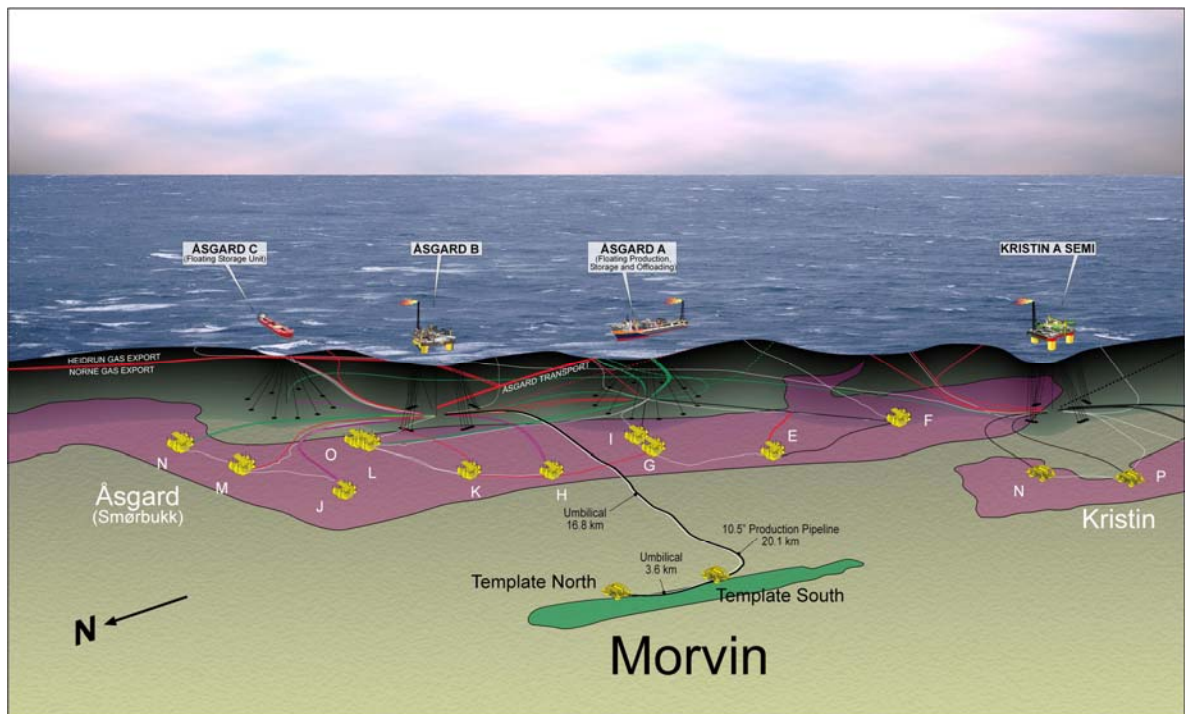


Plan for utbygging og drift av Morvin

Utvinningstillatelse PL 134B



Del 2 Konsekvensutredning

Desember 2007

Forord

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging og drift av oljefeltet Morvin i Norskehavet.

Plan for utbygging og drift (PUD) for virksomheten planlegges presentert for regjeringsbehandling i løpet av vårsesjonen 2008.

Foreliggende konsekvensutredning inngår som en del av PUD for virksomheten. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. StatoilHydro er operatør for feltet, og er, på vegne rettighetshaverne, ansvarlig for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Melding med forslag til utredningsprogram ble oversendt høringsinstansene i september 2007. Olje- og energidepartementet fastsatte utredningsprogrammet i november 2007. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til det fastsatte programmet og de høringsuttalelser som er mottatt.

Rettighetshaverne til Morvin er Total E&P Norge AS, ENI Norge AS og StatoilHydro ASA.

Stavanger 14. desember 2007

Innhold

1	Sammendrag	5
2	Innledning	8
2.1	Feltbeskrivelse	8
2.2	Rettighetshavere og eierforhold	9
2.3	Formålet med konsekvensutredningen	9
2.4	Lovverkets krav til konsekvensutredning	9
2.5	Utredningsprosessen	11
2.6	Nødvendige søknader og tillatelser	12
3	Prosjektbeskrivelse	13
3.1	Helse, miljø og sikkerhet	13
3.2	Reservoarbeskrivelse	13
3.3	Reservoar- og produksjonsplaner	14
3.4	Beskrivelse av valgt utbyggingsløsning	15
3.5	Valg av metode for håndtering av produsert vann	18
3.6	Grunn- og traséundersøkelser	19
3.7	Økonomi	19
3.8	Avslutning	19
3.9	Tidligere vurderte utbyggingsløsninger	20
4	Naturressurser og miljøforhold	21
4.1	Forholdet til den regionale konsekvensutredningen	21
4.2	Miljø og naturressurser	21
4.3	Fiskerier	26
4.4	Fiskeoppdrett	26
4.5	Kulturminner	26
4.6	Miljøovervåking	27
5	Konsekvenser av en utbygging av Morvin	28
5.1	Planlagte utslipp til luft	28
5.2	Planlagte utslipp til sjø	33
5.3	Akutte utslipp og oljevernberedskap	40
5.4	Koraller og sårbare habitater	41
5.5	Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep	46
5.6	Samfunnmessige konsekvenser	47
6	Opsider – mulige tilleggsressurser	48
6.1	Gassinjeksjon	48
6.2	Tofte/Tilje	50
6.3	Myndighetsprosesser knyttet til økt utvinning	51
	Referanser	52

1 Sammendrag

Den foreliggende konsekvensutredningen er utarbeidet av StatoilHydro ASA på vegne av partnerne i produksjonstillatelse 134B – Morvin. Partnerskapet består av Total E&P Norge AS og ENI Norge AS i tillegg til StatoilHydro ASA. Morvin ligger i Norskehavet 15 km nordvest for Åsgard A.

Konsekvensutredningsprosess

Som fastsatt i Petroleumsloven skal det utarbeides en konsekvensutredning før utbygging kan finne sted. Formålet med konsekvensutredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø- og samfunnsinteresser, samt beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter.

Reservoarbeskrivelse

Reservoarene på Morvin består av sandsteiner av øvre Jura alder. Det er påvist funn i Garn- og Ile-formasjonene.

Morvin er et felt med høyt trykk og temperatur (HPHT) Trykket i reservoaret ligger mellom 812 og 818 bar. Reservoar-temperaturen ligger mellom 160 °C og 162 °C.

Ressurser og produksjonsplaner

De økonomisk utvinnbare mengdene for Morvin er foreløpig anslått til om lag 7,8 millioner Sm³ væske (olje og kondensat) og 3,34 milliarder Sm³ gass. Tallene vil sannsynligvis bli oppdatert fram mot innsending av PUD Del 1 Utbygging og drift.

Produksjonsstart er foreløpig anslått til 2. kvartal 2010, og avslutning i 2022.

I Tofte-formasjonen er det påvist olje som ikke er produserbar, mens det i Tilje-formasjonen finnes spor av hydrokarboner.

Det pågår en vurdering om det er utvinnbare ressurser i Tofte- og Tilje-formasjonene.

Valgt utbyggingsløsning

Morvin planlegges bygget ut med to brønnrammer som knyttes opp mot Åsgard B. Det er planlagt tre brønner på Morvin.

Oljen fra feltet vil bli prosessert på Åsgard B og transportert i eksisterende rørledning fra Åsgard B til Åsgard C for lagring og videre eksport. Gassen fra feltet vil bli matet inn i Åsgard Transport rørledningen.

Kostnader og inntekter

De samlede investeringskostnadene er beregnet til om lag 8 milliarder kroner. De årlige driftsutgiftene er beregnet til 160 millioner kroner. I tillegg kommer offentlige avgifter på 2 – 5 millioner kroner pr år.

De samlede inntektene av produksjonen på Morvin utgjør vel 14 milliarder kroner fordelt over produksjonsperioden. Inntektene er fordelt med 10,7 milliarder kroner på olje, 2,4 milliarder kroner på gass og 1 milliarder kroner på kondensat.

Tallene er gitt slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet, og vil bli oppdaterte ved innsendelse av PUD Del 1 Utbygging og drift.

Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstengning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av installasjoner og rørledninger. I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan de ulike installasjonene skal håndteres.

Naturressurser og miljøforhold

Konsekvensutredningen legger til grunn den beskrivelsen av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet som er gitt i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (RKU). Utslipp til luft og sjø samt faren for akuttutslipp er der nærmere beskrevet, sammen med eventuelle konsekvenser i forhold til mulige arealmessige konflikter for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner.

Utslipp til luft

Utslippene til luft i utbyggingsfasen stammer fra boreoperasjoner, installasjonsaktiviteter og nødvendig transportvirksomhet i forbindelse med utbyggingen. De totale utslippene i forbindelse med boreoperasjonene er estimert til om lag 38.000 tonn CO₂, 840 tonn NO_x og 60 tonn VOC.

I tillegg vil det bli utslipp til luft fra brønntesting, anløp av forsyningsfartøy, transport av personell med helikopter til feltet og dedikert beredskapsfartøy på feltet under utbyggingen.

I driftsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med produksjon og prosessering av olje og gass, nødvendig fakling, eksport av olje og gass samt nødvendig transportvirksomhet i forbindelse med drift av feltet. De maksimale utslippene (år 2011) fra produksjonsplattformen vil være i størrelsesorden 71.700 tonn CO₂ og 109 tonn NO_x pr år.

Utslipp til sjø

Utslipp til sjø vil i utbyggingsfasen stamme fra boreoperasjoner og klargjøring av rørledninger for drift. Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene, og det planlegges for en gjenbruksordning for borevæske. Det foregår vurderinger av ulike behandlingsmetoder for borekaks fra de seksjonene som bores med vannbasert borevæske.

Operasjonelle forhold krever bruk av oljebasert borevæske i de 2 nederste brønnseksjonene. Borekaks med rester av oljebasert borevæske vil bli transportert til land for behandling. Siden Morvin ligner mye på Kristin, er borevæskene som er valgt på Morvin pr. i dag basert på erfaringer fra Kristin.

Feltintern rørledning vil bli fylt med ferskvann tilsatt oksygenfjerner. I forbindelse med klargjøring og tilkobling av rørledningen vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og begroing, samt utslipp av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Utslippsvannet vil bli sluppet til sjø ved Åsgard B.

Utslipp til sjø i driftsfasen

Den største utslippsmengden av produsert vann fra Morvin er beregnet til om lag 280 000 m³ pr år i maksåret 2016. Dette tilsvarer 0,9 % av utslipp av produsert vann i Norskehavet og 68 % av utslippene fra Åsgard B i dette året.

Akutte utslipp og oljevernberedskap

Det er pr. i dag ikke gjennomført noen miljørisikoanalyse for Morvin, men en slik analyse vil bli gjennomført forut for innsending av PUD.

For oljen fra Morvin har det blitt gjennomført en forvittringsstudie. Denne viser at egenskapene ved Morvin-oljen ligger nært opptil olje fra andre felt i Norskehavet. Den eksisterende oljevernberedskapen i Norskehavet vil derfor også kunne håndtere eventuelle akutte utslipp fra Morvin.

Koraller

Det er store forekomster av koraller i områdene rundt Morvin. Det foregår for tiden en vurdering av metodene for håndtering av borekaks for å redusere konsekvensene for korallforekomstene ved en utbygging av Morvin. Resultatene fra disse vurderingene vil

bli lagt til grunn ved innsending av søknad om utslippstillatelse for produksjonsboringen

Konsekvensgjennomgang

Kapittel 5 gjennomgår oppdatert informasjon innenfor de ulike fagtemaene og synliggjør

hvordan en utbygging av Morvin vil kunne innvirke på korallforekomstene i området. For en gjennomgang av konsekvenser av utslipp til luft, utslipp til sjø og arealbeslag i forhold til fiskerier, akvakultur og kulturminner henvises det til RKU Norskehavet.

2 Innledning

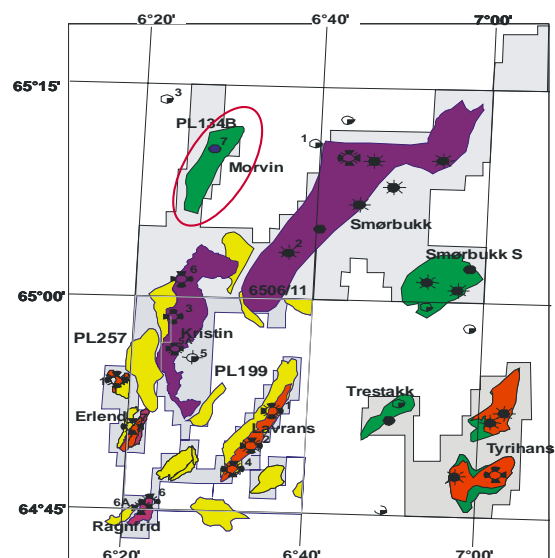
På vegne av partnerne i utvinningstillatelse PL 134B utarbeider StatoilHydro en plan for utbygging og drift (PUD) med tilhørende konsekvensutredning for Morvin.

Høsten 2005 søkte Statoil om godkjenning av oppfylt utredningsplikt for Morvin på bakgrunn av utredningene gjennomført i forbindelse med konsekvensutredningen for Kristin (2001) og den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (2003). Olje- og energidepartementet (OED) godkjente samme høst at utredningsplikten for Morvin var oppfylt. Fra høsten 2005 til sommeren 2007 har prosjektet endret seg betraktelig samtidig som man har fått økt kunnskap om de miljømessige forholdene, hovedsakelig tilstedeværelsen av koraller, i området. På bakgrunn av dette besluttet OED å be Statoil om å utarbeide et forslag til program for konsekvensutredning for utbyggingen av feltet.

StatoilHydro har tatt som utgangspunkt at konsekvensvurderingene for de fleste fagtemaene fortsatt vil være dekket av den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet. Noen tema er også dekket i den feltspesifikke konsekvensutredningen for Kristin. For en grundig gjennomgang av de enkelte temaene henvises det derfor til disse dokumentene (se kapittel 5 for en spesifisering av hvilke temaer som er dekket opp i tidligere arbeid). Den foreliggende konsekvensutredningen redegjør i hovedsak for de vurderingene som er gjennomført med tanke på behandlingen av produsert vann og konsekvensene av en utbygging av Morvin i forhold til koraller og sårbare habitater. I tillegg presenteres oppdatert informasjon innenfor en rekke andre tema.

2.1 Feltbeskrivelse

Morvin er et oljefelt, med noe assosiert gass, som ligger innenfor utvinningstillatelse PL134B, blokk 6506/11, i Norskehavet. Feltet ligger 21 km nord for Kristin-plattformen og 15 km nordvest for Åsgard A-plattformen, se Figur 2-1. Vanndypet i området er om lag 360 m.



Figur 2-1 Beliggenhet av Morvin i forhold til Kristin og Åsgard.

Morvin ble påvist i 2001 ved boring av letebrønnen 6506/11-7. I 2006 ble avgrensingsbrønnen, 6506/11-8, boret. Morvin består av flere atskilte reservoarsoner, hvorav to har påvist utvinnbare funn (Garn og Ile).

Feltet planlegges bygget ut med to havbunnsrammer som knyttes opp mot plattformen på Åsgard B. Løsningen er teknisk kjent og bekreftet gjennomførbar. Brønnstrømmen fra Morvin vil bli prosessert på Åsgard B. Gass fra Morvin vil bli eksportert via Åsgard Transport rørledning til Kårstø, mens olje vil overføres

til Åsgard C for videre eksport med skytteltankere.

2.2 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne som omfattes av planene for utbygging av produksjonstillatelse PL 134B Morvin fremgår av Tabell 2-1 sammen med de respektive eierandelene i tillatelsen.

Tabell 2-1 Rettighetshavere i produksjonstillatelse 134 B Morvin.

Selskap	Prosentandel
Total E&P Norge AS	6
ENI Norge AS	30
StatoilHydro ASA	64

StatoilHydro er operatør for produksjonstillatelse PL 134B.

2.3 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av planene for utbygging og drift, de forventede konsekvensene disse vil ha for miljø, naturressurser og samfunn, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og utnytte de positive effektene.

Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planleggingen av større prosjekter, og skal sikre at forhold knyttet til samfunn, miljø og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Prosessen skal bidra til å etablere et grunnlag for å belyse spørsmål som er relevante for den interne og eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

Saksbehandlingen knyttet til program for konsekvensutredning og selve konsekvensutredningen gir de instanser som kan bli

berørt av planene anledning til å komme med innspill som kan bidra til å påvirke utformingen av prosjektet.

2.4 Lovverkets krav til konsekvensutredning

2.4.1 Krav i internasjonalt lovverk

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert. EUs Rådskonvensjon 97/11/EC (endningsdirektiv til Rådskonvensjon 85/337/EEC) krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunnsøkonomiske konsekvenser.

Mulige grenseoverskridende miljøkonsekvenser er regulert gjennom FNs "Konvensjon om KU for grenseoverskridende miljøkonsekvenser" (ESPOO (EIA) konvensjonen, 1991).

2.4.2 Krav i norsk lovverk

Det planlagte prosjektet er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, § 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Utredningsprogrammet blir fastsatt av ansvarlig myndighet etter en forutgående offentlig høring.

§ 22a i Forskrift til Petroleumsloven inneholder følgende bestemmelser om konsekvensutredning:

"En konsekvensutredning i en plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst skal redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for næringsmessige forhold og miljømessige forhold, herunder forebyggende og avbøtende tiltak."

"Konsekvensutredningen skal utarbeides på grunnlag av utredningsprogrammet som er fastsatt i medhold av § 22 og tilpasses utbyggingens omfang og i hvilken grad utbyggingen anses omfattet av en konsekvensutredning for et større samlet område. Konsekvensutredningen skal sendes departementet senest samtidig med en beskrivelse av utbyggingen. I områder der flere felt skal bygges ut, vil rettighetshaver i samsvar med loven § 4-2 tredje ledd kunne utarbeide en konsekvensutredning for et større samlet område. For utbygginger som også skal konsekvensutredes etter annen lovgivning, kan det utarbeides en felles konsekvensutredning.

Dersom rettighetshaver godtgjør at utbyggingen omfattes av eksisterende relevant konsekvensutredning for et felt eller for et større samlet område, jf. loven § 4-2 tredje ledd, vil det kun kreves konsekvensutredning dersom departementet finner dette nødvendig.

Rettighetshaver sender konsekvensutredningen til uttalelse til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og det kunngjøres samtidig i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Konsekvensutredningen, og så langt som mulig eventuelle relevante bakgrunnsdokumenter, skal gjøres tilgjengelig på Internett. Det skal settes en rimelig frist for uttalelser til konsekvensutredningen. Fristen bør ikke være kortere enn seks uker. Departementet kan i særlige tilfeller bestemme at departementet sender konsekvensutredningen på høring.

Departementet skal, på bakgrunn av høringen, ta stilling til om det er behov for tilleggsutredninger eller dokumentasjon om bestemte forhold. Eventuelle tilleggsutredninger skal forelegges berørte myndigheter og dem som har avgitt uttalelse til konsekvensutredningen til uttalelse før det

fattes vedtak i saken. Fristen for uttalelse bør ikke være kortere enn to uker.

I departementets saksframlegg skal det fremgå hvordan virkningene av utbyggingen og innkomne uttalelser er vurdert, og hvilken betydning disse er tillagt. Det skal vurderes i saksframlegget om vilkår med sikte på å begrense og avbøte negative virkninger av vesentlig betydning skal settes. Departementet kan bestemme at det skal utarbeides et miljøoppfølgingsprogram med sikte på å overvåke og avbøte negative virkninger av vesentlig betydning.

Departementets avgjørelser etter paragrafen her er ikke enkeltvedtak etter forvaltningsloven."

Forurensingslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet med sikte på å dekke kravene i begge lovverk.

2.4.3 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet (RKU Norskehavet) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel mellom 62 °N og 69 °N.

RKU Norskehavet ble sluttbehandlet av norske myndigheter i 2003. I henhold til retningslinjer gitt av Olje- og energidepartementet (OED), kan konsekvensutredningsplikten ved nye utbyggingsprosjekter oppfylles enten ved en feltspesifikk konsekvensutredning, ved en kombinasjon av en feltspesifikk utredning og en regional utredning eller i enkelte tilfeller gjennom en regional konsekvensutredning alene.

RKU Norskehavet 2003 legger til grunn utslippsprognoser innrapportert til OD/OED i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett for 2002.

2.5 Utredningsprosessen

En forenklet beskrivelse av den norske konsekvensutredningsprosessen er gitt i det følgende.

