikre at avfall behandles i henhold til avfallshierarkiet
- Klargjøre betongunderstell og rørledninger etter prinsippet om at disponering skal ha så liten miljømessig konsekvens som praktisk mulig

Det vil bli utarbeidet et sikkerhets- og bærekraftprogram for prosjektet som beskriver mål, prinsipper og strategier. Leverandøren(e) som skal utføre selve fjerningen og disponering på land skal utarbeide egne HMS-program i samsvar med operatørens føringer. En aktivitets- og monitoreringsplan skal utarbeides for oppfølging av leverandører, for å sikre at prosjektets mål blir nådd.

Offshore Norge's veileder «147 - Recommended guidelines for Best Available Technique (BAT) assessments» /30/ gir prinsipper for BAT-vurderinger som del av disponering- og avslutningsaktiviteter og legges til grunn for de BAT-vurderinger som gjennomføres. Konsekvensutredninger for avslutningsprosjekt utarbeides i en tidlig fase hvor disponeringsløsningene i stor grad bestemmes av gjeldende regelverk og hvor løsningene diskuteres på et strategisk nivå.

## 2 Beskrivelse av avslutningsaktiviteter og disponeringsløsninger

I henhold til petroleumsløven skal en avslutningsplan omfatte forslag til eventuell fortsatt produksjon eller nedstengning av produksjonen og disponering av innretningene på et felt. Løven gir føringer for hvilke disponeringsløsninger som skal vurderes i forbindelse med nedstengning av produksjonen; videre bruk i petroleumsvirksomheten, annen bruk, full og delvis fjerning eller etterlatelse.

Disponeringsdelen av avslutningsplanen vil ivareta kravet til vurderinger og dokumentasjon vedrørende mulighetene for fortsatt produksjon og beslutning om nedstengning. I foreliggende konsekvensutredning gis en kortfattet oppsummering av de vurderingene som er gjennomført omkring videre bruk innen petroleumsvirksomheten samt annen bruk.

Hovedfokus i foreliggende konsekvensutredning ligger på planlagte avslutningsaktiviteter og anbefalte disponeringsløsninger, samt tilhørende konsekvenser for miljø og samfunn. Følgende er inkludert i konsekvensutredningen:

- Nedstengning, fjerning ved bruk av enkeltløft og disponering av SFA plattformdekk
- Fjerning og disponering av lastebøyen OLS-A (slange og bøye)
- Klargjøring av betongunderstell før fjerning av SFA plattformdekk
- Klargjøring av rørledninger før fjerning av SFA plattformdekk

Med referanse til avslutningsplan for Statfjord-feltet i sin helhet, er følgende ikke inkludert i foreliggende konsekvensutredning:

- Disponering av SFA betongunderstell
- Disponering av SFA rørledninger og fundamentet til lastebøyen OLS-A
- Disponering av SFA borekaksansamlinger

Aktiviteter tilknyttet permanent plugging av brønnene på SFA-plattformen er kort beskrevet. Disse aktivitetene vil være underlagt egen søknad for virksomhet til Miljødirektoratet og ses i sammenheng med eksisterende driftstillatelse og godkjente miljørisiko- og beredskapsplaner for Statfjord-feltet.

Betongunderstellet til Statfjord A-plattformen og tilknyttede rørledninger som tas ut av drift vil bli værende på feltet og behandlet i avslutningsplan for nedstengning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Borekaksansamlinger beliggende inntil betongunderstellet vil også bli behandlet og sett i sammenheng med miljøtilstanden på Statfjord-feltet i forbindelse med nedstengningen av feltet i sin helhet.

### 2.1 Kort beskrivelse av Statfjord-feltet

Statfjord-feltet er lokalisert på grenselinjen mellom norsk og britisk kontinentalsokkel. Det ble gjort funn på feltet våren 1974, og funnet ble erklært drivverdig samme år. Statfjord-feltet utgjør et av de største oljefunnene i Nordsjøen historisk sett. I de senere årene har Statfjord-feltet primært produsert gass. Basert på data fra revidert nasjonalbudsjett (RNB-data) for 2022 er utvinningen på Statfjord-feltet antatt å vare til 2038 for Statfjord B- og C-plattformen, mens Statfjord A-plattformen planlegges nedstengt senest i 2027.



## 2.1.1 Innretninger på Statfjord-feltet

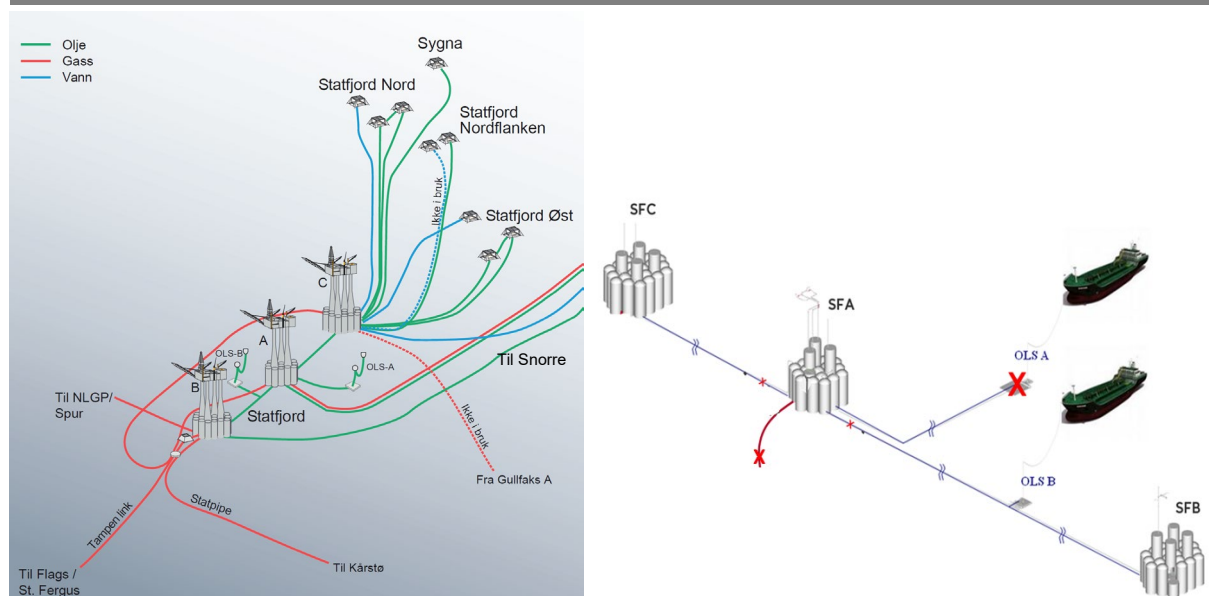
Statfjord-feltet er bygget ut med tre bunnfaste produksjonsplattformer som alle i dag produserer både olje og gass. Plattformene er benevnet som følger:

- Statfjord A (SFA)
- Statfjord B (SFB)
- Statfjord C (SFC)

SFA-plattformen ble installert på feltet i mai 1977. Produksjonen på plattformen ble igangsatt 24. november 1979. SFA-plattformen ble designet for en teknisk levetid på 30 år. Ved levetidsforlengelser har denne senere blitt forlenget til 50 år. SFB- og SFC-plattformene ble satt i drift henholdsvis i november 1982 og juni 1985.

SFA-plattformen er sentralt plassert på feltet, mens SFB- og SFC-plattformene er lokalisert henholdsvis i den sørlige og den nordlige delen, jmfør Figur 2-1 nedenfor. I tillegg er undervannsfeltene Statfjord Øst, Statfjord Nord, Sygna og Statfjord Nordflanken (nedstengt per i dag) knyttet opp mot SFC-plattformen. Videre blir prosessert olje fra Snorre B-plattformen eksportert via SFB-plattformen.

Figur 2-1 Oversikt over innretninger og rørledninger for Statfjord- og Snorre-området (\*)



(\*) Figuren til høyre viser kuttpunkter for rørledninger og lastebøyen OLS-A (slange og bøye) som fjernes

De tre plattformene er alle integrerte produksjonsplattformer bestående av anlegg for boring og prosessering samt boligkvarter. Alle plattformene har kapasitet for lagring av prosessert olje i lagerceller i betongunderstellene. Statfjord-oljen blir bøyelastet over til tankskip på feltet og transportert til raffineri på land. Den norske andelen av gassen ble tidligere sendt via Statpipe-rørledning for gaseksport til prosesseringsanlegget på Kårstø før den ble eksportert videre til kontinentet. Som del av Statfjord Senfase ble det i 2005 besluttet at norsk andel av gassen skulle eksporteres til Storbritannia gjennom Tampen link som knytter Statfjords gaseksport til rørledningssystemet FLAGS (Far North Liquids and Associated Gas System) og St. Fergus-anlegget i Skottland. Siden oppstarten av Statfjord Senfase har all norsk gass fra Statfjord-feltet blitt eksportert via Tampen link og FLAGS til St Fergus. Den britiske andelen av gassen blir eksportert via Spur, NLGP (Northern Leg Gas Pipeline) og FLAGS til St. Fergus.

Statfjord Senfase-prosjektet baserte seg på en endring i produksjonsstrategien der en gikk fra trykkvedlikehold ved injeksjon til trykkavlastning i reservoaret. Fra tidligere primært å produsere olje med assosiert gass, ble det tilrettelagt for produksjon av fri gass parallelt med fortsatt oljeproduksjon.

Utstyrsskaffet og de to boreskaffene i SFA betongunderstell vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Borekaksansamlingene beliggende inntil betongunderstellet vil ikke bli berørt av aktiviteter ved fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.

Det henvises til kapittel 2.2, 2.3, og 2.4 for nærmere beskrivelse av henholdsvis SFA-plattformen, nedstengning, fjerning og disponering av SFA plattformdekk og klargjøring av SFA betongunderstell. SFA borekaksansamlinger er kort beskrevet i kapittel 2.2.5.

### 2.1.2 Rørledninger tilknyttet Statfjord-plattformene

Statfjord-feltet har følgende rørledningssystemer for eksport av olje og gass og feltinterne rørledninger som knytter de tre produksjonsplattformene SFA, SFB og SFC sammen:

- 36" oljerørledning mellom SFA og SFB via OLS-B
- 36" oljerørledning mellom SFA og SFC
- 20" gassrørledning mellom SFA og SFC, tilkoblet SFB, Statpipe og Tampen Link
- 36" eksportørledning for olje fra SFA til lastebøyen OLS-A
- 12" eksportørledning for gass fra SFB til NLGP på britisk side av grenselinjen
- 16" importørledning for olje fra Snorre B til SFB
- 20" olje- og 10" gassrørledning til SFA fra Snorre A (\*)

(\*) Rørledningene er nedstengt, rengjort og frakoblet ved Snorre A i forbindelse med at prosesseringsavtalen mellom Statfjord A og Snorre A er terminert

Beliggenheten av de ulike rørledningene og annen infrastruktur på Statfjord- og Snorre-feltet er vist i Figur 2-1 ovenfor sammen med kuttpunkter for oljerørledninger og gassrørledninger samt lastebøyen OLS-A (slange og bøye) som vil bli fjernet. Foreliggende konsekvensutredning omhandler aktiviteter i forbindelse med nedstengning og klargjøring av følgende rørledninger:

- Del av 36" oljerørledning mellom SFA og SFC
- Del av 36" oljerørledning SFA og OLS-B
- Del av 20" gassrørledning fra SFC til SFA, tilkoblet SFB, Statpipe og Tampen Link
- 36" eksportørledning for olje fra SFA til lastebøyen OLS-A

De øvrige rørledningene listet ovenfor er ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning.

Rørledningene vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.

Det henvises til kapittel 2.5.1, 2.5.2 og 2.5.3 for nærmere beskrivelse av klargjøring av henholdsvis oljerørledninger, gassrørledning og eksportørledning.

## 2.2 Beskrivelse av Statfjord A

SFA-plattformen er en produksjonsplattform bestående av et bunnfast betongunderstell (Gravity Based Structure (GBS)), med lagerceller for prosessert olje og et stort integrert plattformdekk. Plattformen står på 150 meters havdyp. GBS'en består av 19 sylindere koblet sammen til én konstruksjon, forankret med et skjørt som er presset ned i havbunnen av innretningens tyngde. Tre av sylindere er forlenget til betongskift som bærer plattformdekket. 16 av sylindere blir benyttet til lagring av ballastvann og prosessert olje. Plattformdekket består av en dekkstramme, integrerte dekkmoduler, moduler, boreanlegg, flammestår og boligkvarter, og har en tørrvekt på om lag 48.000 tonn. SFA's boligkvarter har en kapasitet på om lag 200 personer. Det er tre aktive rørledninger er tilknyttet plattformen, to oljerørledninger og én gassrørledning. Per i dag innehar SFA-plattformen 30 brønner som ikke er pluggede, ikke alle disse er i produksjon. Borekaksansamlinger etter boring av brønnene er beliggende inntil betongunderstellet.

I det følgende er gitt en nærmere beskrivelse av SFA-plattformen og de nedstengnings- og klargjøringsaktiviteter som foreløpig er planlagt.

### 2.2.1 Permanent plugging av brønner

Brønner som permanent tas ut av produksjon skal i henhold til gjeldende regelverk plugges for å sikre dem mot framtidige lekkasjer. Ved nedstengning av Statfjord A-plattformen vil det være behov for permanent plugging av totalt 40 brønner hvor det er benyttet både oljebasert og vannbasert brønnvæsker:

- 34 oljeproducenter
- 6 injektorer

Utforming av brønnplugging og program for plugging vil bli bestemt på et senere tidspunkt. En kort beskrivelse av foreløpige planer og vurdering av mulige teknikker for plugging av brønnene er gitt i det følgende.

De 40 brønnene har totalt 175 brønnbaner/sidesteg. Av 40 brønner er fem allerede permanent pluggede, mens ytterligere fem brønner er pluggede, men mangler overflateplugg (miljøplugg). Alle sidestegene er pluggede. Det vil bli gjennomført en vurdering av integriteten av disse barrierene. I inneværende prosjektfase vurderes ulike strategier for plugging. Detaljer rundt design, teknikk og aktivitetsprogram vil bli bestemt på et senere tidspunkt. Aktivitetene i forbindelse med plugging av brønner er underlagt egen søknad til Miljødirektoratet i henhold til forurensningsloven.

Et viktig miljøaspekt ved permanent plugging er håndtering av brønnvæsker som må sirkuleres ut av brønnene før selve pluggingen kan gjennomføres. Det er planlagt å injisere alle brønnvæsker på SFA-plattformen. Dersom injeksjon på SFA-plattformen ikke lar seg gjøre vil brønnvæskene sendes til SFB- eller SFC-plattformen for injeksjon. Dersom det skulle oppstå en situasjon hvor injeksjon av brønnvæsker ikke er mulig på Statfjord-feltet vil brønnvæskene bli sendt til godkjent mottaksanlegg på land for videre behandling.

Det er strenge sikringskrav til bruk av permanente pluggede med krav om nullutslipp etter at brønnene er pluggede og forlatt. Brønnene skal minimum ha to uavhengige brønnbarrierer som hindrer utstrømning av hydrokarboner fra reservoaret og andre formasjoner som inneholder hydrokarboner. I tillegg skal det plasseres en såkalt miljøplugg høyt opp i brønnen for å isolere de åpne ringrommene og hindre potensiell forurensning av borevæsker til det ytre miljø. Fjerning av brønnehoder, brønnstrømsrør og foringsrør skal gjennomføres av valgt leverandør etter at pluggkampanjen er ferdig.

Varighet av pluggoperasjonen for de resterende 35 brønnene som nå skal permanent plugges er foreløpig beregnet til om lag 904 døgn. Det er planlagt til å plugges så mange brønner som mulig før nedstengning av

produksjonen, slik at en har tilgjengelig gass til gassturbinene for kraftproduksjon. Sett i lys av optimalisering av produksjonen er ulike strategier for tidspunkt av gjennomføring av operasjonene under vurdering. Det er forventet at to eller tre produksjonsbrønner samt én injeksjonsbrønn vil bli plagget etter nedstengning av produksjonen. Etter nedstengning vil det være behov for å benytte diesel som drivstoff for kraftproduksjon. Dette vil medføre et noe høyere utslipp av CO<sub>2</sub> enn ved bruk av gass.

Permanent plugging av brønnene er vurdert å være innenfor aktivitetsnivå lagt til grunn for gjeldende miljørisiko- og beredskapsanalyse for Statfjord A.

Vurdering av flere nye teknologier og metoder for plugging er pågående for å kunne levere energieffektive operasjoner med lavere forbruk av materialer, lavere energiforbruk og lavere utslipp til luft.

Det er gjennomført en vurdering av BAT innenfor plaggeteknologier og teknologier for videre utvikling, testing og kvalifisering, jmf Tabell 2-1 nedenfor. Bruk av disse teknologiene vil bidra til mer energieffektive operasjoner grunnet lavere tidsbruk og medfølgende lavere utslipp til luft.

Tabell 2-1 Oppsummering av BAT-vurdering for plugging av brønner

Kriterier	Perf-vask-sementere	Kombinere operasjoner	Miljø plugg	Lett vekt trekke unit
Sikkerhet	Ingen millespon	Mindre arbeid i rød sone	Unngå bruk av stor BOP	Nytt konsept - må vurderes
Regelverk			Ny metode	Bygges iht. Norsok
Miljø	Færre rig dager	Mindre tripping		Midre energiforbruk
Kost	Mindre en seksjons milling	Bruk mindre tid		
Teknisk modenhet	Pågår testing & kvalifisering	Testing pågår	Testing planlagt 2023	Nytt konsept -utvikling pågår

## 2.2.2 Statfjord A plattformdekk

I det følgende er gitt en beskrivelse av plattformdekket på Statfjord A-plattformen. Figur 2-2 nedenfor viser SFA plattformdekk på Statfjord-feltet.

Figur 2-2 Statfjord A-plattformen, plattformdekket



En del av SFA plattformdekk ble fabrikkert ved Aker Stord verft. Plattformdekket ble koblet sammen med betongunderstellet utenfor Stord og fulgte med installasjonen under slepet til havs i 1977, jmfør Figur 2-3 nedenfor. Etter installasjon på feltet ble flere moduler og utstyr løftet om bord og integrert med dekkonstruksjonen. I løpet av levetiden har det blitt gjennomført en rekke modifikasjoner og ombygginger hvor ytterligere utstyr er blitt montert. Totalt sett utgjør SFA plattformdekk en kompleks og sammensatt konstruksjon av moduler og utstyr.

Figur 2-3 Statfjord A-plattformen med plattformdekk under uttailing i 1977



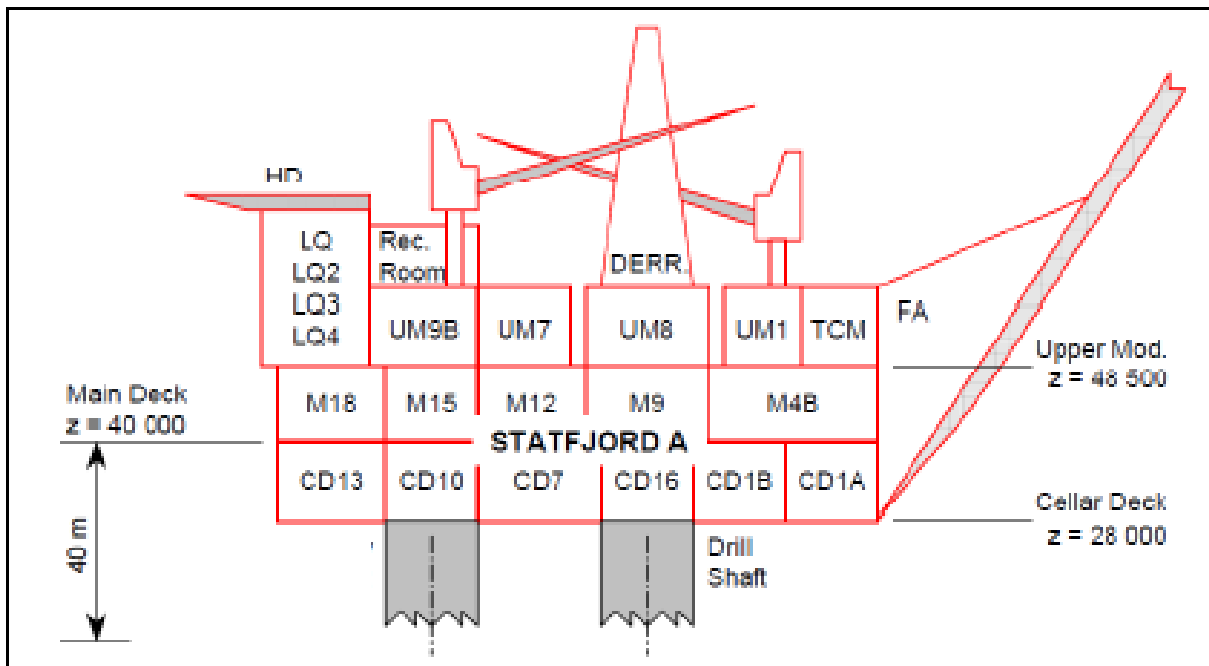
Plattformdekket har en estimert tørrvekt på om lag 48.000 tonn og er hovedsakelig delt inn i tre nivåer:

- Kjellerdekk (CD)
- Moduldekk (M)
- Øvre moduldekk (UM)

Boligkvarteret (L) på SFA er lokalisert i det sørvestre hjørnet av plattformen sammen med helikopterdekket (HD). En skisse av plattformdekket med hoveddekkene og enkelte moduler er angitt i Figur 2-4 nedenfor.

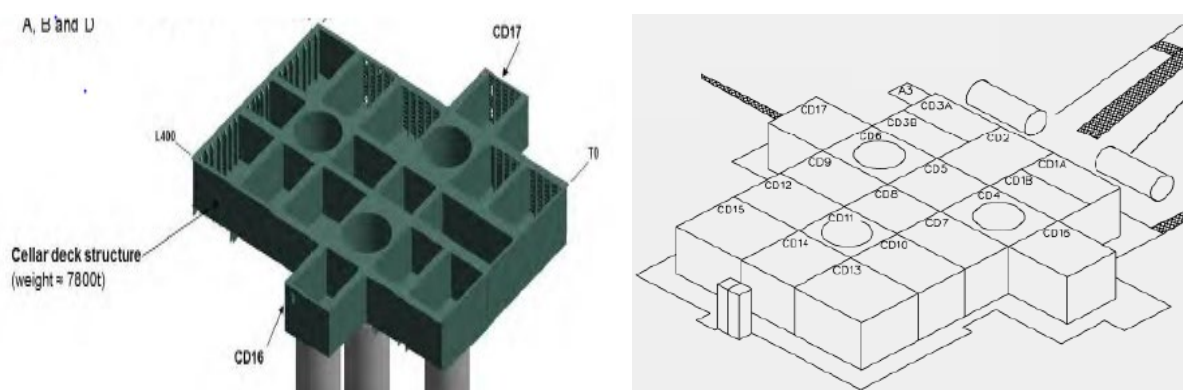


Figur 2-4 Oversikt over ulike moduler på SFA, z angir avstand fra havoverflaten



Kjellerdekket utgjør hovedstrukturen som bærer moduldekket og videre det øvre moduldekket, jmfør Figur 2-5 nedenfor. Dekket er bygget som en platekonstruksjon med en bunnplate og en åpen topp, og er delt inn i 19 rom som alle er et separat område av plattformen (kjellerdekksonråder). Enkelte deler i konstruksjonen inneholder tanker for oppbevaring av kjemikalier, diesel og vann. Den totale vekten av kjellerdekket inkludert rør og mekanisk utstyr er om lag 15.600 tonn. Vekt av stålkonstruksjonen er om lag 7.800 tonn.

Figur 2-5 Kjellerdekket (CD) på SFA-plattformen



Over kjellerdekket er det plassert 20 moduler hvorav ni utgjør et integrert moduldekk som er bygget sammen til én enhet. De resterende 11 modulene er bygget som frittstående moduler som er sammenkoblet etter installasjon på feltet.

Øvre moduldekk er bygget opp av 11 modulenheter som er plassert på toppen av de underliggende modulene på moduldekket. Boligkvarteret er satt sammen av tre moduler og har seks etasjer med et helikopterdekk på

taket. Heis og trapper er integrert i boligkvarteret for tilkomst til de ulike etasjer. Det er også utvendige trappeganger som brukes som rømningsvei til helikopterdekk eller livbåter.

### 2.2.3 Statfjord A betongunderstell

Betongunderstellet på Statfjord A er en bunnfast gravitasjonsplattform (GBS), jmfør Figur 2-6 nedenfor. Betongunderstellet ble bygget av Norwegian Contractors (NC) og ferdigstilt i Stavanger i september 1976. Betongunderstell og plattformdekk ble koblet sammen på Stord og slept ut til Statfjord-feltet i mai 1977.

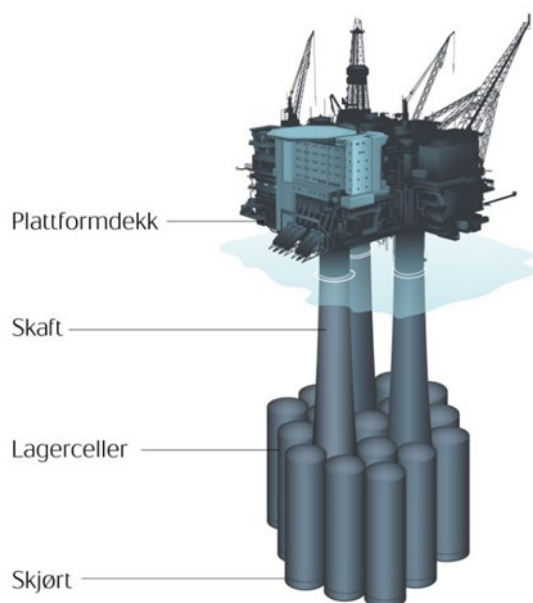
Understellet består av 19 sammenkoblede betongsylindre. Tre av betongsylindrene er forlenget og danner skaft som bærer plattformdekket. Fundamentet er forankret i havbunnen med et kombinert betong- og stålskjørt. Forankringsskjørtene går 3,7 meter ned i havbunnen.

16 av betongsylindrene blir brukt til mellomlagring av prosessert olje etter hvert som denne produseres. Med regulære intervaller blir oljen pumpet over i tankskip for eksport ut fra Statfjordfeltet. Lagercellene er til enhver tid væskefylt og inneholder ballastvann og olje. Ballastvannet blir gradvis drenert ut etter hvert som olje produseres og lagres. Når oljen pumpes over på tankskip, sluses nytt sjøvann inn i lagercellene.

To av de tre betongskaftene er vannfylte boreskaft som inneholder lederør for brønnstrømsrør. Det tredje skaftet, utstyrsskaftet, er tørt, og har installert utstyr for oljelassing, ballastvannsystemer, sjøvannspumper og brannvannspumper med mer. Utstyrsskaftet inneholder 12 ståldekk med utstyr på forskjellige elevasjoner, og boreskaftene ni dekk i hvert skaft for sidestøtte av lederør. Ståldekkene er festet til betongveggene med innstøpningsplater.

Betongunderstellet har en totalvekt på 304.000 tonn og består av 183.000 tonn betong tilsvarende et volum på 87.000 m<sup>3</sup>, 18.000 tonn stål (armeringsstål og forspenningskabler) og 103.000 tonn fast ballast i form av sand og ilmenitt. Lagercellene har en kapasitet på 206 000 m<sup>3</sup>. I bunn av boreskaftene er det akkumulert et 6 meter tykt lag med kaks fra den initiale fasen for utboring av lederørshull.

Figur 2-6 Statfjord A-plattformen, betongunderstell (GBS)



### 2.2.3.1 Utstyrsskaff

Oversikt over innholdet i utstyrsskaffet på SFA er gitt i Tabell 2-2 nedenfor. Vektene som er oppgitt er basert på data fra tidligere studierapporter /21, 25/. Det er ikke gjennomført endringer i skaffene i etterkant av disse rapportene som påvirker disse vektene.

Tabell 2-2 Oversikt over innhold i SFA utstyrsskaff	
Betegnelse	Vekt [Tonn]
Pumper	200
Elektrisk utstyr, inklusive kabler	50
Store rør (8 stykker)	1.200
Annet utstyr, inklusive små rør og brannbeskyttelse	1.400
Dekkskonstruksjoner, inklusive brannbeskyttelse	700
Andre konstruksjoner (sekundære konstruksjoner)	800
<b>Totalvekt</b>	<b>4.350</b>

### 2.2.3.2 Boreskaff

Oversikt over innholdet i de to boreskaffene på SFA-plattformen er gitt i Tabell 2-3 nedenfor. Vektene som er oppgitt er basert på data fra tidligere studierapport /25/. Det er ikke gjennomført endringer i skaffene i etterkant av denne rapporten som påvirker disse vektene. De to boreskaffene er fylt med vann.

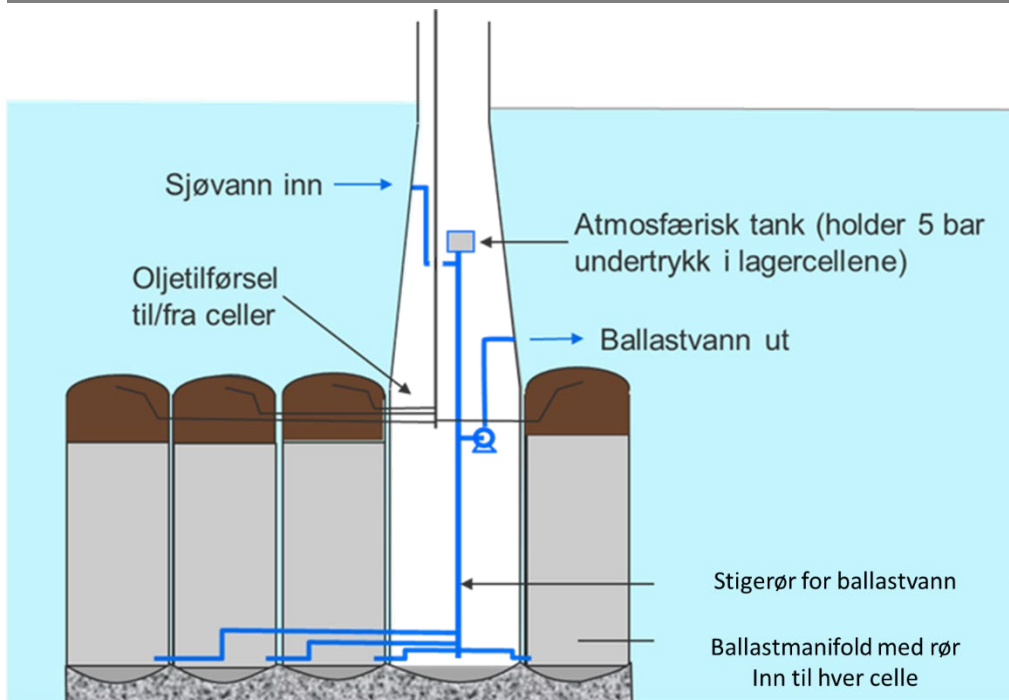
Tabell 2-3 Oversikt over innhold i SFA boreskaff	
Betegnelse	Vekt [Tonn]
42 lederør (30"+20") – stålvekt	7.200
42 lederør – ringrom inneholdende sementmørtel	800
4 stigerør	480
Dekkskonstruksjoner	365
Sinkanoder	110
<b>Totalvekt to boreskaff</b>	<b>8.955</b>

### 2.2.3.3 Lagerceller for olje

Det er totalt 16 lagerceller for ferdig prosessert olje i SFA betongunderstell, hver celle har en kapasitet på om lag 14.300 m<sup>3</sup>.