Prosessen starter med at rettighetshaver oversender forslag til konsekvensutredningsprogram til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelser fra disse. Departementet fastsetter det endelige utredningsprogrammet for konsekvensutredningen på bakgrunn av forslaget, de innkomne uttalelsene og operatørens kommentarer til uttalelsene.

På grunnlag av det fastsatte utredningsprogrammet vil operatøren utarbeide konsekvensutredningen som en del av PUD (Plan for utbygging og drift) og/eller PAD (Plan for anlegg og drift).

Rettighetshaver vil, på tilsvarende måte som for forslaget til utredningsprogram, distribuere konsekvensutredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner og innhente uttalelser fra disse. Samtidig tinglyses det i Norsk Lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på offentlig høring. Konsekvensutredning, og underlagsdokumentasjon i den grad det er mulig, legges i tillegg ut på internett. OED vil forestå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

2.5.1 Tidsplan for konsekvensutredningen

Følgende tidsplan er lagt til grunn for konsekvensutredningsprosessen for Morvin:

- Oversendelse av forslag til program for konsekvensutredning september 2007
- Godkjent program for konsekvensutredning november 2007
- Oversendelse av PUD/PAD Del 2 Konsekvensutredning 14. desember 2007
- Høring av konsekvensutredning desember 2007 til 1. mars 2008, 10 uker
- Planlagt oversendelse av PUD Del 1 Utbygging og anlegg 1. februar 2008
- Godkjenning av PUD i løpet av vårsesjon 2008
- Oppstart av produksjon 2 kvartal 2010

2.5.2 Utredningsprogrammet

Endelig program for konsekvensutredning, fastsatt av OED i brev av 16. november 2007, er gjengitt i Vedlegg A. Oppsummering av uttalelser fra høringsrunden er gjengitt i Vedlegg B. Olje- og energidepartementet har forutsatt at høringsuttalelsene til utredningsprogrammet tas hensyn til slik det framgår av operatørens kommentarer til disse.

2.5.3 Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredningen

Nedenfor gis en oversikt over de underlagsrapporter som er utarbeidet som ligger til grunn for konsekvensutredningen. Rapportene er tilgjengelige på www.statoilhydro.com.

- Regional konsekvensutredning for Norskehavet 2003
- Konsekvensutredning for Kristin, mai 2001

- Sårbarhetsvurdering av korallhabitater rundt Morvin, Havforskningsinstituttet, november 2007

I tillegg er det benyttet annen relevant prosjektdokumentasjon og underlagsrapporter for regional konsekvensutredning for Norskehavet.

2.6 Nødvendige søknader og tillatelser

Nedenfor er det gitt en oversikt over de viktigste tillatelser som må innhentes fra norske myndigheter i løpet av planprosessen. Behovet for eventuelt å innhente andre tillatelser enn de som her er nevnt, vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen.

Søknader og tillatelser

- Godkjenning av felles Plan for utbygging og drift og Plan for anlegg og drift med tilhørende konsekvensutredning.

Ansvarlig myndighet er Olje- og energidepartementet.

- Søknad om utslippstillatelse for borefasen og driftsfasen (endret utslippstillatelse for Åsgard B) etter Forurensningsloven og søknad om tillatelse for utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger.

Ansvarlig myndighet er Statens forurensningstilsyn.

- Konsekvensutredningsprogram og konsekvensutredning forutsettes å dekke kravene til melding og konsekvensutredning etter Forurensningslovens § 13.

Ansvarlig myndighet er Statens forurensningstilsyn.

- Forhåndsmelding i henhold til Arbeidsmiljøloven.

Ansvarlig myndighet er Direktoratet for Arbeidstilsynet.

- Søknad om samtykke etter Petroleumsloven for boring av brønner.

Ansvarlig myndighet er Oljedirektoratet.

3 Prosjektbeskrivelse

3.1 Helse, miljø og sikkerhet

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet har stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Morvin gjennom alle fasene i prosjektutviklingen.

Alle aktiviteter som har blitt, og vil bli, gjennomført har vært og vil bli underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS. Utbyggingen av Morvin skal møte StatoilHydros målsetninger for HMS, jamfør figur 3-1 nedenfor. Dette arbeidet vil føres videre gjennom hele prosjekteringsperioden, anleggsperioden og etter at feltet settes i drift.

The image shows a slide titled 'Helse, miljø og sikkerhet' with the subtitle 'Vårt mål er null skade'. It lists nine bullet points: 'Vi forstår og håndterer risiko', 'Vi kan forhindre alle ulykker', 'Vi stanser uønskede handlinger og operasjoner', 'Vi minimaliserer vår påvirkning på miljøet og klimaet', 'Vi bryr oss om hverandre', 'Vi skaper et trygt og sunt arbeidsmiljø', 'Vi samarbeider med våre partnere for å oppnå bedre HMS-resultater', and 'Vi har en åpen dialog med samfunnet'. The StatoilHydro logo is at the bottom right.

Figur 3-1 StatoilHydro sine overordnede mål for HMS.

3.1.1 Program for HMS

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen av Morvin. Programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike prosjektfaser ettersom prosjektgjennomføringen skrider fram.

Formålet med HMS programmet for innværende fase, mellom beslutning om videreføring og beslutning om gjennomføring, er å sikre følgende:

- Styring av HMS i planleggingen av prosjektet og sikre at alle HMS aspekter blir ivaretatt på en god måte
- Identifisering av utfordringer samt overordnede mål og strategi
- Definerings av spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet
- Identifisering av aktiviteter som skal gjennomføres

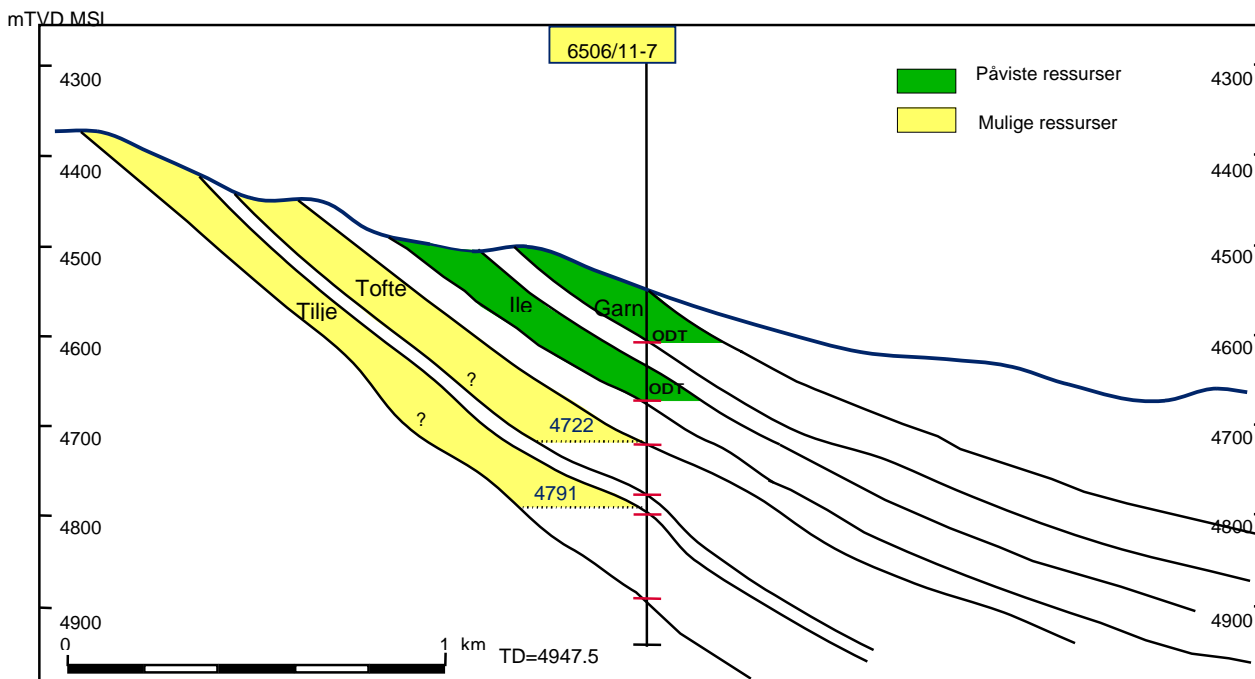
3.2 Reservoarbeskrivelse

Morvin er delt inn i flere reservoarer av jura alder. Det er påvist utvinnbar olje i Garn og Ile formasjonene, mens det er uavklart om det er utvinnbare ressurser i Tofte og Tilje formasjonene. I valgt utbyggingsløsning er det ressursene i Garn og Ile som skal utvinnes. Det pågår en vurdering av om man skal forsøke å utvinne ressursene fra Tofte og Tilje formasjonene. Figur 3-2 gir en oversikt over de ulike strukturene på Morvin.

Morvin er et felt med høyt trykk og høy temperatur (HPHT). Toppen av strukturen ligger på om lag 4.500 meter under havoverflaten, og det er påvist hydrokarboner

ned til om lag 4.800 meter under havoverflaten.

Temperaturen ligger på 160 og 162 °C mens trykket ligger på 812 og 818 bar i henholdsvis Garn og Ile formasjonene.



Figur 3-2 Tverrsnitt av reservoarene på Morvin langs brønn 6506/11-7

3.3 Reservoar- og produksjonsplaner

Reservoarene på Morvin vil bli produsert ved hjelp av trykkavlastning. Produksjonsstrategien legger opp til produksjon fra 3 horisontale brønner. Det forutsettes at produksjonsbrønnene produserer fra både Garn- og Ile- formasjonene samtidig.

I valgt utbyggingsløsning er produksjonsperioden satt til 13 år, fra 2010 og ut 2022. 2023 er anslått som året det ikke lenger vil være lønnsomhet i å produsere olje og gass fra Morvin. Det vil likevel være utvinnbare reserver igjen i reservoarene, og endrede forutsetninger kan gjøre det aktuelt å utvide produksjonsperioden utover de skisserte 13 årene.

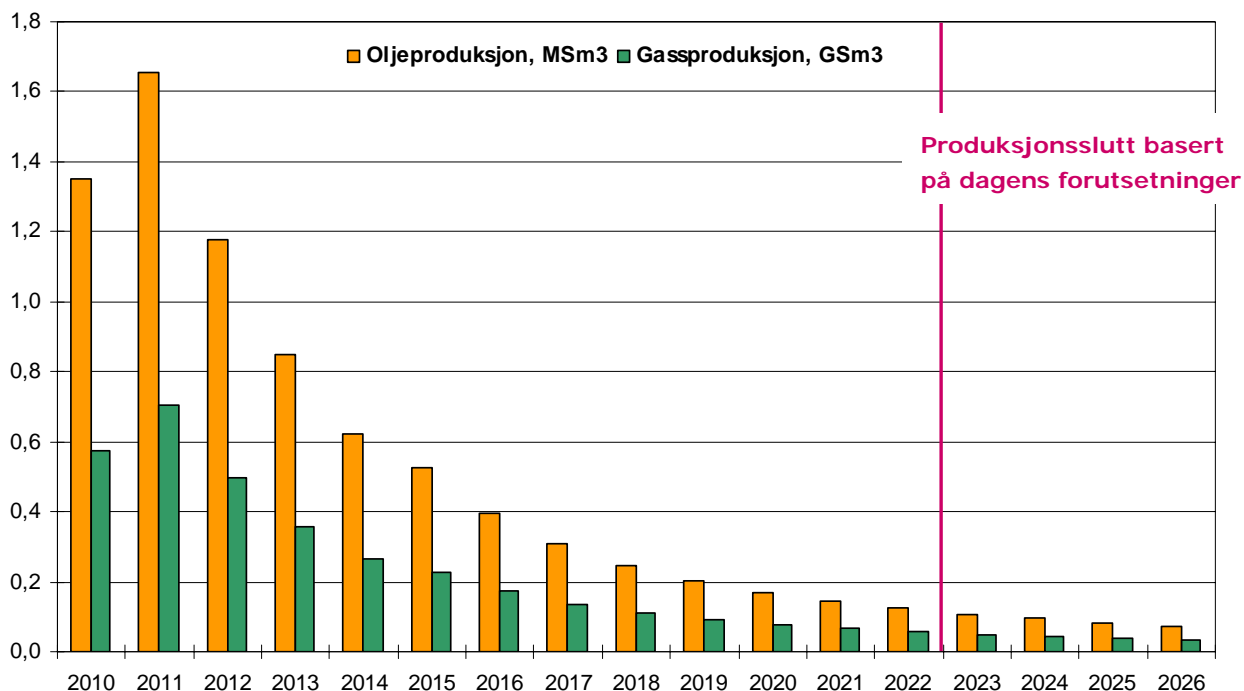
De utvinnbare reservene, med produksjonsavslutning i 2022, på Morvin er foreløpig anslått til om lag 7,8 millioner m³ væske, og 3,34 milliarder Sm³ gass. Tilsvarende tall for en forlenget produksjon til 2026 vil være 8,1 millioner m³ væske og 3,5 milliarder Sm³ gass. Utvinningsfaktorene er estimert til 31 % for olje og 32 % for gass av de totale volumene.

Figur 3-3 viser produksjonsprofilene for Morvin. Profilene er basert på estimat for økonomisk utvinnbare ressurser og oppstart av olje- og gassproduksjon i 2010.

De første par årene vil det være kapasiteten til brønnene og rørledningen som er begrensende for produksjonen fra Morvin. Hver brønn vil kunne produsere 3000 Sm³/sd og rørledningen vil ha en kapasitet på

8000 Sm³/sd. Gjennom resten av levetiden til feltet vil det være redusert trykk i reservoarene som begrenser produksjonen.

Fra januar 2015 er det lagt opp til lavtrykkproduksjon.



Figur 3-3 Produksjonsprofil for olje og gass på Morvin

3.4 Beskrivelse av valgt utbyggingsløsning

Utbyggingsløsningen for Morvin er basert på en installasjon av to brønnrammer på havbunnen som knyttes opp mot Åsgard B via en om lag 20 km lang rørledning. I det følgende er det gitt en beskrivelse av de enkelte systemene som inngår i utbygging og drift av Morvin.

3.4.1 Boring og brønn

Det skal bores tre brønner på Morvin, en fra den nordlige brønnrammen og to fra den sørlige. Figur 3-4 viser hvordan de tre planlagte produksjonsbrønnene er planlagt på Morvin. Figuren viser også de to lete- og

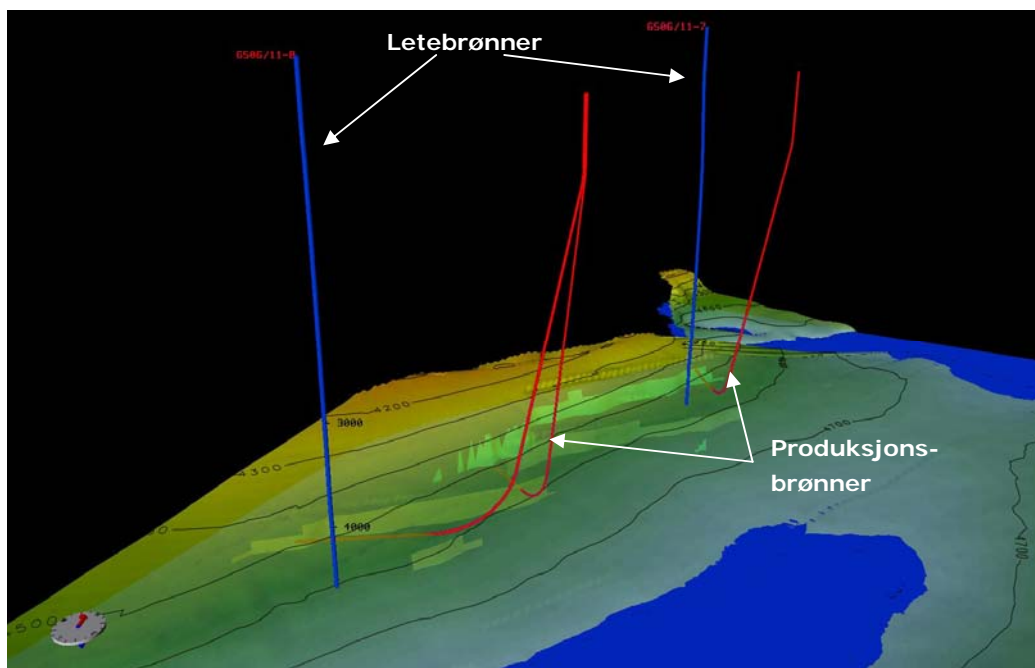
avgrensingsbrønnene, 6506/11-7 og 6506/11-8, som allerede er boret.

Siden Morvin er et felt med høyt trykk og temperatur, vil prosjektet benytte mye av den samme boreteknologien som blir brukt på Kristin i forbindelse med boring av brønnene. Lengden og vinkel på brønnene er vist i Tabell 3-1.

Brønnene vil bores ved hjelp av Transocean Leader mens Scarabeo 5 vil bli benyttet til kompletteringen av brønnene. Den foreløpig boreplanen innebærer å starte boring av den første brønnen i 3 kvartal 2009. Alle brønnene vil etter planen være ferdig komplettert i 4 kvartal 2010.

Ved boring av topphullsseksjonene, 36" og 26", vil CTS (cuttings transport system) bli benyttet for å fjerne borekaket fra brønnrammene. CTS består av en pumpe og

en slange. Borekaket blir pumpet inn i slangen og ledet bort. I utgangspunktet er det lagt opp til en lengde på CTS på 100 m.



Figur 3-4 Brønnbaner for de tre produksjonsbrønnene på Morvin

Tabell 3-1 Oversikt over de ulike seksjonenes lengde og vinkling i brønnene på Morvin

Brønn	36"		24"		17½"		12¼"		8½"	
	L	V	L	V	L	V	L	V	L	V
MORA – 1H	100	0	920	10	817	21	2665	62	1386	88
MORA – 3H	100	0	916	5	778	8	2595	65	990	88
MORB – 3H	100	0	920	10	816	22	2692	65	1066	90

L = seksjonens lengde. V = seksjonens vinkling.

3.4.2 Undervannssystem

Undervannssystemene på Morvin vil, så langt det er mulig, bli en kopi av tilsvarende system på Kristin, men i tillegg vil det bli lagt til rette for injeksjon av asfaltenhemmende kjemikalier. Alle undervannsinstallasjonene på Morvin vil bli gjort overtrålbare slik at det ikke vil være nødvendig å opprette nye sikkerhetssoner i området.

Det er planlagt to brønnrammer på Morvin, en sørlig og en nordlig. Brønnrammene vil hver ha fire brønnsliiser og vil bli ankret fast. Koordinatene for brønnrammene er gitt i Tabell 3-2.

Brønnrammene knyttes opp mot Åsgard B ved hjelp av en 20,1 km lang rørledning mellom den nordlige brønnrammen og plattformen. Rørledningen vil ha en indre

diameter på 10,5" og bygges i stål med 13 % krom/2,5 % molybden. Røret konstrueres med en designtemperatur på 150 °C og et designtrykk på 390 bar. En kabel for direkte elektrisk oppvarming (DEH) vil bli lagt i tilknytning til rørledningen.

Tabell 3-2 Koordinatfesting av brønnrammene på Morvin

Brønnramme	Øst	Nord
Sør	381 693	7 226 304
Nord	382 717	7 229 144

Koordinatene er i UTM sone 32, ED50

Rørledningen vil bli lagt tett inntil den sørlige brønnrammen slik at denne kan knyttes til rørledningen ved hjelp av en kort t-avgreining. Videre knyttes rørledningen opp til Åsgard B ved hjelp av det nye stigerøret som skal installeres.

Rørledningstraséen er ikke endelig fastsatt enda, og vil bli justert i detaljprosjekteringen for å få fram den beste traséen med tanke på lengde, kurvatur, korallforekomster, frie spenn og behov for grusdumping med mer.

En kontrollkabel legges parallelt med rørledningen fra Åsgard B til den sørlige brønnrammen før den føres videre til den nordlige brønnrammen. Kontrollkabelen vil inneholde en rekke komponenter, blant annet:

- Transport av metanol
- Transport av avleiringshemmer
- Transport av asfaltenhemmer
- Lav- og høytrykkshydraulikk
- Kommunikasjonskabler

3.4.3 Modifikasjoner på Åsgard B

Brønnstrømmen fra Morvin vil bli ledet til Åsgard B, der det vil være mottaks-, prosesserings- og eksportanlegg for oljen og gassen fra Morvin.

Ved å føre brønnstrømmen fra Morvin inn til Åsgard B plattformen kan Morvin benytte seg av eksisterende utstyr og infrastruktur på Åsgard B. Åsgard B er på vei av produksjonsplatå og har derfor ledig produksjons- og prosesseringskapasitet. Til tross for dette vil det likevel være behov for å installere noe nytt utstyr.

Design av fasilitetene på Åsgard B skal møte følgende mottakskriterier:

- Oljeproduksjonsrate fra hver brønn 3000 Sm³/sd
- Design væskeproduksjonslinje 8000 Sm³/sd
- Maks brønnhodetrykk 715 bar
- Maks strømmende temperatur 110 °C
- Maks strømtrykk 200 barg
- Minimum strømtrykk 50 barg

Det vil være behov for å installere et nytt 10,5" stigerør for å ta i mot brønnstrømmen fra Morvin. Stigerøret vil bli designet for å håndtere den høye temperaturen og det høye trykket. Ved basen av stigerøret installeres en avstengningsventil, utstyr til å ta hånd om gassløft i stigerøret og sensorer for måling av trykk og temperatur. Dette utstyret vil bli styrt fra Åsgard B.

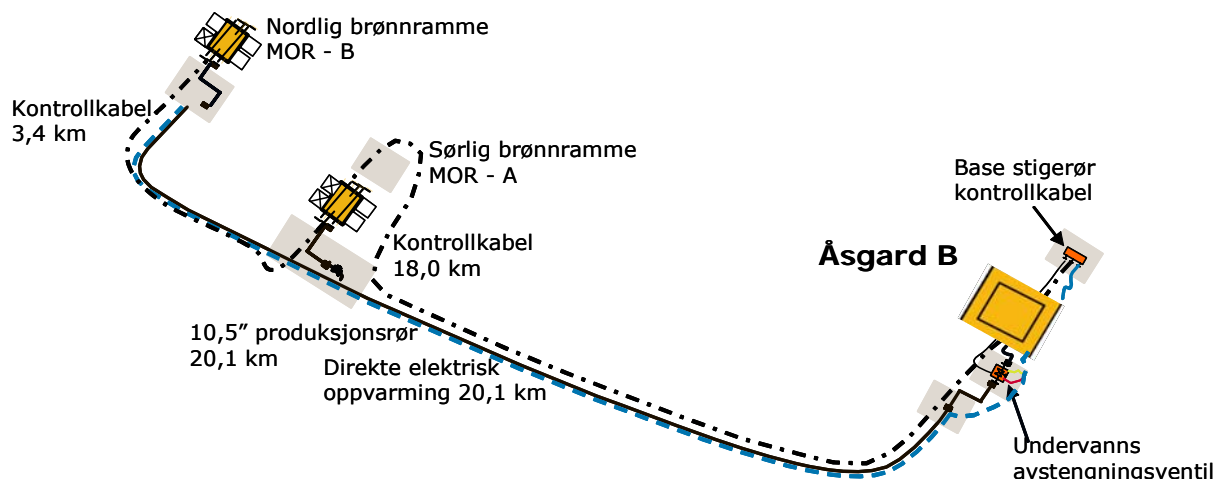
I tillegg må følgende utstyr installeres på Åsgard B:

- Direkte elektrisk oppvarming (DEH) av rørledningen for å unngå hydratdannelse. DEH-systemet vil bli dimensjonert slik at det kan øke temperaturen i brønnstrømmen fra 4 °C til 25 °C i løpet av 40 timer. Systemet forsynes med strøm fra Åsgard B.

- Økning i kapasiteten for behandling av produsert vann fra 900 Sm³/dag til 1500 Sm³/dag på kondensat-separatoren til Smørbukk.
- Nytt utstyr for kjemikalieinjeksjon. Det vil være behov for å installere følgende utstyr for injeksjon av kjemikalier
 - 2 nye høytrykks injeksjons-pumper for metanol
 - 2 nye høytrykks injeksjons-pumper for avleiringshemmer
 - 2 nye injeksjonspumper for asfalteninhibitor
 - Nytt utstyr for undervanns kontroll-system
 - Hydraulikk
 - Kontrollpaneler

Utover dette vil det kun være behov for mindre justeringer og tilpassninger på Åsgard B.

Figur 3-5 viser en skisse over utbyggings-løsningen av Morvin.



Figur 3-5 Utbyggingsløsningen for PL134B Morvin

3.4.4 Eksport av olje og gass

Etter prosessering på Åsgard B vil oljen fra Morvin bli transportert til Åsgard C gjennom eksisterende rørledning. Herfra eksporteres oljen ved hjelp av skytteltankere. Oppstart av Morvin vil ikke føre til kapasitetsproblemer verken på Åsgard C eller i rørledningen mellom Åsgard B og Åsgard C.

3.5 Valg av metode for håndtering av produsert vann

Det er gjennomført vurderinger om bruk av beste tilgjengelige teknologi (BAT – Best Available Techniques) i forbindelse med valg av løsning for håndtering av produsert vann.

Produsert vann blir i dag håndtert på Åsgard B ved hjelp av hydroykloner. Det vil være behov for å oppdatere deler av dette

systemet som en følge av innfasing av Morvin til Åsgard B. Kapasiteten til Smørbukk-kondensatseparatoren for behandling av produsert vann utvides fra 900 Sm³/dag til 1500 Sm³/dag. Dette vil bli gjort ved å installere to nye foringsrørforlengere i eksisterende hydrosyklon.

Det har blitt gjennomført EIF-beregninger (Environmental Impact Factor) for ulike renseløsninger for produsert vann. Kapittel 5.2.4 går gjennom de ulike aspektene ved utslipp av produsert vann.

3.6 Grunn- og traséundersøkelser

Høsten 2006 og vinteren 2007 ble det gjennomført to grunn- og traséundersøkelser på Morvin. Undersøkelsene ble gjennomført for å skaffe til veie underlagsdata for detaljplassering av brønnrammer og design av ankringsmønster. I tillegg omfattet undersøkelsene korridorer for legging av rørledningen inn mot Åsgard A og Åsgard B (undersøkelsen inn til Åsgard A ble gjennomført høsten 2006, mens undersøkelsen til Åsgard B ble gjennomført vinteren 2007).

Undersøkelsene omfattet kartlegging av bunnen fra overflatefartøy, samt detaljkartlegging og inspeksjon av utvalgte sentrale områder ved hjelp av ROV.

Kartleggingen av rørledningstraséene ble gjort ved hjelp av sidesøkende sonar i et belte på om lag 200 m. Undersøkelsene avdekket store korallforekomster. Strukturer definert som signifikante korallrev¹ ble undersøkt nærmere ved hjelp av et videokamera.

I etterkant av boringen av 17 ½" seksjonen i letebrønn 6506/11-8 i 2006 ble det gjennomført en undersøkelse i regi av

Serpent (Serpent = Scientific & Environmental ROV Partnership using Existing Industrial Technology). Hensikten var å få en bedre oversikt over effekten av nedslamming, endring i partikkelstørrelse og giftighet på megafauna i det aktuelle området. Resultatene fra undersøkelsen viser at sedimentene kan nå en tykkelse på inntil 50 cm 10 m fra utslippet og reduseres raskt fra 20 m og utover.

3.7 Økonomi

De samlede brutto investeringskostnadene for utbyggingen av Morvin er foreløpig beregnet til om lag 8 milliarder norske 2007-kroner. Dette inkluderer også de tiltakene som vil være nødvendige å gjennomføre på Åsgard B som en følge av at Morvin knyttes opp mot plattformen. Investeringene fordeler seg hovedsakelig fra 2007 til 2010 med hovedtyngdene i 2008 og 2010.

Driftskostnadene for feltet er beregnet til om lag 160 millioner kroner per år (2007 kroner). I tillegg tas det høyde for offentlige avgifter på 2 – 5 millioner pr år.

De samlede inntektene fra Morvin er beregnet til om lag 14 milliarder kroner (2007 kroner). Disse fordeler seg med 10,7 milliarder kroner fra olje, 2,4 milliarder kroner fra gass og 1 milliard kroner fra kondensat (NGL).

3.8 Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før nedstengning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av havbunnsinstallasjoner og rørledninger. I avslutningsplanen vil det bli tatt stilling til hvordan de ulike installasjonene skal håndteres.

Ved avslutning vil det bli lagt vekt på å finne disponeringsløsninger som er miljømessig

¹ Signifikante korallrev er 2,5 høyde.

akseptable og som ikke vil skape problemer for fiskeriene på kort eller lang sikt.

Alle rørledninger og koblingsenheter vil først bli stengt ned og sikret. Brønnene vil deretter bli forseglet før beskyttelsesstrukturer, koblinger og brønnrammer blir fjernet. Det vil ikke bli etterlatt utstyr på havbunnen som kan utgjøre en sikkerhetsmessig risiko for noen virksomhet.

I Stortingsmelding nr. 47 (1999-2000) om disponering av utrangerte rørledninger og kabler på norsk kontinentalsokkel har Olje- og energidepartementet vurdert enkelte konkrete saker angående disponering.

Rørledninger som ligger eksponert, og som utgjør en sikkerhetsmessig risiko for fastheking av trålutstyr ved fiske, blir anbefalt fjernet. Størparten av øvrige rørledninger og kabler som er stabilt nedgravd eller tildekket, blir anbefalt etterlatt på stedet.

3.9 Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

Tabell 3-3 gir en oversikt over utbyggingsløsninger som tidligere har vært vurdert for Morvin.

Tabell 3-3 Oversikt over løsninger som har vært vurdert tidligere sammen med en kort begrunnelse for hvorfor løsningen er lagt bort.

Beskrivelse av løsning	Kommentar
Havbunnsutbygging med prosessering på Åsgard A. Tilknytning til Åsgard A via den eksisterende I-rammen.	Åsgard B ble valgt ut i fra kapasitetshensyn i tillegg til følgende tekniske hovedhindringer for å gå til Åsgard A: <ul style="list-style-type: none">• Overtrykksbeskyttelse• Begrenset tilgjengelig areal topside• Åsgard Blend betraktninger• Muligheter for gassutblåsing av stigerør
Havbunnsutbygging med prosessering av olje på Åsgard A og gass på Åsgard B. Installering av en separator ved H-rammen og transport av olje til Åsgard A via den eksisterende I-rammen. Gassen transporteres til Åsgard B via H-rammen	
Havbunnsutbygging direkte tilknyttet Kristin	Åsgard B gir en bedre totallosning for Morvin enn Kristin
Havbunnsutbygging tilknyttet Kristin via N-ramma	

4 Naturressurser og miljøforhold

4.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

Naturressurser og miljøforhold innenfor influensområdet for Morvin er utførlig beskrevet i den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (RKU Norskehavet 2003) med tilhørende fagrappporter.

RKU Norskehavet ble ferdigstilt i 2003 og omfatter, på tilsvarende måte som de feltspesifikke konsekvensutredningene, vurderinger av miljø- og samfunnsmessige konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomheten.

De etterfølgende kapitler er basert på sammendraget i RKU Norskehavet, bortsett fra kapittel 4.2.1 som er en kunnskapsoppdatering av korallforekomstene i områdene rundt Morvin. Det henvises til RKU Norskehavet for ytterligere detaljer.

4.2 Miljø og naturressurser

Innen analyseområdet til RKU Norskehavet er det lokalisert flere spesielt miljøfølsomme områder (SMO) for marine pattedyr, fisk og sjøfugl. Tabell 4-1 gir en oversikt over SMO innenfor utredningsområdet. Blant annet finnes det flere lokaliteter for sjøfugl som tilfredsstiller kravene for henholdsvis internasjonale, nasjonale og regionale SMO.

Røst utgjør et internasjonalt SMO for lunde i månedene april-september. Nasjonale SMO forekommer langs hele kysten og disse områdene kan omfatte SMO for flere arter. Det er identifisert et regionalt SMO for fisk i området rundt Lofoten. Dette omfatter torskelarver i perioden mars-april. Viktige

gytefeltet for sild utenfor Møre og på Haltenbanken er definert som SMO.

Siden 1976 er det samlet inn betydelige mengder data om utbredelse av sjøfugl. Store deler av det foreliggende datagrunnlaget mht. utbredelse av sjøfugl innenfor det aktuelle kystavsnittet (62°N-69°N) er likevel av gammel dato (15-20 år). Det samme gjelder datagrunnlaget for sjøfugl i åpent hav. Fra oljeindustrien er det tatt et initiativ for å få i gang et arbeid med en oppdatering av disse dataene.

Sjøfugl er på individuelt nivå svært sårbare for oljesøl. Dette gjelder spesielt for arter som tilbringer storparten av tiden på sjøen. Innenfor det aktuelle området finnes det en rekke viktige lokaliteter der store mengder sjøfugl er samlet i perioder. Dette gjelder hekkeområder, overvintringsområder, områder for næringssøk og områder for myting og hvile. Utredningen presenterer disse områdene på kart og i tabeller, og det angis i hvilke deler av året områdene er i bruk.

For noen sjøfuglarter innen utredningsområdet er det registrert en klar tilbakegang. Dette gjelder for lomvi og dels også for lunde, som begge har vist en til dels dramatisk tilbakegang i flere kolonier. Bestandsnedgangen for lomvi skyldes trolig både næringsmangel og omfattende tap i drivgarn, mens den for lunde antas å skyldes næringsmangel. Også sildemåke, krykkje, toppskarv, ærfugl, sjøorre og havelle synes å ha hatt en generell tilbakegang. Av arter som har økt i antall kan nevnes havsule og havhest, som begge har vist en generell bestandsøkning i Norge, muligens relatert til endringer i fiskeriene gjennom de siste 50 årene som har ført til mer tilgjengelig fiskeavfall i åpne havområder. Også

måkeartene gråmåke og svartbak har vist en generell bestandsøkning på landsbasis.

Tabell 4-1 Arter med henholdsvis internasjonal (XXX), nasjonal (XX) og regional (X) SMO i Norskehavet, samt angivelse av hvilke måneder kriteriene for SMO tilfredsstilles for de ulike artene. Etter Moe et al. (1999a).

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Havert	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX
Steinkobbe						XX	XX					
Smålom	XX	XX	XX	XX						XX	XX	XX
Islom	XX	XX	XX	XX						XX	XX	XX
Gråstrupedykker	XX	XX	XX	XX	XX					XX	XX	XX
Toppskarv	XX	XX	XX							XX	XX	XX
Svartand	XX	XX	XX							XX	X	XX
Sjørørre	XX	XX	XX				XX	XX	XX	XX	XX	XX
Siland	XX	XX	XX							XX	XX	XX
Havhest, fastland			XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX			
Havsule				XX	XX	XX	XX	XX	XX			
Storskarv				XX	XX	XX	XX	XX	XX			
Ærfugl				XX	XX	XX	XX					
Sildemåke				XX	XX	XX	XX	XX				
Alke				XX	XX	XX	XX	XX				
Teist				XX	XX	XX	XX	XX	XX			
Lunde				XXX	XXX	XXX	XXX	XXX	XXX			
Grågås								XX	XX			
Stellerand	X	X	X				X	X	X	X	X	X
Lomvi				X	X	X	X	X				
Stormsvale						X	X	X	X	X	X	
Havsvale						X	X	X	X	X	X	
Torskeegg				X	X							
Sild *				XX	XX							

*Forslag til nye SMO for fisk basert på data fra havforskningsinstituttet som ikke er inkludert i SMO fra 1999. Det er ikke etablert faste oppdateringsrutiner for SMO, og SMO for sild må derfor betraktes som et foreløpig resultat.

Sild, torsk og sei utgjør de tre kommersielt sett viktigste fiskebestandene i Norskehavet. Hyse, lange, brosme og uer er andre fiskearter der en stor andel av den samlede norske fangsten tas i Norskehavet, men som volummessig betyr mindre enn de tre førstnevnte.

De viktigste gyteområdene for norsk vårgytende sild er bankene utenfor Møre og på Haltenbanken, men det foregår også gyting langs kysten av Vestlandet og i Nord-Norge.

Gytingen skjer i februar-mars. Larvene driver deretter med kyststrømmen nordover. Silda beiter i Norskehavet fra juni til september, og overvintrer nå primært i Vestfjorden, Tysfjorden og Ofotfjorden.

En regner at ca 90 % av bestanden av skrei gyter i Lofoten/Vesterålen-området, og resten hovedsakelig utenfor Møre. Gytingen har i de senere år i stor grad flyttet seg fra Vestfjorden til Røstbanken og de andre bankene på yttersida av Lofoten og

Vesterålen. Skreien gyter fra januar til mai, med hovedtyngden sist i mars. Torskelarvene og -yngelen blir ført nordover med kyst- og atlantehavsstrømmen. I juli måned finnes en stor del av yngelen over Tromsøflaket. Senere på høsten finnes torskeyngelen i store deler av den sørlige delen av Barentshavet.

De viktigste gyteområdene for seibestanden nord for 62°N er områdene utenfor Mørkekysten, Haltenbanken og Lofoten (Røstbanken). Hovedgytingen foregår imidlertid mer ubemerket på stort dyp, ofte langt fra land. Det registreres derfor sjelden betydelige mengder egg av sei i norsk sone, og larver opptrer alltid i svært lave tettheter.

På individnivå er det påvist forskjeller i sårbarhet overfor oljeforurensing mellom ulike arter. Sei regnes som den mest sårbare, deretter kommer torsk, lodde, makrell og sild. For alle arter er det egg- og larvestadiene som er de mest sårbare.

Havert og steinkobbe er de eneste selartene som har fast tilhold på norskekysten. De vanligste hvalartene i området er nise, spekkhogger, vågehval og spermhval. I Vestfjorden kan det finnes flere tusen vågehval om sommeren.

Selene er spesielt sårbare i yngle- og hårfellingsperioder. Både hval og sel er mest sårbare overfor fersk olje som kan gi skader ved innånding. Både hos hval og sel skjer varmeisolasjonen ved et tykt spekklag, og kontakt med olje vil ikke føre til nedkjøling på samme måte som hos sjøfugl.

Oteren er knyttet til ytre kyststrøk. Populasjonen av oter regnes for å være mer eller mindre sammenhengende langs hele den aktuelle kyststrekningen, og utgjør en stor del av den samlede norske oterbestanden. Oter har varmeisolerende pels, og enkeltindividene regnes derfor som sårbare for oljesøl på samme måte som sjøfugl.

Koraller dannet av *Lophelia pertusa* har en verdensomspennende utbredelse og finnes langs hele kysten fra Tisler i Skagerak til kysten av Finnmark. De største forekomstene er mellom Stadt og Lofoten. En antar at de dekker så mye som 1500-2000 km². Figur 4-1 viser de kjente forekomstene av koraller (fra litteratur eller observasjoner) i Norskehavet. Korallrevene er viktige bunnhabitater med stort artsmangfold, og er sårbare overfor direkte fysisk påvirkning, som f.eks. bunntåling. Andre steder i verden utgjør nedslamming en viktig trussel for korallrev.