Figur 2-7 nedenfor viser hvordan lagercellene på SFA-plattformen benyttes i driftsfasen. Etter hvert som olje produseres og legger seg på toppen av ballastvann (sjøvann) pumpes vannet ut av cellene gjennom ballastvannsystemet og slippes direkte ut til sjø, jamfør Figur 2-7. Når olje eksporteres fra plattformen går det motsatt vei ved at sjøvann går inn i bunnen av lagercellene og olje pumpes ut i toppen og videre til båt via en lastebøye. Lagercellene er til enhver tid væskefylt. I drift er cellene maksimalt 95% fylt med olje, og om lag 10% olje er igjen når lasting til båt er avsluttet.

Figur 2-7 Ballastvannsystemet på SFA



(\*) Nedre del av lagercellene inneholder fast ballast (markert med mørkegrått i figuren). Over fast ballast (sand og ilmenitt) er det støpt betongdekk som utgjør bunn av lagercellene.

## 2.2.4 Statfjord A rørledninger

Rørledningene vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Det er derav ikke gjennomført BAT-vurderinger tilknyttet disponering av disse på dette tidspunktet. Det henvises til kapittel 2.5 for beskrivelse av klargjøring av rørledningene før SFA plattformdekk fjernes.

Tabell 2-4 nedenfor gir en oversikt over de rørledningene som er tilknyttet SFA-plattformen og som helt eller delvis vil bli berørt av nedstengningen av plattformen.

Tabell 2-4 Rørledninger tilknyttet SFA-plattformen som berøres av nedstengningen				
Rørledning	Funksjon	Dimensjon ["]	Lengde [Meter]	Beskrivelse
SFA-SFC	Feltintern oljerørledning	36	5.300	Oljeeksport fra SFC
SFA-OLS B	Feltintern oljerørledning	36	3.542	Oljeeksport fra SFA og SFC
SFA-OLS A	Oljeeksportørledning	36	2.166	Oljeeksport fra SFA og SFC
SFA-SFC	Feltintern gassrørledning	20	30.500	Gasseksport fra SFA og SFC via Tampen link eller Statpipe. Avstand fra SFA til Tampen link 8400 meter.

Det er ikke installert noen beskyttelse eller tildekking av rørledningene innenfor sikkerhetssonen.

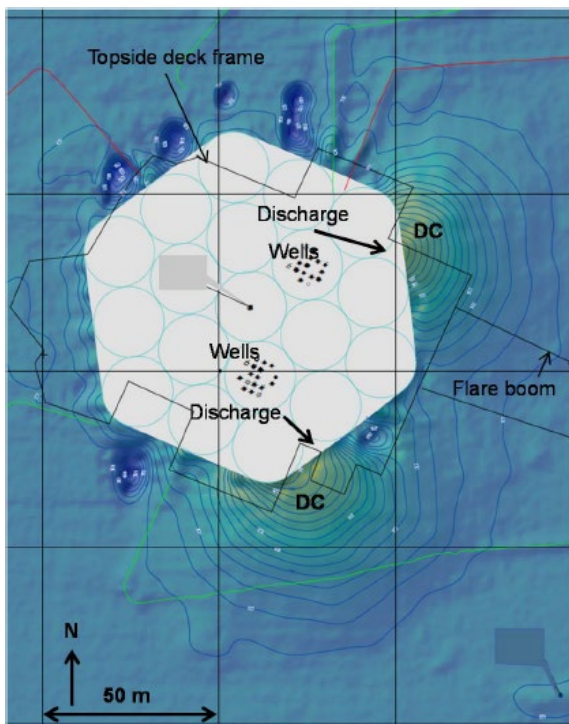
OLS-A lastesystem består av et bunnfundament tilknyttet oljerørledningen samt en fleksibel lasteslange som kobles til tankskip ved lastning. Sikkerhetssonen rundt OLS-A og oljeeksportørledningen fra SFA til OLS-A vil bli opprettholdt etter fjerning av SFA plattformdekk inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet.

## 2.2.5 Statfjord A borekaksansamlinger

Som en forberedelse til tidligere planer om nedstengning på SFA ble det utført en omfattende kartlegging av borekaksansamlinger på havbunnen inntil SFA betongunderstell. Som et første ledd av kartleggingen ble det utført en topografisk kartlegging av borekaksansamlingene i 2010, jmfør Figur 2-8 nedenfor. Videre ble det i 2011 til 2012 gjennomført en ROV-undersøkelse samt en omfattende prøvetaking av borekaksansamlingene. Hensikten med undersøkelsen var å få informasjon om biologisk tilstand på havbunnen, kjemisk sammensetning for borekaks samt undersøke om borekaks på SFA møter OSPAR-kriteriene for etterlatelse gitt i OSPAR-anbefaling 2006/5 /19, 33/. Den visuelle undersøkelsen ble gjennomført med ROV. Det ble totalt tatt 130 prøver, de fleste av disse med grabb og prøvetaker for korte kjerneprøver. I tillegg ble det tatt noen prøver med prøvetaker for lange kjerneprøver. Prøver fra ulike lag av ansamlingene ble deretter analysert for ulike miljøskadelige forbindelser, hvor totalt innhold av hydrokarboner (THC) benyttes som parameter ved vurdering i forhold til OSPAR-kriteriene. I tillegg ble det foretatt tester av utlekkingsrate og toksisitet.

Basert på data fra den topografiske havbunnsundersøkelsen i 2010 kom det fram at borekaksansamlingene på SFA utgjør to hauger, som delvis henger sammen, med høyder på om lag 15 meter. Borekaksaukene strekker seg om lag 50 meter og 75 meter ut fra plattformen, har et areal på 13.000 m<sup>2</sup> og utgjør totalt 30.000 m<sup>3</sup>.

Figur 2-8 Borekaksansamlinger ved SFA



### 2.2.5.1 Framtidig disponering av borekaksansamlinger

Anbefaling av disponeringsløsning for borekaksansamlingene beliggende inntil SFA betongunderstell vil behandles som del av totalvurderinger i avslutningsplan for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Borekaksansamlingene vil ligge upåvirket inntil betongunderstellet lik dagens situasjon. Alternative disponeringsløsninger for disse vil bli vurdert samlet for Statfjord-feltet og baseres på kartleggingsresultat vurdert opp mot OSPAR-anbefaling 2006/5, disponeringsløsning for SFA betongunderstell og forurensningssituasjonen på feltet for øvrig. Borekaksansamlingene er derav ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning.

## 2.3 Nedstengning, fjerning og disponering av Statfjord A plattformdekk

SFA plattformdekk skal i henhold til OSPAR-beslutning 98/3 fjernes i sin helhet. Plattformdekket vil bli sendt til mottaksanlegg for demolering og gjenvinning med godkjente myndighetstillatelser til å drive denne type virksomhet. I det følgende er gitt en kort beskrivelse av mulighet for videre eller annen bruk av plattformdekket og alternative metoder for å fjerne plattformdekket.

### 2.3.1 Videre eller annen bruk av Statfjord A plattformdekk

I henhold til petroleumsloven skal rettighetshaverne vurdere gjenbruk som alternativ til fjerning og disponering på land. Det er ikke identifisert annen bruk av SFA plattformdekk verken innenfor eller utenfor petroleumsvirksomheten som ville kunne forsvare ombyggingskostnader, driftskostnader og kostnader for logistikk som ville påløpe ved en alternativt bruk. Videre bruk vil medføre en ytterligere forlengelse av teknisk levetid, noe som vil kreve betydelige investeringer. Det er per i dag ikke identifisert bruksområder utenfor petroleumsvirksomheten som vil kunne forsvare den type investeringer og driftskostnader som det vil kunne være tale om. For plattformdekket på SFA har det ikke blitt identifisert alternative gjenbruksmuligheter, og alternative disponeringsløsninger til fjerning og resirkulering har derav ikke blitt vurdert. SFA plattformdekk vil derav, og i tråd med OSPAR-beslutning 98/3, fjernes og fraktes til land for demolering og gjenvinning. Det vil legges til rette for gjenbruk av utstyr, gjenvinning av materialer og god håndtering av ulike avfallsfraksjoner, inkludert farlig avfall, for å oppnå god ressursutnyttelse, i tråd med sirkulærøkonomiske prinsipper, samt akseptable miljøkonsekvenser.

### 2.3.2 Alternative metoder for fjerning av Statfjord A plattformdekk

Det finnes prinsipielt tre alternative metoder for å fjerne plattformdekk:

- Bit-for-bit-metoden baserer seg på å kutte og demontere hele plattformdekket til mindre håndterbare enheter på feltet. De oppkuttete delene heises over til fartøy for transport til land enten som store enheter eller i åpne containere. Metoden krever et omfattende arbeid på feltet, herunder blant annet fjerning av farlig avfall og elektrisk utstyr. Metoden er tidligere benyttet blant annet på Ekofisk-tanken, og for deler av Frigg-innretningene MCP-01 og Frigg DP2. Arbeidet gjennomføres i stor grad maskinelt ved hjelp av maskiner påmontert spesialverktøy i sikker avstand til riveoperasjonen.
- Reversert installasjon/modulbasert fjerning - baserer seg på at moduler med innhold fjernes ved hjelp av tungløftfartøy i motsatt rekkefølge til hvordan de ble installert på plattformen. Reversert installasjon/modulbasert fjerning er ofte benyttet, blant annet på Frigg og Ekofisk. I forhold til bit-for-bit

metoden medfører løsningen at en større andel av arbeidet overføres fra feltet til land, men den krever omfattende bruk av store og kostbare løftefartøy.

- Enkeltløftmetoden («single lift») hvor man fjerner hele eller tilnærmet hele plattformdekk i én operasjon. Metoden krever spesialfartøy med stor løftekapasitet.

Tabell 2-1 nedenfor viser alternative og anbefalt metode (alternativ C) for fjerning av SFA plattformdekk. Valg av metode er underlagt valg av leverandør. Det er tidligere inngått kontrakt for fjerning av plattformdekket på Statfjord A. Plattformdekket vil bli fjernet som én enhet ved bruk av konstruksjonsfartøyet 'Pioneering Spirit'. Fartøyet har tilstrekkelig løftekapasitet til å fjerne hele plattformdekket i én operasjon og transportere plattformdekket til et mottaksanlegg på land

Tabell 2-4 Alternative og anbefalt fjerningsmetoder for SFA plattformdekk

Installasjon/Innretning	Alternativ A	Alternativ B	Alternativ C
SFA plattformdekk	Bit-for-bit-metoden	Reversert installasjon / Modulbasert fjerning	<b>Enkeltløftmetoden</b>

Kostnader tilknyttet nedstengning (eksklusive permanent plugging av brønner), fjerning og disponering av plattformdekket er foreløpig anslått til å være i størrelsesorden 3 til 3,5 milliarder kroner. Det foreløpige estimatet er basert på nedstengning, fjerning og disponering i Norge. Plattformdekket vil bli disponert på land på et dertil egnet mottaksanlegg for demolering og gjenvinning av utrangerte innretninger. Mottaksanlegg velges av leverandør for fjerning av plattformdekket og vil bli avklart på et senere tidspunkt. Operatøren vil følge opp valg av anlegg gjennom inngått kontrakt for å sikre at sikkerhets- og miljømessige forhold ivaretas på best mulig måte og i tråd med gjeldende regelverk.

Utstyr og materialer som har en gjenbruksverdi vil kunne bli gjenbrukt og operatøren vil søke å legge til rette for gjenbruk i den grad det er praktisk mulig og i tråd med prinsipper for sirkulærøkonomi. Erfaringer fra tidligere prosjekter viser imidlertid at potensialet for gjenbruk av større enheter og utstyr er begrenset. SFA er en gammel plattform og gjenbruk av hele moduler vil kreve store modifikasjoner og etterlevelse av dokumentasjonskrav dersom disse skal være funksjonelle enheter på en annen innretning innenfor petroleumsindustrien eller for et annet bruksområde.

Av den totale vekten på om lag 48.000 tonn består plattformdekket på SFA av om lag 41.000 tonn stål som planlegges demolert og gjenvunnet ved omsmelting. Resterende materialer og avfall vil separeres for størst mulig grad av gjenvinning i tråd med sirkulærøkonomiske prinsipper eller avfallsbehandling.

## 2.4 Klargjøring av betongunderstell før fjerning av plattformdekk

I samråd med Olje- og energidepartementet er det vurdert som hensiktsmessig at anbefaling av disponeringsløsning for SFA betongunderstell, borekaksansamlinger beliggende inntil betongunderstellet, rørledninger tilknyttet Statfjord A-plattformen samt lastebøyen OLS-A vil bli behandlet som del av feltavslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Dette vil sikre helhetlige vurderinger av både operasjonelle forhold og disponering av Statfjord-feltet.

Disponering av SFA betongunderstell er ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning utover nødvendig informasjon knyttet til nedstenging og klargjøring av utstyrsskaff, boreskaff og lagerceller for olje. Operatøren legger til grunn at disponeringen av Statfjord A-plattformen i sin helhet skal kunne gjennomføres i samsvar med OSPAR-beslutning 98/3 og OSPAR-anbefaling 2005/6.

I det følgende er gitt en beskrivelse av aktiviteter tilknyttet klargjøring av SFA betongunderstell.



## 2.4.1 Klargjøring av utstyrsskaft

Det henvises til kapittel 2.2.3.1 for teknisk beskrivelse av SFA utstyrsskaft. Følgende klargjøringsaktiviteter er foreløpig planlagt gjennomført i SFA utstyrsskaft i forbindelse med nedstengning og fjerning av SFA plattformdekk:

- Drenerer ut olje (hydraulikkolje, smøreolje etc.) fra pumper og hydrauliske ventiler (åpne og tappe av)
- Sirkulere sjøvann gjennom rørledninger for olje (i tilknytning til klargjøring av lagerceller, jmfør 2.5.3)
- Fjerne utstyr som inneholder potensielt miljøfarlig materiale (basert på BAT)
- Fylle skaftet med sjøvann
- Skimme av olje og eventuelle andre forurensninger fra topplaget av vannsøylen i utstyrsskaftet
- Montere på betongdeksel etter at SFA plattformdekk er fjernet
- Montere navigasjonslys på skaftet

Installasjon av betongdeksler medfører at det ikke være tilkomst til skaftene i etterkant. Et av skaftene vil utstyres med navigasjonslys for sjø- og lufttrafikk, i foreliggende konsekvensutredning er det antatt at dette gjøres på utstyrsskaftet. I tillegg vil installasjonen forbli avmerket på offisielle sjøkart. Vedlikehold av navigasjonslys er planlagt ved modularisert utskiftning ved bruk av helikopter. Sikkerhetssonen rundt Statfjord A vil bli opprettholdt inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet på et senere tidspunkt.

### 2.4.1.1 Foreløpig BAT-vurdering og videre arbeid

I det følgende er gitt en kvalitativ BAT-vurdering av sikkerhetsmessige og miljømessige forhold tilknyttet full fjerning av utstyret i SFA utstyrsskaft sammen med vurdering av kostnader og tidsperspektiv. Vurderingen tar utgangspunkt i at understellet vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt og at utstyret i utstyrsskaftet fjernes i sin helhet.

#### Sikkerhetsmessige forhold ved full fjerning av utstyr i utstyrsskaftet

Fjerning av alt utstyr fra utstyrsskaftet innebærer store sikkerhetsmessige utfordringer. Full fjerning av utstyret vil kreve et stort antall arbeidstimer og medføre høy sikkerhetsrisiko i form av behov for samtidige operasjoner i høyden, fare for fallende gjenstander samt behov for mange løfteoperasjoner. Utover disse sikkerhetsmessige risikoer vil helsemessig fare for eksponering for H<sub>2</sub>S, forurensninger fra varmt arbeid (lukket rom) og risiko for brann og eksplosjon være til stede. Evakueringsforholdene nede i utstyrsskaftet er krevende. Det er operatørens vurdering at den samlede risikoeksponering for det personell som eventuelt skal utføre disse fjerningsoperasjonene ville vært uforholdsmessig høy sett i forhold til potensiell nytteverdi (se utdypende forklaring nedenfor).

#### Miljømessige forhold ved full fjerning av utstyr i utstyrsskaftet

Det er tidligere gjennomført kartlegging av innholdet i SFA utstyrsskaft /21/ og det vil bli gjennomført en tilleggskartlegging i den videre planleggingen. Oljer (hydraulikkolje, smøreoljer etc.) vil bli drenert ut fra pumper og hydrauliske ventiler og håndtert som farlig avfall i tråd med gjeldende regelverk. Utstyr som inneholder potensielt miljøfarlig materiale skal fjernes i den grad det lar seg gjøre. Fastmontert utstyr som ikke inneholder potensielt miljøfarlig materiale vil bli etterlatt.

#### Kostnader og tidsperspektiv ved full fjerning av utstyret i utstyrsskaftet

Full fjerning av alt utstyr fra utstyrsskaftet vil anslagsvis ta 12 til 18 måneder. Kostnader for et slikt arbeid er foreløpig anslått til å være i størrelsesorden 500 til 800 millioner kroner. Blant annet vil ventilasjon og eventuell redning være svært krevende og medføre betydelige kostnader. Fjerning av utstyr med potensielt

miljøfarlig materiale (lysstoffrør, oljer og annet) antas å medføre en kostnad i størrelsesorden 20 til 30 millioner kroner.

#### Konklusjon

Sikkerhetsmessig anses fjerning av alt utstyr i SFA utstyrsskift å innebære høy sikkerhetsrisiko, høy eksponeringsrisiko for personell og betydelige kostnader. Fjerning av oljer og mindre komponenter vil redusere mulig forurensing i et langsiktig perspektiv. De miljømessige konsekvensene ved å etterlate fastmontert utstyr som ikke inneholder potensielt miljøfarlig materiale anses som små sammenliknet med nytteverdien av å fjerne alt utstyr i skiftene. Rettighetshaverne anbefaler derav at stål og andre materialer som ikke inneholder potensielt miljøfarlig materiale etterlates i betongskiftene. En slik løsning anses som BAT for utstyret i SFA utstyrsskift.

#### Videre arbeid

Det er tidligere gjennomført kartlegging av innholdet i SFA utstyrsskift /21/. I den videre planlegging av prosjektet vil det bli gjennomført en tilleggskartlegging, spesielt rettet mot potensielt miljøfarlige materialer. Basert på tidligere kartlegging og oppdatert kartlegging vil det bli gjennomført en BAT-vurdering i forbindelse med hvilket utstyr som kan etterlates i skiftet. Operatøren vil gjennom dette arbeidet tidlig opprette dialog med Miljødirektoratet.

### **2.4.2 Klargjøring av boreskift**

Det henvises til kapittel 2.2.3.2 for teknisk beskrivelse av SFA boreskift. De to boreskiftene består av brønnstrømsrør og stigerør og er fylt med sjøvann. Det vil ikke utføres klargjøringsaktiviteter i skiftene utover å trekke ut strømningsrør i forbindelse med plugging av brønner. Lederør med foringsrør og stigerør vil bli stående igjen. Brønndesign og program for plugging vil bli bestemt på et senere tidspunkt og bli gjenstand for separat søknad til Miljødirektoratet for Statfjord A permanent plugging og etterlatelse av brønner. Det vil bli montert betongdeksel på boreskiftene etter at SFA plattformdekk er fjernet. Det henvises for øvrig til kapittel 2.2.1 for nærmere beskrivelse av foreløpige planer for permanent plugging og etterlatelse av brønner.

### **2.4.3 Klargjøring av lagerceller**

Det henvises til kapittel 2.2.3.3 for kort, teknisk beskrivelse av SFA lagerceller slik de fungerer under drift av Statfjord A-plattformen. Følgende klargjøringsaktiviteter er foreløpig planlagt gjennomført for SFA lagerceller i forbindelse med nedstengning og fjerning av SFA plattformdekk:

- Tømme lagercelle for olje og gjennomspyle med sjøvann til akseptabel renhetsgrad
- Pumpe inn nitrogen i toppen av lagercellene for å presse ut oljelaget som ligger i toppen av cellene

Aktivitetene vil gjennomføres celle for celle, totalt 16 celler. Cellene inneholder noe sediment som ikke vil følge med under gjennomspyling med sjøvann grunnet høyere egenvekt enn vann. Tidligere kartlegging indikerer at det er forholdsvis lite sediment i lagercellene da disse kun er benyttet til mellomlagring av ferdig prosessert olje, og sand hovedsakelig blir utfelt gjennom prosessen i prosessanlegget.

#### **2.4.3.1 Metodikk for gjennomspyling av lagerceller**

Valgt løsning for gjennomspyling av lagercellene er ved bruk av sjøvann. Dette er en velkjent og gjennomprøvd metode som er benyttet på Statfjord A-plattformen over lengre tid for tømming av lagercellene for olje. Det er også en god metode for fjerning av olje-i-vann. Målinger viser at olje-i-vann-nivået ligger under kravet i eksisterende tillatelse, og det er målt nivå ned mot 5 mg/l. Det er videre gjennomført undersøkelser

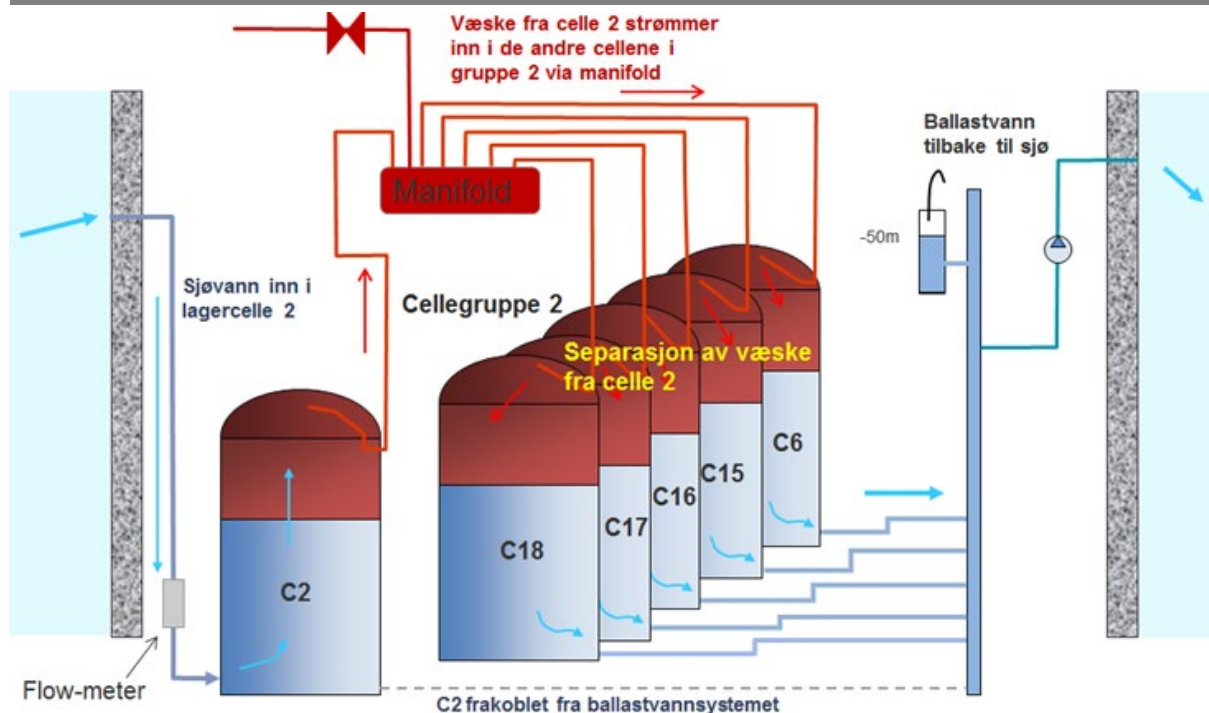
av tilstanden i lagercelle 2 etter spyleoperasjon med tanke på å kartlegge innholdet av olje og forurensninger i bunnsediment, vannfase og topplag i lagercellene, jmfør kapittel 2.4.3.2 nedenfor.

Metoden baserer seg på å slippe inn sjøvann i bunnen av lagercellen via systemet for ballastvann. Oljen som ligger på toppen av vannet presses oppover og ut av oljerøret i toppen av cella. Det blir injisert nitrogen i toppen av cella for å få drenert ut olje som ligger over oljeutløpet. Olje og vann fra cella som rengjøres blir så transportert over til andre lagerceller i understellet. Her blir det oljeholdige vannet naturlig separert. På denne måten kan en suksessivt rengjøre celle etter celle, jmfør Figur 2-10 nedenfor. Fra siste celle vil denne oljevann-blanding bli pumpet til båt via lastebøyen OLS-A.

Vannet som benyttes til gjennomspyling av lagercellene slippes direkte ut til sjø gjennom ballastvannsystemet som beskrevet i kapittel 2.2.3.3. Under normal drift foretas det jevnlig målinger av ballastvannutslippet. Resultater fra disse målingene under normal drift viser at gjennomspyling med sjøvann gir en renhetsgrad godt under utslippskravet, det er målt ned mot 5 mg/l olje i vann i utslippsvannet. Utslipet vil foregå under den driftstillatelse som er gitt til Statfjord A fra Miljødirektoratet per i dag. Blir olje-i-vann-nivået høyere enn det tillatelsen sier, vil det ikke slippes ut til sjø.

Olje i sediment, vannfase og topplag i lagercellene vil etter gjennomspyling ligge på et akseptabelt nivå, jmfør kapittel 4.2.2.1.

Figur 2-9 Prinsippskisse for spyling av lagerceller



### 2.4.3.2 Forekomst av olje og forurensninger i lagercellene etter gjennomspyling

Det er som tidligere beskrevet gjennomført videoinspeksjon og prøvetaking av sedimenter fra lagercelle 2, samt at det er gjennomført tester av vannfasen i forbindelse med spyling av cellen. Det er videre samlet inn prøver fra separatorene, for å få en indikasjon på potensielle sedimenter som vil kunne følge den prosesserte oljen til lagercellene, på plattformen i en revisjonsstans der tilgang for prøvetaking har vært mulig.

Foreliggende vurderinger er basert innsamlet data, analyser og erfaringer, og resultatene er presentert i en egen rapporter fra Rambøll /17, 18/. Det henvises til disse for nærmere beskrivelse av resultater og betydningen av disse.

Følgende forutsetninger er lagt til grunn:

- Celle 2 er gjennomspylt i forbindelse med tidligere vurderinger
- Lagercellene gjennomspyles jevnlig og vil bli gjennomspylt siste gang ved CoP
- Prøvetaking fra celle 2 er representativ for alle 16 celler
- Volum og distribusjon av de tre fasene i cellene, oljeholdig toppvann, vann og sediment, antas å være lik for alle 16 celler etter gjennomspyling
- Dersom betongunderstellet etterlates permanent vil en svekkelse av strukturell integritet og degradering av betongen skje langsam over en periode på flere hundre år. Utstyr i skafte forventes å korrodere før betongkonstruksjonen kollapser. I og med at degraderingen vil skje langsomt, er det ikke forventet at det vil oppstå lekkasje av potensielt miljøfarlig materiale fra understellet.

Celle 2 forventes å representere den cella med høyest innhold av olje og sediment på følgende bakgrunn:

- Celle 2 er den eneste av lagercellene som i tillegg til lagring av prosessert olje også er benyttet til blant annet vaskevann fra rensing der utfelling skjer i cellene og ikke i prosessanlegget
- Celle 2 tappes ikke av slik det gjøres jevnlig for de øvrige cellene og sediment og forurensninger transporteres ikke ut ved avtapping

Innholdet i lagercellene etter gjennomspyling er vurdert på data for vannfase og sediment i celle 2 og er som følger:

- Sediment 1 til 40 m<sup>3</sup> sediment per celle, minimum til maksimum
- Vannfase 14.300 m<sup>3</sup>, tilsvarende totalvolumet av celle
- Oljeholdig toppvann 13 m<sup>3</sup>, tilsvarende volumet i toppen av hver celle

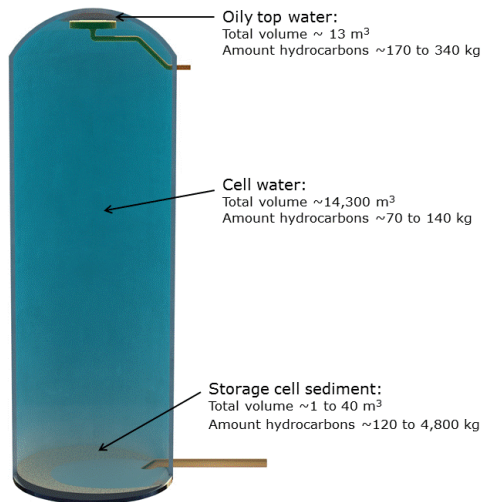
1m<sup>3</sup> sediment tilsvarer 1,1 tonn. Minimum til maksimum mengde sediment for totalt 16 celler vil derav ligge på mellom 17,6 tonn og 704 tonn. Vannfasen vil rett etter gjennomspyling ha samme kjemiske sammensetning som omkringliggende sjøvann, karakterisert ved lett forurenset sjøvann med minkende forurensing nedover i vannkolonnen. Sedimentene er karakterisert som en blanding av silt og oljeholdig materiale og en blanding av vann-olje-emulsjon og partikler sedimentert gjennom produksjonshistorien.

Sedimentene har følgende forutsetninger lagt til grunn:

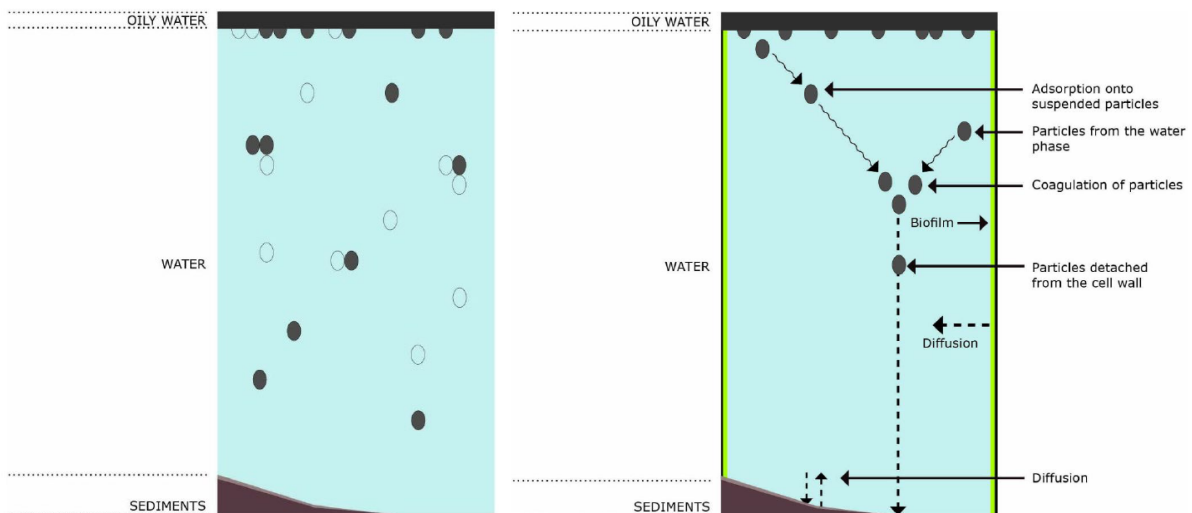
- Vanninnhold 57%
- Innhold av uorganisk materiale 32%
- Innhold av organisk materiale 11%
- 1m<sup>3</sup> sediment tilsvarer 1,1 tonn

Figur 2-11 nedenfor viser fordeling av oljeholdig toppvann, vann og sediment etter gjennomspyling med sjøvann. Figur 2-12 viser forventet fordeling av innhold i vannfasen rett etter gjennomspyling sammen med transportmekanismer av innholdet over tid.

Figur 2-11 Lagercelle etter gjennomspyling med sjøvann



Figur 2-12 Forventet fordeling av innhold i lagercelle rett etter gjennomspyling og transportmekanisme over tid



Tabell 2-5 nedenfor viser oppsummering av beregnet mengde hydrokarboner til stede i de ulike fasene i lagercellene. Som vist i tabellen er det estimert at de 16 lagercellene totalt kan inneholde i størrelsesorden 6 til 100 tonn hydrokarboner. Det er videre antatt mulighet for forekomst av et tynt oljelag på celleveggene, grovt estimert til omlag 300 kg totalt for de 16 lagercellene. Dette er ikke inkludert i anslaget.

Tabell 2-5 Beregnet mengde hydrokarboner tilstede i de ulike fasen i lagercellene

	Hydrokarboner Oljeholdig vann i topp av celle		Hydrokarboner Vannfase		Hydrokarboner Sediment		Hydrokarboner Totalt	
	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks
Per celle (kg)	170	340	70	140	120	4.800	~ 400	~5.000
Totalt 16 celler (tonn)	2,8	5,5	1,1	2,2	1,9	80	~6	~100

I tabell 2-6 nedenfor er det gitt en oppsummering av beregnet mengde av ulike metaller i vannfase og sediment. Bidrag fra det øverste laget med oljeholdig vann i cella er ikke inkludert, da metallkonsentrasjon ikke ble bestemt for denne fasen.

Tabell 2-6 Beregnet mengde av ulike metall i vannfase og sediment

Metaller (kg)	Vannfase		Sediment		Totalt 1 celle		Totalt 16 celler	
	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min	Maks
Kobber	-	-	0,066	2,6	0,066	2,6	~1	~ 40
Nikkel	0,63	0,80	-	-	0,63	0,80	~10	~10
Sink	2,7	5,3	0,45	18	3,2	23	~50	~400
Kvikksølv	0,0014	0,0036	0,00052	0,021	0,0019	0,024	~0,03	~0,04

Konsentrasjon ikke vurdert å være av miljømessig betydning (iht klassifisering)

### 2.4.3.3 Test av metodikk for gjennomspyling

Sommeren 2012 ble metodikken prøvd ut på lagercelle 2 /12,13/. Celle 2 er vurdert å representere et «vanskelig tilfelle» da denne cella i tillegg til oljelagring også har mottatt væsker fra lukket avløp. Testen ble utført ved å sirkulere sjøvann gjennom cella mens det ble utført olje-i-vann målinger i utløpet. Etter å ha spylt gjennom cella med et vannvolum som tilsvarer omlag 2,5 ganger cellevolumet lå konsentrasjonen av olje-i-vann stabilt under 10 mg/l og testen ble avsluttet.

3 måneder senere (oktober 2012) ble det gjennomført en kontroll av renheten i cella og om eventuell ny olje var akkumulert på toppen. Det viste seg at det kun hadde samlet seg mindre mengder olje/emulsjon i toppen av den 14.300 m<sup>3</sup> store lagercella. Etter å ha tappet av den øverste meteren i cella ble konsentrasjonen av olje-i-vann målt å være under 5 mg/l. Dette viste at første gjennomspyling hadde vært vellykket.

Denne metoden brukes på lagerceller både på SFA og på andre Statfjord-plattformer i forbindelse med modifikasjonsarbeider på rørsystemer til cellene. Det er ikke forventet at tilstanden i lagercellene har endret seg siden 2012, og metoden vil derfor bli nyttet for rengjøring i forbindelse med nedstengningen av plattformen. Det ble tatt nye prøver i forbindelse med spyling av lagerceller i april 2023. Resultat fra lab-analyser er per dags dato ikke klare, men de vil etter all sannsynlighet bekrefte tidligere målinger.. Resultat fra analysene vil inngå som del av de aktivitetsbeskrivelser som vil inngå i søknad om aktiviteter til Miljødirektoratet på et senere tidspunkt. Svært lav produksjon på SFA i de siste årene viser også at det er mindre fri olje i vannet i dag. Det oppnås et godt resultat på kortere tid.

### Verifikasjon av tidligere vurderinger – Drift av prosessanlegg og lagerceller 2012 til 2027

Det henvises til den omfattende kartleggingen av innholdet i lagercellene som ble gjennomført i 2012 og 2013 /12,13/. I ettertid er rutiner og spyleprosedyrer revidert og forbedret basert på det arbeidet som ble gjennomført. Forbedrede prosedyrer er gjennomført fra 2012 og fram til i dag.

I løpet av våren 2023 er samtlige celler på Statfjord A-plattformen spylt gjennom og det er gjort vurderinger med tanke på endringer av innholdet i lagercellene basert på endringer i produksjonsprofilen i årene etter 2012 (produksjon av olje er gått markert ned i denne perioden). Det er konkludert med at det ikke forventes større mengder avleiringer/avsetninger eller forurensninger i lagercellene i dag enn i 2012. Dette begrunnes med at produksjonen av olje er svært lav i forhold til kapasitet. Dette gjelder også prosesseringsanlegget oppstrøms lagercellene. Sand, scale og sedimenter skilles fremdeles ut i separatorene i prosessanlegget. Produsert vann som strømmer gjennom lagercellene har i drift vist seg å ikke skape problemer med scale.

Muligheten for å foreta målinger i bunnsediment i en lagercelle er svært begrenset. Derav er spennet fra minimum til maksimum innhold av bunnsediment gjengitt i tidligere vurderinger noe høyt. Rettighetshaverne forventer at reelle mengder av sedimentene ligger i nedre del av skalaen som er angitt. Begrunnelse for denne forventningen er at lagercellene er jevnlig gjennomspylt siden 2012, og det er derav forventet at flyktige stoffer i bunnsedimentene er transportert ut av lagercellene. Tester av olje-i-vann etter rutinemessig gjennomspyling av lagercellene viser svært gode resultater.

Rettighetshaverne anser på denne bakgrunn at tidligere vurderinger foretatt av innholdet i lagercellene fremdeles kan anses gjeldende for de aktiviteter som planlegges gjennomført i forbindelse med nedstengning av SFA-plattformen og fjerning av SFA plattformdekk.

#### **2.4.3.4 BAT-vurdering**

Metodikken som planlegges benyttet for klargjøring av lagercellene er benyttet på SFA-plattformen over lengre tid i forbindelse med rutinemessig gjennomspyling og anses som den beste metoden å benytte også ved tømning av lagercellene for olje.

Strukturelle og operasjonelle forhold for betongunderstellet gir høy sikkerhetsrisiko for hvilke metoder det er mulig å benytte. Det er nødvendig å opprettholde differensialtrykket mellom lagercellene og sjøvannet på utsiden av cellene, og derav kan ikke cellene tømmes for vann. Fjerning av sedimenter i bunn av cellene er derav teknisk utfordrende. Det er derav ikke vurdert andre metoder for tømning av lagercellene for olje. Valgt metode anses som optimal for bruk på SFA og anses som BAT.

#### **2.4.4 Utenpåliggende utstyr**

Det er montert stigerør utvendig på lagercellene samt dels utvendig og dels innvendig på de tre skaftene opp til SFA plattformdekk. Stigerør anses å utgjøre deler av SFA betongunderstell på lik linje med utstyr inne i skaftene og vurderes på denne bakgrunn på samme sett som utstyret beskrevet i kapittel 2.4.1 ovenfor.

Alle utenpåliggende rør i betongunderstellet beliggende over havnivå vil bli fjernet og fraktet til land for disponering.

### **2.5 Klargjøring av rørledninger før fjerning av plattformdekk**

I samråd med Olje- og energidepartementet er det vurdert som hensiktsmessig at anbefaling av disponeringsløsning for SFA betongunderstell, borekaksansamlinger beliggende inntil betongunderstellet, rørledninger tilknyttet Statfjord A-plattformen samt lastebøyen OLS-A vil bli behandlet som del av feltavslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Dette vil sikre helhetlige vurderinger av både operasjonelle forhold og disponering av Statfjord-feltet.

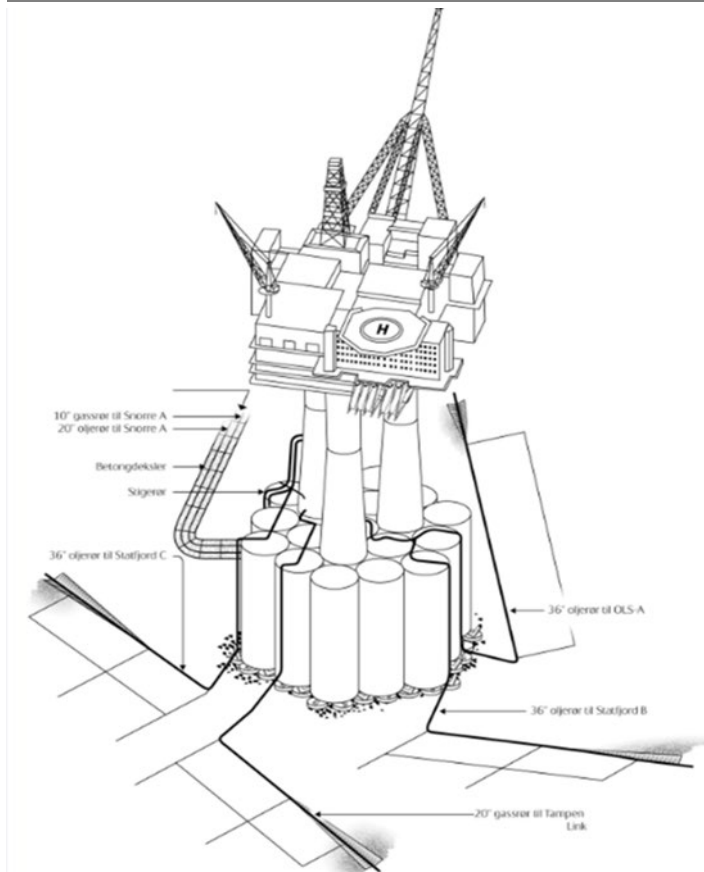


Disponering av SFA rørledninger og lastebøyen OLS-A er ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning utover nødvendig informasjon knyttet til nedstenging og klargjøring av disse. Operatøren legger til grunn at disponeringen av rørledningene i sin helhet skal kunne gjennomføres i samsvar med gjeldende praksis og i henhold til St.Meld. Nr.47 (1999-2000) /37/.

I det følgende er gitt en beskrivelse av aktiviteter tilknyttet klargjøring av SFA rørledninger og lastebøyen OLS-A.

Figur 2-13 nedenfor viser skisse over de rørledninger og stigerør som ligger inn mot betongunderstellet på SFA. Alle kuttlokasjoner vil ligge innenfor SFA sikkerhetssone, som vil bli opprettholdt etter at SFA plattformdekk er fjernet inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet. Det vil derav ikke være behov for å beskytte rørendene.

Figur 2-13 Skisse over stigerør og rørledning som ligger helt inn mot betongunderstellet



### 2.5.1 Oljerørledning mellom SFC og OLS-B

36\" oljerørledning mellom SFC og OLS-B går i dag via SFA og må legges om i forbindelse med nedstengning av produksjon på SFA. Valgt løsning er å installere et omløp rundt SFA. De to 36\" oljerørledningene fra henholdsvis SFA til OLS-B og SFA til SFC er totalt om lag 8,85 km lange. Lastebøyen SPM-C ble fjernet i 2012, men fundamentet til lastebøyen befinner seg fremdeles på rørledningen mellom SFA og SFC.

Oljerørledningene vil bli kappet om lag 100 meter fra SFA plattformen. De delene av 36" oljerørledningene mellom SFA og hhv OLS-B og SFC som omfattes av foreliggende konsekvensutredning, utgjør kun de lengdene av røret som befinner seg mellom SFA plattformen og kutt lokasjon.

Som del av klargjøring for kutting og midlertidig etterlatelse av rørledningene vil de bli rengjort med rørskrape mellom plattformene før rørene blir kuttet. Ettersom kutt lokasjon ligger innenfor 500 meter sikkerhetssone rundt SFA og innenfor omløpsrøret, er det ikke behov for tildekking av de eksponerte rørendene. Det anses heller ikke å være behov for å montere noen plugg i de frie endene. Rørledningen vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Miljøkonsekvens ved å la eksponerte rørender ligge åpne i denne perioden er ansett som lav.

### **2.5.2 Gassrørledning mot Tampen Link og Statpipe**

20" gassrørledning mellom SFA og SFC med tilkobling til Tampen Link og Statpipe vil bli fysisk frakoblet SFA ved at rørledningen kuttes og isoleres mot SFA-plattformen innenfor sikkerhetssonen. Rørenden mot Tampen Link vil fortsatt være trykksatt, og vil bli permanent isolert med en trykksikker flens og beskyttelsesstruktur. Rørenden mot SFA plattformen vil bli etterlatt åpen og uten beskyttelse. Rørledningen vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Miljøkonsekvens ved å la eksponerte rørender ligge åpne i denne perioden er ansett som lav.

### **2.5.3 Eksportørledning og lastebøyen OLS-A**

Olje eksport fra Statfjord A er via 36" olje eksport ledningen og lastesystemet OLS-A til tankskip. Rørledning fra SFA til lastebøyen er om lag 2,2 km lang og ligger for det meste eksponert på havbunnen. Eksport rørledningen vil bli rengjort ved at det presses en gelplugg gjennom røret og deretter etterlatt vannfylt. Lasteslangen til OLS-A vil etter nedstenging og rengjøring bli tatt til land og beholdt som reserve for OLS-B. OLS-A fundamentet etterlates tilkoblet rørledningen til SFA. Sikkerhetssone rundt OLS-A og rørledningen opprettholdes inntil hele feltet stenges ned. Rørledningen vil bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli liggende på feltet sammen med fundamentet til lastebøyen inntil disponeringsløsning for disse blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Miljøkonsekvens ved å la eksponerte rørender ligge åpne i denne perioden er ansett som lav.

OLS-A fundamentet vil bli omhandlet i avslutningsplan for hele Statfjord feltet, og blir ikke videre omtalt i foreliggende konsekvensutredning.

## **2.6 Kulturminneplan - Statfjord A som kulturminne**

Norsk Oljemuseum har på oppdrag fra OED, OD og Offshore Norge (tidligere Norsk olje og gass) utarbeidet en kulturminneplan for petroleumssektoren.

Statfjord-området ble i arbeidet med kulturminneplanen prioritert som ett av de områdene som bør dokumenteres for ettertiden. Kulturminne Statfjord omfatter plattformene SFA, SFB og SFC samt undervannsinstallasjonene på Statfjord Nord, Statfjord Øst, Sygna og Statfjord Nordflanken (nedstengt per i dag). Lastebøyer og rørledninger tilknyttet Statfjord-feltet er også inkludert i prosjektet. Norsk Oljemuseum

har ledet prosjektet med kulturminneplanen ved hjelp av bidrag fra Statsarkivet i Stavanger og Nasjonalbiblioteket i Rana. Equinor har, som operatør av Statfjord-feltet, med støtte fra rettighetshaverne, lagt forholdene til rette for kulturminneprosjektet. Det henvises til nettsiden «Industriminne Statfjord» [www.statfjord.industriminne.no](http://www.statfjord.industriminne.no) for informasjon om Statfjord-feltet som industriminne.

For å sikre at ønsket dokumentasjon og eventuelt utstyr og materialer fra SFA-plattformen bevares for framtiden vil Equinor sørge for at det opprettes tidlig dialog med Norsk Oljemuseum i den videre planlegging av nedstengning og fjerning av Statfjord A plattformdekk.

### 3 Naturressurser og miljøforhold i området

#### 3.1 Referansedokumentasjon

Naturressurser og miljøforhold innenfor relevant influensområde for avslutningsaktiviteter på Staffjord A er beskrevet på et generelt grunnlag i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen, 2006) og den helhetlige forvaltningsplanen av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak (Meld. St. 37 (2012-2013)).

Naturressursene som er beskrevet i de videre avsnittene er i stor grad basert på referansedokumentasjon i regional utredning og oppdatert informasjon fra myndighetenes arbeid med forvaltningsplan for Nordsjøen, samt årlige rapporter fra Havforskningsinstituttet om fiskebestander. Fiskeriaktivitet i området er kartlagt på grunnlag av oppdatert informasjon fra Fiskeridirektoratet.

Aktiviteter knyttet til avvikling og disponering av offshore installasjoner har generelt et konsekvenspotensial av lokal karakter. Planlagte utslipp til sjø vil normalt være små og risiko knyttet til eventuelle akutte utslipp av olje og kjemikalier er lav (begrensede volumer er involvert). For aktiviteter til havs vurderes gytefelt for fisk, forekomst av pattedyr og sjøfugl som av størst relevans. Siden aktivitetene i hovedsak vil foregå innen 500 meter sonen vil forholdet til eventuelle sårbare bunnhabitater eller bunnfauna i regionen være begrenset til nærområdet. Naturressurser langs kysten vurderes ikke som relevant i forhold til det faktiske risikopotensialet, da eventuelle akutte utslipp vil være små og ha lavt potensial for å kunne nå kysten. Lokalteter for eventuell hogging og disponering på land er ikke kjent på dette stadium av prosessen, og beskrivelser er således ikke gitt på et detaljert nivå.

Korte beskrivelser av naturressurser og miljøforhold som er vurdert som relevante i forhold til avslutningsaktiviteter og disponering av SFA er gitt i det følgende.

##### 3.1.1 Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene

Våren 2020 la Regjeringen ved det kongelige klima- og miljødepartement fram den første helhetlige forvaltningsplanen som omfatter alle de tre havområdene som melding til Stortinget; «Meld.St.20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene – Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerak» /1/ (heretter omtalt som forvaltningsplan 2020). Stortingsmeldingen er utarbeidet på grunnlag av helhetlige vurderinger i Faglig forum og rapporter fra Overvåkingsgruppen.

Miljøtilstanden i Nordsjøen og Skagerak hvor Staffjord-feltet er lokalisert er omtalt i kapittel 3.3 i den helhetlige forvaltningsplanen fra 2020. De viktigste utviklingstrekkene i økosystemet i Nordsjøen og Skagerak siden 2011 er at temperaturen fortsatt er høy, at fremmarsjen av sørlige dyreplanktonarter har fortsatt med betydelige konsekvenser for resten av økosystemet, at mange av fiskebestandene har vokst betydelig de siste årene, og at nivåene av forurensende stoffer som overvåkes stort sett er uendrede eller lavere enn før. Det er ikke identifisert behov for oppdatering av det faglige grunnlaget for området med tanke på særlig verdifulle og sårbare områder. 'Faglig Forum' vil se nærmere på kystsonen i Nordsjøen og Skagerak i sitt videre arbeid. Det henvises til Overvåkingsgruppens rapporter «Forurensning i de norske havområdene – Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen» (2021) /2/ og «Miljøtilstand og utvikling i alle norske havområder» (2023) /3/.

Forvaltningsplan 2020 dekker konsekvenser relatert til ulike næringer i området. Planen er tilgjengelig på [www.miljodirektoratet.no](http://www.miljodirektoratet.no). Faggrunnlag fra forskningen ble utgitt i 2021 med ny informasjon og forslag til nye SVO'er /8/. Området rundt Staffjord-feltet ligger utenfor de nye avgrensningene for de fire SVO'ene.

### 3.1.2 Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak

«Meld. St. 37 (2012-2013) Melding til Stortinget – Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak (forvaltningsplan)» /4/ fra 2013 (heretter omtalt som forvaltningsplan 2013), med underlagsrapporter, er benyttet som bakgrunnsmateriale og referert der denne innehar nyere data enn RKU Nordsjøen. Det faglige grunnlaget som forvaltningsplanen bygger på kom i 2012.

Forvaltningsplan 2013 gir en fylldig beskrivelse av økosystemene og tilstanden til naturmangfoldet i Nordsjøen og Skagerak, samt hvordan tilstanden er påvirket. Det henvises spesielt til kapittel 3 'Miljøtilstanden – status og utvikling' og kapittel 7 'Samlet belastning, miljø- og samfunnsmessige konsekvenser'.

Overvåkingsgruppen for overvåking av de marine økosystemene ble etablert i 2006 som rådgivende faggruppe i arbeidet med forvaltningsplanene for norske havområder. Siste rapport fra gruppen for området Nordsjøen og Skagerak ble utgitt i 2018. Det henvises til rapporten «Status for miljøet i Nordsjøen og ytre påvirkning» /5/. Det henvises videre til underlagsrapport «Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak: Arealrapport' for en ytterligere oversikt miljø- og naturressurser samt fiskeriaktiviteten og andre næringer i området» /6/.

Forvaltningsplan 2013 dekker konsekvenser relatert til ulike næringer i området. Planen og vedlegg til denne er tilgjengelig på [www.miljodirektoratet.no](http://www.miljodirektoratet.no).

### 3.1.3 Regional konsekvensutredning for Nordsjøen

«*RKU-Nordsjøen – Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen*» /7/ (heretter omtalt som RKU Nordsjøen) ble sluttbehandlet av Olje- og energidepartementet i 2006, og er benyttet som referansedokumentasjon for å vurdere konsekvenser ved avslutning av SFA-plattformen.

RKU Nordsjøen gir en fylldig beskrivelse av naturressurser og miljøforhold i Nordsjøen. Det henvises til kapittel 7 'Økosystembeskrivelse' for en nærmere oversikt over og beskrivelse av naturressursene i området. Videre henvises det til underlagsrapport 'Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak: 'Arealrapport' for en ytterligere oversikt miljø- og naturressurser samt fiskeriaktiviteten og andre næringer i området.

RKU Nordsjøen dekker konsekvenser relatert til petroleumsvirksomheten i området. RKU Nordsjøen og vedlegg til denne er tilgjengelig på [www.equinor.com](http://www.equinor.com).

### 3.1.4 Undersøkelser i området rundt Statfjord A

I tillegg til ovennevnte referansedokumentasjon er det benyttet informasjon fra følgende undersøkelser i området rundt SFA:

- Miljøundersøkelse i Region IV, Statfjord A 2020 /8/
- Fiskeridata fra Equinor Web Map /12/ (basert på satellittsporingdata fra Fiskeridirektoratet)
- Visuelle undersøkelser av borekaksansamlinger med undervannsfarkost (ROV) og videokamera, samt prøvetaking med påfølgende fysiske, kjemiske og biologiske analyser, gjennomført i 2011 og sluttrapportert i 2012 /19, 20/

### 3.2 Kort om området

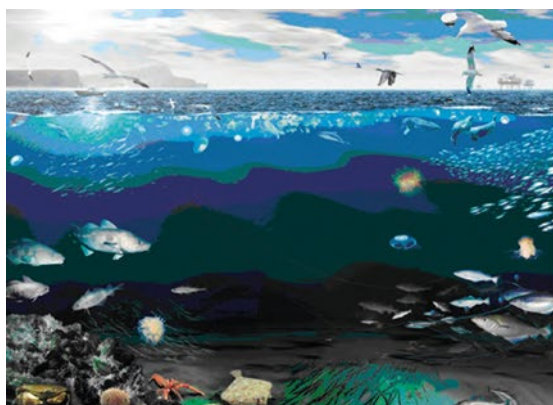
Nordsjøen er et sokkelhav som grenser til det nordlige Atlanterhavet. Det ligger mellom den skandinaviske halvøya, det nordvestlige kontinentale Europa og Storbritannia og har en relativt bred forbindelse til Atlanterhavet og Norskehavet i nord samt en smalere forbindelse til Atlanterhavet gjennom den Engelske kanalen i sør. Dette resulterer derfor i et samspill av tidevannutveksling og påvirkning av endringer i den nordatlantiske oscillasjonen fra atlanterhavssiden og kontinentale påvirkninger som ferskvannsutslipp og tilførsel av varme og forurensning.

Nordsjøen er for det meste relativt grunt med en gjennomsnittlig dybde på om lag 80 meter. Norskerenna har imidlertid en topografi som ligner en stor fjord, med gjennomsnittsdybde på rundt 270 meter og en maksimal dybde i den indre enden, i Skagerrak, på omlag 700 meter.

Statfjord-feltet, inkludert satellittfeltene Statfjord Øst, Statfjord Nord og Sygna, er lokalisert i nordlige del av Nordsjøen.

Dominerende utviklingstrekk i økosystemet siden 2011 er vist i Figur 3-1 nedenfor.

Figur 3-1 Dominerende utviklingstrekk i Nordsjøen og Skagerrak siden 2011 /4/



#### Dominerende utviklingstrekk i økosystemet 2011-2018

Temperaturen er fortsatt er høy  
Fremmarsjen av sørlige dyreplanktonarter har fortsatt  
Mange av fiskebestandene har vokst betydelig de siste årene  
Nivåene av forurensende stoffer som overvåkes er stort sett er uendrede eller lavere

Videre er det mulig tegn til følgende:  
Skifte fra pelagisk til bentisk produksjon  
Økning i mengden maneter, inkludert en innført art  
Fortsatt nedgang i sjøfuglbestandene

### 3.3 Klima, havforsuring og plankton

Temperaturen i Nordsjøen og Skagerrak økte fra slutten av 1980-tallet og har siden 1987 ligget over langtidsgjennomsnittet (1971 til 1993). De siste ti årene har økningen avtatt. Temperaturene er likevel fortsatt høye, til tross for at innstrømmingen av atlanterhavsvann, som bringer varme inn i området, har avtatt de siste ti årene og nå ligger betydelige lavere enn på 1980- og 1990-tallet. Konsentrasjonen av næringssalter, som tidligere har vært forhøyet og ført til overgjødning, har gått ned og er ikke lenger forhøyet. Det er ingen sikre tegn på havforsuring i området, men overvåkingen har så langt ikke vært omfattende nok til å påvise slike effekter.

Mengden planteplankton i Skagerrak har avtatt betydelig fra 2005 og frem til nå. Det skyldes sannsynligvis at den menneskeskapte tilførselen av næringssalter har avtatt og nå ikke lenger gir et overgjødningsproblem. For dyreplankton har sørlige og varmekjære arter økt i mengde på bekostning av arter som opprinnelig har dominert området. Dette skyldes sannsynligvis oppvarmingen og kan ha betydelige effekter for de øvrige delene av økosystemet.

### 3.4 Sårbare naturtyper og bunnhabitater

#### 3.4.1 Særlig verdifulle og sårbare områder

I arbeidet med helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak er det gjennomført vurderinger av områder som peker seg ut som særlig verdifulle og sårbare i miljø- og ressursammenheng.

Et «særlig verdifullt og sårbart område» er et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere særlig betydelige forekomster av miljøverdier, verdsatt etter andel av internasjonal, nasjonal eller regional bestand, samt restitusjonsevne, bestandsstatus og rødlistestatus. Områdene er valgt ut ved hjelp av forhåndsdefinerte kriterier, hvor betydning for biologisk mangfold og biologisk produksjon har vært blant de viktigste.

I Nordsjøen og Skagerak er det identifisert 12 områder som anses som særlig verdifulle, jamfør Figur 3-2 nedenfor. I tillegg til de 11 områdene er kystsonen ut til 25 kilometer fra grunnlinjen identifisert som et generelt verdifullt område. Statfjord-feltet ligger utenfor de særlig verdifulle områdene som ble identifisert i forbindelse med arbeidet med forvaltningsplan 2013 og som det er konkludert med fremdeles er gjeldende i forbindelse med arbeidet med forvaltningsplanen for de norske havområdene.

Figur 3-2 Særlig verdifulle områder innen forvaltningsplan 2013 /2/, Statfjord-feltet markert med sort sirkel



#### Særlig verdifulle områder innen forvaltningsplanens område

- 1) Området Bremanger til Ytre Sula
- 2) Korsfjorden
- 3) Karmøyfeltet
- 4) Boknafjorden og Jærstrendene
- 5) Listastrendene
- 6) Siragrunnen
- 7) Transekt Skagerak
- 8) Ytre Oslofjord
- 9) Skagerak
- 10-11) Vikingbanken, tobisfelt og makrellfelt
- 12) Makrellfelt

#### 3.4.2 Koraller

Det er ikke rapportert om korallforekomster på bankområdene i Nordsjøen /1/ /2/ /3/ /4/ eller identifisert koraller i forbindelse med kartlegging i Statfjord-området /22/. Dette har sin bakgrunn i at koraller, og da i sær egenhet kaldtvannskoraller, trenger harde, faste overflater for å kunne feste seg. Generelt består Nordsjøen av sand og grus, og er ikke favoriserbart for koraller. Det viser seg derimot at koraller har blitt fraktet med havstrømmer og festet seg på stålunderstell på flere plattformben.



Dersom det under kartlegging mot formodning skulle bli identifisert koraller i området, vil relevante myndigheter bli kontaktet for å vurdere videre prosess og håndtering. Temaet er ikke utredet videre i foreliggende dokumentasjon utover en generell beskrivelse gitt i kapittel 5.3.2 'Konsekvenser for koraller'.

Det er ikke rapportert om korallforekomster på bankområdene i Nordsjøen. Dette har sin bakgrunn i at koraller, og da i særegenhet kaldtvannskoraller, trenger harde, faste overflater for å kunne feste seg. Generelt består Nordsjøen av sand og grus, og er ikke favoriserbart for koraller. Det viser seg derimot at koraller har blitt fraktet med havstrømmer og festet seg på stålunderstell på flere plattformben. Det er observert mindre forekomster av koraller på betongunderstellet og på rørledninger på Statfjord A, jmfør kapittel 3.3 'Miljøundersøkelser og -tilstand rundt Statfjord A'.