4.2.1 Korallforekomster ved Morvin

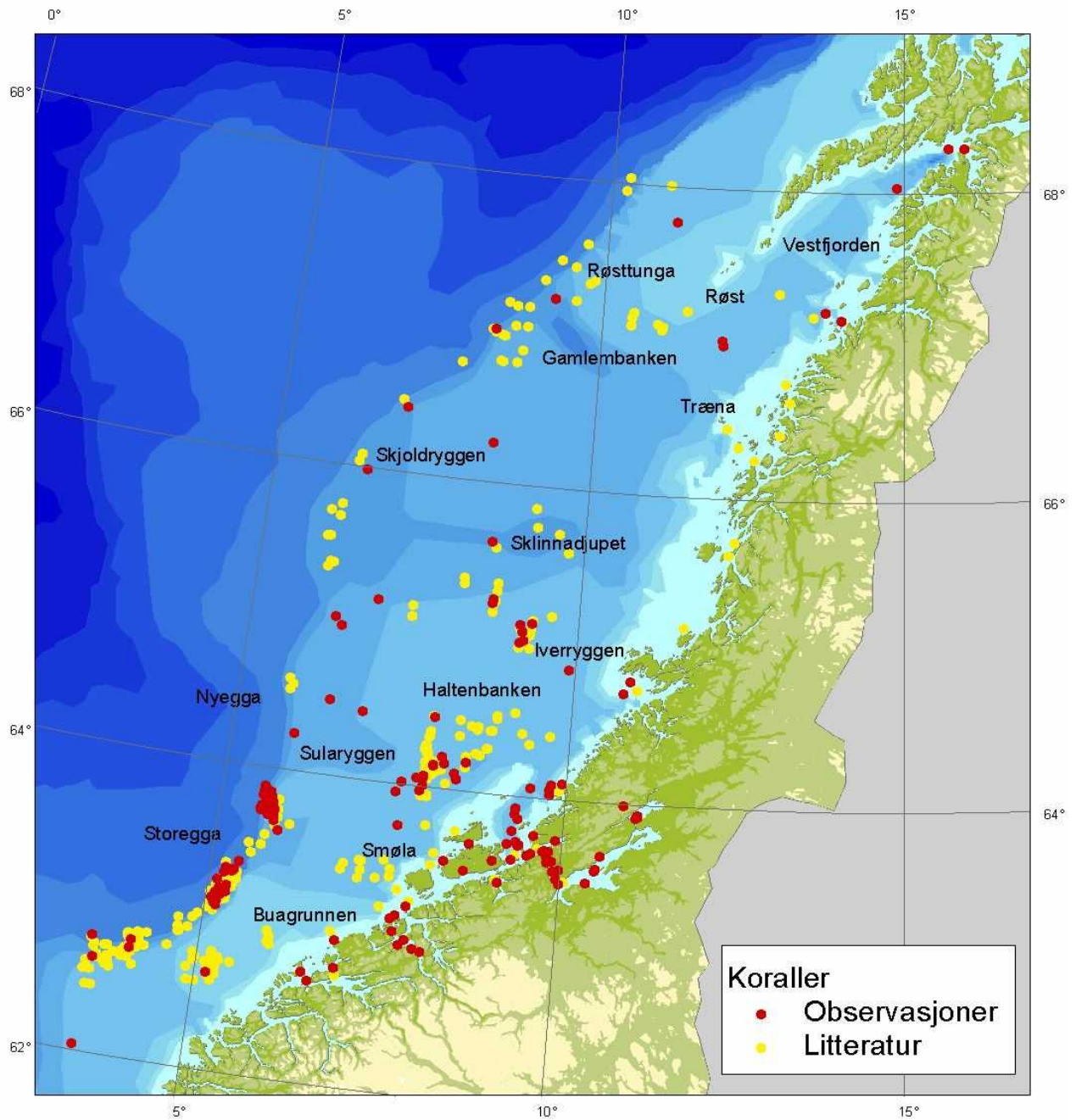
Havforskningsinstituttet (november 2007) har gjennomført en vurdering av korallforekomstene rundt Morvin på bakgrunn av innsamlede data fra grunn- og traséundersøkelsene som ble gjennomført i området i 2007.

Det er en stor konsentrasjon av korallrev i området rundt Morvin og langs rørledningstraséen til Åsgard B. Figur 4-2 viser utbredelsen av koraller ved Morvin.

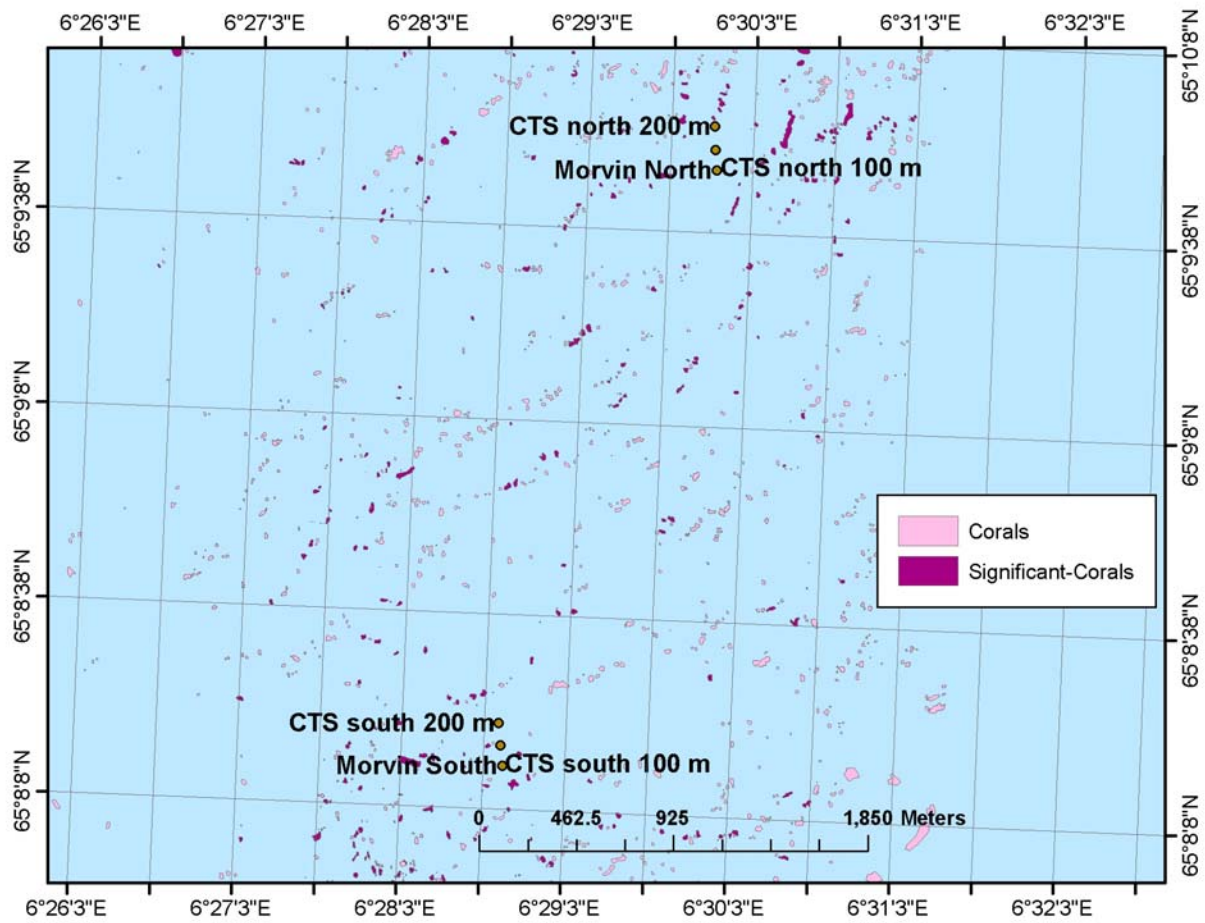
Revene er relativt små og langstrakte, noe som ser ut til å være karakteristisk for områder med temmelig ensrettet strøm. Det er ikke kjent hvor vanlige slike rev er, men de er bare kjent fra noen områder langs Norskekysten.

Lophelia pertusa er den revbyggende korallen i området rundt Morvin. I tillegg finnes hornkoraller (*Paragorgia arborea* og *Primnoa resedaeformis*) i tilknytning til revene. Korallrevene vokser mot den dominerende strømretningen. Figur 4-3 viser hvordan korallrevene på Morvin vokser.

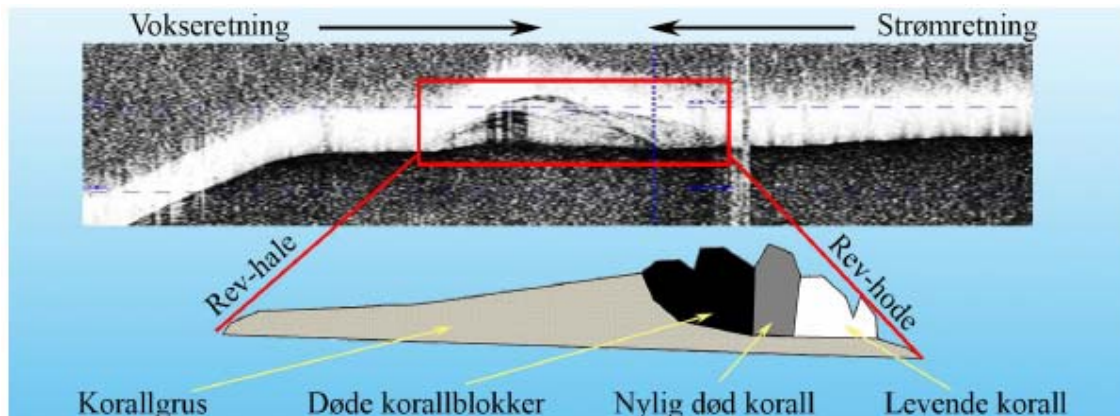
I tillegg til koraller er det også registrert en svampfauna som stedvis er rik.



Figur 4-1 Kart over forekomstene av koraller i Midt-Norge. (Observasjoner = registreringer av fiskere, Litteratur = rapporterte registreringer fra kartlegginger utført av Havforskningsinstituttet, Fiskeridirektoratet og Statoil) RKU Norskehavet 2003.



Figur 4-2 Forekomster av koraller på Morvin. Figuren viser utslippspunktene for borekaks fra de to brønnrammene (north og south). CTS = Cuttings transport system. Det har blitt vurdert ulike lengder for CTS på 100 eller 200 m bort fra brønnrammene.



Figur 4-3 Oppbygging av korallrevene i området rundt Morvin

4.3 Fiskerier

Områdene som rørledningen mellom Morvin og Åsgard B vil krysse gjennom er i RKU Norskehavet definert som "ikke viktig" for fiske med trål, line/garn eller not. Dette er basert på en klassifisering av områdene i Norskehavet i hhv ikke viktige, lite viktige, viktige og meget viktige. Grunnlaget for denne klassifiseringen er registrerte landinger av fangst og fangstverdi. Dette representerer dermed en gradering av områdene etter hvilken betydning de har for fiskeriene.

Også i de områdene som er gradert som minst viktige foregår det et visst fiske. Områder kan være viktige for enkelte typer fiske selv om den samlede verdien av fangsten i området ikke er spesielt stor. Veksling mellom ulike arter kan være nødvendig for å holde flåten i gang i perioder med lave kvoter eller dårlig tilgang på fisk, og slike fiskerier kan derfor være viktige selv om førstehåndsverdien er lavere enn for andre arter og områder.

Den største trålfiskeaktiviteten i området foregår vest for Morvin, på dyp fra 350 m og nedover. I det området som vil bli berørt av utbyggingen av Morvin med tilhørende havbunnsinstallasjoner og rørledninger er det imidlertid ingen opplysninger som indikerer stor fiskeriaktivitet.

4.4 Fiskeoppdrett

Fiskeoppdrett er en betydelig næringsvirksomhet langs norskekysten, der oppdrett av laks og ørret er de klart viktigste artene. Oljesøl som rammer oppdrettsanlegg vil kunne forårsake skader på fisk i anlegget, trolig som følge av en kombinasjon av akutte giftvirkninger og stress. Mistanke om oljesmak i fisk kan også medføre økonomiske konsekvenser, tildels uavhengig av om fisken har fått oljesmak. Ved siden av skader på

selve oppdrettsorganismene vil et oljesøl kunne føre til økonomiske tap som følge av tilgrising av utstyr.

4.5 Kulturminner

Det er to ulike kategorier kulturminner under vann som det er viktig å være oppmerksom på i forbindelse med inngrep i havbunnen:

- Spor etter menneskelig aktivitet fra den tid da deler av nåværende sjøbunn var tørt land, det vil si fra tiden under og rett etter siste istid (steinalderfunn). Alle spor etter menneskelig virksomhet fra oldtid og middelalder (inntil år 1537), innenfor territorialgrensa, regnes som automatisk fredede kulturminner (Kulturminnelovens § 4).
- Skipsvrak, eller rester etter slike. Slike funn som er eldre enn 100 år, innenfor territorialgrensa, er fredet etter kulturminnelovens § 14.

Kulturminneloven gjelder ut til territorialgrensa (12 nautiske mil, eller ca 22,2 km utenfor grunnlinjen). Til sammenligning ligger Morvin om lag 180 km fra land.

Utenfor territorialgrensen er det petroleumslovens krav til aktsomhet overfor kulturminner som gjelder (dvs. et mindre strengt vern enn innenfor territorialgrensa).

Utenfor territorialgrensa mellom 62°N og 69° N er det i dag kun to kjente funn fra steinalderen. Disse stammer fra sedimentprøver tatt i forbindelse med kartlegging av sokkelen i 1978. Store områder på sokkelen utenfor Møre og Romsdal kan ha et potensial for funn fra steinalder. Begge de to kjente steinalderfunnene stammer fra dette området, som omfattes av Langgrunna og Buagrunden. De grunneste, og dermed aller mest aktuelle områdene finner man på de to

nevnte områdene, samt deler av Haltenbanken og områdene utenfor Vestfjorden/Lofoten. Dette er områder med dybder ned mot ca 200 m.

Det er tidligere ikke registrert sikre funn av noen skipsvrak eldre enn 100 år. En gjennomgang av ulike forlisdatabaser og arkiver ved andre institusjoner, indikerer imidlertid at det skjuler seg et betydelig antall forliste skip i området.

Det gjennomføres rutinemessig ROV-kartlegging av havbunnen langs alle aktuelle rørledningstraseer og av alle aktuelle bore- og utbyggingslokasjoner. En har erfaring med at slike kartlegginger kan oppdage skipsvrak, og også flyvrak, på havbunnen. Hva som er aktuelle tiltak for å unngå skade, og hva som er nødvendig mht. videre undersøkelser, tas stilling til dersom det gjøres funn.

4.6 Miljøovervåking

Før produksjonsboringen på Morvin starter vil det bli gjennomført en grunnlagsundersøkelse av havbunnen på feltet for å kartlegge miljøtilstanden, med fokus på fysiske, kjemiske og biologiske parametere. Grunnlagsundersøkelsen for Morvin planlegges gjennomført i 2009, samtidig med den neste regionale overvåkingsundersøkelsen på Haltenbanken.

Miljøovervåkingen på Morvin vil deretter bli fasett inn i den regionale overvåkingen i området, med den første i 2012.

Overvåkingsundersøkelsene gjennomføres med hjemmel i Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften). Det blir gjennomført samtidige undersøkelser for alle felt-installasjoner innen hver enkelt region. Som

en hovedregel gjøres dette hvert 3. år, og til samme tid hver gang (mai- tidlig juni).

Morvin ligger i region VI, og den regionale undersøkelsen i dette området ble sist gjennomført i 2006. I forbindelse med boring av letebrønn 6506/11-8 i 2006 ble det også gjennomført undersøkelser i regi av Serpent-prosjektet.

Resultatene fra undersøkelsen i 2003 var i samsvar med resultatene fra undersøkelsen i 2000 (DNV, 2003). Bunnnyrsamfunnet kan generelt betraktes som sunt og uforstyrret. De regionale stasjonene og referanse-stasjonene er ikke påvirket av bore-kjemikalier. Ingen forurensing eller forhøyede konsentrasjoner er funnet i sedimentene på disse stasjonene.

Konsentrasjonene av tungmetaller er lave; forhøyede verdier er funnet bare på noen stasjoner.

Forhøyede konsentrasjoner (>50 mg/kg sediment) av THC er funnet i området rundt enkelte installasjoner, ut til avstander på 250 – 2000 m fra installasjonene.

I 2003 ble det gjennomført grunnlagsundersøkelser på Kristinfeltet. Resultatene viste lave verdier for THC; ingen forurensing. Det ble funnet lave men forhøyede verdier av barium, ut til en avstand på 1000 m. Bunnfaunaen ble karakterisert som artsrik og uforstyrret.

Det vises for øvrig til RKU-Norskehavet (2003) og Vedlegg til RKU-Norskehavet 2003 (9. februar 2004) for nærmere omtale av resultater fra overvåkingsundersøkelser, samt generell omtale av miljøovervåking og behovet for samordning av denne.

5 Konsekvenser av en utbygging av Morvin

Morvin fikk høsten 2005 godtgjort at utredningsplikten var oppfylt så lenge prosjektet ikke skilte seg vesentlig fra det den gang skisserte konseptet, samt at håndteringen av produsert vann ble beskrevet (brev av 01.11.2005).

I løpet av prosjektperioden har utbyggingskonseptet endret seg samtidig som kunnskapen om forekomstene av koraller i området har blitt større. Selv om utbyggingskonseptet er endret fra 2005 har StatoilHydro som utgangspunkt at de fleste utredningstemaene er tilfredsstillende utredet gjennom RKU Norskehavet.

Den foreliggende konsekvensutredningen har innhentet de siste oppdaterte faktaopplysningene innenfor de enkelt fagfelt, og disse blir presentert i det etterfølgende. Håndtering av produsert vann og konsekvenser i forhold til koraller og sårbare habitater vil bli presentert i denne utredningen. For de andre fagtemaene henvises det til RKU Norskehavet 2003 for en beskrivelse av hvilke konsekvenser en utbygging av Morvin vil medføre.

5.1 Planlagte utslipp til luft

Åsgard B er på vei av produksjonsplata og prosesseringen av brønnstrømmen fra Morvin vil dermed kunne utnytte ledig kapasitet på Åsgard B. Det betyr også at de framtidige årlige utslippene til luft fra Åsgard B ikke vil øke i forhold til dagens utslippsnivå når Morvin settes i drift (unntaket er utslipp av CO₂ i 2011, se Tabell 5-3). På grunn av at produksjonen fra Åsgard B opprettholdes over en lengre periode som følge av en innfasing av Morvin, vil de totale utslippene til luft over tid øke noe.

En utbygging av Morvin vil føre til utslipp til luft fra følgende aktiviteter:

- Boring
- Brønnopprensning og -testing
- Marine operasjoner
- Drift og prosessering
- Lagring og transport av gass/olje

5.1.1 Miljømyndighetens rammebetingelser for utslipp til luft

Miljømyndighetenes rammebetingelser for utslipp til luft er først og fremst bestemt ut fra målsetninger om å oppfylle internasjonale forpliktelser og direktiver.

Følgende internasjonale avtaler og reguleringer er av spesiell relevans:

- Gøteborg-protokollen
- Kyoto-protokollen
- IPPC-direktivet

De internasjonale forpliktelsene er implementert i nasjonal miljøvernpolitikk, og har resultert i følgende målsetninger:

- **NO_x** - Norge skal i henhold til Gøteborg-protokollen oppnå 29 % reduksjon i utslippene av NO_x innen 2010, basert på utslippsnivået i 2001.
- **CO₂** - Norge skal oppfylle Kyoto-protokollen og dermed ikke øke utslipp av klimagasser med mer enn 1 % i perioden 2008 til 2012, basert på utslippsnivået i 1990.

I tillegg må krav i IPPC-direktivet oppfylles. Direktivet omfatter alle nye installasjoner fra og med 1999 og alle eksisterende installasjoner innen 2007.

IPPC-direktivet krever følgende:

- Integriert vurdering av miljøkonsekvenser
- Bruk av Beste tilgjengelige teknikker (Best Available Techniques (BAT))

Definisjon av BAT er basert på en evaluering av tiltakets effekt på ulike miljøaspekt, en evaluering av kostnader versus miljønytte og tiltakets egnethet i forhold til tekniske og operasjonelle forhold som plass, vekt, teknologiens modenhet, tilgjengelighet og så videre. IPPC-direktivet er implementert i forvaltningen av Forurensningslovens bestemmelser.

IPPC-direktivet er en målbasert regulering som krever spesifikk vurdering i hvert enkelt tilfelle, og hvor kost/nytte for miljøet av tiltak i forhold til andre hensyn blir vektlagt. En integrert vurdering av tiltak versus miljønytte står også sentralt i øvrig norsk forurensningslovgivning.

5.1.2 **Utslipp til luft fra boring, komplettering og brønntesting**

Borestart er satt til 3. kvartal 2009. Ferdigstilling/komplettering av brønnene vil være gjennomført i løpet av 3. kvartal 2010.

Transocean Leader vil benyttes ved boring av brønnene, mens Scarabeo 5 skal benyttes til kompletteringsarbeidet.

Utslipp til luft vil i hovedsak bestå av avgasser i forbindelse med kraftgenerering på riggene. Kraftgenereringen vil skje ved hjelp av dieselmotorer. Forventet dieselforbruk for begge riggene er ~30 m³/døgn.

Opprensning og initiell testing av brønnen vil bli utført mot boreriggen. Operasjonen vil kunne ta inntil 24 timer og ratene vil være inntil 2000 Sm³/dag. Ytterligere brønntesting vil bli gjort mot den faste installasjonen Åsgard B.

Tabell 5-1 viser de estimerte utslippene til luft fra boring, komplettering og opprensning av brønnene på Morvin.

5.1.3 **Utslipp til luft fra marine operasjoner**

Utslipp til luft fra marine operasjoner vil være knyttet til bruk av fossilt brensel på fartøyer som deltar ved installasjon av brønrammer, rørlegging og klargjøring av rørledninger.

Tabell 5-1 Estimerte utslipp til luft i forbindelse med boring, komplettering og brønnprensning

	Hydrokarbonkilder	Mengde	Utslipp (tonn)			
			CO ₂	NO _x	nmVOC	CH ₄
Kraftgenerering boring	Diesel ¹	7803 tonn ⁴	25 000	550	39	-
Kraftgenerering komplettering	Diesel ¹	4055 tonn ⁴	13 000	290	21	-
Brønnprensning 3 brønner	Olje ² Naturgass ³	5100 tonn ⁵ 2,87 MSm ³	23 045	54	17	0,7

1 Faktorer benyttet: CO₂ – 3200 kg/tonn, NO_x – 70 kg/tonn, nmVOC – 5 kg/tonn

2 Faktorer benyttet: CO₂ – 3200kg/tonn, NO_x – 3,7 kg/tonn, nmVOC – 3,3 kg/tonn

3 Faktorer benyttet: CO₂ – 2,34 kg/Sm³, NO_x – 0,012 kg/Sm³, nmVOC – 0,00006 kg/Sm³, CH₄ – 0,00024 kg/Sm³

4 Basert på 30 m³ dieselforbruk pr. døgn. Boring = 306 døgn. Komplettering = 159 døgn

5 Basert på tetthet for olje på 0,85 tonn/Sm³. Gass/olje-forholdet er 479 Sm³/Sm³

5.1.4 **Utslipp av CO₂ og NO_x i driftsfasen**

Utslipp til luft fra Åsgard B, som en følge av Morvin, skriver seg fra:

- Kraftgenerering knyttet til eksport av gass
- Kraftgenerering knyttet til oppvarming av brønnstrømmer (for å hindre hydratdannelse)
- Kraftgenerering knyttet til prosessanlegg
- Fakling
- Diffuse utslipp/mindre lekkasjer
- Noe avdamping av olje under lagring og lasting på Åsgard C

Figur 5-1 og Figur 5-2 viser de estimerte utslippene av CO₂ og NO_x fra prosesseringen av hydrokarbonene fra Morvin².

Tabell 5-2 og Tabell 5-3 viser hvordan de estimerte utslippene til luft fra Morvin blir i forhold til utslippene fra Åsgard B og Norskehavet. Produksjonsperioden som ligger til grunn for beregningene er 2010 – 2022. I RKU Norskehavet 2003 ble produksjonsperioden for Morvin anslått til 8 år.

Tabell 5-2 Gjennomsnittlige utslipp av CO₂ og NO_x (i tonn) pr år for perioden, 2010 – 2022.

	CO ₂	NO _x
Morvin	25 990	39
Morvin RKU	56 548	332
Åsgard B	226 625	617
Norskehavet	3 404 060	13 200

² I beregningene er følgende faktorer lagt til grunn:

- Utslipp av 30,4 kg CO₂ per produsert oljeekvivalent
- Utslipp av 0,046 kg NO_x per produsert oljeekvivalent

Dette er basert på innrapporterte tall fra Åsgard B i 2006.

Tabell 5-3 Maksimale utslipp pr år av CO₂ og NO_x for perioden 2010 – 2022. År med maksimum utslipp er vist i parentes.

	CO ₂	NO _x
Morvin	71 676 (2011)	109 (2011)
Morvin RKU	69 503 (2011-12)	4959 (2011-12)
Åsgard B	298 950 (2010)	759 (2010)
Norskehavet	5 027 854 (2012)	21 793 (2012)

De estimerte maksimale utslippene av CO₂ fra Morvin (utslipp i 2011) overstiger de maksimale utslippene av CO₂ som ble antydnet i RKU Norskehavet.

5.1.5 **Andre utslipp til luft i driftsfasen**

Lagring og lasting av olje kan gi utslipp av flyktige organiske karbonforbindelser (VOC). I 2000 ble det innført teknologikrav for nye gjenvinningsanlegg for VOC. De valgte løsningene skal prosjekteres slik at det oppnås en reduksjon i utslipp av VOC på minimum 78 % som gjennomsnitt over hele lasteperioden. I tillegg skal regulariteten på gjenvinningsanlegget være minimum 95 %.

I 2004 ble det installert 2 ulike gjenvinningsanlegg for nmVOC på Åsgard C:

- Kullfilterbasert adsorpsjonsanlegg
- KVOC anlegg

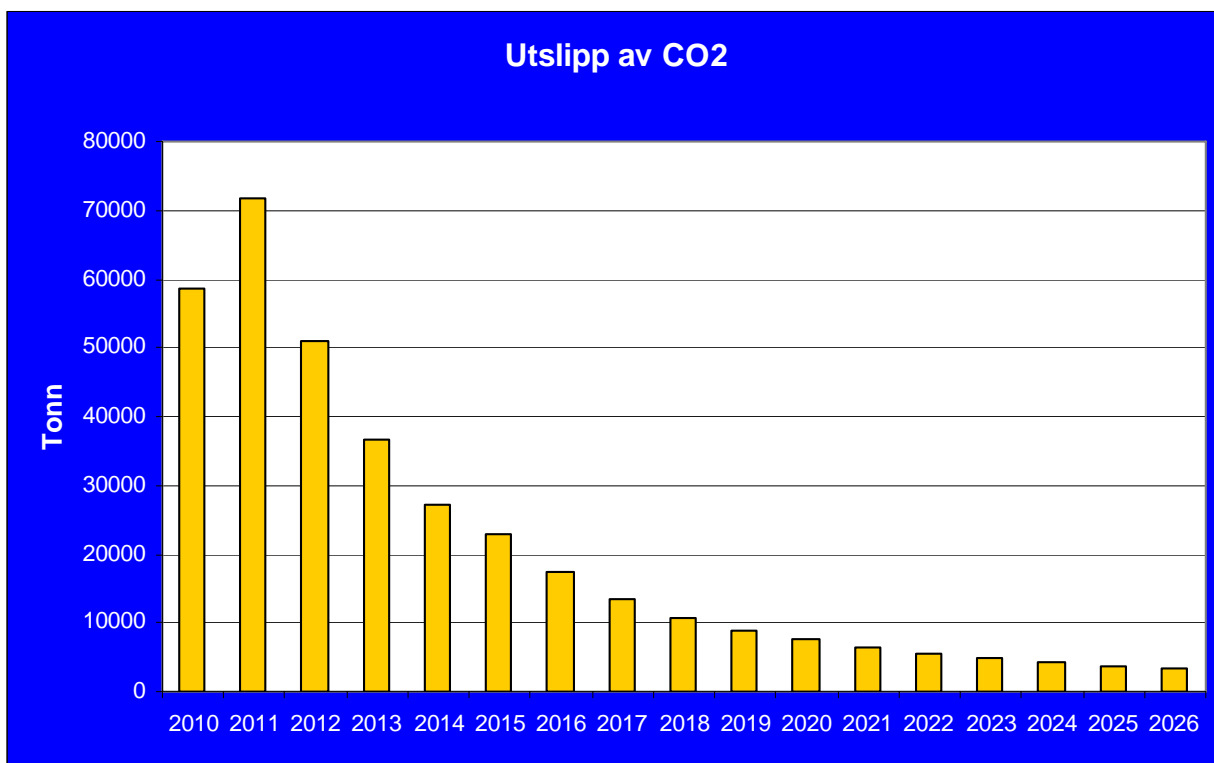
Adsorpsjonsanlegget er designet med en kapasitet som kan ta hele gasstrømmen generert fra kondensatproduksjonen på Åsgard B og Kristin. Målinger fra april 2005³ viser at anlegget reduserte utslippene av

³ I målingene var det kun kondensat fra Åsgard B som ble lastet. Kondensatet fra Åsgard B inneholder svært lite metan i motsetning til kondensatet fra Kristin. I mars 2007 ble det derfor gjennomført nye målinger av nmVOC fra Åsgard C der lasten inneholdt kondensat både fra Åsgard B og Kristin.

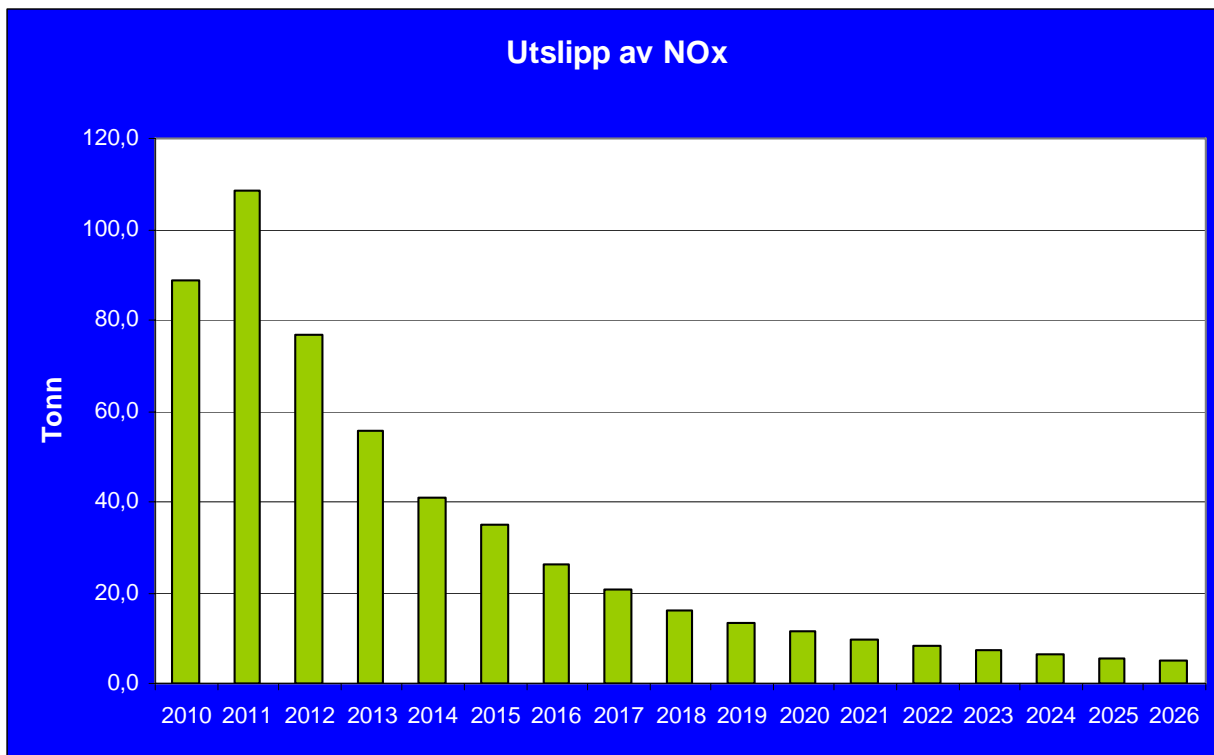
nmVOC med 99 %. Adsorpsjonsanlegget på Åsgard C gjenvinner ikke metan slik at utslippene av metan vil bli de samme om anlegget er i drift eller ikke.

KVOC anlegget er et passivt system som skal hindre avgassing fra kondensatvæsken i det den faller fra dekknivå til tankens væsknivå.

På grunn av at det ikke eksisterer målinger som viser årlige utslipp av VOC fra Åsgard C i drift, benyttes resultater fra gjennomførte beregninger av størrelsene på utslipp fra lagring og lossing fra installasjonen. Tabell 5-4 viser de beregnede utslippene av nmVOC fra Åsgard C med og uten gjenvinningsanlegg.



Figur 5-1 Estimerte utslipp av CO2 generert fra prosesseringen av hydrokarboner fra Morvin



Figur 5-2 Estimerte utslipp av NOx generert fra prosesseringen av hydrokarboner fra Morvin

Tabell 5-4 Beregnede utslippsmengder av VOC med og uten gjenvinningsanlegg på Åsgard C

Type	Volum (Sm ³)	Utslippsfaktor (kg/Sm ³)		Utslipp (tonn)		Utslipp nmVOC uten gjenvinningstiltak		
		CH ₄	nmVOC	CH ₄	nmVOC	Utslippsfaktor	Utslipp	Reduksjon i utslipp
Lagring	5 975 075	0,037	0,061	218	364	1,22	7290	95
Lasting	5 975 075	0,013	0,441	78	2635	0,76	4541	42
Totalt				296	2999			

5.1.6 Utslippsreducerende tiltak

Det vil ikke bli gjennomført spesifikke tiltak for å redusere utslippene til luft fra Åsgard B som en følge av at Morvin blir fasett inn til Åsgard B. Åsgard B har i dag et kraftbehov på om lag 24 MW, der ~20 MW benyttes til gassbehandling og prosessering. Siden Morvin er et oljefelt, med små mengder assosiert gass, og produksjon av olje er mindre energikrevende enn produksjon av

gass, vil innfasing av Morvin til Åsgard B ikke føre til en signifikant økning i behovet for kraft i forbindelse med produksjonen.

Åsgard B har i dag 5 turbiner der 4 har lav NO_x teknologi. Alle turbinene er utstyrt med varmegjenvinning. Morvin vil ikke føre til at det vil være behov for å ta i bruk turbinen uten lav-NO_x teknologi.

Høytrykksfakkelen på Åsgard B er utstyrt med gjenvinningsanlegg.

Installasjon av direkte elektrisk oppvarming (DEH) på Morvin vil øke kraftbehovet noe på Åsgard B. Valg av DEH for oppvarming av brønnstrømmer er vurdert som BAT løsning med tanke på hydratfilosofi⁴. Utslippene til luft som en følge av installasjon av DEH regnes ikke som signifikant i forhold til de totale utslippene til luft fra Åsgard B.

5.1.7 Konsekvenser av utslipp til luft

Konsekvensene av utslipp til luft er omtalt i RKU Norskehavet, og det henvises derfor til denne for en grundig gjennomgang av temaet.

5.2 Planlagte utslipp til sjø

Utbygging og drift av Morvin vil føre til utslipp til sjø under følgende operasjoner:

- Boring og brønnoperasjoner
 - Vannbasert borevæske
 - Borekaks
 - Sement
 - Kompletteringsvæsker
- Marine operasjoner
 - Klargjøring av rørledninger
- Drift og prosessering
 - Produsert vann
 - Kjølevann
 - Drenasjevann
 - Sanitæravløpsvann
- Transportvirksomhet

Utslipp av kjølevann, drenasjevann, sanitæravløpsvann og utslipp fra transportvirksomhet vil bli behandlet i samsvar med gjeldende forskrifter, og vil ikke omtales nærmere i konsekvensutredningen.

⁴ Alternativet til DEH er bruk og utslipp av kjemikalier for hydrathemming.

5.2.1 Miljømyndighetenes rammebetingelser for utslipp til sjø

Myndighetenes overordnede rammebetingelser for behandling av produsert vann er bestemt av OSPARs reguleringer samt norske myndigheters målsetning om "null skadelige utslipp" innen 2005.

"Nullutslipp" innen 2005

Myndighetenes krav om "Nullutslipp" innen 2005 kan oppsummeres som følger:

- Ingen utslipp av tilsatte kjemikalier innen SFTs svarte og røde kategori
- Ingen utslipp, eller minimering av utslippene av naturlig forekommende miljøgifter (myndighetenes prioriteringsliste i.e. PAH, alkylfenoler etc)
- Ingen utslipp eller minimering av utslipp som kan føre til miljøskade (ikke miljøfarlige oljekomponenter, stoffer innen SFTs gule og grønne kategori, borekaks, andre stoffer)

Punkt 1 medfører substitusjon av kjemikalier eller stoffer i kjemikalier, mens oppfylling av punkt 2 og 3 i praksis krever rensing eller injeksjon av produsert vann.

For å kvantifisere potensiell skade/miljørisiko, benyttes EIF (Environmental Impact Factor). Ved beregning av EIF spiller utslippsmengde, sammensetning av utslippet, tid og sted for utslippet en rolle.

5.2.2 Utslipp til sjø knyttet til boring og brønnoperasjoner

De øverste brønnseksjonene, 36", 26" og 17½", vil bli boret med vannbasert borevæske. 12 ¼" og 8 ½" seksjonene vil bli boret med oljebasert borevæske. Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske slippes vanligvis ut til sjø, mens

borekaks fra seksjoner boret med oljebasert borevæske samles opp og transporteres til land for videre behandling. Forventet mengde produsert borekaks i de ulike seksjonene per brønn er vist i Tabell 5-5. De oppgitte kaksmengdene er basert på reelle utslipp fra Kristin brønn 6506/11-P-1 H som har blitt lagt til grunn i forbindelse med utarbeidelsen av brønnndesign for Morvin.

Tabell 5-5 Forventede genererte mengder med borekaks per brønn basert på erfaringer fra Kristin brønn 6506/11-P-1 H

Seksjon	Borevæske	Kaks (tonn)	Håndtering
36"	Vannbasert	203	Til sjø
26"	Vannbasert	941	Til sjø
17 1/2"	Vannbasert	329	Til sjø
12 1/4"	Oljebasert	606	Til land
8 1/2"	Oljebasert	131	Til land

På grunn av de store forekomstene av koraller i områdene rundt Morvin pågår det vurderinger av alternative behandlingsmåter for borekaks fra seksjonene 36", 26" og 17 1/2". For en gjennomgang av de vurderte behandlingsmåtene for behandling av borekaks se kapittel 5.4.

Leverandør av borevæskeskjemikalier til Morvin er per november 2007 ikke valgt. Morvin er, på lik linje med Kristin, et HPHT felt. Det forventes derfor at kjemikaliene som taes i bruk på Morvin vil ha tilsvarende egenskaper som de kjemikalene som er i bruk på Kristin.

Det vil bli lagt vekt på valg av miljøvennlige kjemikalier i forbindelse med de planlagte operasjonene, det vil si "gule" og "Plonor" kjemikalier. Den oljebaserte borevæsken som brukes ved boring av 12 1/4" og 8 1/2" seksjonene inneholder røde kjemikalier da det ikke finnes tilgjengelig mer miljøvennlige alternativer for HPHT. Oljebasert slam går ikke til utslipp. For sementoperasjoner er det

lagt inn som opsjon for bruk av 2 røde kjemikalier dersom dette pga tekniske årsaker vil bli nødvendig.

Dersom det foreligger gule alternativer for disse kjemikaliene ved oppstart av boreaktivitetene på Morvin 3Q 2009 vil det legges vekt på bruk av de mest miljøvennlige alternativene.

Tabell 5-6 gir en oversikt over kjemikalier som typisk inngår i henholdsvis vannbasert og oljebasert borevæske basert på hva som ble brukt i en representativ brønn på Kristin.

Tabell 5-7 viser forventet forbruk og utslipp av borevæske fra Morvin basert på reelt forbruk og utslipp fra boring av Kristin brønn 6506/11-P-1 H. På Morvin vil det også legges opp til gjenbruk av borevæske. For de øverste seksjonene (36" og 26") legges det opp til batch boring⁵. Dette vil føre til redusert forbruk og utslipp av borevæske.

⁵ På den sørlige brønnrammen (MORA) vil 36" og 26" seksjonene på de to brønnene bores først. Det vil vurderes om boring av 17 1/2" seksjonene også skal gjennomføres på samme måte.

Tabell 5-6 Oversikt over komponentene i henholdsvis vannbasert og oljebasert borevæske

Vannbasert borevæske		
Handelsnavn	Funksjon	Fargekode
Barazan L	Viskositet	■
Performatrol	Avleiringsstabilisator	■
GEM GP	Avleiringsstabilisator	■
Barytt	Vektmateriale	■
Soda ash	pH-reg og kalsiumbuffer	■
Bentonitt	Filtertap og viskositet	■
CMC	Filtertap og viskositet	■
Dextrid E	Væsketapskontroll	■
Kaliumklorid	Inhibering	■
PAC LE/RE	Filtreringskontroll	■
Oljebasert borevæske		
Handelsnavn	Funksjon	Fargekode
EZ MUL NT(NS)	Emulgator	■
GELTONE II	Viskositet	■
Invermul NT(NS)	Emulgator	■
Baraklean NS Plus	Rengjøringsagent	■
Barazan L	Viskositet	■
Duratone E	Væsketapskontroll	■
OMC-3	Tynner	■
Oxygon	Oksygenhemmer	■
Starcide	Biosid	■
Suspentone	Viskositet	■
XP-07 Base fluid	Andre	■
Barytt	Vektmateriale	■
Kalsiumbromid	Andre	■
Kalsiumklorid	Inhibering	■
Driltreat	Andre	■
Lime	pH-regulering	■
Baracarb	Tapt sirkulasjon	■
Steelseal	Tapt sirkulasjon	■

Tabell 5-7 Forventet forbruk og utslipp av borevæske (m³) basert på reelt forbruk og utslipp fra brønn 6506/11-P-1 H på Kristin

Brønnseksjon	Totalt ¹	Gjenbruk	I brønn	Til land	Utslipp til sjø
36"	920	378			542
26"	1033 (378)				1033
17 ½"	836 (609)	69	135	438	194
12 ¼"	1043 (658)	552	143	348	
8 ½"	1324 (760)	975	24	325	

¹ Figurene i parentes viser mengder av borevæske som enten har blitt overført fra andre seksjoner eller som har blitt overført fra resirkulasjonslager på land

I forbindelse med sementeringsoperasjonene forventes det mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Dette vil være dispergeringsmidler, skillevæsker og stoff som påskynder eller forsinker herding, eller som forhindrer væsketap.