### **3.5 Miljøundersøkelser og -tilstand rundt Statfjord A-plattformen**

#### **3.5.1 Resultater fra regional miljøovervåking**

Statfjord-området og Statfjord A-plattformen er lokalisert i Tampen-området i nordlige del av Nordsjøen, i region IV for de regionale undersøkelsene som gjennomføres hvert tredje år. I det følgende er det kort gjengitt resultat fra siste tilgjengelige undersøkelse. Denne ble gjennomført i 2020 (Resultat fra årets undersøkelse vil ikke foreligge før på et senere tidspunkt). Det ble i 2020 samlet inn prøver fra 8 feltspesifikke stasjoner, jmfør Figur 3-2 nedenfor (SFA-01, SFA-02, SFA-03, SFA-06, SFA-08), SFA-09, SFA-10, SFA-11) og en regional stasjon (REG4-13). Samtlige feltspesifikke stasjoner ble analysert for THC og metaller. To stasjoner ble analysert for PAH/NPD, bunnfauna, kornfordeling og TOC.

Statfjord A-plattformen er lokalisert på om lag 150 meter vanddyb. Naturlig havbunn i området karakteriseres som et relativt flatt terreng, og kun lokalt helt inntil deler av plattformen er det skrånende terreng i form av borekaksansamlinger.

For vurdering av disponeringsløsninger og tilhørende aktiviteter er miljøtilstanden på feltet av viktighet. Miljøstatus på Statfjord-feltet undersøkes regelmessig som en del av de regionale undersøkelsene for Region IV, og siste undersøkelse ble gjennomført i 2020.

#### **3.5.2 Utslipp og boreaktivitet**

Det er boret 2 brønner (hovedsakelig plugging og sidesteg) siden foregående undersøkelse på feltet, mens borekaks enten er injisert eller ført til land, og det har derfor vært lite utslipp i forbindelse med produksjon på feltet i siste periode. I 2019 var det et uhellsutslipp på 80m<sup>3</sup> råolje.

#### **3.5.3 Resultater og konklusjoner fra tidligere undersøkelser**

I 2017 lå THC-nivåene mellom 1,8 til 43,8 mg/kg (SFA-01) og PAH/NPD lå over LSC på SFA-01 og -02. Metallene var forhøyet, og da spesielt på SFA-01 og -02 (500 m sørøst for feltsenteret), samt øvrige 250 m stasjoner. Faunaen ble vurdert som forstyrret på en stasjon, SFA-01.

### 3.5.4 Fysisk/kjemisk karakterisering

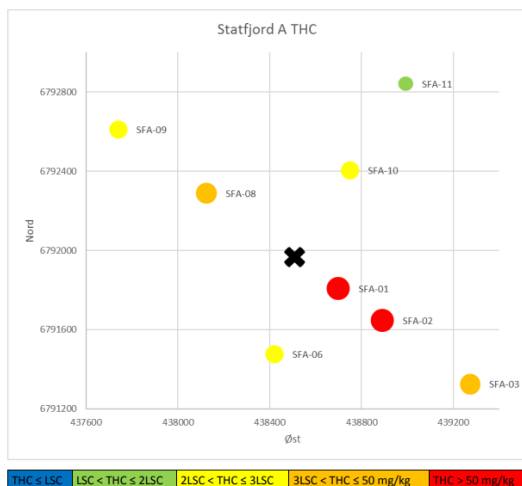
#### Kornstørrelse og TOC

Sedimentet på Statfjord A bestod hovedsakelig av medium sand. Innholdet av pelitt har gått litt opp ved de to stasjonene mens regional stasjon REG4-13 viser noe lavere verdier sammenliknet med 2017 konsentrasjonene. Andel totalt organisk karbon (TOC) var 0,47 % på SFA-01 og 0,61 % og SFA-02. Der var en økning av andelen TOC sammenliknet med andelen målt i 2017.

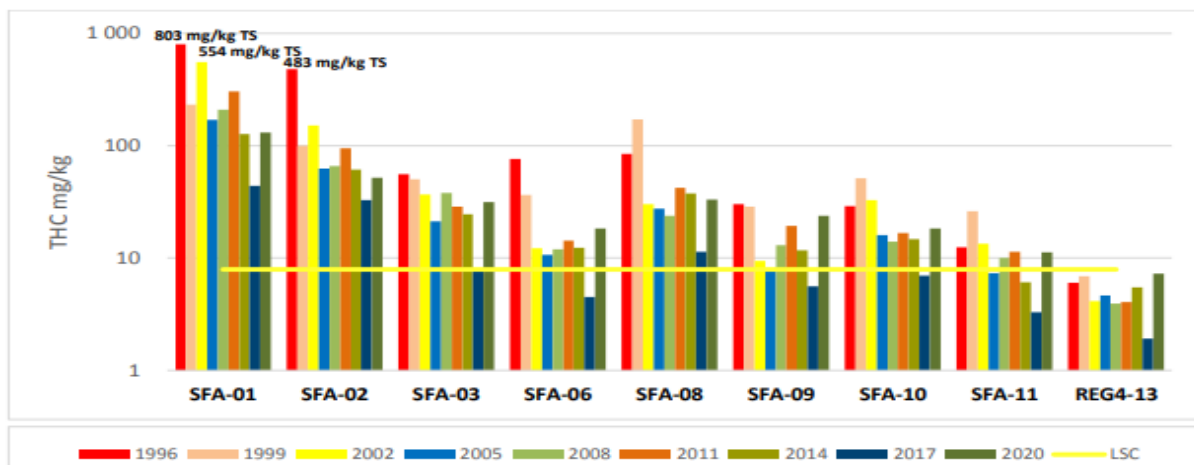
#### Hydrokarboner

Totale hydrokarboner (THC) ble analysert i sediment fra samtlige feltspesifikke stasjoner, jmfør Figur 3-3 nedenfor. Konsentrasjonene av THC lå over LSC på alle stasjoner rundt feltcenteret, jmfør Figur 3-4 nedenfor. Høyeste konsentrasjon (130,5 mg/kg) ble funnet på stasjonen SFA-01, 250 m sørøst for feltcenteret som er omtrent som verdiene som ble funnet ved undersøkelsen i 2014. Det har vært en økning i konsentrasjonen av THC i sedimentet på samtlige stasjoner siden forrige undersøkelse. Forbindelsene PAH og NDP var også over LSC på begge stasjonene hvor konsentrasjonene ble målt (SFA-01 og SFA-02).

Figur 3-3 Oversikt over stasjonsplassering ved Statfjord A samt relativ fordeling av THC i sediment



Figur 3-4 Konsentrasjon [mg/kg] av total hydrokarbon (THC) ved Statfjord A samt tilhørende regional stasjon i 2020

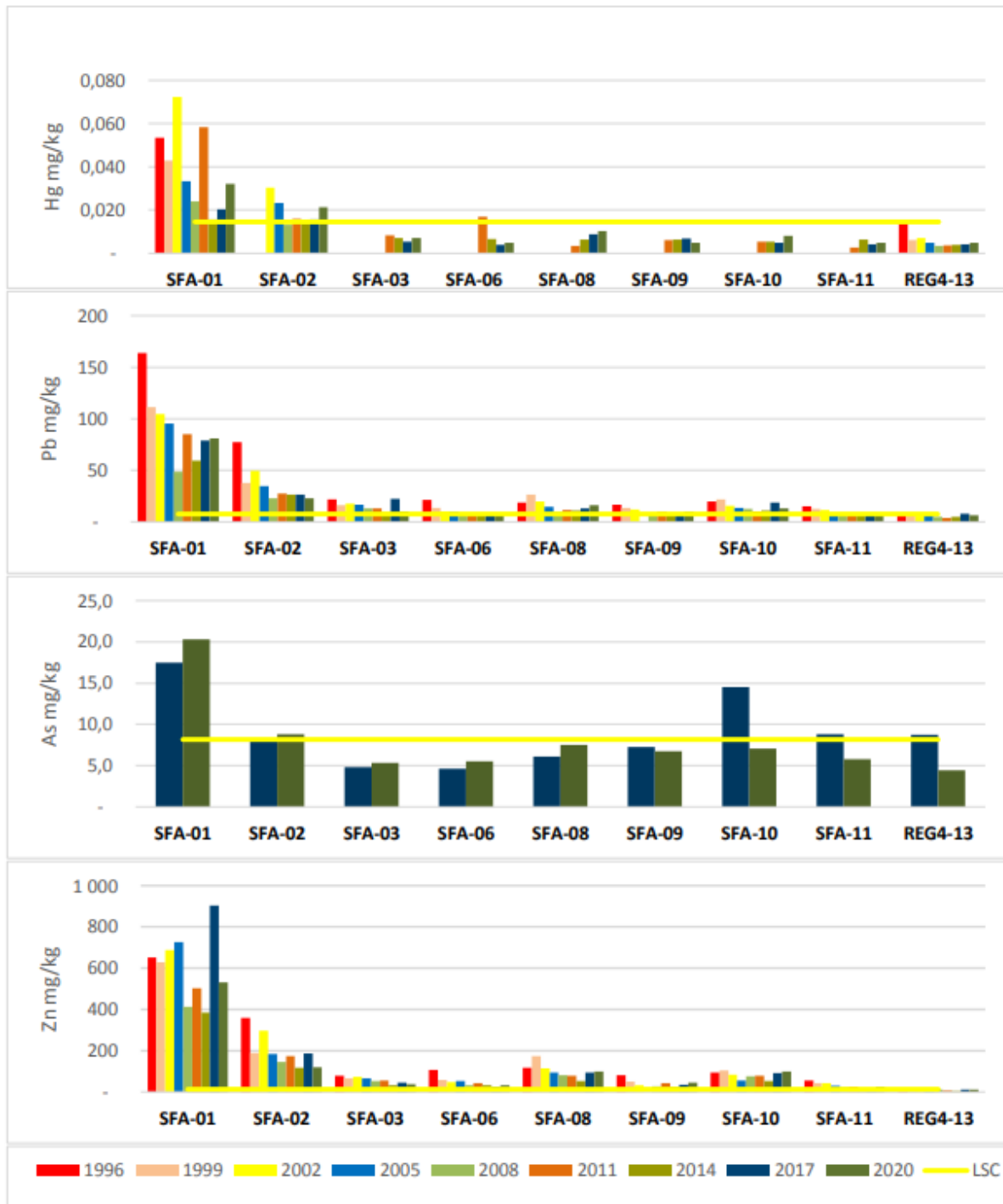


## Metaller

Metallene barium (Ba), kadmium (Cd), krom (Cr), kobber (Cu), kvikksølv (Hg), bly (Pb), sink (Zn), arsen (As) og titan (Ti) ble analysert i sediment fra samtlige stasjoner, jamfør Figur 3-5 nedenfor. For metallene krom, kobber og sink var alle konsentrasjoner over LSC på alle de feltspesifikke stasjonene. For barium og bly var konsentrasjon for alle stasjonene over 2xLSC/LSC med unntak av SFA-11 som 1000 m sørvest for feltcenter. Stasjonene SFA01 og SFA-02 hadde konsentrasjoner av samtlige metaller over LSC. Dette er de to stasjonene som historisk sett har hatt høyeste verdier, og det var spesielt høyt innhold av kadmium på SFA-1. For barium, krom, kobber og sink har verdiene her gått ned sammenlignet med 2017.

Figur 3-5 Konsentrasjon [mg/kg] av metaller ved Statfjord A samt tilhørende regional stasjon i 2020





### 3.5.5 Biologisk karakterisering

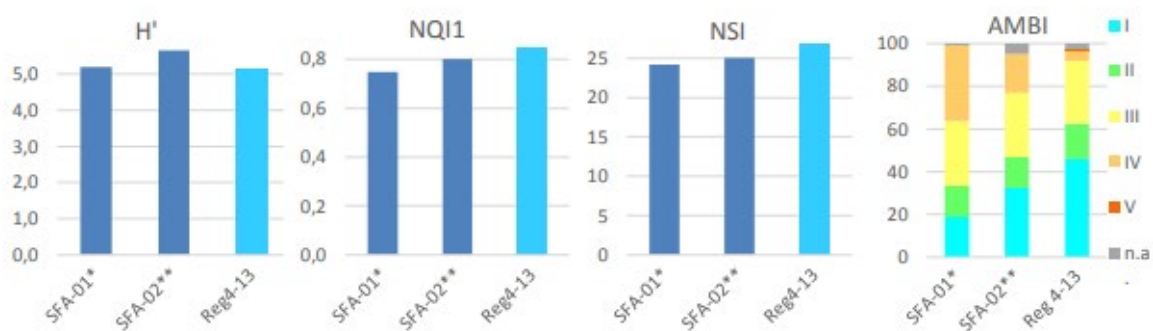
Det ble til sammen registrert 1339 individer og 146 taxa på de feltspesifikke stasjonene SFA-01 og SFA-02, med et snitt på 670 individer og 101 taxa per stasjon. Børstemark var den dominerende gruppen, med 77 % av individene og 54 % av taxa. Det var høyere individtetthet og artsantall i gjennomsnitt på de feltspesifikke stasjonene enn på regionalstasjonen Reg4-13, til tross for at det ble tatt færre hugg per stasjon på

feltstasjonene. Diversitetsindeksen  $H'$  var høy på de feltspesifikke stasjonene enn på regionalstasjonen. Da de juvenile Echinoidea ble inkludert, gikk diversitetsindeksen  $H'$  ned fra 5,42 til 5,32 i snitt på de feltspesifikke stasjonene.

Børstemarkene *Galathowenia oculata*, *Pseudopolydora cf. paucibranchiata* og *Prionospio cirrifera* var de mest tallrike artene ved stasjonene ved Statfjord A i 2020. På stasjon SFA-01 var børstemark fra slekten *Chaetozone*, som gjerne øker i antall i forstyrret sediment (organisk belastning), den mest tallrike gruppen. *Chaetozone sp.* var ikke blant de mest tallrike taxa på SFA-02, men ellers var det mange av de samme taxa som gikk igjen på begge stasjonene. Den tilknyttede regionalstasjonen skilte seg en del fra de feltspesifikke stasjonene. De hadde enkelte taxa til felles, men de mest vanlige taxa ved feltstasjonene var ikke blant topp ti på regionalstasjonen. Sammenlignet med undersøkelsen i 2017 var det mange av de samme artene som gikk igjen på SFA01, men *Chaetozone sp.* var langt mer dominerende ved undersøkelsen i 2017. SFA-02 hadde mindre likheter mellom undersøkelsesårene, men både *G. oculata* og *P. paucibranchiata* gikk igjen blant de mest tallrike.

Figur 3-6 nedenfor viser utvalgte diversitets- og sensitivitetsindekser samt sammensetningen av økologiske grupper (AMBI) på stasjonene ved Statfjord A og den tilhørende regionalstasjonen Reg4-13. Indeksene var jevnt over høye. NQ11 og NSI var litt redusert på SFA-01, men fremdeles høye nok til å tilsvare god tilstandsklasse for norske kystområder (Veileder 2:2018). Fordelingen på økologiske grupper viser klar dominans av tolerante (III) og opportunistiske (IV) arter på stasjon SFA-01, hvor opportunister var den største gruppen med 35 % av individene. På stasjon SFA-02 var det en mer jevn fordeling mellom tolerante/opportunistiske arter og økologisk sensitive (I) og nøytrale (II) arter, og sensitive arter var den største gruppen. Regionalstasjonen var klart dominert av sensitive og nøytrale arter. Denne fordelingen indikerer at faunaen er noe forstyrret på SFA-01, og til dels også på SFA-02. På SFA-02 er det imidlertid ingen andre faktorer som tyder på forstyrret fauna.

Figur 3-6 Diversitet ( $H'$ ), sensitivitetsindeksen NSI og diversitet-/sensitivitetsindeksen NQ/1 med fordeling



Antall taxa og individer har variert mye over tid på de feltspesifikke stasjonene for Statfjord A (Figur 4-7). Antall taxa har hatt en økende trend fra 1996 til 2020, og med en liten økning også sammenlignet med forrige undersøkelse. På regionalstasjonen har antall taxa gått ned siden starten av perioden i 1996, og har ligget på nivå med SFA-02 siden 2008. De feltspesifikke stasjonene har tidvis hatt svært høy dominans av enkeltarter, bl.a. med over 7000 individer *Chaetozone sp.* på SFA-02 i 1996. Fra 2008 har individtettheten på stasjonene ved Statfjord A vært mer moderat og ligget nærmere regionalstasjonen. Diversiteten var svært lav på både stasjon SFA-01 og SFA-02 i perioden 1996 – 2008, men har økt jevnt siden den gang. Diversiteten økte ganske mye på SFA-01 fra 2017 til 2020. Diversiteten på SFA-02 og regionalstasjonen i 2020 har også økt noe i forhold til forrige undersøkelse.

Det har vært en bedring av faunasammensetningen på de to undersøkte feltstasjonene i løpet av de siste årene.

### 3.5.6 Samlet vurdering og konklusjon

Beregnet kontaminert areal ved Statfjord A er vist i Tabell 3-1 nedenfor. Ytterste stasjon i alle fire retninger har konsentrasjon over LSC og er markert med grått. Det er derfor ikke mulig å beregne maksimalt påvirket område eksakt i 2020. THC-konsentrasjonen oversteg 50 mg/kg i sørøst, men ikke ut til ytterste stasjon. Faunaen var lett forstyrret ved innerste stasjon i transekt mot sørøst, og uforstyrret på nest innerste sørøst.

Tabell 3-1 Beregnet kontaminert areal ved Statfjord A

Statfjord A		Avstand fra feltcenter (km)				Areal (km <sup>2</sup> ) 2020	Areal (km <sup>2</sup> ) 2017	Areal (km <sup>2</sup> ) 2014
		S	SØ	NØ	NV			
THC kontaminert areal (km <sup>2</sup> )	over LSC	>500	>1000	>1000	>1000	>2,36	1,57	27,49
	over 50 mg/kg	500	1000	500	500	1,18	-	-
Areal med forstyrret bunnfauna		500	500	500	500	0,79	0,79	1,2

Sedimentet på Statfjord A bestod av >88 % sand. Innholdet av pelitt har gått noe opp på begge stasjoner målt her. Regional stasjonen (Reg4-13) viste noe lavere verdier enn foregående år. Andel totalt organisk karbon (TOC) lå mellom 0,47 og 0,61 %, som er en økning fra 2017. Konsentrasjonene av THC var over LSC på alle de undersøkte stasjonene. Høyeste konsentrasjon (130,5 mg/kg) ble funnet på stasjonen SFA-01, 250 m sørøst for feltcenteret. Det har vært en tydelig økning i konsentrasjonen av THC i sedimentet på samtlige stasjoner siden forrige undersøkelse. Metallkonsentrasjonene var stort sett høyere på de feltspesifikke stasjonene sammenlignet med den tilhørende regionale stasjonen. Kobber, krom og sink lå over LSC på samtlige stasjoner. På SFA-01 og SFA02 var alle metallene over LSC og som tidligere år hadde disse stasjonene de høyeste verdiene av de feltspesifikke stasjonene. Bunndyrsindeksene var høye på begge de undersøkte stasjonene, og viste noe økning siden forrige undersøkelse. Den mest tallrike dyregruppen på stasjon SFA-01 var børstemark fra slekten Chaetozone med 11 % av individene. Bortsett fra denne gruppen var det mange felles taxa blant de ti mest tallrike på de to stasjonene ved Statfjord A. Disse to stasjonene hadde få taxa felles med regionalstasjonen, noe som også vises ved lav likhet i de multivariate analysene. I tillegg til Chaetozone sp. var det på SFA01 høy forekomst av arter som kan indikere forstyrrelser, siden tolerante og opportunistiske arter (AMBI-grupper III/IV) utgjorde 65 % av faunaen. SFA-02 hadde også en relativt høy andel av AMBI-gruppe III/IV, men hadde langt flere sensitive arter (I), og ingen andre tegn på forstyrrelser. Begge stasjonene har hatt en økende trend i diversitet over tid. Samlet sett vurderes faunaen på SFA-01 som lett forstyrret, mens SFA-02 har uforstyrret fauna.

### 3.5.7 Forurensningssituasjon ved nedstengning av Statfjord-feltet

I forbindelse med nedstengning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt vil rettighetshaverne vurdere hvorvidt det er nødvendig å gjennomføre kartlegging innenfor sikkerhetssonene på feltet, utover den kartlegging som gjennomføres i regi av regionalt overvåkingsprogram, for å sikre at anbefaling av løsninger baseres på godt nok grunnlag.



### 3.6 Fiskeressurser i området

Nordsjøen kan grovt sett deles inn i fire områder, hver med sin karakteristiske økologiske profil. Statfjord-feltet ligger i det nordlige området av Nordsjøen, og i dette området finner vi de viktigste områdene for norske fiskerier i Nordsjøen. Her fiskes det blant annet etter torsk, sei, sild, makrell, taggmakrell, hyse og øyepål /5/.

Beskrivelse og status for de viktigste fiskeartene er beskrevet i det følgende, basert på rapport fra Overvåkingsgruppen 2018 /4/ samt oppdatert status på Havforskningsinstituttets statusoversikt /15/. For norsk fiske i Nordsjøen er det sei og torsk som er de to viktigste bunnfiksbestandene. Tobis er ikke omtalt i foreliggende dokumentasjon da områder for fiskearten ligger utenfor området hvor Statfjord-feltet og Statfjord Øst-feltet er lokalisert.

Tabell 3-2 nedenfor viser begreper som benyttes for å beskrive tilstand for fiskebestandene og som er benyttet i teksten i det følgende.

Tabell 3-2 Begreper benyttet for å beskrive tilstand for fiskebestander

Forkortelse	Forklaring
SSB	Gytebestand
MSY $B_{TRIGGER}$	Tiltaksgrense for bestand, skal sikre at MSY blir opprettholdt
B	Gytebestandsnivå
$B_{LIM}$	Kritisk bestandsnivå, laveste gytebestand som antas å kunne gi en rimelig god rekruttering
$B_{PA}$	Føre-Var bestandsnivå
$B_{TARGET}$	Mål for bestandsnivå
F	Fiskedødelighetsnivå
$F_{LIM}$	Kritisk dødelighetsnivå, fisketrykket som i det lange løp gir en gytebestand som kan sikre god rekruttering
$F_{PA}$	Føre-Var dødelighetsnivå
$F_{MSY}$	Maksimalt langtidsutbytte, største gjennomsnittsfangst over tid uten fall i bestand
Rekruttering	Tilsig av fisk

#### Torsk

Torsken i Nordsjøen er ganske stedbunden, og vi regner med at det finnes flere lokale stammer med gytefelter blant annet i Den engelske kanal, ved Dogger og langs skotskekysten. Det er imidlertid ingen klare grenser mellom disse stammene, og gyting kan forekomme over hele Nordsjøen, jmf Figur 3-7 nedenfor. Gytingen foregår fra januar til slutten av mai, tidligst i sør. Hovedgytingen er januar til februar i sør, februar til mars i den sentrale Nordsjøen og i mars i nord. Eggene klekkes etter to til tre uker. I juni er yngelen 20 til 80 mm lang. De viktigste oppvekstområdene er langs danskysten og i Tyskebukta. Det finnes vanligvis også en god del yngel rundt Shetland.

Figur 3-7 Gyte- og utbredelsesområde for torsk i Nordsjøen /2a/ /15/



Gytebiomassen for torsk har avtatt siden 2015 og er nå under  $B_{LIM}$ ) Fiskedødeligheten har økt siden 2016 og er over  $F_{LIM}$ . Rekrutteringen har vært dårlig siden 1998. ICES vurderer fiskepresset på bestanden å være høyere enn  $F_{MSY}$ ,  $F_{PA}$  og  $F_{LIM}$  i 2019 og gytebestanden i 2020 til å være lavere enn  $MSY$ ,  $B_{TRIGGER}$ ,  $B_{PA}$  og  $B_{LIM}$ .

Kvoterådet for 2020 er i redusert med 70% i forhold til fastsatte kvote for 2019. Kvoterådet for torsk har gått kraftig ned for å sikre en bærekraftig forvaltning av bestanden i nær fremtid. Også i 2019 ble kvoterådet kraftig redusert, men bestanden høstes fortsatt for hardt. Grunnen ligger i fortsatt dårlig rekruttering til bestanden også i 2019, og det forskes på årsaken til den dårlige rekrutteringen. De første resultatene i et forskningsprosjekt satt i gang av Havforskningsinstituttet antyder at høyere temperatur under gyteperioden er en viktig årsak til den reduserte rekrutteringen.

### Sei

Sei i Nordsjøen gyter fra januar til mars på dyp mellom 150 og 300 meter på Eggakanten fra vest av Shetland, Tampen og til Vikingbanken, jmfør Figur 3-8 nedenfor. Eggene flyter i de øverste vannlagene. Larvene driver i de store strømmen og virvlene som oppstår mellom den nordgående kyststrømmen og sørgående atlantehavsvann. Larvene driver først sørover langs vestkanten av Norskerenna, men blir så førte tvers over kyststrømmen. De første observasjonene av sei yngel gjøres på Vestlandskysten i april til mai. Størstedelen av yngelen er på kysten av Vestlandet, men noen ganger kan de dukke opp langs Skagerrakkysten, særlig når årsklassen er sterk.

Figur 3-8 Gyte- og utbredelsesområde for sei i Nordsjøen /2a/ /15/



Gytebiomassen (SSB) har vært over  $MSY B_{TRIGGER}$  siden 1996. Fiskedødeligheten har avtatt og har siden 2014 stabilisert seg på eller under  $F_{MSY}$ . Rekrutteringen ( $R$ ) har hatt en nedadgående trend over tid. ICES vurderer fiskepresset på bestanden til å være over  $F_{MSY}$ , og mellom  $F_{PA}$  og  $F_{LIM}$  i 2019 og gytebestanden i 2020 til å være høyere enn  $MSY B_{TRIGGER}$ ,  $B_{PA}$  og  $B_{LIM}$ .

Seibestanden er fortsatt over de kritiske nivåene fastsatt for bærekraftig forvaltning, og det er rådet til at går ned med 15% i 2020 i forhold til 2019.

### Makrell

Makrellen som fiskes i Nordsjøen, Skagerrak og Norskehavet, stammer fra tre gyteområder: Nordsjøen, sør og vest av Irland og utenfor Portugal og Spania, jmf. Figur 3-9 nedenfor. Makrell fra de sørlige og vestlige områdene vandrer til Norskehavet og Nordsjøen etter gyting og blander seg med nordsjøkomponenten. Det er ikke mulig å skille fangstene fra de forskjellige gytekomponentene, og makrellen forvaltes derfor som én bestand, nordøstatlantisk makrell. Etter gyting vandrer makrellen til Nordsjøen og Norskehavet for å beite. De siste årene har utbredelsen om sommeren blitt større og man finner nå makrell vest til Grønland, nord i Barentshavet helt opp mot Svalbard, og inn i Skagerrak om sommeren. Her blir makrell hele høsten før de vandrer tilbake til sine respektive gyteområder tidlig på vinteren. Makrellen er litt varmekjær og foretrekker temperaturer på over  $6^{\circ}\text{C}$ , selv om den også i kortere perioder kan overleve langt lavere temperaturer.

Figur 3-9 Gyte- og utbredelsesområde for makrell /2a/ /15/



Helt siden 2010 har det blitt fisket mer makrell enn kvoterådet fra ICES. Årsaken til det høye fisket skyldes delvis uenighet om fordeling av kvotene mellom de ulike landene som deltar i fisket. De siste årene har det vært enighet mellom Norge, EU og Færøyene om kvotefordelingen for makrellen. Island og Grønland som kyststater i tillegg til Russland står foreløpig utenfor denne tre-parts makrellavtalen.

Gytebestanden er estimert til å ha vært i økning etter 2007 til et maksimumsnivå i 2014, og har siden vært nedadgående. Den har likevel vært over  $MSY_{BTRIGGER}$  siden 2008. Fiskedødeligheten har vært nedadgående siden 2003, men er fremdeles høyere enn  $FMSY$ . Det har vært en rekke sterke årsklasser siden 2001, der årsklassene siden 2011 er estimert til å være over gjennomsnittet.

### Nordsjøisild

Nordsjøisild er en pelagisk stimfisk som finnes i Nordsjøen, Skagerrak og Kattegat. Det er både høst-, vinter- og vårgytende sild i området, men den høstgytende nordsjøisilda dominerer. Nyklekte larvene stiger opp i de øvre vannlagene hvor de driver med strømmen til oppvekstområder i sørøstlige Nordsjøen og Skagerrak-Kattegat. Her holder de seg til de blir kjønnsmodne og vandrer mot gyteområdene vest i Nordsjøen, jamfør Figur 3-10 nedenfor.

Figur 3-10 Gyte- og utbredelsesområde for nordsjøisild i Nordsjøen /2a/ /15/



Innføring av kraftblokk i sildefisket tidlig på 1960-tallet mangedoblet utbyttet og førte på kort tid til en sterk reduksjon av bestanden. På 1970-tallet kollapset bestanden og fisket ble stengt i 1977. Bestanden og fangstene økte utover 1980-årene til en ny topp i 1988. De påfølgende årene kom det strenge restriksjoner på uttak av småsild. EU og Norge avtalte første gang en høstingsregel for nordsjøtsild i 1998. Høstingsregelen har blitt revidert flere ganger, blant annet for å ta hensyn til svakere rekruttering etter 2001. ICES vurderer fiskepresset på bestanden til å ha vært lavere enn  $F_{MSY}$ ,  $F_{PA}$  og  $F_{LIM}$  i 2017 til 2019; og gytebestanden til å være over  $MSY$ ,  $B_{TRIGGER}$ ,  $B_{PA}$  og  $B_{LIM}$  i 2018 til 2019. I 2020 er gytebestanden vurdert til å være mellom  $MSY$ ,  $B_{TRIGGER}$  og  $B_{PA}$ .

## Hyse

Nordsjøhysa gyter i perioden mars til mai i de sentrale delene av Nordsjøen. Oppvekstområder er kystnære områder i Morray Firth, rundt Orknøyene og Shetland og langs eggakanten på om lag 200 meters dyp fra Shetland til Skagerrak, jmfør Figur 3-11 nedenfor. Hysa produserer med ujevne mellomrom meget sterke årsklasser som kan dominere fangst og bestand gjennom flere år. De siste 50 årene har utbredelsen av nordsjøhyse endret seg. Tidligere fantes det ganske mye hyse sør i Nordsjøen, men nå lever mesteparten nord for en linje trukket mellom Newcastle og Hanstholm.