Under kompletteringen vil det kunne bli noe utslipp til sjø i form av Cesiumformat (CsF) og fortregningsvæske (ferskvann, inhibitor og MEG). Så mye som mulig vil bli samlet opp i forbindelse med kompletterings- og brønnopprensingsoperasjonene.

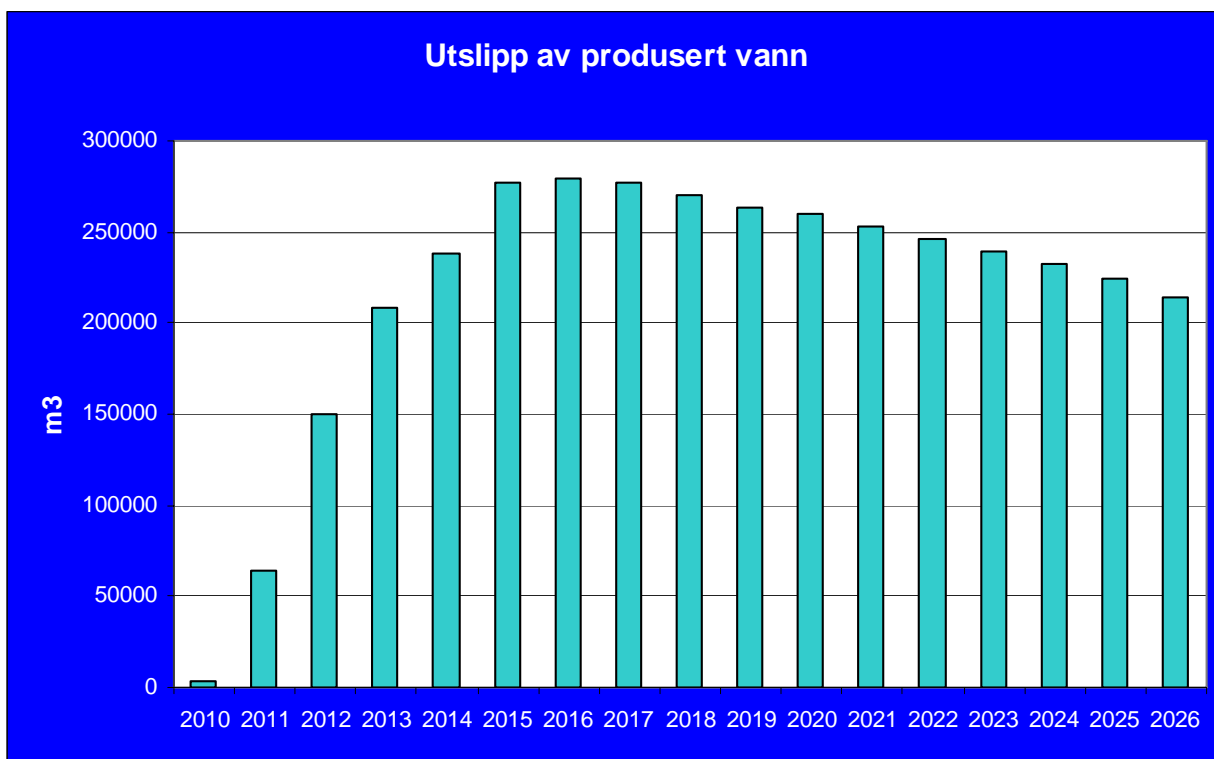
5.2.3 *Utslipp til sjø knyttet til klargjøring av rørledninger*

Etter legging vannfylles rørledningene, og vil bli liggende med vann fram til produksjonsstart.

I forbindelse med klargjøring og tilkopling av rørledning vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre begroing samt av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Forventet utslippsvolum vil være ca 1100 m³ ferskvann tilsatt kjemikalier. Utslippene er kun forventet å gi lokale effekter i et begrenset tidsrom.

5.2.4 *Utslipp av produsert vann*

Figur 5-3 viser de estimerte utslippene av produsert vann basert på produksjonsprofilen pr november 2007. Det er mulig at denne profilen vil endre seg ettersom kunnskapene om reservoarene i Morvin blir bedre og oppdaterte tall for olje- og gassproduksjonen legges frem.



Figur 5-3 Estimerte utslipp av produsert vann fra Morvin

Tabell 5-8 sammenligner de estimerte utslippene av produsert vann fra Morvin med prognoser benyttet i RKU Norskehavet 2003, med tilsvarende utslipp fra Åsgard B og med totale utslipp i Norskehavet (basert på prognoser i RKU Norskehavet 2003).

Tabell 5-8 Utslipp av produsert vann fra Morvin, både gjennomsnittstall over feltets levetid og årlig maksimumsutslipp

	Utslipp, gjennomsnitt	Utslipp, maks
Morvin	215 000	280 000 (2016)
Morvin RKU ¹	1 446 140	1 744 805 (2013)
Åsgard B	194 000	554 000 (2017)
Norskehavet	20 875 490	37 398 015 (2013)

¹ I RKU Norskehavet 2003 var feltets levetid anslått til 8 år, og prognosen for produsert vann var basert på en sammenligning med Norne-feltet.

Miljøriskoberegninger (EIF Produsert vann)

Det er utført en EIF beregning (EIF produsert vann) i forbindelse med prosjektgjennomføringen på Morvin.

EIF produsert vann er benyttet for å få en oversikt over miljørisiko i forbindelse med utslipp av produsert vann fra Åsgard B før og etter innfasing av Morvin. I tillegg er det beregnet miljørisiko for utslipp av produsert vann fra Åsgard B/Morvin med og uten installert renseteknologi av typen C-tour og CFU (Compact flotation unit). Resultatene fra EIF beregningene er lagt til grunn for kost/nytte vurderinger for injeksjon av produsert vann.

For nærmere informasjon om metoden som ligger til grunn for EIF produsert vann vises til RKU Norskehavet 2003.

Profilene for produsert vann har variert en del gjennom prosjektperioden og den profilen som ligger til grunn for EIF-beregningene har høyere utslipp enn den oppdaterte profilen for utslipp av produsert vann. Det betyr at de gjennomførte beregningene vil gi resultat som er mer konservative enn de ville vært dersom dagens profiler ble lagt til grunn. Tabell 5-9 viser en sammenligning mellom profilen som ligger til grunn for EIF-beregningene og dagens profil for utslipp av produsert vann.

Tabell 5-9 Sammenligning av profilen for produsert vann som ligger til grunn for EIF-beregningene og den siste oppdaterte profilen for produsert vann (dagens). Enheten er Mm³/år

Profil	2010	2011	2012	2013	2014
EIF	0,0	0,001	0,021	0,149	0,200
Dagens	0,003	0,064	0,150	0,208	0,238
Profil	2015	2016	2017	2018	2019
EIF	0,332	0,384	0,445	0,455	0,482
Dagens	0,277	0,279	0,277	0,270	0,263
Profil	2020	2021	2022	2023	2024
EIF	0,292	-	-	-	-
Dagens	0,260	0,254	0,246	0,240	0,232

Pr dags dato finnes det ingen analyser av produsert vann fra Morvin. På reservoarsiden har Morvin mest til felles med Kristin, og det var derfor mest naturlig å benytte sammensetningen for produsert vann fra Kristin i 2006 i beregningene av EIF.

Det har heller ikke vært mulig på et så tidlig tidspunkt å differensiere mellom renseteknologiene CTour og CFU med hensyn til rensegrad. Rensegradene som har blitt benyttet i beregningene er derfor representative for begge de to renseteknologiene og fremkommer i Tabell 5-10.

Tabell 5-10 Rensegradene for de ulike komponentene som inngår i EIF-beregningen

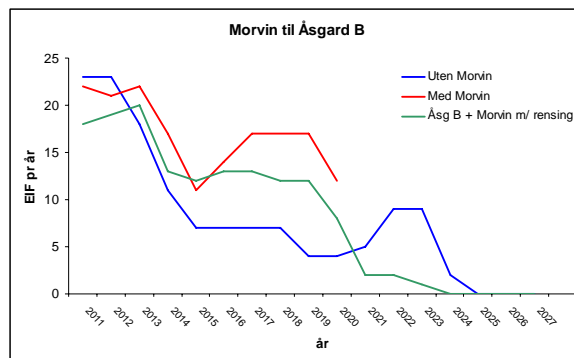
Naturlig komponent	Rensegrad
BTEX*	40
Naftalen	45
PAH 2-3 ring	60
PAH 4+	70
Alkylfenol C0 – C3	0
Alkylfenol C4-C5	0
Alkylfenol C6-C9	40
Alifatiske hydrokarboner	30

* I tidligere EIF-beregninger har rensegraden for BTEX blitt lagt inn som 0. Nyere erfaringer viser imidlertid at bruk av CFU kan redusere utslippene av BTEX med mellom 38 % og 84 % (Aquateam, 2005). Siden man ikke har differensiert mellom renseteknologiene på Morvin har rensegraden på BTEX i EIF-beregningene for Morvin blitt satt til 40 %.

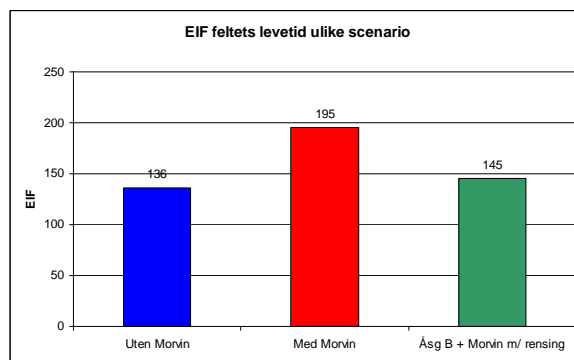
Det er gjennomført EIF-beregninger for følgende tre scenarier:

1. Åsgard B uten innfasing av Morvin
2. Åsgard B med Morvin – uten renseteknologi
3. Åsgard B med Morvin – med renseteknologi

EIF er beregnet for det enkelte produksjonsår i feltets levetid. Figur 5-4 viser de beregnede EIF-verdiene per år gjennom hele levetiden for Morvin og Åsgard B⁶. Resultatene viser at EIF-verdien for Åsgard B alene varierer fra 0 – 23, mens Åsgard B og Morvin varierer fra 12 – 22 (dette forutsetter ikke rensing av produsert vann). Med installert renseteknologi vil EIF-verdien variere fra 0 – 20 over levetiden til Morvin. Figur 5-5 viser de totale EIF verdiene for de tre undersøkte scenariene. Ved installering av rensutstyr for produsert vannet fra Morvin reduseres den totale EIF-verdien med 50.



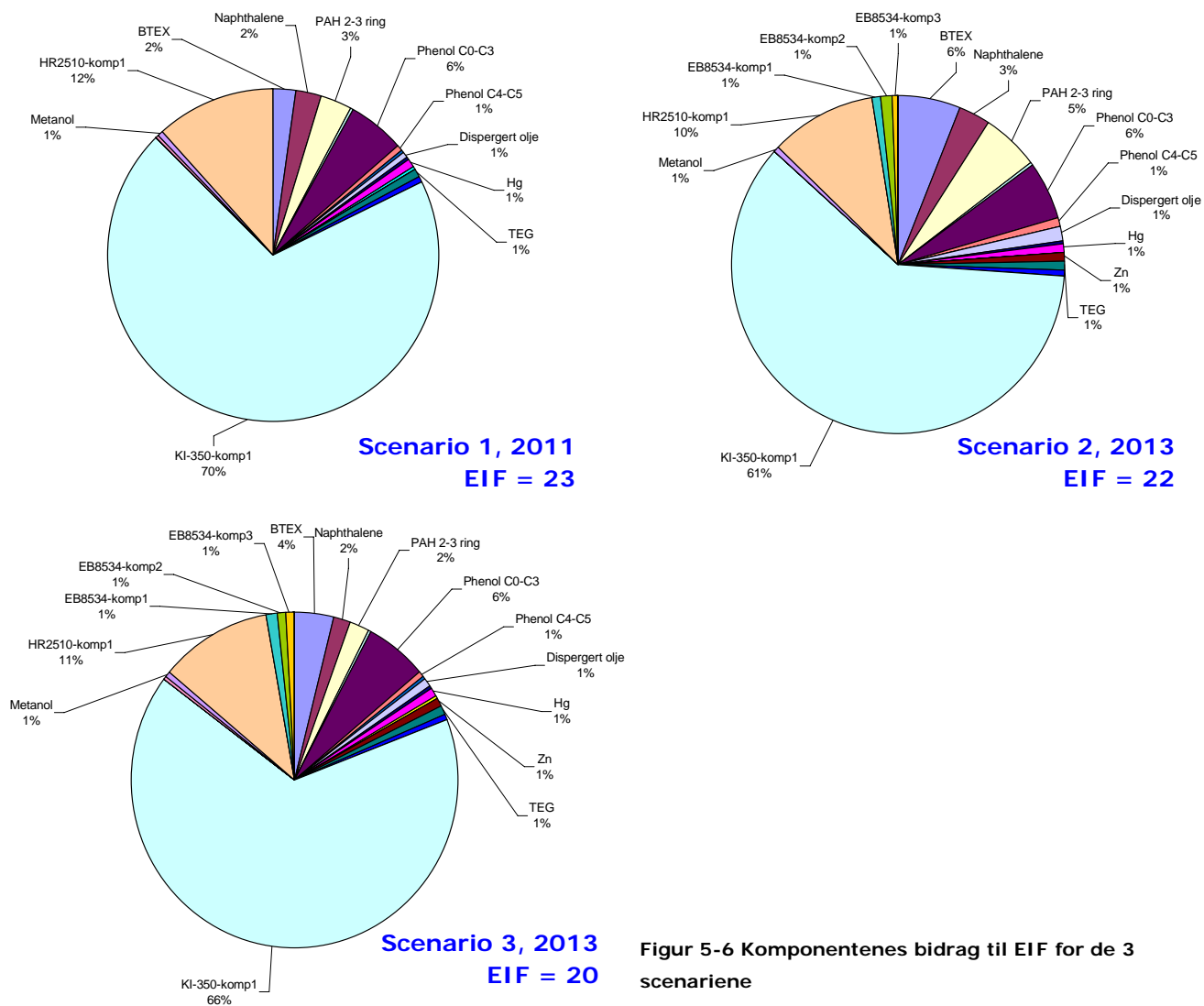
Figur 5-4 EIF for det enkelte år prosjektets i levetid



Figur 5-5 Total EIF for de tre scenariene

Gjennom simuleringer er bidraget til den totale miljørisikoen beregnet for hver enkelt komponentgruppe som er naturlig forekommende i det produserte vannet. Komponentenes bidrag EIF i maksåret for de ulike scenariene er vist i Figur 5-6. Figuren viser at det vil være korrosjonshemmeren (KI 350 komp 1) som utgjør storparten (> 60 %) av bidraget til EIF-verdien i alle scenarier. Dette er et kjemikalie som er spesifikt for, og som ikke bli benyttet i forbindelse med produksjon av olje og gass fra Morvin.

⁶ Levetiden for Åsgard B er satt til 2029.



Figur 5-6 Komponentenes bidrag til EIF for de 3 scenariene

Kostnadene ved installering av renseteknologi er presentert i Tabell 5-11. Det er beregnet en negativ nåverdi for disse tiltakene.

Den estimerte Δ EIF mellom case 2 og 3 er på 50 summert over hele levetiden. Det gir en kostnad pr redusert EIF på 420 – 740 kNOK. Denne kostnaden er så høy at det ikke vurderes som kost-nytte effektivt å installere noen av de to renseteknologiene.

Tabell 5-11 Kostnader ved installering av renseteknologi. Alle tall i millioner NOK. OPEX pr år

Teknologi	CAPEX	OPEX	Total kost
CTour	15	0,5	21
CFU	25	1	37

Reinjeksjon av produsert vann i reservoarene i Morvin vil ikke ha noen særlig effekt på produksjonsvolumene. Injeksjon av produsert vann vil kreve boring av en injeksjonsbrønn, ny bunnramme, rørledninger dedikert til

formålet samt installasjon av nye injeksjonspumper. Tiltaket har negativ nåverdi og vil derfor ikke bli benyttet.

Åsgard B har tidligere gjennomført vurderinger av kost og nytte av reinjeksjon av produsert vann (Statoil 2003). På grunn av en EIF kostnad på 500.000 NOK, og CO₂-avgift og vedlikeholdsutgifter i tillegg, ble forslaget forkastet på grunn av kost-nytte betraktninger. Morvin har gjennomført nye kost-nytte vurderinger av reinjeksjon av produsert vann. CAPEX for injeksjon av produsert vann er estimert til 950 millioner NOK. Δ EIF er beregnet til 195 (basert på 100 % regularitet på systemet). Dette vil gi en kostnad på om lag 5 millioner NOK pr reduserte EIF noe som ikke regnes som kost-nytte effektivt.

5.2.5 Andre utslipp til sjø i drift

Kontrollsystemet på Morvin er en kopi av kontrollsystemet på Kristin med bruk av et åpent hydraulikkssystem. Det vil dermed bli sluppet ut noe hydraulikkvæske fra Morvin. Den valgte hydraulikkvæsken, Transaqua HT2, har gul fargekode.

Kristin har i sin konsekvensutredning antydnet et forbruk og utslipp av 1 – 1,5 m³ hydraulikkvæske pr brønn pr år til å begynne med. Mengden vil avta etter hvert som produksjonen bli mer stabil, på grunn av færre ventiloperasjoner og mindre behov for testoperasjoner.

5.2.6 Tiltak for å redusere utslipp til sjø

Morvin har vurdert ulike metoder for behandling av produsert vann. Grenseverdien for olje i vann innhold i utslipp til sjø er 30 ppm, men man skal søke å komme så langt ned som mulig. En innfasing av Morvin til Åsgard B vil ikke føre til at Åsgard B får problemer med å oppfylle sine mål og forpliktelser i forhold olje i vann innhold.

Morvin legger til grunn at Åsgard B sin null-utslippsstrategi også skal være gjeldende for utslippene fra Morvin.

5.2.7 Konsekvenser av utslipp til sjø

Konsekvensene av utslipp til sjø er omtalt i RKU Norskehavet, og det henvises derfor til denne for en grundig gjennomgang av temaet.

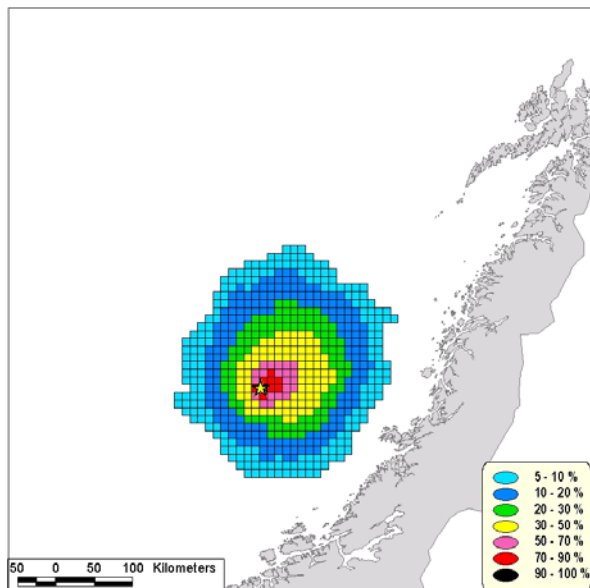
5.3 Akutte utslipp og oljevernberedskap

5.3.1 Akutte utslipp

Arbeidet med en miljørisikoanalyse for Morvin er igangsatt, men analysen er ikke ferdigstilt. Ferdigstillelse vil finne sted forut for innsending av PUD del 1.

Det har blitt gjennomført forvitningsstudier for oljen fra Morvin. Oljen fra Morvin har et høyt voksinnhold. I vann vil Morvin-oljen danne ustabile emulsjoner som er lite viskøse. Kvaliteten på oljen ligger ganske tett opp til oljen fra Åsgard. Man forutsetter derfor at den oljevernberedskapsen som allerede er på plass i Norskehavet også vil kunne håndtere uforutsette utslipp av olje fra Morvin.