Figur 3-11 Gyte- og utbredelsesområde for hyse i Nordsjøen /2a/ /25/



Gytebiomassen (SSB) har vært over  $MSY$ ,  $B_{TRIGGER}$  i de fleste av årene etter 2002. Fiskedødeligheten har avtatt fra begynnelsen av 2000-tallet, men har i hele perioden vært over  $MSY$ . Rekrutteringen har vært relativt lav siden 2000, med enkelte noe sterkere årsklasser innimellom, men uten noen virkelig gode årsklasser slik som i tidligere tider (før år 2000). ICES vurderer fiskepresset på bestanden til å være under  $F_{MSY}$ ,  $F_{PA}$  og  $F_{LIM}$  i 2019 og gytebestanden i 2020 til å være høyere enn  $MSY$ ,  $B_{TRIGGER}$ ,  $B_{PA}$  og  $B_{LIM}$ .

## Øyepål

Arten har vid utbredelse i østre deler av Nord-Atlanteren, men er mest tallrik i Nordsjøens nordlige deler, i området øst for Shetland (Fladen) og langs vestkanten av Norskerenna, jmfør Figur 3-12 nedenfor. Gytingen foregår i området mellom Shetland og Norge i perioden januar til mai. Egg og larver driver med de frie vannmassene og transporteres blant annet inn i Skagerrak. Før kjønnsmodning vandrer øyepål tilbake til de nordlige delene av Nordsjøen. Omkring 20% av bestanden gyter første gang som ettåringer, mens resten blir kjønnsmodne som toåringer. Gyteområder utenfor Lofoten og Vesterålen er identifisert.



Figur 3-12 Gyte- og utbredelsesområder for øyepål /2a/ /15/



Bestandsstørrelsen varierer mye fra år til år på grunn av variabel rekruttering og et kort livsløp. I 2018 er gytebestanden beregnet til å være over  $B_{PA}$ . Siden 1995 har fiskedødeligheten vært på et lavere nivå enn tidligere. Rekrutteringen var høy i 2018, men lavere enn langtidsgjennomsnittet i 2017.

### 3.7 Sjøfugl og marine pattedyr

#### 3.7.1 Sjøfugl

Risiko for sjøfugl er knyttet til eventuelle utslipp av olje fra disponeringsaktiviteter og tilhørende fartøyaktiviteter. Risiko for slike situasjoner er til stede både på feltet, under transport til land, og ved operasjoner innaskjærs. Sjøfugl er meget sårbare for oljeforurensning, da olje ødelegger fjærdraktens isolerende egenskaper, og fuglen fryser i hjel.

Sjøfugler omfatter alle fuglearter som helt eller delvis er avhengige av havet for å skaffe seg næring. Nordsjøen og Skagerak er et viktig område for mange sjøfuglbestander og sjøfugl utnytter ulike områder til hekking, trekking, myting (fjærfelling), overvintring og næringssøk, slik at den geografiske utbredelsen er i høy grad årstidsbestemt. Sjøfuglene i området hekker i hovedsak i Sør-Norge og nordøstlige deler av Storbritannia. Utenfor hekkesesongen er Nordsjøen og Skagerak et viktig område for mange bestander som trekker over området etter endt hekking. Mange sjøfuglarter har viktige trekk-, hvile- og overvintringsområder her. Områdene utenfor Vest-Agder til Sogn og Fjordane omfatter internasjonalt viktige områder for sjøfugl. I åpent hav finnes generelt måkefugl og alkefugl, sistnevnte varierende i ulike områder gjennom året. Mer kystnært finnes en rekke arter i tillegg, deriblant også ender, terner, skarv og dykkere. Tolv prosent av alle norske sjøfugler hekker i området, dominert av de kystbundne sjøfuglartene (måke, terne, skarv og ærfugl). Det er hekkebestandene av ærfugl, fiskemåke, sildemåke og gråmåke som er mest tallrike, etterfulgt av lunde, svartbak, makrellterne, rødnebbterne og krykkje.

I vintersesongen er tettheten av alkekonge som regel relativt høy i hele Nordsjøen, da dette er et av artens viktigste overvintringsområder. Sammenlignet med Norskehavet og Barentshavet har Nordsjøen og Skagerrak betydelig færre hekkende sjøfugler. Derimot er artsantallet i Nordsjøen høyt, og de nordlige delene av Nordsjøen er viktige beiteområder for flere bestander av pelagiske sjøfugler. Etter endt hekkesesong i blant annet Skottland, Orknøyene og Shetland trekker store bestander av sjøfugl inn i Nordsjøen. Ved

Statfjord-feltet og i Tampen-området har det historisk sett vært høy tetthet av havhest hele året samt forekomster av krykkje i vinterhalvåret.

Alkekonge og lundefugl trekker inn i de nordlige delene av Nordsjøen i oktober til november og samler seg store kolonier i norsk farvann. Om vinteren er tettheten av lunde i Nordsjøen imidlertid relativt lav. Etter overvintring i Nordsjøen er det tidlig på våren et høyt antall lomvi lokalisert nordvest i Nordsjøen, hvor de har nær tilknytning til de større koloniene utenfor østkysten av Skottland og rundt Shetland. Store mengder havhest vil også oppholde seg i dette området. Fra april samler arter som lomvi og alke seg ved de større hekkkoloniene ved Shetland, Orknøyene og nordøstlige deler av Storbritannia. I mai måned starter hekkesesongen og de fleste sjøfuglene oppholder seg da i eller i nærheten av koloniene.

Utover høsten trekker lomvier seg raskt sørover og vil kunne observeres over store deler i den nordlige delen av Nordsjøen.

### 3.7.2 Marine pattedyr

Det er fem arter sjøpattedyr som tallmessig dominerer i Nordsjøen. Det er hvalartene Nise, Vågehval og Kvitnos og selartene Havert og Steinkobbe. Mens vågehvalen kommer på næringssøk i sommerhalvåret er Nise, Kvitnos, Havert og Steinkobbe stedegne i Nordsjøen. Også andre arter av både hval og sel kan være på kortere besøk i Nordsjøen.

**Vågehvalen** befinner seg i de nordlige delene, og det finnes større kolonier lokalisert rundt store deler av Storbritannia. **Nise** forekommer i hele Nordsjøen. **Kvitnos** lever for det meste i de vestlige delene av Nordsjøen, men er konsentrert rundt kysten av Storbritannia.

Havert og Steinkobbe befinner seg hovedsakelig langs kysten, hvor de er stasjonert på land i omtrent en tredjedel av tiden, foruten kaste- og forplantingsperioden. I Nordsjøen er det i hovedsak to selarter som utpreger seg i antall; steinkobbe og havert. De befinner seg hovedsakelig langs kysten og lever i kolonier. Enkeltindivider kan påtreffes også til havs. **Steinkobbe** er utbredt langs hele norskekysten, men tettheten er størst i Sør-Trøndelag og Nordland. Den er et flokkdyr som lever i grupper fra noen titalls dyr til større kolonier på noen hundre individer. Kasteperiode foregår fra juni til juli, og ungene er godt utviklet når de blir født. Under hårfellingsperioden i august til september holder den seg for det meste på land. **Havert** lever langs norskekysten fra Rogaland til Finnmark, og kan gjerne finnes på de ytterste og mest værharde holmer og skjær. Parring- og kasteperiode er i juni til juli, og hårfellingen foregår i perioden august til september.

## 3.8 Kulturminner

Det er ikke registrert kulturminner i området rundt Statfjord-feltet og Statfjord A-plattformen. Dersom det under avslutningsaktiviteter mot formodning skulle bli identifisert kulturminner i området vil relevante myndigheter bli kontaktet for å vurdere videre prosess og håndtering.

## 3.9 Næringsvirksomhet i området

### 3.9.1 Fiskeriaktivitet i området

Nordsjøen har mange kommersielt viktige fiskearter. Dette inkluderer de pelagiske artene som sild, kolmule, makrell og hestmakrell/taggmakrell, samt de mer eller mindre bunnlevende artene som torsk, hyse, hvitting,



øyepål, sei, rødspette og tobis. Den nordlige delen av Nordsjøen er preget av pelagisk fiske etter sild og makrell som konsumfisk, mens bunnfiske etter øyepål og tobis blir brukt til produksjon av fiskemel- og olje.

Noen typiske trekk for fiskeriet i Nordsjøen er som følger:

- Makrellfiske i august til oktober
- Nordsjøsildefiske med ringnot i perioden mai til juli, og med pelagisk trål sent på høsten
- Trålfiske av øyepål, tobis og hvitling for industriell produksjon av fiskemel- og olje
- Trålfiske av sei gjennom hele året
- Garnfiske etter torsk og hyse gjennom hele året
- Trålfiske etter reker og sjøkreps i Norskerenna og kystnære områder gjennom hele året

Områder for fiske med not eller pelagisk trål etter sild og makrell er avhengig av lokale forhold som migrasjon av stammer og kvoteregulering, som begge varierer fra år til år. Som et resultat er disse fiskeriene ikke like avhengig av spesifikke områder slik som ved fiske med bunntål. Fiske med bunntål vurderes derav å ha større relevans til avslutningsarbeidet og foreliggende konsekvensutredning.

Tampen-området (inkludert Statfjord-feltet) har historisk sett vært et viktig område for bunntålfiske etter hvitfisk. Trålfisket foregår på hele området og strekker seg vestover ut til den norsk-britiske skillelinjen. Øyepål, kolmule og tobis er de viktigste fangstbare artene for industrietrål. På Tampen er det øyepål og kolmule som dominerer fangstene, og viktige områder for trål etter øyepål er langs Norskerenna hvor de største fangstene tas på vandyp dypere enn 160 til 170 meter. Bunntål etter kolmule blir gjennomført fra 250 meter og dypere. Statfjord-området er grunt (om lag 150 meter) og er derfor lite egnet for bunntål etter begge disse artene.

#### Satellittsporingsdata /12/

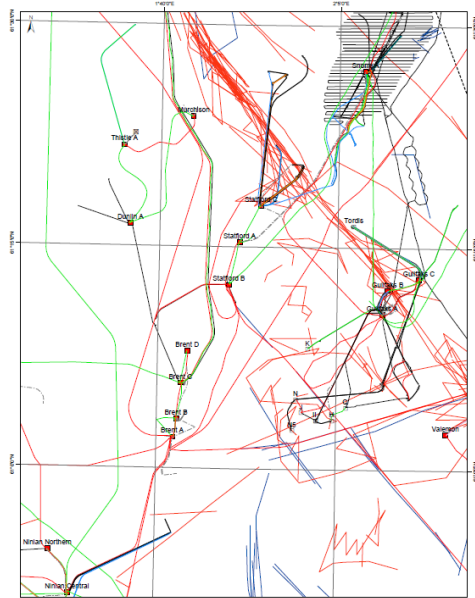
Satellittsporingsdata gir et godt bilde av de enkelte fiskefartøyenes bevegelsesmønster og består av data innhentet fra fartøy over 15 meter. Sporingsdata fra 2020 og 2021 viser at fiske med bunntål har den mest aktive perioden i 2. og 3. kvartal, hvor tråling langs vestkanten av Norskerenna dominerer.

Satellittsporingsdata innhentet fra Fiskeridirektoratet viser fiskeriaktiviteten rundt Statfjord-innretningene for 2020 og 2021, jmf figur 3-13 og 3-14. Sporingsdata for 2020 viste høy trålaktivitet øst for Statfjord-området i 2., 3. og 4. kvartal. I 1. kvartal 2020 var det betydelig lavere trålaktivitet enn resten av året. Samme tendenser var gjeldende også for 2021, da med noe høyere aktivitet også sør for Statfjord-området.

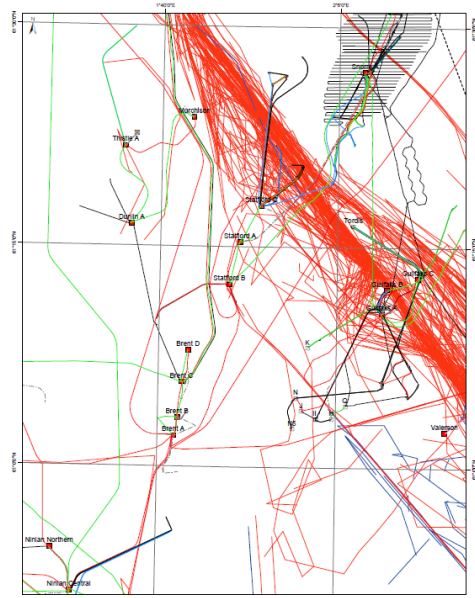
Rundt selve innretningene i Statfjord-området er det relativt lite trålaktivitet, dette har sin bakgrunn i stort antall installasjoner samt tilhørende sikkerhetssoner.

Bevegelsen av fiskefartøyer ved SFA følger ikke et fast mønster, da både omfang og type fiskeriaktivitet varierer fra år til år som følge av endringer innen bestander, samt tilgjengelige fiskbare kvoter og andre administrative forhold.

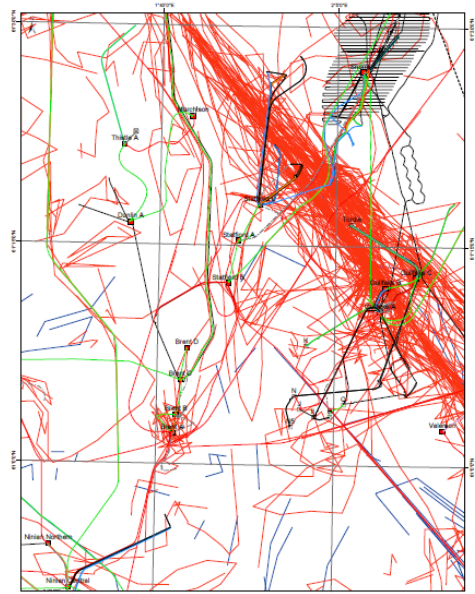
Figur 3-13 Registrert fiskeriaktivitet (grønne linjer) i området rundt Statfjord i 2020. Data er hentet fra Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøy.



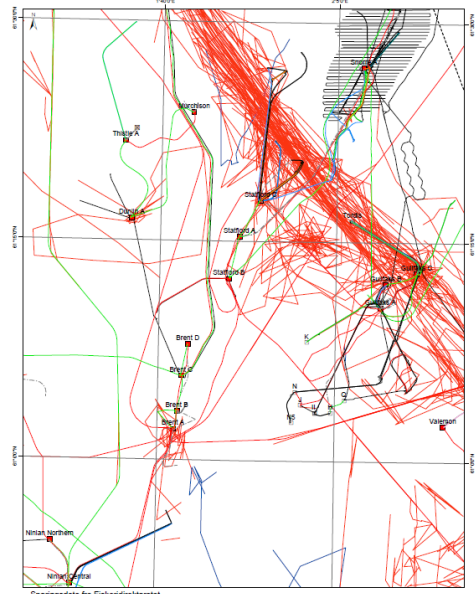
Kvartal 1 2020



Kvartal 2 2020

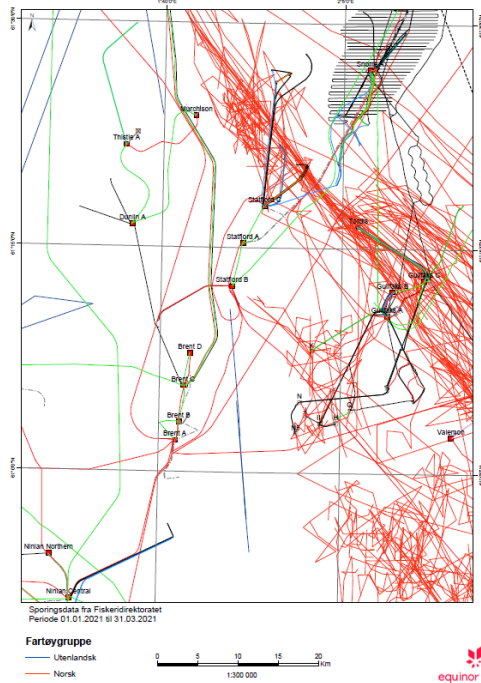


Kvartal 3 2020

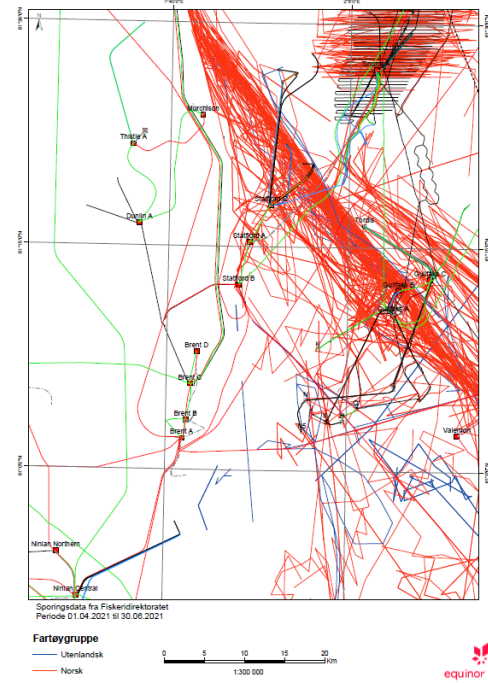


Kvartal 4 2020

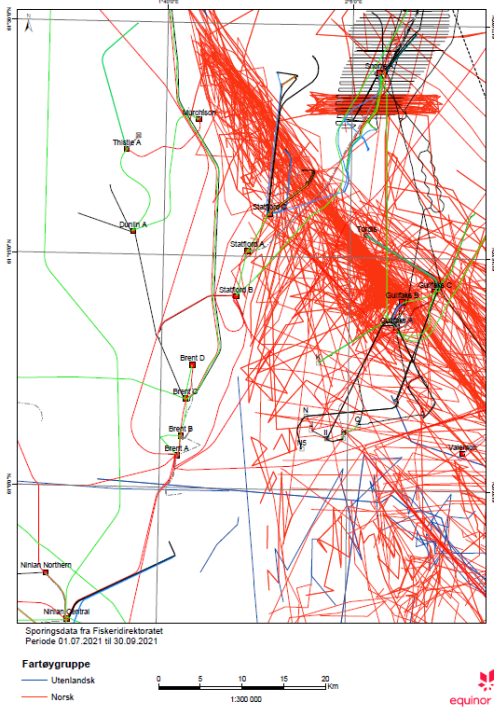
Figur 3-14 Registrert fiskeriaktivitet (grønne linjer) i området rundt Statfjord i 2021. Data er hentet fra Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøy.



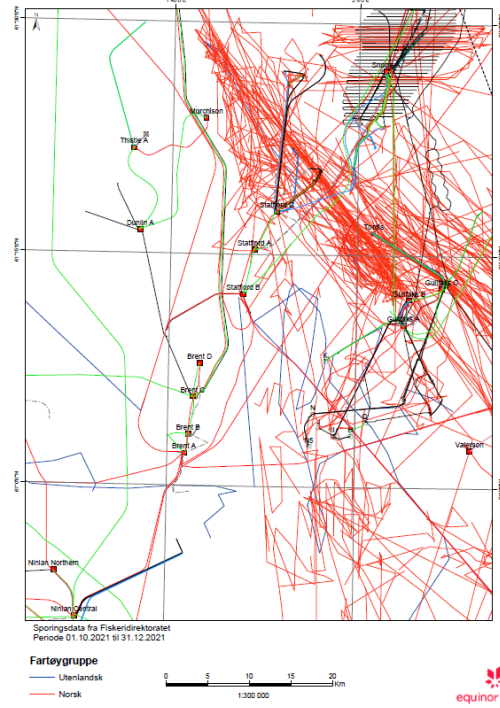
Kvartal 1 2021



Kvartal 2 2021



Kvartal 3 2021



Kvartal 4 2021

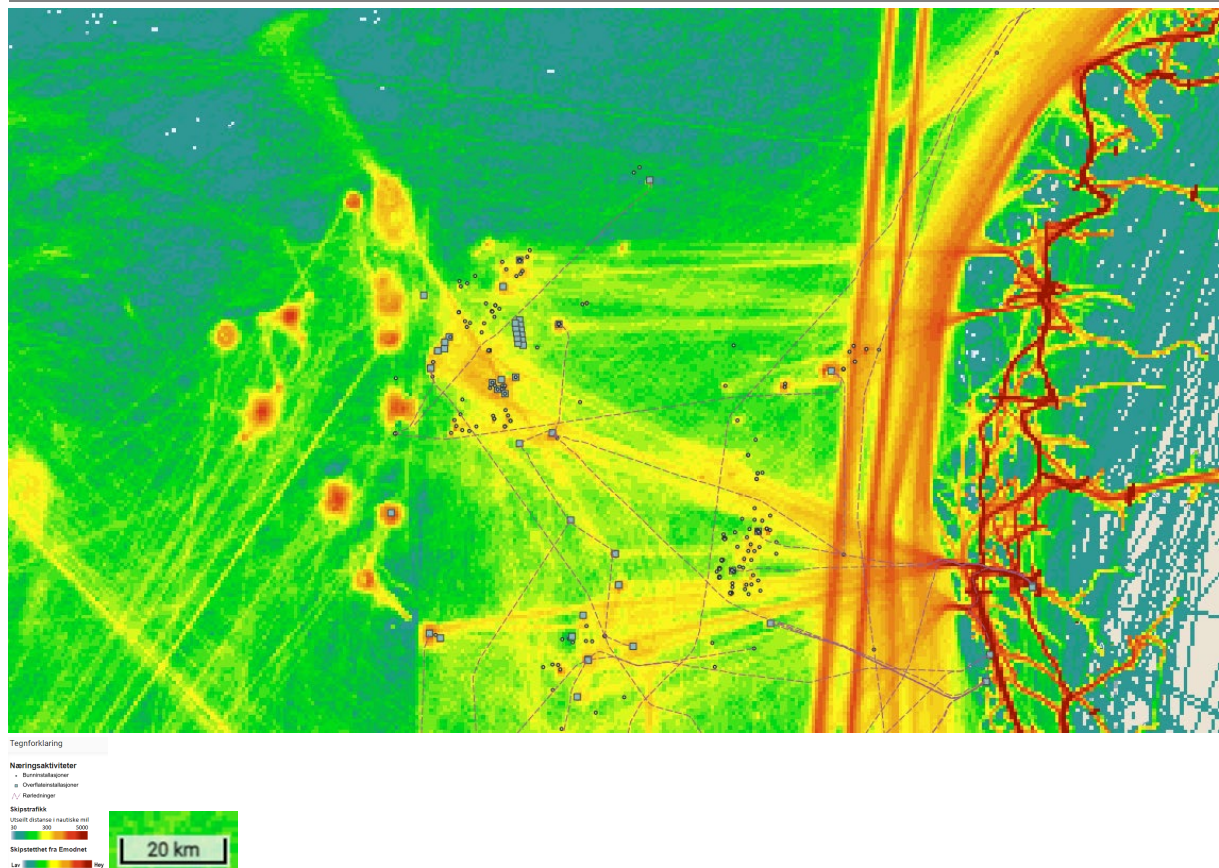


### 3.9.2 Skipstrafikk i området

#### 3.9.2.1 Trafikk på Statfjord-feltet

Skipstrafikken rundt Statfjord-feltet er moderat, jmfør Figur 3-15 nedenfor. Hoveddelen av skipstrafikken i området består av offshore-fartøy som trafikkerer nærliggende installasjoner, hvorav størsteparten av den totale trafikken omfatter forsyningsfartøy og resterende omfatter tankskip. Tettheten av fiskefartøy er lav og de fleste fiskefartøyene holder god avstand til installasjonene på feltet.

Figur 3-15 Skipstrafikken rundt Statfjord-feltet /13/



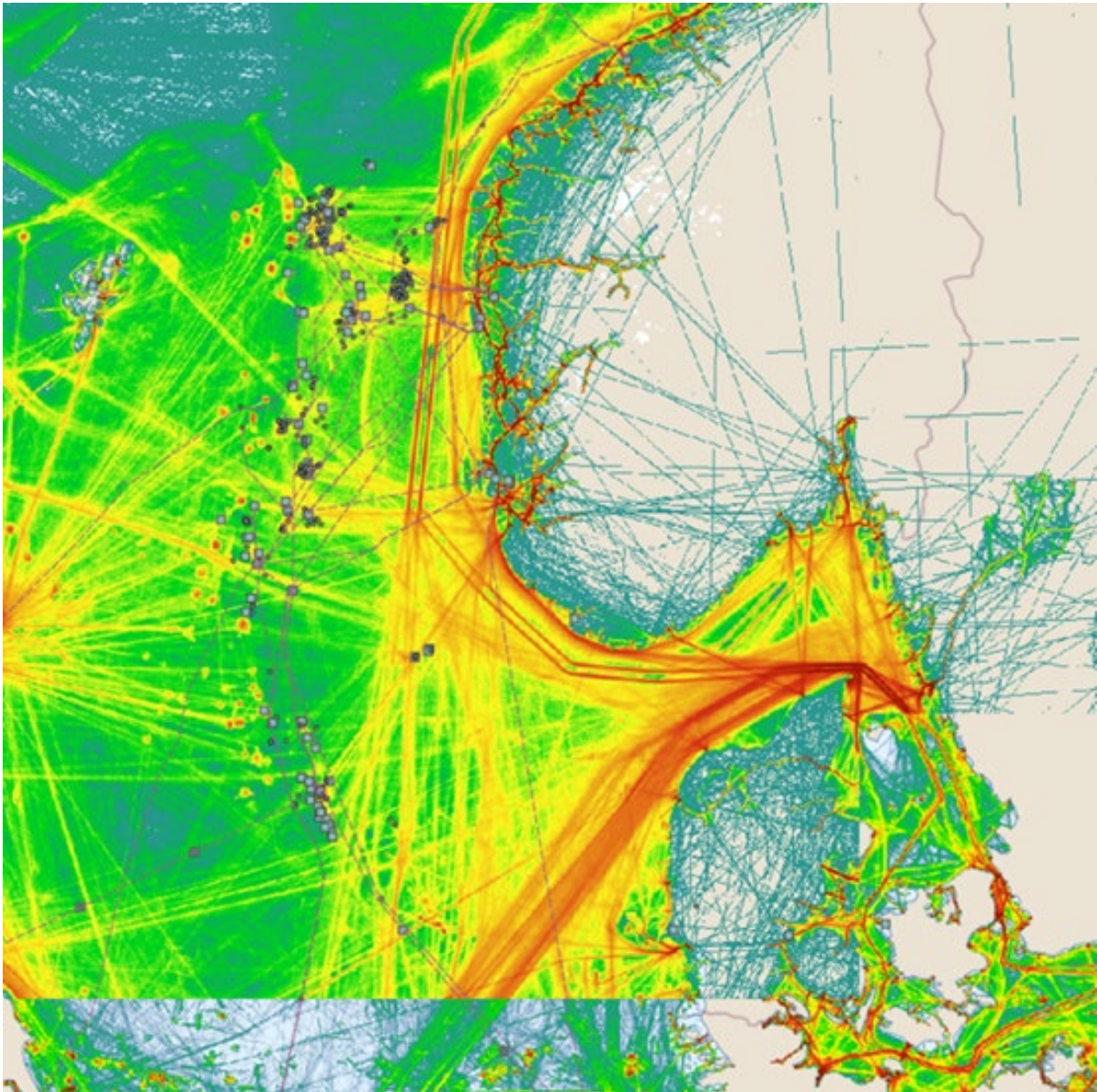
#### 3.9.2.2 Trafikk langs mulige transportruter

Nordsjøen og Skagerrak er et av verdens mest trafikkerte havområder. Området har flere viktige transportårer, som transitt til nordområdene langs Norskekysten, trafikk til og fra Østersjøen og trafikk mellom de store havnene i Norge og andre nordsjøland. Nordsjøen og Skagerrak er trafikkert av alle mulige kategorier skip og alle typer last. Skipstrafikken i Nordsjøen og Skagerrak har større omfang og er mer kompleks enn i de andre norske havområdene. Sørlige del av området har svært tett skipstrafikk, og  $\frac{3}{4}$  av skipstrafikken i Nordsjøen foregår utenfor norsk økonomisk sone.

Det meste av kysttrafikken er lokalisert tett langs med kystlinjen. Det er moderat aktivitet av oljetransport fra forskjellige felt til landbaserte raffinerier eller utenlandske havneområder. Selv med høy frekvens av offshore

trafikk mellom Statfjord og Snorre, og Statfjord og Fedje, er det ingen uvanlig eller høyere tetthet enn den generelle trafikken i Statfjord-området tilsvarer. Generelt er tettheten i Statfjord-området relativt lav sammenlignet med mange andre felt/installasjoner på den norske kontinentalsokkelen. Figur 3-16 viser et overordnet bilde av tettheten av skipstrafikken i Nordsjøen /13/.

Figur 3-16 Skipstrafikken i Nordsjøen /13/



### 3.10 Disponeringsvirksomhet på land - Lokasjon for demolering og gjenvinning

Plattformdekket fra Statfjord A-plattformen vil tas til land for demolering og gjenvinning som en del av avslutningsarbeidet. Konsekvenser knyttet til naturressurser og miljøforhold i influensområdet til en disponeringsvirksomhet på land er i stor grad spesifikke for den enkelte lokalitet. Sted for demolering og gjenvinning av SFA plattformdekk er ikke valgt per i dag. Lokasjon vil bli besluttet etter at den valgte

hovedleverandør for fjerning av SFA plattformdekk har gjennomført sin anbudsrunde for dette arbeidet. Aktuelle anlegg finnes både i Norge og i utlandet. Konsekvenser knyttet til disponeringsvirksomheten på land er derfor, i henhold til fastsatt utredningsprogram, utredet basert på kunnskap om Statfjord A-plattformen og dens bestanddeler, samt generelle vurderinger av godkjente anlegg for denne typen virksomhet

Rettighetshaverne understreker at en grunnleggende forutsetning for valg av anlegg er at alle kontraktskrav og nødvendige tillatelser og konsesjoner fra de respektive myndigheter er på plass.

Rettighetshaverne vil i størst mulig grad legge til rette for gjenbruk i henhold til sirkulærøkonomiske prinsipp, oppfølging av dette planlegges videre i neste fase av prosjektet.



## 4 Miljømessige virkninger

### 4.1 Disponering av Statfjord A plattformdekk

I henhold til bestemmelsene i OSPAR-beslutning 98/3 vil SFA plattformdekk bli fjernet i sin helhet, og derav er det kun denne løsningen som er utredet og gjengitt i det følgende.

#### 4.1.1 Energibruk og utslipp til luft

Da leverandør og metodikk for fjerning av plattformdekket er bestemt er utslipp til luft beskrevet i det følgende basert på enkeltløft ved bruk av leverandørens fartøy 'Pioneering Spirit' samt varigheter estimert for de ulike operasjonene. Data er basert på foreløpig miljøbudsjett fra gitt leverandør. Tabell 4-1 nedenfor viser foreløpige estimerte utslipp i forbindelse med aktiviteter offshore og opphugging og resirkulering på land.

Tabell 4-1 Totale utslipp til luft for fjerning av SFA plattformdekk

	Forbruk [Tonn/dag]	Varighet [Dager]	Totalt Forbruk [Tonn]	Faktor [Tonn CO2/Tonn]	CO2 [Tonn]	Faktor [Tonn NOX/Tonn]	NOX [Tonn]	Faktor [Tonn SO2/Tonn]	SO2 [Tonn]
Kraftgenerering på SFA	7,5	200	1.500	3,2	4.800	0,007	10,5	0,002	3
Beredskapsfartøy	5,5	90	500		1.600		3,5		1
SFA Forsyningsfartøy	5,5	90	500		1.600		3,5		1
Pioneering Spirit	140	14	2.000		6.400		14		4
Tauefartøy	14	35	500		1.600		3,5		1
Anleggsaktiviteter på land	1	750	750		2.400		5,2		1,5
<b>Totalt</b>			<b>5.750</b>		<b>18.400</b>		<b>40,2</b>		<b>11,5</b>

Utslippsfaktorer er basert på «IMCA Guidelines for the use of Environmental Performance Indicators, January 2004».

Estimert forbruk av energi er basert på historiske data for fartøyet «Pioneering Spirit» og vil bli jevnlig oppdatert i løpet av prosjektgjennomføringen for mer nøyaktig å reflektere faktiske utslippsdata. Leverandør for fjerning av SFA plattformdekk har som mål å begrense og monitorere utslipp til luft gjennom prosjektets varighet og vil følge dette opp gjennom en egen energieffektiviseringsplan.

Som referanse tilsvarer utslippene fra fjerning av SFA plattformdekk kun en liten andel av det totale norske utslippet fra petroleumsvirksomhet til havs. Aktivitetene knyttet til fjerning av SFA plattformdekk vil være fordelt over flere år. Det meste av utslippene vil være relatert til direkte utslipp fra fartøysaktivitet. Konsekvenser tilknyttet utslipp til luft i forbindelse med fjerning av plattformdekket er vurdert som 'ubetydelige'.

#### 4.1.2 Utslipp til sjø

Som bakgrunn for konsekvensvurderingene under er Statfjord-området verdi/sårbarhet vurdert til å være liten i forhold til utslipp til sjø grunnet god vannutskifting.

Konsekvenser tilknyttet utslipp til sjø i forbindelse med aktiviteter på land er kun vurdert på generell basis da lokasjon for disse aktivitetene ikke er valgt på nåværende tidspunkt. Rettighetshaverne understreker at det legges til grunn at det velges anlegg som har alle nødvendige tillatelser på plass fra ansvarlig myndighet. Operatøren vil følge opp valg av lokasjon gjennom foreliggende kontrakt med leverandør for avslutningsprosjektet.



#### **4.1.2.1 Planlagte utslipp**

Tilstedeværende utstyr med potensielt miljøfarlige materialer på plattformen er kartlagt og vil bli lagt til grunn for fjerningsarbeidet. Ved valg at enkeltløftmetoden vil miljøfarlige materialer forsegles og følge transporten til land for videre håndtering på gitt lokasjon for opphugging. Det er ikke planlagt for utslipp til sjø i forbindelse med fjerning av plattformdekket og negative konsekvenser på marint miljø til havs er derfor ikke vurdert som relevant.

Opphuggingsaktivitetene på land vil ikke medføre direkte utslipp til sjø. Arbeidet vil imidlertid kunne medføre at metaller og eventuelle mindre gjenværende væskemengder eller avleiringer frigjøres. Slikt materiale ansamles på området og vil dels fanges av regnvann eller spyling. Støv og partikulært materiale kan dels fjernes ved feiing av området. Opphugging vil foregå på områder med tett dekke. Dette sikrer at vann fra området kan samles og kontrolleres før utslipp, og om nødvendig renses/ivaretas. Her er det noe ulike praksis mellom anleggene, enkelte anlegg har krav til rensing, og det er også ulike grader av krav til nivåer av utslipp fra anleggene. Det er også noe ulik grad av miljøovervåking i resipient, og dette fremkommer av det enkelte anlegg sin virksomhetstillatelse. For høye nivåer av for eksempel tungmetaller kan medføre oppkonsentrering i dypområder (fjordmiljø) og eventuelt opptak og akkumulering i fisk. Det er viktig å sikre god kontroll med henholdsvis rensing og utslippskontroll for å påse at grenseverdier ikke overstiges. Under denne forutsetning vurderes det at planlagte utslipp til sjø fra den landbaserte aktiviteten vil medføre 'ubetydelige' miljøkonsekvenser.

#### **4.1.2.2 Ikke planlagte utslipp**

Forberedende arbeid og gjennomføring av fjerning til havs medfører aktiviteter med potensial for ikke planlagte utslipp til sjø, relatert til aktiviteter på plattformen, kutteoperasjoner, avfallshåndtering samt fartøyoperasjoner. Gjennomgående for alle disse typer av utslippshendelser er at involvert volum er meget begrenset, normalt avgrenset til noen liter.

Hendelser som volummessig innebærer de største utslippene vil være knyttet til kollisjon eller havari av fartøy hvor drivstoff slippes ut til sjø. En slik hendelse kan medføre utslipp av noen hundre tonn, for de største fartøyene en noe større mengde. Sannsynligheten for en slik hendelse skal inntreffe er imidlertid meget lav.

I planlegging og gjennomføring av fjerningsoperasjoner for plattformdekket for SFA vil det være fokus på å unngå utslipp til sjø. Selv om målbare miljøkonsekvenser ikke ventes fra mindre utslipp til havs, er slike hendelser i seg selv uønskede og negative. I tillegg til å sikre gode arbeidsprosesser og rutiner for forundersøkelser, kontroll og håndtering av væsker, vil det kunne jobbes med holdningsarbeid for å motivere for å unngå slike situasjoner. Equinor vil planlegge og gjennomføre nedstengning og disponering av Staffjord A plattformdekk i henhold til selskapets strategi med sikker drift, høy verdiskapning og lave karbonutslipp.

#### **4.1.3 Fysiske miljøvirkninger**

Staffjord-området verdi/sårbarhet i forhold til fysiske miljøvirkninger er vurdert som liten til middels.

Ved fjerning av SFA plattformdekk vil det være behov for noe graving i området rundt plattformen. Dette vil pågå i en tidsbegrenset periode og vil ikke medføre vesentlige inngrep eller forstyrrelser av havbunnen rundt betongunderstellet. Omfanget av fysisk påvirkning er således svært begrenset både i tid og rom. Konsekvensen av de fysiske påvirkningene på havbunnen i forbindelse med fjerning av plattformdekket er vurdert som 'ubetydelige'.

#### 4.1.4 Ressursbruk og avfallsdisponering

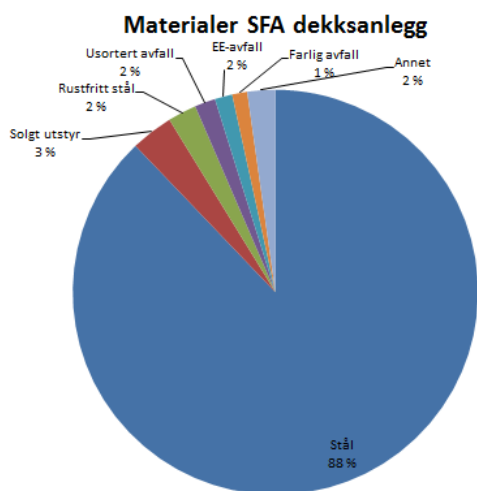
Materialutnyttelse beskrevet i det følgende er fokusert rundt type og mengde avfall som genereres.

Når plattformdekket ankommer mottaksanlegget vil utstyr med potensielt miljøfarlig materiale bli håndtert som farlig avfall og fjernes eller sikret så langt det lar seg gjøre før selve demoleringsarbeidet igangsettes. Videre vil de ulike modulene klippes og deles i mindre deler før de sorteres i ulike materialfraksjoner. Materialer som ikke kan gjenbrukes vil gjenvinnes og restavfall håndteres i henhold til normal avfallspraksis. Rettighetshaverne vil i den grad det er praktisk mulig legge til rette for størst mulig grad gjennomføre arbeidet i tråd med sirkulærøkonomiske prinsipper.

En materialoversikt for SFA plattformdekk har blitt foreløpig estimert, basert på vekter for SFA.

Av den totale vekten på 48.000 tonn er det estimert at om lag 41.000 tonn, tilsvarende 86%, av plattformdekket består av stål som vil kunne gjenvinnes ved omsmelting. Videre er det estimert at om lag 3% av materialene stammer fra utstyr som kan selges, mens høylegert stål vil utgjøre om lag 2% av den totale vekten. Videre utgjør kobber og aluminium henholdsvis om lag 0,8% og 0,4%. Restfraksjonen vil utgjøre om lag 3,5% og typisk bestå av isolasjonsmaterialer, elektrisk og elektronisk avfall (EE-avfall) samt usortert avfall som normalt ikke vil kunne resirkuleres/gjenvinnes. Videre er det estimert at om lag 1% av materialene fra plattformdekket klassifiseres som farlig avfall. De ulike materialfraksjonene og foreløpig estimerte mengder for plattformdekket er vist i figur 4-1 og tabell 4-2 nedenfor.

Figur 4-1 Material fraksjoner SFA plattformdekk



Tabell 4-2 Foreløpig estimert materialsammensetning på plattformdekket på SFA

Material	Mengde [Tonn]
Stål	41.000
Rustfritt stål	950
Kobber	330
Isolasjonsmateriale	195
Aluminium	148
Betong	140
Trevirke	40
Titan	35

Som vist i figur og tabell ovenfor utgjør stål det meste av materialene fra plattformdekket, og mengden vurderes som betydelig. Stål er ansett som en ressurs med middels verdi på en relativ skala. Stål fra plattformdekket vil gjenvinnes etter fjerning og er således vurdert å gi en 'moderat til stor positiv' miljøkonsekvens sett i forhold til ressursbruk og i lys av prinsippene om sirkulær økonomi.

#### **4.1.4.1 Kartlegging og håndtering av miljøfarlige stoffer**

Kartlegging av materialer samt helse- og miljøskadelige stoffer på SFA plattformdekk og SFA utstyrsskaff (ned til 49 meter) ble gjennomført av Kværner i 2011 /21/. Da SFA-plattformen fortsatt var i drift under prøvetakningene er det områder som ikke har blitt kartlagt grunnet driftsmessige og sikkerhetsmessige årsaker. Disse systemene omfatter typisk prosess-systemer og høyspenningsområder, samt isolerende materialer gjemt bak dører, vegger, lukkede rom og andre skjermede områder. Disse områdene vil bli nærmere undersøkt av valgt demoleringsleverandør på et senere tidspunkt som en del av forberedelsene til fjerning.

##### PCB

Polyklorinerte bifenyler (PCB) er miljøgifter som typisk ble benyttet i blant annet elektrisk utstyr og i ulike bygningsmaterialer, og var hyppig brukt på 1960 til -70 tallet. PCB er tungt nedbrytbart, kan medføre negative helse- og miljøeffekter, og ble forbudt brukt fra 1980. De er akutt giftige for marine organismer, og kan selv i små konsentrasjoner ha kroniske giftvirkninger både for landlevende og vannlevende organismer.

Under kartleggingen som ble gjennomført på SFA ble det påvist flere forekomster av PCB i transformatoroljer, hvorav én av målingene oversteg verdien som klassifiserer til farlig avfall. Den identifiserte transformatoren har et volum på 6 m<sup>3</sup>, og PCB-konsentrasjon i transformatoroljen ble målt til over 50 ppm. I de resterende transformatorene (som utgjør totalt om lag 24 m<sup>3</sup>) ble PCB påvist i konsentrasjoner i størrelsesorden 10 til 50 ppm. Det ble ikke identifisert PCB i prøver fra ulike bygningsmaterialer, pakninger eller åpne slukssystemer.

##### Asbest

Asbest er i hovedsak et helserelatert problem, da asbest blant annet kan være kreftfremkallende og ikke et ytre miljøproblem. Risikoen oppstår først når løse asbestfibre opptrer i form av støv som kan pustes inn. Bruk av asbest har vært forbudt siden 1980, men kan finnes i eldre innretninger som SFA. Generelt har sanering av asbest på SFA foregått i en kontinuerlig prosess ved at asbest har blitt fjernet når det har blitt påvist funn. Det har i tillegg blitt gjennomført større prosjekter på anlegget hvor materialer har blitt fjernet spesifikt i den hensikt å fjerne underliggende asbest.

Under kartleggingen på SFA i 2011 ble asbest og keramiske fibre påvist i pakninger i blant annet rørledninger og skapdører. Det ble også påvist asbest i såkalte bestobell-pakninger brukt som tetningsmasse for rørledninger og moduler gjennom vegger og gulv, typisk i forbindelse med brannvannsystemer. Mange branndører på plattformen er av en slik alder at det er stor sannsynlighet for å finne asbest. Prøver innhentet fra boligkvarteret gav ingen utslag på asbest, men dette må bekreftes eller avkreftes gjennom grundigere undersøkelser. Ingen av prøvene innhentet fra passive brannbeskyttelsesmaterialer fra lettbetong gav utslag på asbest.

##### Radioaktive stoffer (NORM)

Da innretningen fortsatt er i drift ble målingene i 2011 utført med håndholdt doserate meter på utsiden av rør/utstyr og gir således kun en indikasjon på tilstedeværelse av naturlige forekommende radioaktive stoffer (NORM). Under kartleggingen ga målingene utslag på NORM i flere systemer, men primært i systemer for produsert vann. Målinger gjort på utsiden av produsertvannsystemene ga utslag i området 0,10 til 0,73 µS/t (Verdier over 1,0 µS/h vurderes som moderat og som en indikasjon på tilstedeværelse av NORM. Utfelling

av NORM er således forventet i rørledninger og separatorene siden det har sin opprinnelse i dette systemet for produsert vann.

#### Tungmetaller og batterier

Mange forbindelser som inneholder bly, kadmium og kvikksølv er akutt giftige for vannlevende organismer og pattedyr, selv ved lave konsentrasjoner. De har også helseskadelige virkninger, og kan være kreftfremkallende.

Maling som inneholder polyuretan og tungmetaller (som bly) kan føre til arbeidsmiljørelaterte skadevirkninger ved dannelse av isocyanater og avdamping fra tungmetaller dersom malingen blir oppvarmet ved for eksempel skjærbrenning. Slike stoffer ble påvist i maling og isolasjon på flere steder rundt på plattformen, men den totale mengden maling er ikke kvantifisert.

Under kartleggingen ble det indentifisert enkelte enheter som er malt med blymaling. Det ble også påvist bly i tape på innsiden av enkelte rørledninger, hvorav den totale mengden tape utgjør en total vekt på om lag 1.000 kg. Konsentrasjonen av bly i tapen ble typisk målt til å være under grenseverdien for farlig avfall (< 2.500 ppm), men dette anbefales likevel fjernet fra rørene før disse sendes for gjenvinning.

Bly og nikkel-kadmium batterier ble funnet på ulike områder på SFA, i et antall på henholdsvis 650 og 324.

#### Kjemikalier

Anlegget på SFA er fortsatt i drift og prosess- og produksjonskjemikalier som glykol, organiske løsemidler, uorganiske forbindelser og ulike gassblandinger finnes pr dag i lukkede områder som tanker, spraybokser og containere. Tankvolumene varierer fra 4 m<sup>3</sup> (biosid) til 295,6 m<sup>3</sup> (glykol). Som en forberedelse til fjerning vil kjemikalier fjernes fra innretningen.

#### Halogenerte hydrokarboner

PCB (beskrevet over) og bromerte flammehemmere (BRF) er typiske forbindelser som havner under gruppen halogenerte hydrokarboner. Enkelte BRF er akutt giftige for vannlevende organismer, og kan ved gjentatt eksponering også føre til leverskade hos mennesker.

BRF ble påvist i isolasjonsmateriale, tekstiler og glassfibermaterialer (totalt om lag 2 500 kg). Det ble også påvist BRF i varmtvannsrør i boligkvarteret (totalt om lag 1000 kg).

#### Områder som ikke er undersøkt

Da innretningen fortsatt var i drift i 2011 var det flere områder som ikke lot seg kartlegge og som kan tenkes å inneholde miljøfarlige stoffer. Dette gjelder spesielt telekommunikasjonsmoduler, brannvannsystemer, boligkvarter og brannspjeld i ventilasjonsanlegg. Dette er områder og utstyr som sannsynligvis inneholder asbest. Videre vil eldre vinduer som ikke har blitt skiftet ut i boligkvarteret og på dekk kunne inneholde PCB eller klorinerte parafiner i tetningsmassene. Dette vil bli sjekket ut under selve nedstengningsarbeidet av valgt leverandør.

### **4.1.5 Konsekvenser ved demolering og gjenvinning på land**

#### **4.1.5.1 Estetiske virkninger og lokalmiljøeffekter**

Konsekvenser knyttet til demolering på land er avhengig av hvilken metode som velges for fjerning av plattformdekket.

Områdets verdi/sårbarhet vil være avhengig av valg av lokasjon av mottaksanlegg for demolering og gjenvinning, og beliggenhet i forhold til anleggets nærområde. Derimot vil det valgte anlegget være etablert som et industriområde, og verdien/sårbarheten er derfor generelt vurdert som liten til middels, med en usikkerhet som avhenger av lokaliteten.

#### **4.1.5.2 Støy**

I forbindelse med fjerning av plattformdekket på SFA er det ventet relativt høy demoleringsaktivitet på mottaksanlegget. Her vil aktiviteter som klipping/kutting av metall og bruk av maskiner generere støy som tidvis vil kunne virke sjenerende for nærmiljøet rundt anlegget.

I forbindelse med demoleringsarbeidet vil moduler med høyde utenfor maskinenes rekkevidde kunne bli kuttet ned eller tippet over. Strukturelle enheter kuttet primært mekanisk, mens tykt gods normalt skjære-brennes. Deler som er kuttet vil håndteres av maskiner og plasseres i containere for videre transport og behandling. Alle disse operasjonene vil generere støy fra maskiner og fysisk kontakt mellom metallenheter. Omfanget av støyen som genereres i forbindelse med arbeidet vil være avhengig av metodevalg, utstyr som benyttes og eventuelle avbøtende tiltak. De negative konsekvensene av støyen vil videre avhenge av virksomhetens avstand til boliger/fritidsboliger.

Anleggene som er aktuelle for mottak av plattformdekket fra SFA vil være regulert for industriformål og ha krav til tillatt støynivå. Generelt er det forventet at de negative konsekvensene knyttet til støy vil kunne variere fra små til middels negative, avhengig av anleggets beliggenhet. Negative konsekvenser knyttet til støy er begrenset til perioder med demoleringsaktiviteter på mottaksanlegget. Den totale perioden med aktivitet på mottaksanlegget knyttet til håndtering av plattformdekket fra SFA vil imidlertid strekke seg over flere år.

#### **4.1.5.3 Lukt og støy**

Marin begroing er ikke ventet på innretninger lokalisert over vannoverflaten, som ved SFA plattformdekk. Noe luktproblem er således ikke forventet i forbindelse med demoleringsarbeidet.

Ulike demonteringsaktiviteter vil generere støv på mottaksanlegget. De aktuelle anleggene har derfor implementert tiltak for å redusere mulighet for og omfang av støvflukt. Herunder tiltak som jevnlig feiing eller vanning på området. Det må likevel påregnes noe støvflukt, spesielt i vindutsatte områder. Effektene av dette forventes mest som en generell irritasjon og ikke som reelle miljøkonsekvenser i form av skade (helse og eller miljø). De negative konsekvensene knyttet til dannelse av støv og støvflukt vurderes derfor som små.

#### **4.1.5.4 Visuelle konsekvenser**

Moduler og enheter som ankommer mottaksanlegget vil kunne oppleves som sjenerende for naboer til mottaksanlegget. SFA plattformdekk vil bli transportert til en innaskjærs lokasjon som én enhet ved hjelp av løftefartøyet «Pioneering Spirit» og overført til demolerings- og gjenvinningsanlegg. I tillegg må det forventes noe uttransport fra mottaksanlegget. Både fartøy og fjernede enheter som behandles på anlegget vil kunne utgjøre visuelle forstyrrelser. Alle aktuelle mottaksanlegg er regulert for industriformål, og det er således ikke noen ny situasjon som vil oppstå ved anlegget. De negative virkningene knyttet til visuell støy er derfor vurdert som små og forbigående. Avhengig av lokalitet kan det påregnes noe økte negative virkninger i områder med nærhet til rekreasjons- og/eller fritidsaktiviteter.

#### **4.1.5.5 Oppsummering av estetiske konsekvenser**

Som beskrevet innledningsvis er verdien/sårbarheten i området generelt vurdert som liten til middels, med en viss usikkerhet avhengig av demoleringssted. Basert på vurderingen beskrevet er derav de estetiske virkningene totalt sett vurdert å utgjøre en 'liten til moderat negativ' konsekvens, avhengig av opphuggingslokalitet.

#### **4.1.6 Forsøpling**

Fjerning av Statfjord A plattformdekk til havs representerer ingen forsøpling. Utstyr og deler som har falt ned fra plattformen bli fjernet når Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet på et senere tidspunkt. Avfallshåndteringssystem og prosedyrer ved det enkelte anlegg for demolering og gjenvinning vil forhindre at aktiviteter knyttet til håndtering av plattformdekket på land vil medføre negative konsekvenser knyttet til en forsøpling av området.

### **4.2 Klargjøring av betongunderstell før fjerning av plattformdekk**

I det følgende er gitt en beskrivelse av konsekvenser for de klargjøringsaktiviteter som planlegges gjennomført for skaftene og lagercellene i SFA betongunderstell før SFA plattformdekk fjernes. Det er tatt utgangspunkt i at betongunderstellet vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Det understrekes at det vil vurderes ulike alternative løsninger for disponering og at en anbefaling av løsning ikke er foretatt per dags dato.

#### **4.2.1 Energibruk og utslipp til luft**

Klargjøringsaktiviteter for skafter og lagerceller i SFA betongunderstell som planlegges gjennomført i forkant av fjerning av SFA plattformdekk vil være dekket av tillatelse for drift av Statfjord A-plattformen per i dag. Videre vil aktivitetene omhandles i aktivitetssøknad for nedstengning av plattformen til Miljødirektoratet på et senere tidspunkt. Temaet er derav ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning.

#### **4.2.2 Utslipp til sjø**

##### **4.2.2.1 Miljøvurdering, korttidsvirkninger**

Som beskrevet tidligere vil betongunderstellet bli klargjort for eventuell etterlatelse før fjerning av SFA plattformdekk og vil bli stående på feltet inntil disponeringsløsning for dette blir behandlet som del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Det er ikke ventet at den strukturelle stabiliteten av betongunderstellet vil endre seg i vesentlig grad etter at SFA plattformdekk er fjernet og fram til nedstengningstidspunkt av Statfjord-feltet forøvrig. Det er heller ikke forventet vesentlig degradering av den strukturelle integriteten i denne perioden. Nedbrytningsprodukter og sedimenter lokalisert inne i skaft og lagerceller vil bli værende inne i betongunderstellet, og forventes således ikke å påvirke det ytre miljøet i et kortsiktig perspektiv.

#### 4.2.2.2 Miljøvurdering, langtidsvirkninger

Sediment i bunn av cellene vil være isolert i lagercellene uten eksponering mot ytre miljø når innretningen er ferdig disponert. På sikt må en påregne at noe olje igjen samles og danner en tynn oljefilm i toppen av cellene, men mengden vil være begrenset. Denne oljen vil gradvis bakterielt brytes ned. Tyngre komponenter vil synke ned og etter hvert aggregeres i bunn av cellene, hvor det også vil foregå en bakteriell nedbrytning. Så lenge lagercellene er intakte vil vann og bunnslam forbli avgrenset mot ytre miljø. Organiske komponenter vil gradvis brytes ned, prosesser og hurtighet noe avhengig av oksygen og pH-forhold i vann og slam. I vannfasen er det ventet at konsentrasjonen av hydrokarboner vil stige i en tidlig fase på grunn av diffusjon av lettere oljekomponenter. Dette gjelder i hovedsak lavmolekylære vannløselige oljekomponenter som alkaner og aromatiske BTEX forbindelser. Lite løselige forbindelser som høyere parafiner, olefiner og PAH har en tendens til å binde seg til partikler som vil felles ut og akkumuleres i bunnsedimentene. Over tid vil diffusjonshastigheten i vannfasen synke grunnet degradering av organiske komponenter i overflatelaget, og vil medføre en lavere konsentrasjon av hydrokarboner. Det ventes også oppbygning av H<sub>2</sub>S på sikt, når det oppstår anoksiske forhold. Dette er imidlertid primært ikke en miljømessig utfordring. Siden innretningen ikke vil være tilgjengelig for adkomst for mennesker etter disponering, betyr dette heller ikke noe helse/sikkerhetsmessig. Det er vurdert at betongunderstelet inkludert lagercellene vil bestå i flere hundre år før vesentlige skader eller kollaps oppstår /24/. Øvre deler av skaftene vil bli utsatt for bølgelaster. Det er derav forventet at skaftene blir nedbrutt først, og at lagercellene vil kunne forbli intakte vesentlig lenger. I løpet av en slik periode kan det antas at det vesentligste av oljekomponenter er nedbrutt, og at eventuelle rester vil være tyngre komponenter («tjæreklumper») /12/. Disse har ikke noe akutt konsekvenspotensiale, og basert på studier er det ventet at oljekomponenter vil forbli innkapslet i sedimentene i mange år, i et teoretisk tidsperspektiv på flere hundre år, gitt at sedimentet forblir urørt (Gibbs, 1974; RF-Rogaland Research, 1999; MacGillivray & Shiaris, 1994; Miljøstyrelsen, 2001). Uorganiske komponenter som tungmetaller vil forbli i vann/slam, avhengig av nevnte fysisk-kjemiske forhold. Basert på tidligere målinger i Ekofisktanken forventes kvikksølv i hovedsak ikke å være organisk bundet. Etter hvert som betong i betongunderstelet eroderes vil betongstøv sedimentere i lagercellene og bindes til/dekke over slamm. Dette kan over tid bygge opp en naturlig overdekning over bunnslammet. Det er uvisst hvordan en eventuell kollaps av strukturen vil skje, men en må anta at det vil kunne medføre betydelig overdekning i form av grus (ballast) og erodert betong. Miljøgifter i bunnslammet forventes således i hovedsak å forbli avgrenset mot ytre miljø. En gradvis utlekking kan tenkes å finne sted, men vil være meget langsom. Det er ikke utført modellering av slik utlekking. Som beskrevet over vil organiske komponenter i stor grad være nedbrutt ved en eventuell framtidig kollaps.

#### 4.2.3 Fysiske miljøvirkninger ved klargjøring for etterlatelse av SFA betongunderstell

Temaet fysiske miljøvirkninger dekker mulige konsekvenser knyttet til fysiske forstyrrelser av havbunnen samt marin støy. Marine organismer og bunnfauna er meget tilpasningsdyktig mot ytre fysiske påvirkninger, og kan på relativt kort tid etablere nytt bunnhabitat med andre egenskaper sammenlignet med områder rundt. Det er ikke identifisert noen sårbare organismer i området, og Statfjord-området er således vurdert å ha en liten-middels sårbarhet/verdi sett i forhold til fysiske miljøvirkninger.

Beslutning om at betongunderstelet behandles senere medfører kun behov for klargjøringsaktiviteter før plattformdekket fjernes og tilsvarer at dagens situasjon opprettholdes. Studier viser at etterlatelse av betonginstallasjoner ikke vil ha direkte effekt på fisk på populasjonsnivå. Tilstedeværelse av en betonginnretning og rørledninger medfører imidlertid økt areal tilgjengelig for fauna og organismer, og vil således medføre noe høyere biomasse og større artsmangfold sammenlignet med områder lenger borte /13/.



#### 4.2.4 Framtidig ressursbruk og avfallsdisponering

Endelig disponering av SFA betongunderstell vil bli vurdert som en del av totalvurderinger i avslutningsplan avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Beskrivelse av ressursbruk og avfallsdisponering med tilhørende miljøkonsekvenser for alternative disponeringsløsninger for betongunderstellet, utover beskrivelsene ovenfor i forbindelse med klargjøring, er derav ikke nærmere omhandlet i foreliggende konsekvensutredning.

#### 4.2.5 Forsøpling ved klargjøring for etterlatelse av SFA betongunderstell

Etter 50 års drift på feltet må det forventes noe utstyr og deler på havbunnen ved innretningen, som følge av tapte gjenstander under aktiviteter eller uvær. Rettighetshaverne vil søke om opprettholdelse av sikkerhetssonen rundt SFA betongunderstell etter at SFA plattformdekk er fjernet og det er installert betongdeksler på skaftene sammen med navigasjonslys. Havbunnen rundt SFA betongunderstell vil bli undersøkt for skrot som en del av den totale avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Dersom det da blir påvist skrot, vil dette fjernes fra havbunnen og fraktes til land. Kortsiktige konsekvenser knyttet til forsøpling forventes således ikke.

### 4.3 Klargjøring av rørledninger før fjerning av plattformdekk

I det følgende er gitt en beskrivelse av konsekvenser for de klargjøringsaktiviteter som planlegges gjennomført for rørledninger tilknyttet SFA før SFA plattformdekk fjernes. Det er tatt utgangspunkt i at rørledningene bli liggende på feltet inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet på et senere tidspunkt, samt at mulig disponering av disse kan bli full etterlatelse. Det understrekes at alternative løsninger for disponering vil bli vurdert og at anbefaling av disponeringsløsning ikke er foretatt per dags dato.

Klargjøringsaktiviteter for SFA rørledninger som planlegges gjennomført i forkant av fjerning av SFA plattformdekk vil være dekket av driftstillatelse gitt av Miljødirektoratet for SFA-plattformen per i dag. Videre vil aktivitetene omhandles i aktivitetssøknad for nedstengning av plattformen til Miljødirektoratet på et senere tidspunkt. Det planlegges ikke for utslipp av miljøskadelige stoffer i forbindelse med nedstengningsaktivitetene for rørledningene.

Konkrete planer for klargjøring av rørledninger vil bli utarbeidet i neste fase av prosjektet. I det følgende er gitt en beskrivelse av de foreløpige planer som foreligger for dette arbeidet.

#### 4.3.1 Energibruk og utslipp til luft

Klargjøringsaktiviteter for rørledninger som planlegges gjennomført i forkant av fjerning av SFA plattformdekk vil være dekket av tillatelse for drift av Statfjord A-plattformen per i dag. Videre vil aktivitetene omhandles i aktivitetssøknad for nedstengning av plattformen til Miljødirektoratet på et senere tidspunkt. Temaet er derav ikke nærmere omtalt i foreliggende konsekvensutredning

## 4.3.2 Utslipp til sjø

### 4.3.2.1 Oljerørledning

Det er ikke planlagt for utslipp til sjø av miljøfarlige stoffer i forbindelse med nedstengningsaktivitetene og planlegging for kutting. Rørene vil bli rengjort til en så høy rengjøringsgrad som praktisk mulig i henhold til ALARP. Etter kutting av rørene vil de frie endene mot plattformen stå åpne og være vannfylt. Det er ikke forventet noen negative konsekvenser som følge av å la denne ligge igjen. 36" oljerørledning mellom SFB og SFC går i dag via SFA og må legges om i forbindelse med nedstengning av produksjon på SFA. Valgt løsning er å installere et omløp rundt SFA. Overflødig rørstykke tilknyttet SFA vil bli midlertidig etterlatt på feltet og håndteres som en del av avslutningsplanen for Statfjord-feltet.