RKU Norskehavet presenterer oljedriftsberegninger fra en rekke felt i Norskehavet. Blant annet presenteres en beregning for Heidrun som dekker uhellsutslipp ved Åsgard, Kristin og Heidrun feltene. Figur 5-7 viser det maksimale influensområdet for et overflateutslipp fra Heidrun. Framstillingen viser sannsynligheten for stranding av olje og influensområdets maksimale avgrensning omfatter områder med større enn 5 % sannsynlighet for stranding. For en grundigere gjennomgang henvises det til kapittel 10 i RKU Norskehavet.



Figur 5-7 Maksimalt influensområde for et utslipp ved Heidrun, overflateutslipp sommer (RKU Norskehavet 2003)

Akutte utslipp kan skje innen følgende kategorier:

- Utblåsninger fra feltinstallasjoner i drift og i forbindelse med boring
- Lekkasje fra rørledninger og stigerør
- Lekkasje fra undervannsanlegg
- Prosesslekkasjer

I Norskehavet er det undervannslekkasjer som finner sted oftest (har høyest frekvens). Likevel medfører ilandføring av olje og videre transport med tankskip en større risiko for oljeforurensing i strandsonen. Oljen fra Morvin vil bli prosessert og eksportert fra installasjonene på Åsgard slik at sannsynligheten for en situasjon med oljeforurensing av strandsonen fra Morvin er svært liten.

Utblåsninger på havbunnen vil kunne gi forhøyede konsentrasjoner av hydrokarboner i vannsøylen. Dette kan medføre negative effekter på sårbare organismer som opptrer i samme område.

Faren for dannelse av oljeflak er størst ved utblåsninger på overflaten. Slike oljeflak representerer et potensial for skade. Områder som er definert som spesielt miljøfølsomme (SMO) vil være særlig sårbare for uhellsutslipp, og sjøfugl og sel er de mest sårbare artsgruppene.

Oljeflak som når land vil kunne forårsake skader på sårbare økosystemer i kystsonen, fiskerier, akvakulturnæringen, reiselivsnæringen og annen kystbasert næringsvirksomhet. Ved mindre oljeutslipp vil tilgrising av fiskeredskaper kunne være til ulempe for fiskeriene. Ved større søl vil det også kunne oppstå problemer knyttet til utstengning fra fangstområder, redusert markedsverdi på fisken og omfattende tilgrising av fiskeredskaper.

5.3.2 Oljevernberedskap

Forvittringsanalysen som er foretatt på oljen fra Morvin viser at den har mange av de samme kvalitetene som oljen fra Åsgard. Det betyr at man kan forvente at den eksisterende oljevernberedskapen i Norskehavet også vil være dekkende for Morvin. Dette vil bli verifisert gjennom utarbeidelsen av MRABA for Morvin.

For en nærmere beskrivelse av oljevernberedskapen i Norskehavet henvises det til RKU Norskehavet.

5.4 Koraller og sårbare habitater

Den sørlige brønnrammen på Morvin ligger i et rikere korallområde enn den nordlige (gjennomsnittlig 5,8 rev/100 m² mot 1,9 rev/100 m² ved den nordlige brønnrammen). Tettheten av koraller minker dess lenger bort fra den sørlige brønnrammen man kommer.

Undersøkelser av tilstedeværelse av barytt i korallskjeletter indikerer at korallrev som befinner seg opp til 400 m unna et

utslippspunkt for borekaks kan komme til å bli eksponert for sedimentmengder som senere kan spores i skjelettstrukturen (Havforskningsinstituttet 2007).

Sedimenttransport fra utslippspunktet vil være korrelert med strømningsmønsteret i området og influensområdet vil være størst i perioder med sterkest strøm. I forbindelse med rørlegging vil det, i forhold til spredning av finpartikulært materiale, være gunstig om traséen går noenlunde parallelt med fremherskende strømretning. På Morvin er fremherskende strømretning fra sørøst mot nordvest. Siden rørledningen vil gå i en sørøstlig retning mot Åsgard B vil dette være gunstig i forhold til spredning av finpartikulært materiale.

5.4.1 Spredning av borekaks

I forbindelse med spredningsberegningene har en brukt den videreutviklede versjonen av Dream-modellen, som inkluderer beregning av spredning og miljørisiko i forbindelse med utslipp fra boreoperasjoner. Modellen ble utviklet gjennom det 3 årige forskningsprosjekt ERMS (Environmental Risk Management System). Hensikten var å videreutvikle EIF konseptet til å omfatte effekt av boreutslipp, både til vannsøylen og havbunnen (for ytterligere informasjon se Singsaas *et al.* og Smit *et al.* Begge planlegges publisert i 2008).

Da det ikke forelå egne strømndata for Morvin har en benyttet seg av strømningsmodellen fra Meteorologisk Institutt. Det er forventet at dominerende strømretning vil være tilnærmet lik hele året pga topografien i området (skråning) og dermed ikke særlig påvirket av sesongvariasjoner.

Det har blitt utarbeidet spredningskart for spredning av borekaks fra Morvin. Følgende scenarier ble lagt til grunn for kartene:

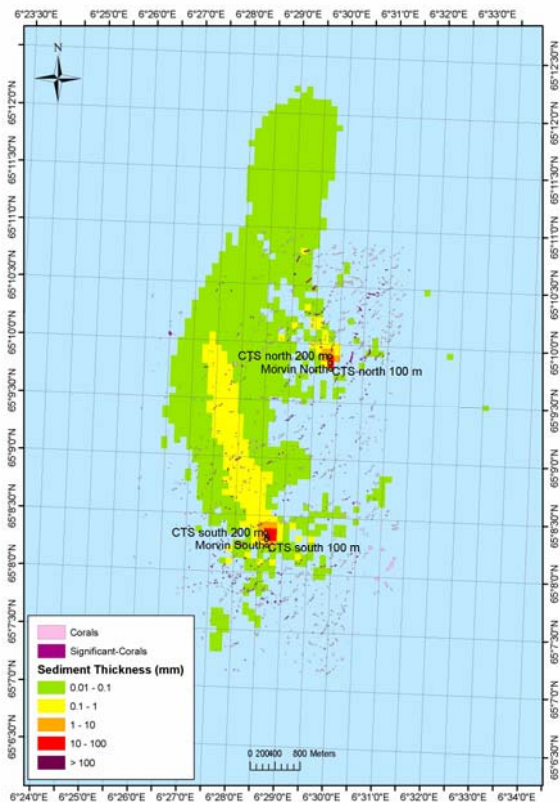
- Base case – utslipp fra 36", 26" og 17 ½", CTS 100 m fra brønnramme
- Tiltak 1 – som base case, men CTS 200 m fra brønnramme
- Tiltak 2 – som base case, men uten utslipp fra 17 ½"
- Tiltak 3 – som base case, men uten utslipp fra 36" og 26"
- Betraktning 1 – som base case, men med bruk av grovere fordeling av partikkelstørrelse⁷

Resultatet for base case inkludert nærbilder av selve utslippspunktet er vist i Figur 5-8 og Figur 5-9. Figurene viser områdene som dekkes av et sedimentlag tykkere enn 0,01 mm. I Norskehavet er den naturlige sedimentasjonsraten anslått til 0,01 – 0,02 mm pr år.

Ytterligere spredningskart er vist i vedlegg C. Det pågår vurderinger i forhold til tiltak som kan gjennomføres for å redusere risiko for skade på koraller i forbindelse med boreoperasjonene på Morvin.

Planlagte bore- og kompletteringsoperasjoner på Morvin vil generere utslipp av kjemikalier, kaks og annet partikulært materiale til sjø. I hver brønn er det planlagt 5 seksjoner, henholdsvis 36", 26", 17 ½", 12 ¼" og 8 ½". De 3 øverste seksjonene er planlagt boret med vannbasert slam, mens oljebasert slam vil bli benyttet ved boring av de 2 nederste seksjonene.

⁷ Partikkelstørrelsen som er benyttet i base case er basert på faktiske målinger i 2006 (SERPENT). I ettertid kan det tyde på at partikkelstørrelsen i utslippet fra 17 ½" seksjonen er større enn partiklene fra topphullet. Det ble derfor gjennomført en ny simulering for Morvin base case hvor en tok i bruk en bredere fordeling i partikkelstørrelser med høyere innslag av større partikler.

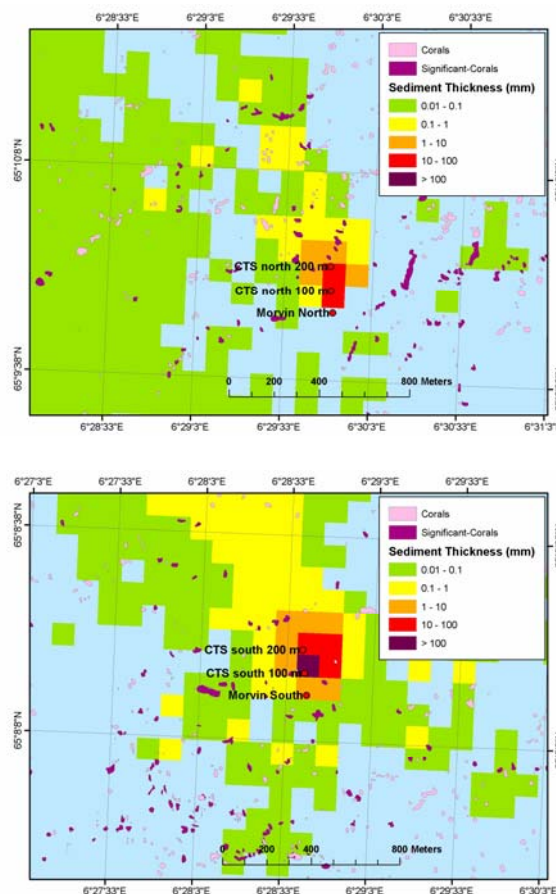


Figur 5-8 Spredning av borekaks fra boring av brønnene på Morvin. Base case med utslipp fra alle seksjonene med vannbasert boring

I en virkelig situasjon vil utslippene av borekaks være mer heterogent fordelt enn hva som fremkommer i spredningskartene. Undersøkelser gjennomført av Serpent i forbindelse med leteboring på norsk sokkel har vist at merkbar akkumulering av borekaks begrenser seg til en avstand på 50 - 80 meter fra utslippspunktet på havbunnen. Dette er basert på både visuelle observasjoner, fysiske observasjoner og kjemiske analyseresultat.

Ved gjennomføringen av produksjonsboringen på Morvin vil man benytte CTS for å fjerne borekaket fra brønnrammene. Borekaket pumpes inn i slangen og føres vekk. På Morvin har utgangshastigheten til borekaket blitt beregnet til 2 m/s ved utslippspunktet på slangen. CTS har ikke blitt benyttet på

letebrønner som har blitt undersøkt av Serpent i 2006/2007. Dette gjør at spredningen av borekaks fra en produksjonsboring vil bli større enn fra en letebrønn.



Figur 5-9 Utsnitt av beregnet sedimentavsetning for basecase fra områdene rundt brønnrammene

5.4.2 Avbøtende tiltak i forhold til koraller

Håndtering av borekaks

Flere ulike metoder for håndtering av utslipp fra topphullsseksjonen (36" og 26") har vært vurdert. I tillegg har også oppsamling og ilandsending av kaks/slam fra 17 1/2" vært vurdert.

Nedenfor følger en kort beskrivelse av de vurderte metodene, samt de beslutningene

Morvin-prosjektet har tatt vedrørende de enkelte metodene. En nærmere beskrivelse av metodene (fordeler og ulemper) finnes i SFT dokumentet "Vurdering av topphulls-teknologi" tilgjengelig på www.sft.no.

Pæling av foringsrør

Metoden består i at lederøret hamres ned i havbunnen og det genereres derfor ikke kaks. Metoden forutsetter at havbunnen har de rette egenskapene og metoden vil kreve grundige borelokasjonsundersøkelser forut for borekampanjen.

På grunn av uegnede havbunnsforhold på Morvin, formasjonene er for harde, vil ikke pæling være en aktuell metode for Morvin.

Injeksjon av borekaks

Injeksjon av borekaks forutsetter at det finnes en egnet formasjon/brønn på feltet som borekakset kan lagres i. På Morvin finnes ikke dette slik at kostnadene vil bli uforholdsmessige høye for denne metoden. Boring av en injeksjonsbrønn har en estimert kostnad på ~800 millioner NOK.

Injeksjon av borekaks er ikke et aktuelt tiltak for Morvin.

Oppsamling og ilandsending av borekaks/-slam fra 17 1/2" seksjon

Oppsamling og ilandføring av boreslam og borekaks fra 17 1/2 " seksjonen har tidligere blitt gjennomført i forbindelse med boring av 2 brønner i Barentshavet (Snøhvit og Uranus). Innholdet av vannløselige salter og løst organisk karbon var jamt over høyere enn grensen som er satt for deponering på deponier for farlig avfall, jmfør Bioforsk rapport Vol.1 Nr 110 2006 "Vannbasert boreavfall fra Barentshavet". Det ilandsendte avfallet ligger fremdeles til mellomlagring i påvente av endelig beslutning om sluttdeponering.

Dersom Morvin prosjektet velger en slik løsning må det i forkant klarlegges at ilandsendt avfall kan få en forsvarlig og forskriftsmessig håndtering.

Oppsamling, slurrifisering⁸ og gjenbruk av borekaks/-slam fra 17 1/2" seksjon

Dette er en metode som har blitt benyttet av tidligere Hydro blant annet i forbindelse med boring av brønner i Barentshavet. Metoden vil bli nærmere gjennomgått og vurdert for Morvin prosjektet.

Havbunnspumper i kombinasjon med oppsamling av borekaks (DCC)

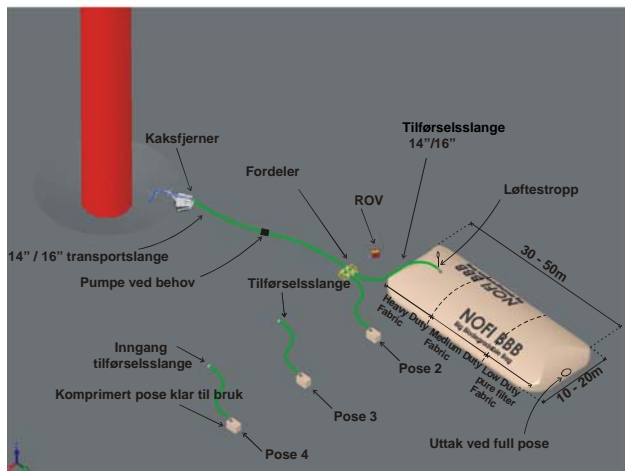
Denne metoden går i hovedsak ut på å samle opp borekakset i poser på havbunnen. Metoden har så langt ikke vært utprøvd på norsk sokkel, men det har blitt gjennomført forsøk med oppsamling av borekaks i havnebassengene i Tromsø og Haugesund.

Metoden baserer seg på en videreføring av teknologien med et havbunnsbasert transportsystem for kaks (CTS) der en slange festes til brønnen for å føre kakset bort fra brønnrammen. Den nye metoden legger opp til at en pose festes til enden av slangen. Kakset fra topphullsseksjonene samles opp i posen, se Figur 5-10. Posene kan fjernes etter at boreoperasjonen er ferdig og transporteres til land med påfølgende deponering og/eller gjenbruk av borekakset. Alternativt kan posen legges igjen på havbunnen. Dette forutsetter imidlertid at det benyttes en pose som er laget av et biologisk nedbrytbart materiale. Posen brytes etter hvert ned, og det forventes at utboret kaks, og tilhørende barytt, har blitt forsteinet slik at en forsinket spredning av utboret masse ikke vil finne sted.

Morvin planlegger å bruke CTS ved boring av brønnene på feltet, og vil vurdere om CTS med oppsamling av kaks i poser vil kunne

⁸ Slurrifisere = å gjøre flytende

benyttes for å håndtere/samle opp kaks fra topphullene.



Figur 5-10 Skisse av transportsystem for borekaks (DCC)

Riser less Mud Recovery (RMR)

RMR går ut på å føre borekaket fra boring av toppheullet tilbake til boreriggen ved hjelp av havbunnspumper.

Basert på den planlagte brønndesignen for Morvin har en startet arbeidet med å kartlegge hva en oppsamling av boreslam samt kaks fra topphull vil bety med tanke på logistiske behov på riggen. Bruk av containere for oppsamling av kaks/slam vil ikke være en aktuell løsning på grunn av logistikk og HMS relaterte årsaker. Tabell 5-12 viser behovet for containere på boreriggen for å ta hånd om borekaks og -slam ved bruk av RMR.

Tabell 5-12 Mengde avfall fra 36" og 26" og behov for containere ved oppsamling av borekaks på rigg

Seksjon	Avfall	Containere
36"	460,8	172
26"	1536,5	574

Andre mulige løsninger for oppsamling av kaks/slam i forbindelse med RMR må

gjennomgås i mer detalj før en konklusjon kan tas.

Endelig vurdering

Prosjektet vil videreføre arbeidet med evaluering av metoder for oppsamling av topphullskaks, blant annet gjennom kostnytte vurderinger, slik at man kan komme fram til den mest optimale håndteringsmetoden. Det legges opp til at følgende behandlingsmåter inngår i de videre vurderingene:

- Oppsamling og ilandsending av borekaks/-slam fra 17 1/2" seksjonen
- Oppsamling, slurrifisering og gjenbruk av borekaks/-slam fra 17 1/2" seksjonen
- Oppsamling av borekaks i poser på havbunnen
- Bruk av RMR ved boring av topphull og ilandsending av borekaks/-slam
- Bruk av RMR ved boring av topphull og slurrifisering av borekaks/-slam

Tradisjonell håndtering av borekaks med utslipp til sjø fra 36", 26" og 17 1/2" seksjonene vil bli benyttet som sammenligning.

De respektive myndigheter vil bli holdt løpende oppdatert i forbindelse med dette arbeidet.

Andre avbøtende tiltak

Havforskningsinstituttet skisserer i sin rapport forslag til avbøtende tiltak. Blant annet anbefales det bruk av skip med dynamisk posisjonering ved legging av rørledningen. Morvin legger opp til bruk av dette.

Ankerkjettingene til boreriggen, og bevegelser i disse, vil kunne ødelegge koraller. Det vil derfor være aktuelt å feste bøyer på kjettingene som vil løfte kjettingene slik at man unngår unødig skade på korallene.

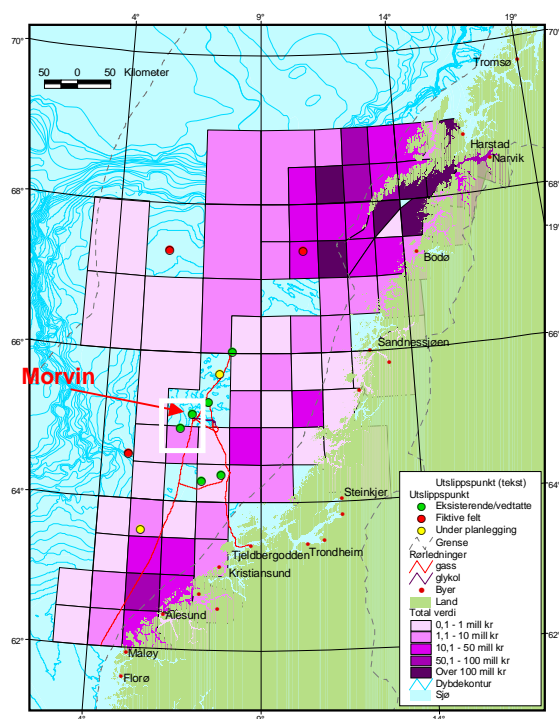
I tillegg vil behovet for oppfølgende undersøkelser i forhold til koraller bli vurdert.

5.5 Konsekvenser av arealbeslag og fysiske inngrep

5.5.1 Fiskerier

Det er innhentet oppdatert statistikk for fiskeriene i området rundt Morvin.