### 4.3.2.2 Gassrørledning

Det er ikke planlagt for utslipp til sjø av miljøfarlige stoffer i forbindelse med nedstengningsaktivitetene og planlegging for kutting. Røret vil bli rengjort mot kuttlokasjon ved at det kjøres en rørskraper med isolasjonslugger forbi kuttstedet. Dette røret har bare blitt benyttet for eksport av gass, og er i utgangspunktet forventet å være lite forurenset. Etter kutting av røret vil den frie enden mot plattformen stå åpen og være vannfylt. Det er ikke forventet noen negative konsekvenser som følge av å la denne ligge igjen til Statfjord-feltet stenges ned.

Det ikke ventet at rørledningen vil medføre negative konsekvenser på miljø i perioden fram til avslutning av aktiviteten på Statfjord-feltet i sin helhet.

### 4.3.2.3 Eksportørledning og lastebøyen OLS-A

Rørledning for oljeeksport mot lastebøyen OLS-A vil bli rengjort ved at det presses en gelplugg gjennom røret og lasteslangen mot tankskip. Det vil således være et lukket system, og ikke noe utslipp til sjø. Lasteslangen og lastebøye vil bli demontert og fjernet etter rengjøring. Rørledningen vil være lukket med ventil mot OLS-A fundamentet og være vannfylt.

Det ikke ventet at de midlertidig etterlatte rørledningene vil medføre negative konsekvenser på miljø i perioden fram til avslutning av aktiviteten på Statfjord-feltet i sin helhet.

## 4.3.3 Fysiske miljøvirkninger

Temaet fysiske miljøvirkninger dekker mulige konsekvenser knyttet til fysiske forstyrrelser av havbunnen samt marin støy. Marine organismer og bunnfauna er meget tilpasningsdyktig mot ytre fysiske påvirkninger, og kan på relativt kort tid etablere nytt bunnhabitat med andre egenskaper sammenlignet med områder rundt. Det er ikke identifisert noen sårbare organismer i området, og Statfjord-området er således vurdert å ha en liten-middels sårbarhet/verdi sett i forhold til fysiske miljøvirkninger.

Beslutning om at rørledninger tilknyttet SFA behandles senere medfører kun behov for klargjøringsaktiviteter før plattformdekket fjernes og tilsvarer at dagens situasjon opprettholdes. Studier viser at etterlatelse av betonginstallasjoner og rørledninger ikke vil ha direkte effekt på fisk på populasjonsnivå. Tilstedeværelse medfører imidlertid økt areal tilgjengelig for fauna og organismer, og vil således medføre noe høyere biomasse og større artsmangfold sammenlignet med områder lenger borte /13/.

#### **4.3.4 Framtidig ressursbruk og avfallsdisponering**

Endelig disponering av SFA rørledninger vil bli vurdert som en del av totalvurderinger i avslutningsplan avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Beskrivelse av ressursbruk og avfallsdisponering med tilhørende miljøkonsekvenser for alternative disponeringsløsninger for rørledninger, utover beskrivelsene ovenfor i forbindelse med klargjøring, er derav ikke nærmere omhandlet i foreliggende konsekvensutredning.

Endelig disponeringsløsning for rørledningene tilknyttet SFA vil bli vurdert som en del av totalvurderinger i avslutningsplan for Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Beskrivelse av miljøkonsekvenser for alternative disponeringsløsninger for rørledningene er derav ikke nærmere omhandlet i foreliggende konsekvensutredning.

#### **4.3.5 Forsøpling ved klargjøring for etterlatelse av SFA rørledninger**

Sikkerhetssonen rundt SFA-plattformen vil bli opprettholdt etter at SFA plattformdekk er fjernet og inntil Statfjord-feltet stenges ned i sin helhet. Havbunnen rundt SFA-plattformen vil bli undersøkt for skrot som en del av den totale avslutningsplanen for Statfjord-feltet i sin helhet. Dersom det da blir påvist skrot, vil dette fjernes fra havbunnen og fraktes til land for videre behandling. Kortsiktige konsekvenser knyttet til forsøpling ved å la rørledninger bli liggende igjen på feltet inntil da forventes ikke.

## 5 Samfunnsmessige virkninger

### 5.1 Virkninger for fiskeriaktivitet i området

#### 5.1.1 Nedstengning og fjerning av Statfjord A plattformdekk

Nedstengning av Statfjord A-plattformen og fjerning av SFA plattformdekk forventes ikke å medføre en økning av marine aktiviteter til, fra eller ved plattformen i betydelig grad, eventuelt kun av relativt kortvarig karakter. Hovedsaklig vil nedstengnings- og fjerningsaktivitetene foregå innenfor etablert sikkerhetssone der fiskeriaktivitet ikke forekommer. Totalt sett er nedstengning av plattformen og fjerning av plattformdekket vurdert å medføre en 'ubetydelig' konsekvens for fiskeriaktiviteten i området.

#### 5.1.2 Midlertidig etterlatelse av Statfjord A betongunderstell

Tampen-området, inkludert Statfjord-feltet, er ansett for å være ett av de mest intensive områdene for fiskeriaktivitet i Nordsjøen. Området er således vurdert til å ha stor verdi for fiskeriaktiviteten.

Det planlegges for opprettholdelse av dagens 500 meters sikkerhetssone rundt Statfjord A-plattformen inntil avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Midlertidig etterlatelse av betongunderstellet til Statfjord A-plattformen vil derav forsette å være en begrensende faktor for fiskeriaktiviteten i området også etter at plattformen er stengt ned, på lik linje som den er i dagens operasjonelle tilstand. Totalt sett er midlertidig etterlatelse av betongunderstellet vurdert å medføre en 'moderat' konsekvens for fiskeriaktiviteten i området på lik linje som dagens situasjon.

#### 5.1.3 Midlertidig etterlatelse av Statfjord A borekaksansamlinger

De to borekaksansamlingene på Statfjord A er beliggende inntil betongunderstellet og har en stabil og fast overflate. Sammenlignet med dagens situasjon er det på kort sikt ikke ventet noen endringer i fiskeriaktiviteten i området hvor borekaksansamlingene er lokalisert da betongunderstellet etterlates midlertidig og sikkerhetssonen opprettholdes inntil avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Midlertidig etterlatelse av borekaksansamlingene på feltet er således vurdert å medføre 'ingen/ubetydelig' konsekvens for fiskeriaktiviteten i området på lik linje som dagens situasjon.

#### 5.1.4 Omlegging og midlertidig etterlatelse av Statfjord A rørledninger

Eksisterende rørledningsnett i området rundt Statfjord A-plattformen vil i stor grad beholdes fram til avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Som tidligere beskrevet vil det være behov for omlegging av dagens oljerørledning. Det planlegges for opprettholdelse av dagens 500 meters sikkerhetssone rundt Statfjord A-plattformen inntil avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt.

Midlertidig etterlatelse av rørledninger vil ikke i nevneverdig grad endres i forhold til dagens situasjon. Omlegging av 36" oljerørledning samt midlertidig etterlatelse av rørledninger, er vurdert å medføre 'ingen/ubetydelig' konsekvens for fiskeriaktiviteten i området på lik linje med dagens situasjon.

## 5.2 Virkninger for skipstrafikk i området

### 5.2.1 Nedstengning og fjerning av Statfjord A plattformdekk

Varigheten av nødvendige marine operasjoner i forbindelse med nedstengning av Statfjord A-plattformen og fjerning av plattformdekket vil være kort og er derav vurdert å medføre 'ingen/ubetydelig' konsekvens for skipstrafikken i området.

### 5.2.2 Midlertidig etterlatelse av Statfjord A betongunderstell

Skipstrafikken rundt Statfjord-feltet er lav til moderat og hovedsakelig bestående av skytteltrafikk til og fra installasjonene. Området er vurdert til å ha relativt liten verdi for skipstrafikk. Trafikktettheten ved Statfjord A-feltet domineres av forsynings- og offshorefartøy.

Ved midlertidig etterlatelse av betongunderstelet på Statfjord A vil de tre betongskiftene bli værende synlige på havoverflaten. Betongunderstelet vil bli påmontert navigasjonslys og radarfyr på toppen av et av skiftene. Dette vil fungere som et varsellys for skipstrafikken i området.

Det planlegges for opprettholdelse av dagens 500 meters sikkerhetssone rundt Statfjord A-plattformen inntil avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Marine operasjoner forbundet med midlertidig etterlatelse av betongunderstelet vil derav foregå innenfor den eksisterende 500 meters sikkerhetssonen. Midlertidig etterlatelse vurderes å medføre en 'liten negativ' konsekvens for skipstrafikk på lik linje med dagens situasjon.

### 5.2.3 Midlertidig etterlatelse av Statfjord A borekaksansamlinger

Midlertidig etterlatelse av borekaksansamlingene beliggende inntil betongunderstelet på Statfjord A-feltet vil ikke ha noen innvirkninger på skipstrafikken og er derav vurdert å medføre 'ingen/ubetydelig' konsekvens for skipstrafikken i området.

### 5.2.4 Omlegging og midlertidig etterlatelse av Statfjord A rørledninger

Det planlegges for opprettholdelse av dagens 500 meters sikkerhetssone rundt Statfjord A-plattformen inntil avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Omlegging av 36" oljerørledning samt midlertidig etterlatelse av rørledninger vil ikke berøre skipstrafikken og er derav vurdert å medføre 'ingen/ubetydelig' konsekvens for skipstrafikken i området.

## 5.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger

Det er gjennomført vurderinger av nasjonale sysselsettingsvirkninger i forbindelse med nedstengning av Statfjord A-plattformen samt fjerning og disponering av Statfjord A plattformdekk. Resultatene er gjengitt i sin helhet i rapporten «Nedstengning og disponering av Statfjord A – Samfunnsmessige virkninger» /16/. Vurderingene er basert på føringer gitt i håndbok i konsekvensutredning for avslutningsprosjekter /29/ og «Veileder for ringvirkningsanalyser» fra 2022 /38/.

Det er i vurderingene lagt til grunn at SFA plattformdekk vil bli fjernet i sin helhet, i tråd med kravene i OSPAR 98/3. Alternative disponeringsløsninger for Statfjord A betongunderstell, inkludert borekaksansamlinger

beliggende inntil betongunderstellet, og rørledninger tilknyttet Statfjord A er *ikke* inkludert i vurderingene, på bakgrunn av at dette vil bli utredet og sett i sammenheng med avslutning av Statfjord-feltet i sin helhet på et senere tidspunkt. Følgende to disponeringsløsninger er vurdert for Statfjord A plattformdekk:

- Alternativ 1 Nedstengning og disponering i Norge
- Alternativ 2 Nedstengning og disponering i utlandet

Utredningen omfatter vurderinger av nasjonale sysselsettingsvirkninger, totalt og bransjefordelt. Modellverktøy og metode for vurdering av ringvirkninger er omtalt i «Nedstengning og disponering av Statfjord A – Samfunnsmessige virkninger» /16/, og det henvises til denne for detaljert beskrivelse av verktøy og metode.

### 5.3.1 Forutsetninger for vurderinger av nasjonale sysselsettingsvirkninger

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for vurderinger av nasjonal sysselsetting:

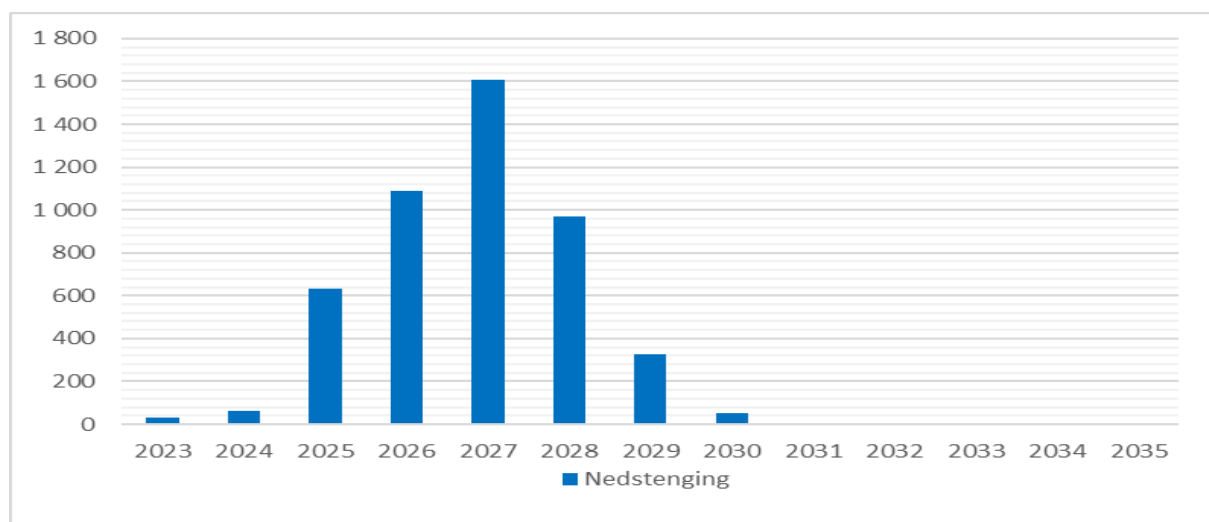
- Kalkulasjonsrente 7%
- Prosjektlevetid 2023 til 2030
- Prosjektinntekter Ingen netto inntekter
- Prosjektkostnader 4,7 milliarder faste 2022-kroner

### 5.3.2 Forventede inntekter og utgifter

Det er per dags dato ikke forventet netto inntekter i forbindelse med nedstengning av Statfjord A-plattformen og disponering av Statfjord A plattformdekk. I den grad det eventuelt vil bli generert inntekter fra videresalg av utstyrskomponenter vil dette motregnes mot de kostnader som er forbundet med demolering og gjenvinning av plattformdekket.

Totalt forventede kostnader for avslutningsprosjektet er anslått til 4,7 milliarder faste 2022-kroner. Kostnader fordelt over tid er vist i Figur 5-1 nedenfor. Avgifter og skatter til staten er ikke inkludert i oversikten i figuren.

Figur 5-1 Forventede kostnader fordelt over tid



Oljedirektoratets prognoser for forventede kostnader på norsk sokkel viser at om lag 55% av de totale kostnadene på norsk sokkel er tilknyttet investeringer, mens 30% utgjør driftskostnader og 8% letekostnader. De resterende 7% er knyttet til avslutning og disponering og andre kostnader.

### 5.3.3 Ringvirkningsanalyse

Ringvirkningsanalysen synliggjør estimerte virkninger for arbeidsmarkedet (forventet etterspørsel etter, eller behov for arbeidskraft i ulike næringer). Analysene baserer seg på kostnadstall knyttet til avslutning og disponering, samt antagelser knyttet til norske leveranseandeler for avslutningsprosjektet.

Norske andeler er angitt basert på kunnskap og forventninger til kontrakter som skal inngås på et senere tidspunkt. Det vil fremdeles være noe usikkerhet knyttet til anslagene, da informasjon om innhold i samtlige kontrakter ennå ikke er kjent. I tillegg vil omfanget av noen av komponentene kunne endres over tid. For Statfjord A plattformdekk er norsk andel for avslutnings- og disponeringskostnader for alternativ 1 anslått å være om lag 77%, mens norske andeler for alternativ 2 er anslått å være om lag 66%.

De norske andelene av leveransene fordeles på næringsgrupper, og næringsfordelte norske andeler benyttes til å beregne ringvirkningene av prosjektet. Tabell 5-1 og Tabell 5-2 nedenfor viser næringsfordelingen av norske andeler for avslutnings- og disponeringskostnadene til henholdsvis alternativ 1 og alternativ 2.

Tabell 5-1 Næringsfordeling av de norske andelene, alternativ 1

Næringsgruppe	Andel av norske leveranser [%]
Utvinning av råolje og naturgass, rørtransport	43
Tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass	25
Bygging av skip og båter, oljeplattformer og moduler	12
Transport (luft, land og sjø)	19
Faglig, rådgivende og teknisk tjenesteyting	1
Samlet	100

Tabell 5-2 Næringsfordeling av de norske andelene, alternativ 2

Næringsgruppe	Andel av norske leveranser
Utvinning av råolje og naturgass, rørtransport	49
Tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass	28
Transport (luft, land og sjø)	22
Faglig, rådgivende og teknisk tjenesteyting	1
Samlet	100

#### 5.3.3.1 Nasjonale ringvirkninger

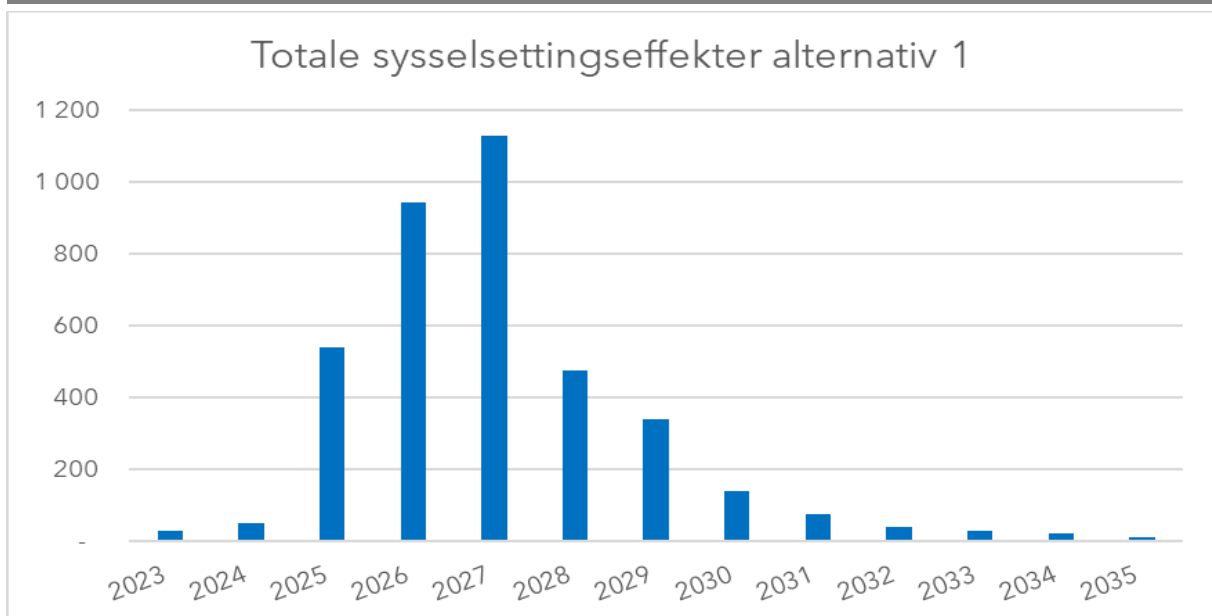
Sysselsettingsvirkningene viser virkningen av avslutning og disponering på *nasjonal* sysselsetting, der nullalternativet er trendframskriving uten gjennomføring av tiltaket. Virkningene som presenteres her er *bruttovirkninger*. Det vil si at de viser forventet arbeidskraftsbehov som følger av tiltaket uten å ta stilling til hvor arbeidskraften hentes fra. Behovet for arbeidskraft kan dekkes ved redusert arbeidsledighet, økt innflytting, økt innpendling eller ved fortrenging av andre næringer, dvs. redusert sysselsetting i andre næringer/virksomheter. Det betyr at en del av sysselsettingsvirkningene omfatter sysselsatte som antas å ville kunne være sysselsatte i andre deler av økonomien hvis avslutning og disponering av Statfjord A plattformdekk ikke ville finne sted.



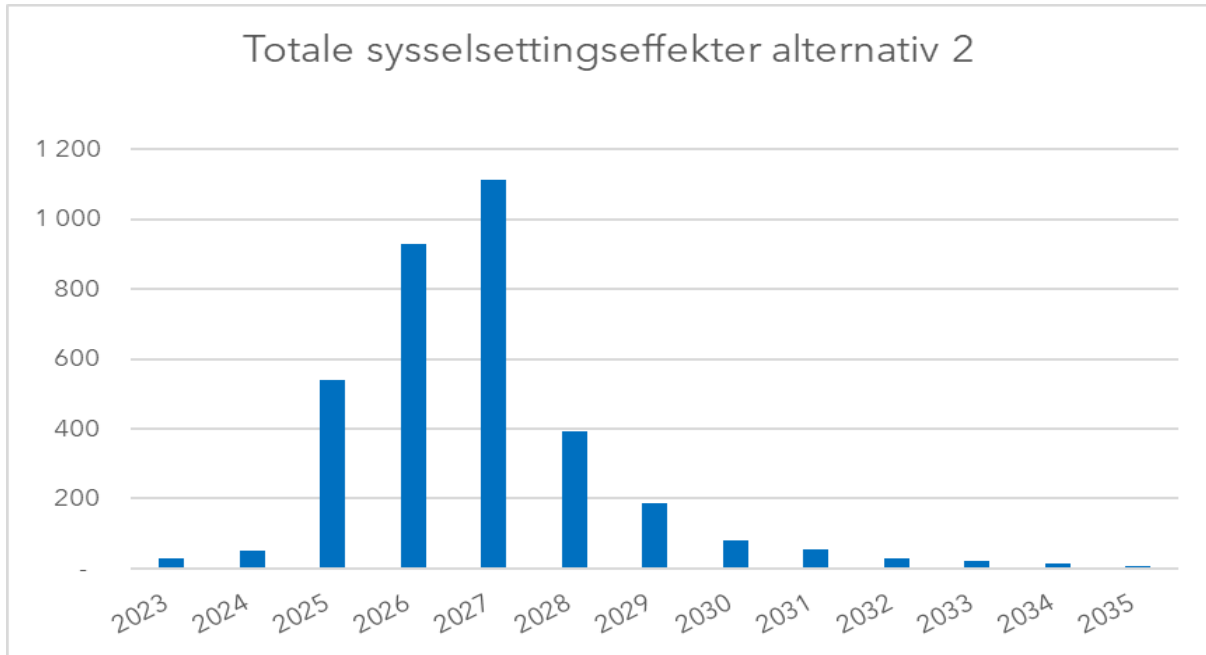
Alle resultater presentert nedenfor oppgir antall årsverk. Det er en viktig forskjell mellom sysselsettingsvirkninger målt i antall sysselsatte (antall personer sysselsatt ila et år) og antall årsverk (der ett årsverk utgjør om lag 1750 timers arbeid ila et år). Hvor mange sysselsatte det er per årsverk varierer en del mellom ulike næringer, avhengig av andelen med deltidsstillinger, sesongarbeidere o.l. Man kan likevel grovt anslå som en tommelfingerregel at det er et forholdstall på rundt 0,8 årsverk per sysselsatt. Det vil si at antall årsverk vil være en del lavere enn antall sysselsatte.

Estimerte nasjonale sysselsettingsvirkninger inklusive konsumvirkninger er presentert i Figur 5-2 og Figur 5-3 nedenfor. I året med størst aktivitet (2027) er virkning på om lag 1.100 årsverk i både alternativ 1 og alternativ 2. Summert over alle årene tilsvarer disse virkningene litt i overkant av 3.800 årsverk for alternativ 1 og 3.400 for alternativ 2. I alternativ 2 hvor demolering foregår utenfor Norge, flyttes en del av verdiskapningen og sysselsettingseffekten utenlands; derav de lavere effektene. Det gjelder særlig for årene fra og med 2028, når demoleringen vil finne sted.

Figur 5-2 Estimerte sysselsettingsvirkninger (årsverk) for alternativ 1, inklusive konsumvirkninger



Figur 5-3 Estimerte sysselsettingsvirkninger (årsverk) for alternativ 2, inklusive konsumvirkninger

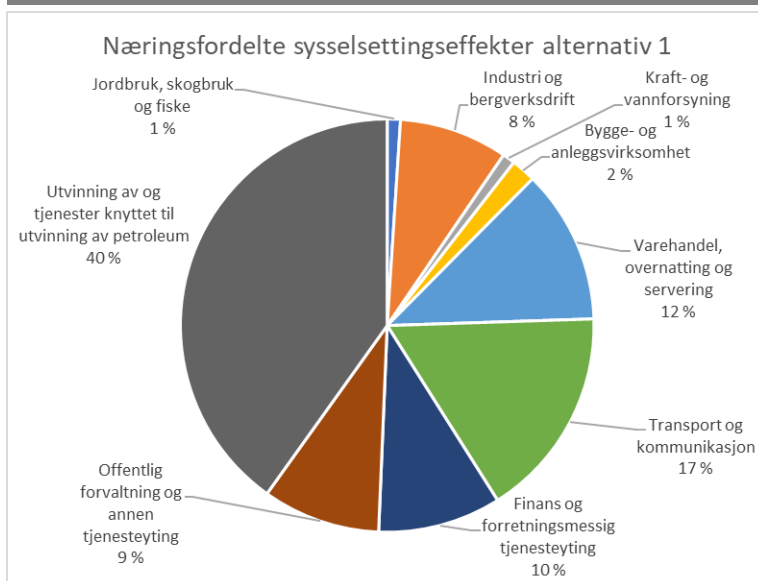


De små virkningene de siste årene etter at avslutning og demoleringen har opphørt, henger sammen med konsumvirkninger, som til dels faller på senere år enn perioden når lønn optjenes.

### 5.3.3.2 Næringsfordeling av sysselsettingsvirkninger

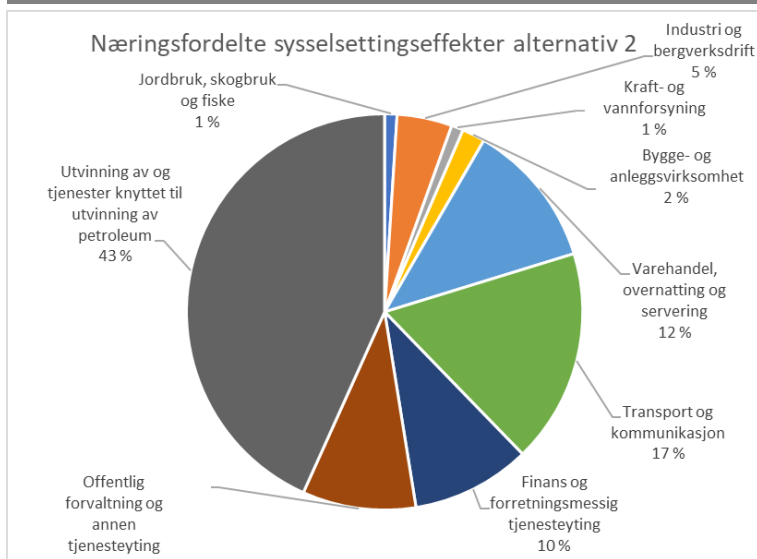
Beregnete sysselsettingsvirkninger for hele avslutnings- og disponeringsfasen samlet (oppsummert over alle år) er fordelt på næringsgrupper i Figur 5-4 nedenfor.

Figur 5-4 Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger (årsverk), alternativ 1



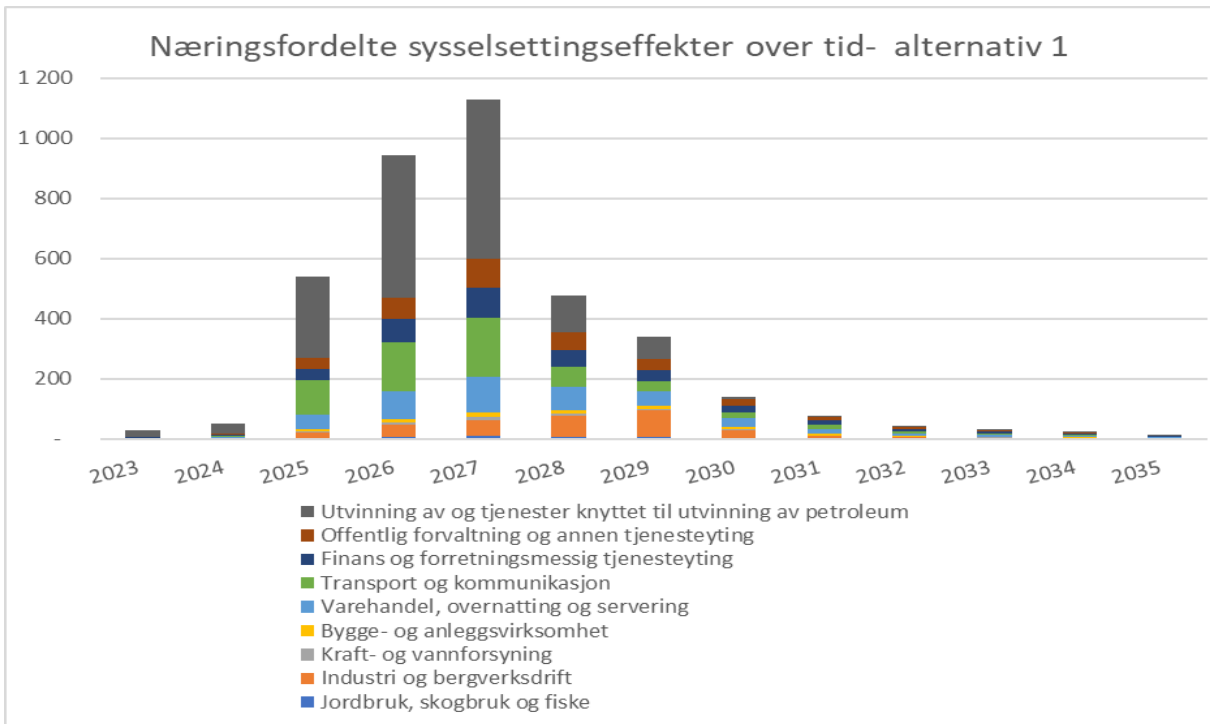
Indirekte og induserte virkninger bidrar til at virkningen av avslutnings- og disponeringsfasen av Statfjord A sprer seg til mange deler av økonomien, slik figurene viser. Næringene som vanligvis oppfattes å tilhøre «kjernen» av petroleumsvirksomhet i Norge – «utvinning av råolje og naturgass, rørtransport» og «tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass» – utgjør om lag 40 prosent av de samlede sysselsettingsvirkningene som tilskrives Statfjord A- alternativ 1 i denne analysen. For alternativ 2, se Figur 5-5 nedenfor er det litt høyere andel innen gruppen «utvinning av råolje og naturgass, rørtransport» og «tjenester tilknyttet utvinning av råolje og naturgass» og litt lavere andel i industri.

**Figur 5-5 Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsvirkninger, alternativ 2**

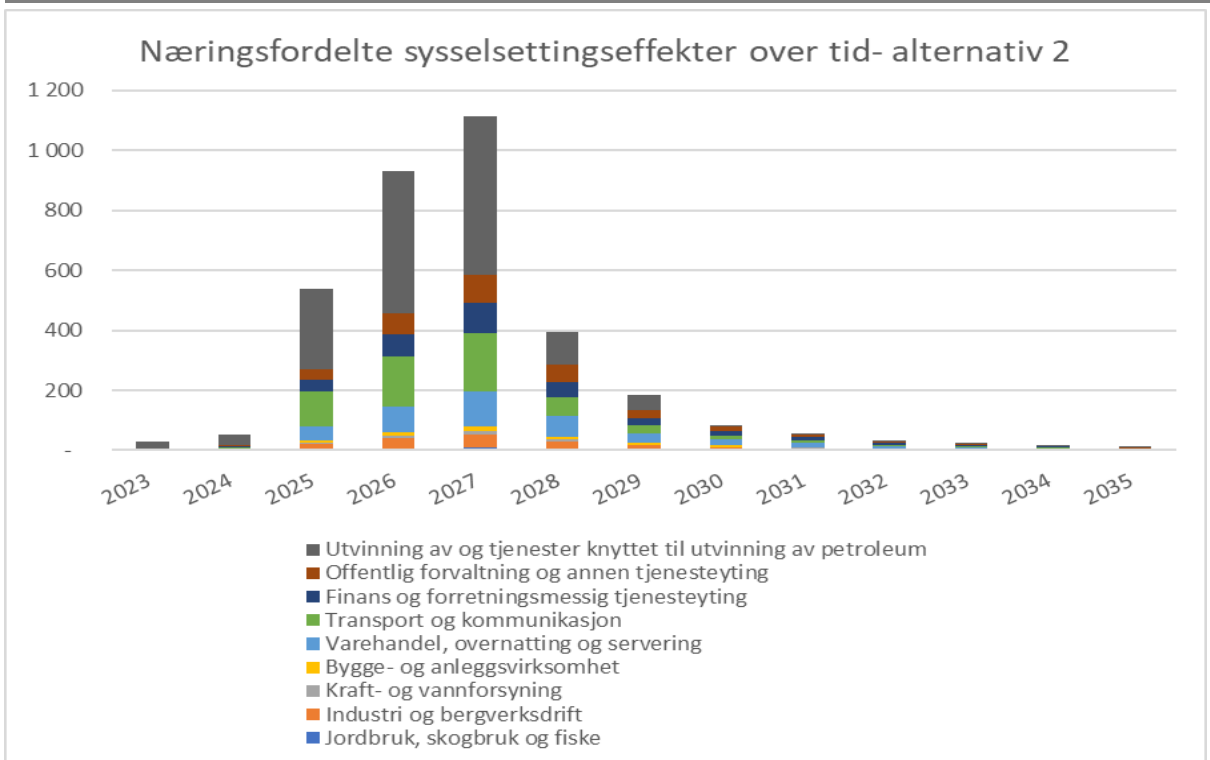


Figur 5-6 og Figur 5-7 nedenfor viser næringsfordelingen av de estimerte sysselsettingsvirkningene over tid. Her ser vi at virkningene av virksomheten i avslutnings- og disponeringsfasen sprer seg til mange deler av økonomien. Næringene som driver primært med olje- og gassutvinning er mest fremtredende i årene 2025-2029, slik det ville forventes. I alternativ 1 er industrien mer fremtredende på grunn av demoleringen som skjer i Norge. Tilsvarende er denne næringen mindre i alternativ 2 der demoleringen skjer utenlands. Etter 2029 -2030 det er det primært konsumvirkninger som fordeler seg på blant annet varehandelen, transport og finans- og annen forretningsmessig tjenesteyting.

Figur 5-6 Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsevirkninger, alternativ 1, årsverk



Figur 5-7 Næringsfordeling av estimerte sysselsettingsevirkninger, alternativ 2, årsverk



### Usikkerhet

Estimat på forventede virkninger for nasjonal sysselsetting innehar noe usikkerhet. Det er flere faktorer som kan påvirke graden av usikkerhet i resultatene, blant annet usikkerhet i avslutnings- og disponeringskostnader, norske andeler av leveranser, næringsfordeling av leveranser og underleveranser samt datagrunnlag og forutsetninger i modellverktøy.

## 6 Vurdering av avbøtende tiltak

Vurderingene av mulige konsekvenser for anbefalt løsning for SFA har ikke avdekket store negative konsekvenser, men i hovedsak små og neglisjerbare konsekvenser. Prosjektet vil allikevel se videre på disse konsekvensene og gjennom planlegging og gjennomføring minimalisere konsekvensene til så lavt nivå som fornuftmessig mulig. De viktigste anbefalingene og identifiserte avbøtende tiltak er listet under:

- For å sikre personell og redusere mulighet for utslipp som kan gi skade på miljø vil Equinor gjennomføre en grundig planlegging av avviklingsarbeidet. Prosjektet vil aktivt innhente erfaringer fra tidligere fjerningsprosjekt, både internt i selskapet og eksternt, som en del av prosjektplanleggingen.
- For å minimere negative konsekvenser for lokalsamfunn som følge av aktiviteter knyttet til demolering av plattformdekket vil Equinor sørge for åpen dialog og god kommunikasjon med interessenter.
- For å hindre helsemessige effekter på involvert personell og forurensning av det ytre miljø i forbindelse med fjerning og disponering av materialer vil kunnskap fra den gjennomførte kartleggingen av miljø- og helseskadelige stoffer på innretningen benyttes. I tillegg vil det gjennomføres en ny kartlegging av innretningen når produksjonen har opphørt.
- Rettighetshaverne er ansvarlig for innretningen inntil denne er forsvarlig avhendet og slutttdisponert. For å følge opp avhendingsarbeidet i alle ledd inntil gjenvinnbare materialer er omsatt og de nødvendige sluttdeklarasjoner for avfall er mottatt og akseptert vil det derfor bli stilt krav om at valgt leverandør har de systemer og rutiner som er nødvendig for å føre et miljøregnskap .
- Det vil tilrettelegge for optimal materialavhending for gjenbruk av utstyr, gjenvinning av materialer og håndtering av farlig materiale innenfor et område der miljøgevinst står i forhold til kostnader.
- For å minimere påvirkning på det marine miljø ved midlertidig og eventuell permanent etterlatelse av betongunderstellet vil gjenværende olje fjernes og lagercellene spyles til et så lavt som praktisk mulig olje-i-vann nivå (ALARP) ut fra miljøhensyn
- Utstyr i SFA utstyrsskaff med potensielt miljøfarlig materiale vil bli fjernet. Dette vil bl.a. omfatte oljeholdige væsker og kjemikalier og miljøfarlig elektrisk og elektronisk utstyr (EE utstyr).
- For å ivareta krav til sikker skipstrafikk i området vil navigasjonslys installeres på et av skaftene etter fjerning av plattformdekket. I tillegg vil den etterlatte betonginnretningen meldes inn til Sjøkartverket/Etterretninger for sjøfarende og således bli avmerket på elektroniske kart.
- I henhold til Aktivitetsforskriften, og tilhørende retningslinjer (Miljødirektoratet), vil det gjennomføres to miljørelaterte overvåkingsundersøkelser med tre års mellomrom etter at produksjonsfasen er avsluttet. Eventuelt behov for videre miljøovervåking vil bli avklart med Miljødirektoratet.
- Equinor følger og bidrar til forskning knyttet til mulig opptak av oljekomponenter i fisk nøye og er oppmerksomme på problemstillingen. Erfaringer fra gjennomført effektovervåking på andre felt vil benyttes som grunnlag for eventuelt fremtidige vurderinger knyttet til etterlatelse av borekaks på SFA.
- Avbøtende tiltak i forhold til endelig disponering av rørledningene vil ivaretas senere i den endelige avslutningsplanen for Statfjord-feltet. Dette vil sikre mer helhetlige vurderinger av både operasjonelle forhold og disponering av rørledningene.

## 7 Referanser

### Forvaltningsplaner og regionale utredninger med tilhørende faglitteratur og statusrapporter

- /1/ Det kongelige klima- og miljødepartement, «Meld.St.20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene, Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, Norskehavet, og Nordsjøen og Skagerak»
- /2/ Overvåkingsgruppen, «Status for miljøet i de norske havområder», ISSN:1893-4536, 29.03.2023
- /3/ Overvåkingsgruppen, «Forurensning i de norske havområdene – Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen», ISSN:1893-4536, 04.04.2022
- /4/ Det kongelige miljøverndepartement, «Meld.St.37 (2012-2013), Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak (forvaltningsplan)»
- /5/ Overvåkingsgruppen, «Status for miljøet i Nordsjøen og Skagerak og ytre påvirkning», Fisken og havet, særnummer 3-2018
- /6/ Havforskningsinstituttet, «Faglig grunnlag for en forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerak: Arealrapport», nr. 6/2010, 2681/2010
- /7/ OLF, «RKU-Nordsjøen – Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen – Sammenstillingsrapport», desember 2006
- /8/ Havforskningsinstituttet, «Særlig verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder . Miljøverdi», rapport ISSN:1893-4536, 17. juni 2021

### Miljø- og overvåkingsrapporter, temasider og kartverktøy

- /9/ STIM, «Miljøovervåking av olje- og gassfelt i region IV, 2020, hovedrapport», miljørapport 23-2022
- /10/ Miljødirektoratet, «Tillatelse til boring, produksjon og drift på Statfjord, Equinor Energy AS», saksnummer 2022/488, anleggsnummer 0000.0008.01, 24. januar 2023
- /11/ Equinor, «Årsrapport til Miljødirektoratet 2022, Statfjord-feltet», 2023-018779, 15. mars 2023
- /12/ Fiskeridirektoratet/Equinor WebMap, fiskeristatistikk, 2020 og 2021
- /13/ Arealverktøy, temakart, [www.kart.barentswatch.no](http://www.kart.barentswatch.no)
- /14/ Fiskeridirektoratet, temakart, [www.portal.fiskeridir.no](http://www.portal.fiskeridir.no)
- /15/ Havforskningsinstituttets temasider, [www.imr.no](http://www.imr.no)

### Prosjektspesifikk dokumentasjon

- /16/ Asplan Viak, «Nedstengning og disponering »Dekommisjonering av Statfjord A, samfunnsmessige virkninger», oppdragsnummer 632075-01, 17. april 2023
- /17/ Rambøll, «Statfjord A Cessation Project. Sampling from storage cell number 2» Ref: 050005, 2012
- /18/ Rambøll, «Statfjord A Cessation Project. Storage Cell Content Assessment», 2013
- /19/ DNV, 2012a. Characterization of drill cuttings piles at Statfjord A. Report No./DNV Reg No.: 2012-4016/ 13164UL-10
- /20/ Statoil (nå Equinor), Review of alternative measures for SFA drill cutting piles, note, 2013
- /21/ Kværner, 2012. Inventory Mapping Statfjord A. Hazardous materials. Document No.: 110015-0031-A-001
- /22/ Safetec, 2012, SFA Cessation Ship Collision Study. Doc. No.: ST-04566-2
- /23/ Aker Solutions, 2012. Assessment Statfjord A GBS Removal, Document no.: AP-BE-S-RS-001
- /24/ Dr.techn. Olav Olsen, 2012. Statfjord A - Removal and Disposal study. Document no: 11555-OO-R-0001
- /25/ AF Decom Offshore, 2012a. Method study - Topside removal and disposal of Statfjord A. Archive Code: 6001 117
- /26/ AF Decom Offshore, 2012b. Method study - Topside removal and disposal of Statfjord A. Additional Scope: Removal of conductors and utilities in shafts, Archive Code: 6001 117

### Andre referanser

- /27/ Equinor, «Avslutning av Statfjord A – Anmodning om gyldighet av forslag til program for konsekvensutredning», brev 2023-019409, 27. mars 2023
- /28/ Det kongelige olje- og energidepartement, «Fastsettelse av program for konsekvensutredning for avslutning av Statfjord A», brev 17/237, 21. juni 2023
- /29/ Norsk Olje & Gass (nå Offshore Norge), «Handbook – Impact assessment for offshore decommissioning», 2020
- /30/ Offshore Norge, «Recommended guidelines for Best Available Technique (BAT) assessments», 13. januar 2022
- /31/ Miljødirektoratet, «Miljøaspekter ved avslutning av petroleumsvirksomhet: Forvaltningspraksis og kunnskapsstatus», R-1952, 2. mars 2021
- /32/ OSPAR, «OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations», 1998
- /33/ OSPAR, «OSPAR Recommendation 2006/5 on a management regime for offshore cutting piles», 2006
- /34/ Multiconsult, «Utredning av miljøkonsekvenser ved disponering av betonginstallasjoner. Etterlating offshore og disponering ved land», Oppdrag-/Rapportnr.: 613547-RIM-RAP-/001, 2011
- /35/ Havforskningsinstituttet, «Condition monitoring in the water column 2011: Oli hydrocarbons in fish from Norwegian waters», rapportnummer 19-2012, 2012
- /36/ UKOOA, «UKOOA Drill Cuttings Initiative», 2002
- /37/ OED, «St.Meld. Nr. 47 (1999-2000). Disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel», 2000
- /38/ Offshore Norge, «Veileder for ringvirkingsanalyser», 16. juni 2022



## VEDLEGG 1 Oppsummering av høring utredningsprogram

I det følgende er gjengitt oppsummering av offentlig høring av forslag til program for konsekvensutredning fra 2011. Programmet ble fastsatt i januar 2012, og fastsatt utredningsprogram er godkjent fremdeles gjeldende av Olje- og energidepartementet (Teksten er beholdt, det henvises til at Statoil i mai 2018 skiftet navn til Equinor).

### OPPSUMMERING AV HØRING 2011

I henhold til Forskrift til Petroleumsløven ble et forslag til program for konsekvensutredning sendt på offentlig høring 28. mars 2011 med 12 ukers høringsperiode. Forslaget ble sendt til totalt 49 instanser hvorav 13 instanser har svart eller avgitt kommentarer. En oppsummering av de spesifikke kommentarer mottatt fra den enkelte instans med operatørens vurdering er gitt under, i alfabetisk rekkefølge.

Etter at høringen av program for konsekvensutredning var gjennomført har det blitt gjort noen klargjøringer vedrørende omhandling av rørledninger i avslutningsplanen for SFA. Dette innebærer at foreliggende KU ikke vil utrede konsekvenser utover midlertidig etterlatelse og aktiviteter i anleggsfasen. Helhetlige vurderinger for aktuelle disponeringsalternativer vil gjøres i forbindelse med avslutningsplanen for Statfjordfeltet.

#### **Fiskeridirektoratet**

*Fiskeridirektoratet ser positivt på at faste olje- og gassinntall fjernes etter avvikling. I avsnitt 2.4.4 fremgår det at det kan bli vanskelig å fjerne betongunderstellet.*

*Fiskeridirektoratet vil be om at dersom det i det hele tatt er mulig så bør understellet fjernes. Statfjordfeltet ligger i et av de mest fiskeriintensive områdene i Nordsjøen og en etterlatelse her vil få konsekvenser for det utøvende fisket i området i lang tid fremover.*

Vurdering: Utgangspunktet for de tekniske mulighetsstudiene som gjennomføres er at innretningen skal fjernes, inkludert betongunderstellet. Det må imidlertid erkjennes at dette kan medføre betydelig risiko, både for å feile teknisk, men også med sikkerhetsmessige konsekvenser. Nettopp på dette grunnlag finnes en mulighet gjennom OSPAR-beslutningen til å søke om fritak fra kravet om full fjerning. I konsekvensutredningen vil det redegjøres for muligheter og utfordringer knyttet til de ulike disponeringsalternativene, og en anbefalt disponeringsløsning vil presenteres. Vurderinger knyttet til konsekvenser for fiskeri vil inngå som en viktig del av beslutningsgrunnlaget.

*Fiskeridirektoratet ber om at det utredes en plan for fjerning av rør og kabler som ikke kan gjenbrukes slik at disse ikke blir liggende til fremtidig hinder for fiskeriaktiviteten. Selv om en har til hensikt å grave ned og evt. overvåke etterlatte rør og kabler, så forventer vi at de på lang sikt, som følge av bukling, kan komme opp over havbunnen og bli til hinder for fiskeriaktiviteten og dermed representere en økt fare for tap av fiskeredskap og økt sikkerhetsrisiko ved fiske i området.*

Vurdering: Statoil ønsker å vurdere disponering av rørledninger i Statfjord-området helhetlig og foreslår derfor at dette gjøres samlet som en del av avslutningsplanen for Statfjordfeltet, og ikke isolert for Statfjord A. Enkelte rørledninger/deler av disse kan likevel måtte inngå i avslutningsplanen for Statfjord A. Viktige forhold å vurdere knyttet til disponering av rørledninger er hvordan disse ligger på/i bunnen, mobilitet av sedimenter i området, og evt. andre risikofaktorer som kan påvirke hvordan rørledningene ligger i dag og på lang sikt. Avbøtende tiltak som nedgraving/overdekking av rør-ender er også relevant, og vil belyses. I konsekvensutredningen vil problemstillinger knyttet til konsekvenser for fiskeriaktiviteter utredes for de aktuelle rørledninger og disponeringsalternativer.

### **Havforskningsinstituttet (HI)**

*HI finner det som angår marint miljø og ressurser som dekket i forslaget. De har et par spesifikke kommentarer til kapitlene 2.4.3 – 2.4.6 som behandler alternativer for sluttbehandling. HI forventer at samtlige tre alternativer for sluttdisponering blir analysert på en grundig og overbevisende måte og at det blir understøttet av tallmateriale som viser kostnader og risiko.*

Vurdering: Samtlige alternativer som er presentert i forslaget skal utredes og dokumenteres. Når det gjelder nivå av dokumentasjon vil det gis grundige oppsummeringer i konsekvensutredningen, mens mer teknisk og økonomisk dokumentasjon vil gis i disponeringsdelen av avslutningsplanen.

*HI finner planen for konsekvensutredning av borekaks som bra, men påpeker at dette er et viktig punkt med hensyn på effekter for det marine miljø og venter en grundig gjennomgang av alternativene.*

Vurdering: De presenterte alternativer vil utredes og dokumenteres dersom undersøkelsene av borekaksaugen(e) viser at OSPAR-kriteriene for å etterlate kaket ikke møtes, eller at disponering av betongunderstellet krever dette.

### **Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF)**

*Dersom det viser seg teknisk mulig og sikkerhetsmessig forsvarlig å transportere plattformen til land for opphugging og materialgjenvinning, bør dette utredes nærmere som et reelt alternativ.*

Vurdering: Det er intensjonen å utrede også full fjerning av betongunderstellet, herunder miljømessige konsekvenser knyttet til opphugging og materialdisponering.

*KLIF forutsetter at Statoil så tidlig som mulig vurderer og avklarar med KLIF hvilke aktiviteter i avviklingsfasen som vil kreve tillatelse etter forurensningsloven (herunder tømning av rørledninger, mudring/flytting av borekaks).*

Vurdering: I konsekvensutredningen vil det angis relevant regelverk og antatt nødvendige tillatelser. Statoil vil ha dialog med KLIF underveis for å avklare relevante forhold i denne forbindelse.

*KLIF gjør oppmerksom at de fra 1. mars 2011 er tilbakeført myndighet for mottaks- og behandlingsanlegg på land for opphugging av utrangerte offshore installasjoner. Tillatelser vil gjennomgås og eventuelt oppdateres i det kommende år.*

Vurdering: Kommentaren tas til orientering.

### **Norges Fiskarlag**

*Norges Fiskarlag forutsetter at de erfaringer som er høstet fra Ekofisk og Frigg inngår i en vurdering/analyse av hva som er teknisk mulig å gjennomføre. Det er foretatt mulighetsstudier for fjerning av betongplattform, som muligens kan danne grunnlag for videre vurdering ved avvikling av Statfjord A.*

Vurdering: Både Statoil og kontraktører benytter erfaringer og kunnskap som finnes. De fleste betonginstallasjonene er imidlertid så forskjellige at plattformspesifikke studier må gjennomføres. Slike studier er i gang for Statfjord A, og resultatene vil presenteres i konsekvensutredningen.

*Det er antydnet at feltinterne rørledninger og kabler blir liggende i påvente av nedstengning av hele Statfjordfeltet. Et slikt scenario vurderes kanskje som det beste, avhengig av hvilken løsning som konkluderes med for avvikling. Det bør foretas en detaljert beskrivelse av hvilke rørledninger og kabler som vil inngå i avviklingen, og hvilke som fortsatt vil kunne være i bruk. Dette vil synliggjøre bedre forståelsen om*

*tilbakelevering av areal. Areal som frigjøres bør visualiseres inkludert geografiske koordinater, slik at andre brukere kan relatere frigjort område i forhold til sin aktivitet.*

Vurdering: Som referert i kommentaren foreslås rørledninger omhandlet samlet i avslutningsplanen for Statfjordfeltet. I konsekvensutredningen vil det gis en oversikt over hvilke eventuelle rørledninger som inngår i avslutningsplanen for Statfjord A, samt anbefalt og alternative disponeringsløsninger for disse. Beliggenhet av disse vil forsøkes visualisert ved bruk av kart. Når det gjelder merking og rapportering om eventuelle etterlatte innretninger/rørledninger, vises til gjeldende myndighetskrav for dette inkludert rapportering til "Etterretninger for sjøfarende" for endringer med betydning for sjøsikkerhet, herunder også nye eller endrede undervannskabler og rørledninger.

*Vedrørende borekaks er Norges Fiskarlag enig i at disponeringsalternativer må vurderes, men i første omgang ut fra eventuell miljøpåvirkning og ikke kostnadsspørsmål. Dette må også ses i sammenheng med disponering av betongunderstellet.*

Vurdering: De refererte OSPAR-kriteriene er utarbeidet i forhold til hva som kan være miljømessig akseptabelt å etterlate på havbunnen. Imøtekommes disse kriteriene, vil borekaket etterlates. Som påpekt av Norges Fiskarlag kan eventuell sluttdisponering av betongunderstellet virke inn på løsningen, og alternative disponeringsløsninger for borekaket må da utredes.

*Norges Fiskarlag foreslår at det i konsekvensutredningen ikke bare foretas en vurdering av miljøkonsekvensene ved opphogging, men at det gis en beskrivelse av hvordan det best kan sikres at miljøet rundt opphoggingsanlegget må overvåkes/designes for å sikre at stoffer som er i konstruksjonen ikke kommer ut til det marine miljøet. I tillegg bør det gis en beskrivelse av hvordan man skal sikre at informasjonen om fremmede stoffer blir tilgjengelig for myndigheter og opphoggingsbedrift.*

Vurdering: Hva gjelder krav til opphoggingsbedrift vil dette være ivaretatt i den respektive bedrift sin tillatelse/konsesjon for å kunne utføre slik virksomhet (jf. kommentar fra KLIF). I tillegg vil Statoil ved kontraktstildeling stille prosjektspesifikke krav til gjennomføring av oppdrag, samt selv utføre kontroll og oppfølging av virksomheten for å påse at denne foregår som avtalt. Som påpekt er det viktig å sikre god informasjonsflyt mellom aktørene om hva som finnes i en innretning av eventuelle miljøfarlige stoffer. Statoil får derfor gjennomført kartlegging av slike stoffer, som rapporteres og presenteres til involverte parter. En oppsummering av denne informasjonen vil også presenteres i konsekvensutredningen.

### **Norges rederiforbund**

*Norges rederiforbund ønsker at dekommisjoneringen av Statfjord A fundamenteres i prinsippet "the Polluter Pays", og at man ikke påtvinger fremtidige generasjoner kostnader av nåtidens verdiskapning. Med dette menes både rene fjerningskostnader og de miljøkostnader som potensielt ligger i etterlatenskaper etter moderne oljeutvinning. Den 200 000 tonn tunge betongstrukturen i en condeep rigg brytes ikke ned før etter mer enn hundre år. Det er det viktig at det velges en varig løsning der man ikke risikerer at et post-olje samfunn blir sittende med et stort miljøproblem fra tidligere generasjoners industrieventyr i Nordsjøen.*

Vurdering: Kommentaren tas til orientering.

Sluttdisponering av utrangerte petroleumsinnretninger er, etter norsk lovverk, en oppgave som gjennomføres av lisensen ved operatør. Dagens regelverk for utarbeidelse av avslutningsplan inkludert konsekvensutredning pålegger derfor operatøren å gjøre grundige vurderinger av alle relevante disponeringsløsninger for å få et bredt og godt beslutningsgrunnlag for norske myndigheter. Etter en totalvurdering vil den løsningen anbefales som finnes å gi de minste ulempene for samfunnet både på kort og lang sikt.

*Norges rederiforbund forutsetter at overbygningen tas til land og resirkuleres i tråd med dagens krav til helse, miljø, og sikkerhet, slik at prosessen ikke belaster miljøet mer enn absolutt nødvendig.*

Vurdering: Fjerning av overbygningen er et absolutt krav i henhold til nasjonalt og internasjonalt regelverk. Operatørens oppgave og ansvar er blant annet å påse at dette gjøres på en måte som ivaretar HMS på en god måte.

*Betongunderstellet bør fjernes i sin helhet, for å minimere fotavtrykket etter oljeutvinningen. Dersom dette viser seg å være vanskelig, bør understellet kuttes til å følge IMO's retningslinjer (1989) som tilsier minste overseilingsdybde på 55 m. Hensikten er at understellet ikke skal være til fare for fremtidig skipstrafikk.*

Vurdering: Kommentaren tas til orientering. De påpekte disponeringsalternativ inngår i utredningsprogrammets forslag og vil bli utredet. Hensynet til sikkerhet for passerende sjøtransport er blant de temaene som vil utredes og inngå som en del av beslutningsgrunnlaget.

*Etterlates understellet på bunnen er det viktig at oljerestene i de 16 lagercellene fjernes. Dersom det ikke er mulig å fjerne dette, må oljerestene forsegles slik at man unngår lekkasje med oljeforurensning når cellestrukturen brytes ned av tidens tann. Det må også foretas en grundig vurdering av hva som skal gjøres med borekaks som finnes på bunnen ved installasjonen.*

Vurdering: Statoil undersøker ulike metoder for hvordan lagercellene kan rengjøres. Dersom rengjøring ikke finnes gjennomførbart vil andre typer tiltak vurderes, herunder forsegling. Status for disse vurderingene vil presenteres i konsekvensutredningen. Også for borekaket foretas undersøkelser av utbredelse, omfang og innhold i disse, samt at relevante disponeringsløsninger vil utredes dersom borekaket ikke møter OSPARs kriterier for etterlatelse, eller at fjerning blir nødvendig ut fra andre årsaker.

#### **Statens strålevern**

*Statens strålevern påpeker at det er viktig å gjennomføre en nøye kartlegging av Statfjord A for å avdekke radioaktive kilder som er benyttet under produksjon og naturlig forekommende radioaktive stoffer.*

Vurdering: Statoil har igangsatt en slik kartlegging med Aker som utførende. Denne vil bli fulgt opp med nye undersøkelser etter produksjons nedstengning, når prosess systemer osv. vil være mer tilgjengelige. Måling av eventuell radioaktivitet vil videre inngå i prosedyrer forut for start av hoggeaktiviteter, for å sikre at eventuell forekomst sikres og håndteres forsvarlig.

*Under arbeidet med opphuggingen er det viktig å beskytte ansattes helse så vel som å unngå eller å minimalisere utslippene til vann, luft og grunn. Det er også viktig at det radioaktive avfallet håndteres forsvarlig samt sendes til godkjente anlegg for avfallshåndtering av disponering.*

Vurdering: Som presentert i forslaget til utredningsprogram baserer Statoil sine prosjekter på en nullskadefilosofi. Dette innebærer at Statoil mener alle ulykker kan forebygges. Dette følges aktivt opp i alle prosjektets faser, fra tilbudsprosesser, opphogging og til endelig sluttdisponering. I konsekvensutredningen vil det redegjøres nærmere for håndtering og sluttdisponering av eventuelt radioaktivt avfall fra Statfjord A.

*Strålevernet informerer om endringer i regelverket hva gjelder regulering av radioaktiv forurensning og avfall.*

Vurdering: Kommentaren tas til etterretning.

#### **Vindafjord kommune**

*Som vertskommune for en aktuell opphoggingsbedrift vil det være særlig viktig å få utredet hvilke miljøfarlige stoffer innretningen inneholder. Dette for at prosesseringen på/ved land skal kunne skje på en slik måte og*

*med tekniske løsninger som sikrer at det ikke forekommer utslipp av miljøgifter til sjø og luft. I forslaget til utredningsprogram trekkes dette frem som et sentralt punkt.*

Vurdering: Statoil har igangsatt et arbeid med å identifisere og kartlegge forekomst av eventuelle miljøfarlige stoffer på Statfjord A. Denne informasjonen, samt oppdatert informasjon fra senere undersøkelser, vil være viktig informasjon for hoggebedriften for å kunne planlegge for ansvarlige arbeidsprosesser og en korrekt forsvarlig håndtering av farlig avfall.

*Det vil også være viktig å utrede omfanget av oppdeling som skal skje ute i Nordsjøen og ved opphoggingsbedrift(er) på land. Dette med tanke på fordeling av risiko og miljøkonsekvenser mellom Nordsjøen og fastlandet og konkurranseforhold mellom aktuelle bedrifter. Dette forutsetter at opphogging skal skje i Norge.*

Vurdering: I konsekvensutredningen utredes ulike konseptuelle løsninger for sluttdisponering av Statfjord A. Hvilke konkrete løsninger som til slutt velges, og ved hvilke(t) opphoggingsbedrift(er) arbeidet vil gjennomføres, vil ikke foreligge før etter kontraktstildeling etter myndighetenes vedtak om disponering. En anbudskonkurranse for opphogging av Statfjord A vil være internasjonal. Først da vil det være mulig å anslå hvilke oppgaver som vil foregå til havs og på land. I konsekvensutredningen vil likevel konsekvenser for miljø og samfunn belyses for konseptuelle løsninger, basert på gitte antagelser.

*Erfaringene fra miljøovervåkingsprogrammet tilknyttet anlegget på Raunes vil være nyttig som en del av arbeidet med å få oversikt over miljø- og ressursforhold ved opphoggingsbedrifter.*

Vurdering: Resultater fra tidligere og pågående miljøovervåking ved Raunes har bidratt til økt forståelse omkring mulige tilførsler og konsekvenser på miljø ved dette anlegget. Slik informasjon gir også kunnskap av mer generell karakter, og vil benyttes i konsekvensvurderingene.

*Samfunnmessige konsekvenser for lokalsamfunn og næringsliv er viktig å få utredet selv om dette må skje på et generelt nivå.*

Vurdering: Kommentaren er i tråd med forslaget til utredningsprogram og tas til etterretning