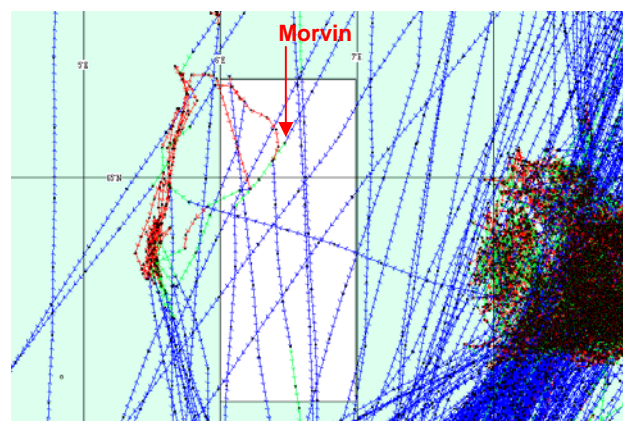
Områdene rundt Morvin er mindre økonomisk viktige for fiskeriene. Figur 5-11 gir et bilde av viktigheten av de ulike områdene i Norskehavet med utgangspunkt i økonomi, dataene er fra 2000. Fiskeriene i området rundt Morvin har lav førstehandsverdi.



Figur 5-11 Total førstehandsverdi av fangster i de ulike lokasjonene i Norskehavet. Verdisetting basert på gjennomsnittspriser for 2000 (fra RKU Norskehavet 2003)

Oppdaterte sporingsdata for norske trålere fra 2006 viser at det er liten trållaktivitet i

områdene rundt Morvin. Figur 5-12 viser sporingsdataene i fiskelokalitetene 8 og 13 i hovedområde 6⁹ (hvit firkant – de samme fiskelokalitetene er også merket av med et hvitt omriss i Figur 5-11). Sporingsdataene sier noe om hvilken fart den enkelte tråler har hatt gjennom den aktuelle lokaliteten. På bakgrunn av fartøyets fart kan det skilles mellom aktiv trålling og gjennomfart (fart høyere enn 5 knop indikerer at fartøyet ikke har trålet). De presenterte sporingsdataene er fra 2006 og bekrefter tendensen fra tilsvarende data fra 2004 og 2005 om lite trållaktivitet i områdene rundt Morvin. Det trållfisket som finner sted i nærheten av Morvin er lokalisert i "skråningen" vest for feltet.



Figur 5-12 Sporingsdata som viser trållaktivitet i området rundt Morvin i 2006. Sannsynlig fart ved trålling er under 5 knop.

Konsekvenser for fiskeriene i området ved en utbygging av Morvin er tydeliggjort i RKU Norskehavet fra 2003. Det henvises til denne for en grundig gjennomgang av temaet. Det samme gjelder for akvakultur.

⁹ I lokasjon 8 inngår blokkene 6406/1, 2, 3, 4, 5 og 6 og i lokasjon 13 inngår blokkene 6506/7, 8, 9, 10, 11 og 12.

5.5.2 Kulturminner

Det er ikke kjent kulturminner fra områdene fra Morvin til Åsgard. Dersom det likevel skulle bli identifisert kulturminner i området vil disse bli meldt fra om til de rette myndigheter for en felles og omforent behandling av funnene.

5.5.3 Konsekvenser for skipstrafikk

I anleggsperioden vil det være aktivitet på feltet som innbefatter boring, komplettering og installasjon av utstyr. Det vil bli benyttet to rigger til boring og komplettering, samt båter for installering av utstyr. I forbindelse med boreoperasjonene og leggingen av rørledningen vil det bli opprettet en sikkerhetssone rundt boreriggen og

leggingsfartøyene. På grunn av ankerbeltet omkring boreriggen vil det området som berøres i utbyggingsfasen utgjøre en sirkel med en diameter på om lag 2 km.

Sikkerhetssonene vil måtte taes hensyn til av annen trafikk i området og slik sett muligens være noe til hinder for skipstrafikken.

Alle havbunnsinstallasjoner vil bli gjort overtrålbare, og det vil derfor ikke opprettes noen sikkerhetssoner rundt anleggene.

5.6 Samfunnsmessige konsekvenser

De samfunnsmessige konsekvensene anses dekket av RKU Norskehavet.

6 Oppsider – mulige tilleggsressurser

Morvin er i utgangspunktet et marginalt felt og det undersøkes om det kan være mulighet for å utvide prosjektet gjennom oppsider.

Det kan være aktuelt å realisere to oppsider for prosjektet: gassinjeksjon og utnytting av eventuelt utvinnbare ressurser i de underliggende strukturene Tofte og Tilje. På grunn av at reservoaret på Morvin er svært utfordrende er ikke disse oppsidene ferdig modnet.

Siden vurderingene rundt gassinjeksjon og produksjon fra reservoarene i Tofte og Tilje ikke er ferdigstilt, vil produksjonsprofiler, mulig utbyggingskonsept og størrelse på utslipp til luft og sjø være midlertidige og gjenstand for endringer i tiden framover.

I dette kapittelet presenteres de to mulige oppsidene.

6.1 Gassinjeksjon

6.1.1 Produksjonsprofiler

Gassinjeksjon har vært vurdert som en mulighet for å øke uttaket av olje fra reservoaret på Morvin. De siste beregningene av gassinjeksjon anslår de utvinnbare mengdene på Morvin til i overkant av 10 millioner m³ væske (olje), og 4,8 milliarder Sm³ gass. Dette forutsetter en produksjon av olje og gass til og med 2026. Setter man avslutningsdatoen for produksjon for dette caset som for base case, 2022, vil de anslåtte produksjonsmengdene bli 9,9 millioner m³ olje og 4,7 milliarder Sm³ gass.

Estimert oppstart av gassinjeksjon er 2013. De første årene vil reservoarene dreneres ved hjelp av trykkavlastning. Deretter vil en av brønnene konverteres fra en produksjonsbrønn til en injeksjonsbrønn (dette forutsettes at det bores 4 brønner). Planlagt stopp for injisering av gass er 2019. Totalt vil 0,91 milliarder Sm³ gass injiseres i reservoaret. Det forutsettes at det produseres parallelt både fra Garn og Ile reservoarene.

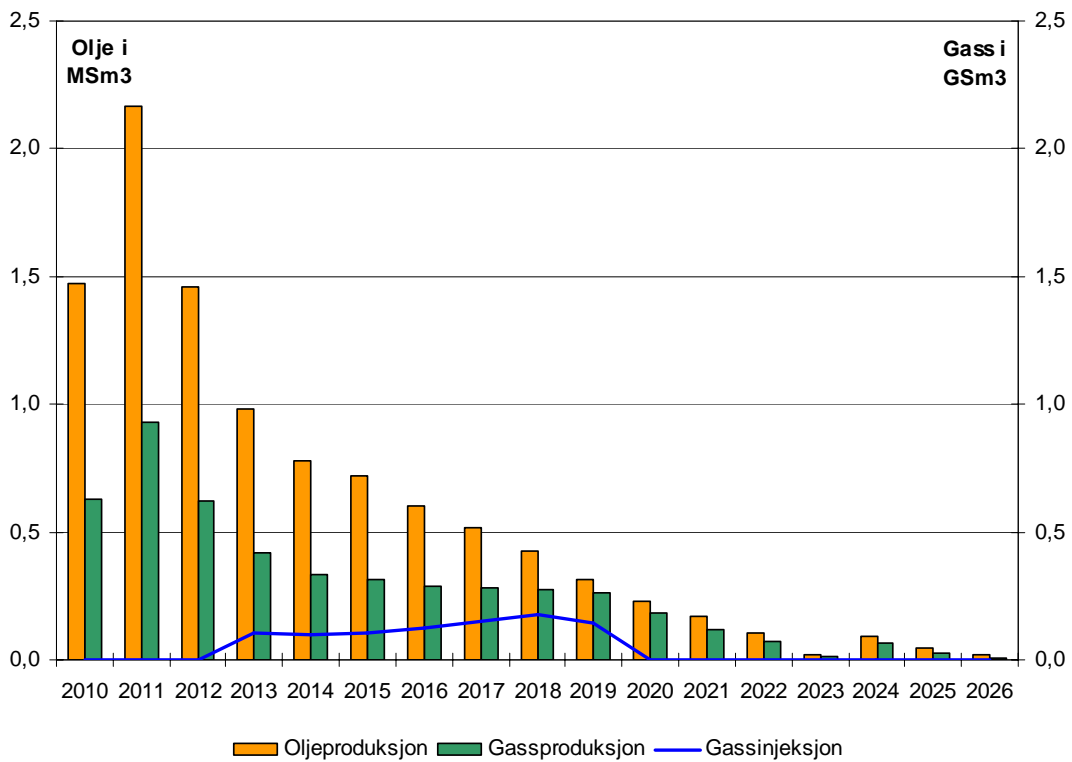
Ved bruk av gassinjeksjon på Morvin vil utvinningsprosenten stige til om lag 48 %. Figur 6-1 viser produksjonsprofiler for Morvin ved bruk av gassinjeksjon.

6.1.2 Utbyggingskonsept

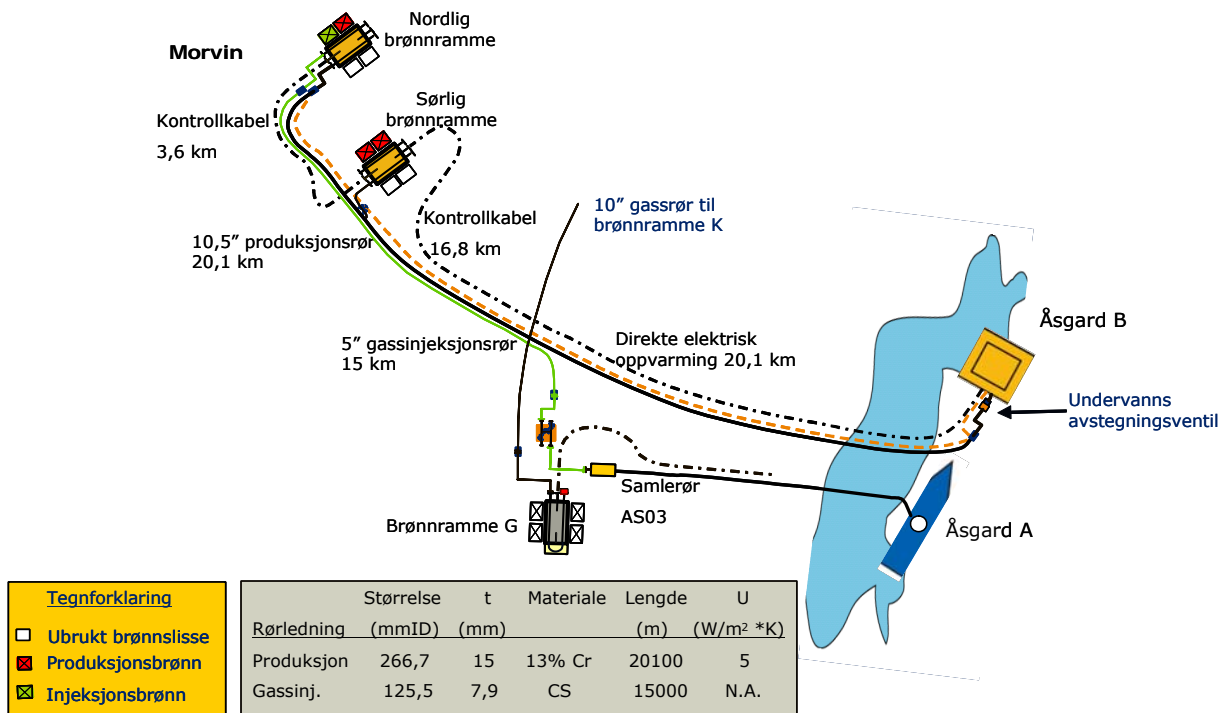
Utbyggingskonseptet av Morvin med gassinjeksjon vil i utgangspunktet være likt hovedkonseptet uten injeksjon av gass, men noen endringer vil finne sted. Figur 6-2 viser en utbyggingsløsning for Morvin som innebærer gassinjeksjon.

Gassinjeksjon vil kreve en ekstra brønn på den nordlige brønnramma. Plassering av brønnrammer, rørledning og kontrollkabel vil forbli den samme som i hovedkonseptet, men det må installeres en ny rørledning for gassinjeksjon. Denne rørledningen vil gå fra AS03 samlerøret til Åsgard A, se Figur 6-2. Den eksisterende tilknytningsrørledningen mellom brønnramme G og AS03 fjernes slik at en tilknytning av gassinjeksjonsrøret muliggjøres.

På Åsgard B vil det ikke være behov for større endringer som en følge av gassinjeksjon.



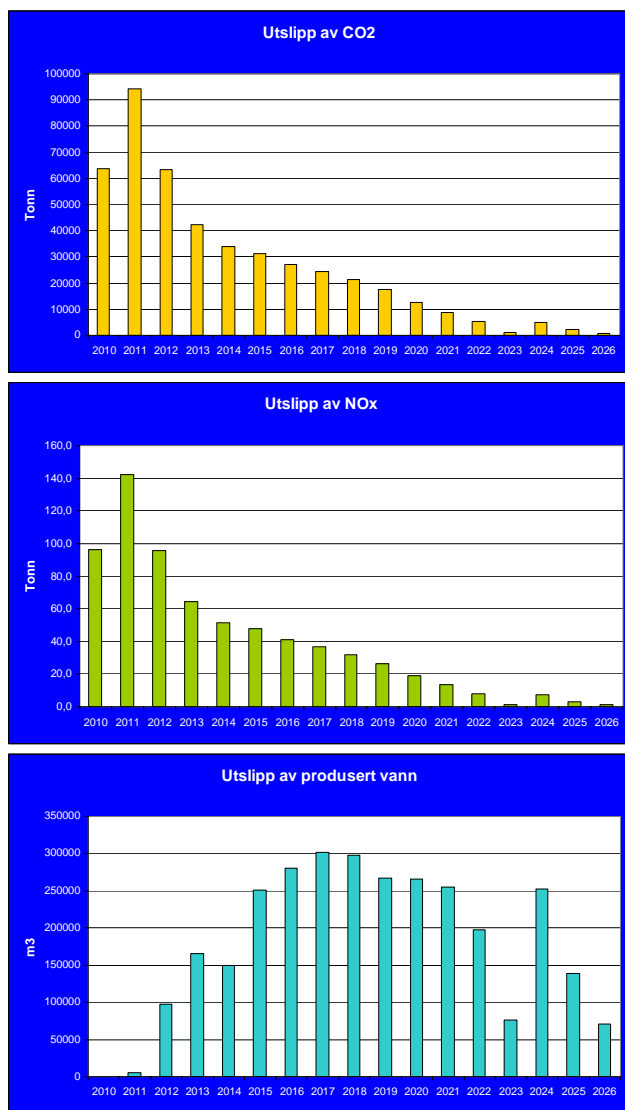
Figur 6-1 Produksjonsprofil for olje og gass (inkludert gassinjeksjon) på Morvin



Figur 6-2 Utbyggingsløsning ved en oppsideløsning med gassinjeksjon

6.1.3 Konsekvenser

Utslipp av CO₂, NO_x og produsert vann basert på en mulig utbyggingsløsning med gassinjeksjon er vist i Figur 6-3.



Figur 6-3 Utslipp av CO₂ og NO_x basert på en utbyggingsløsning med gassinjeksjon

Utslippene av CO₂ og NO_x ligger noe høyere ved bruk av gassinjeksjon enn for det valgte utbyggingskonseptet. Utslipp av produsert

vann fra en utbyggingsløsning med gassinjeksjon ligger på samme nivå som utslippene for en utbyggingsløsning som skissert i basecase.

Utslipp og spredning av borekaks er ikke vurdert for en utbyggingsløsning med fire brønner.

6.2 Tofte/Tilje

Det er spor av hydrokarboner i både Tofte og Tilje reservoarsonene på Morvin, men både volum og utvinnbarhet er usikre. DST-test i brønn 6506/11-7 produserte 8-9 Sm³ vann fra Tofte reservoaret, mens mini-DST i brønn 6506/11-8 ikke lot seg gjennomføre på grunn av tett reservoar.

Reservene i Tofte er ikke utvinnbare i brønn 6506/11-8 på grunn av at reservoaret her er veldig tett. Derimot er det håp om at Tofte skal være produsert lenger opp i strukturen, men volumene er usikre.

For Tilje gjelder de samme antagelsene.

Det gjenstår en del arbeid på Tofte og Tilje for å få laget realistiske produksjonsprofiler. Det er laget P50 estimater (det er 50 % sannsynlighet for at reservene i Tofte og Tilje er i denne størrelsesorden) som viser at oljereservene i reservoarene ligger på 1,65 millioner m³ olje og 0,80 milliarder Sm³ gass.

Det er for tiden stor usikkerhet rundt en eventuell utbygging av Tofte og Tilje strukturene på Morvin, hovedsakelig på grunn av kostnadsbildet samt usikkerhet rundt ressursanslagene og utvinnbarheten av ressursene. I prosjektet vil det ikke være økonomi for å bore en lete/avgrensingsbrønn til Tofte og Tilje for å få en bedre oversikt over de totale utvinnbare reservene i strukturene. I tillegg vil det være nødvendig å

bore Tofte/Tilje brønnen fra første dag på grunn av raskt trykkfall i reservoarene. Dersom det besluttes å utvinne ressursene fra Tofte og Tilje må brønnen til disse reservoarsonene bores i samme borekampanje som de andre brønnene på Morvin. Det vil ikke ha noen betydning om brønnen til Tofte og Tilje plasseres på den nordlige eller sørlige brønnrammen.

6.3 Myndighetsprosesser knyttet til økt utvinning

Både gassinjeksjon og en eventuell utvinning av ressursene i Tofte og Tilje vil bli modnet videre fremover og en oppdatering vil bli gitt i PUD for Morvin. Skulle det vise seg at man vil gå videre med både gassinjeksjon og Tofte/Tilje etter PUD-innlevering vil de berørte myndigheter bli holdt løpende orientert inntil en endelig beslutning er tatt.

Referanser

Aquateam 2005. Results of the Epcon CFU Zero Discharge Tests. Case Studies 2001 – 2005.

Bioforsk. 2006. *Vannbasert boreavfall fra Barentshavet*. Rapport Vol.1 Nr 110

Europeiske Union 1996. *Integrated pollution prevention and control*. IPPC-direktivet

Europeiske Union. *Rådskonferanse 97/11/EC*. Endringsdirektiv til rådskonferanse 85/337/EEC

Forskrift 1997-06-27 nr 653. *Forskrift til lov om petroleumsvirksomhet*

Havforskningsinstituttet 2007. *Sårbarhetsvurdering av korallhabitater rundt Morvin*.

Lov 1981-03-13-6. *Lov om vern mot forurensninger og om avfall*

Lov 1996-11-29 nr 72. *Lov om petroleumsvirksomhet*

Oljeindustriens Landsforening. 2003. *Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Norskehavet*

Olje- og energidepartementet. 2005. *Morvin – oppfyllelse av utredningsplikten*. Brev av 1.11.2005

Singsaas, I., Rye, H., Frost, T.K., Smit, M.G.D , Garpestad, E., Skare, I., Bakke, K., L. F. Veiga, M. Buffagni, O. A Follum, S. Johnsen, U.E. Moltu, M. Reed. Planlagt publisert i 2008. *Development of a risk-based environmental management tool for drilling discharges. Summary of a Four-Year Project*. Current issue of SETAC Integ. Env. Assess. Manag

Smit, M.G.D., Rye, H., Frost, T.K., Neff, J., Jak R.G., Singsaas I. Planlagt publisert i 2008. *Assessment of environmental risks from toxic and non-toxic stressors; a proposed concept for a risk-based management tool for offshore drilling discharges*. Current issue of SETAC Integ. Env. Assess. Manag.

Statoil. 2003. 0-utslippsstatus Åsgardfeltet 2003. Intern referanse HMS ÅSG MYN 0037.

Statoil. 2005. *Morvin - dokumentasjon av konsekvenser*

Statoil. 2006. *Summary of Serpent work 2006, including some related data*. Intern rapport

UNECE 1991. *Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context* (Espoo)

Vedlegg A Fastsatt utredningsprogram

Det vil bli utarbeidet ett konsekvensutredningsdokument for Morvin.

Konsekvensutredningen vil, sammen med RKU Norskehavet og konsekvensutredningen for Kristin dekke behovet for utredninger i tilknytning til Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD). Tema som allerede er dekket i RKU Norskehavet og Kristin KU vil ikke bli utredet på nytt.

Innholdet i konsekvensutredningen vil bli basert på det foreliggende forslaget til utredningsprogram. Utredningsprogrammet fastsettes av OED.

Konsekvensutredningen vil gi en utfyllende beskrivelse av den utbyggings- og transportløsning som er valgt samt begrunne valg av utbyggingsløsning. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null-skade filosofi og myndighetenes rammebetingelser vil bli nærmere dokumentert.

Det vil bli redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende lovgivning. Planer for avvikling og beredskap vil bli kort beskrevet.

Det vil bli gitt en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt operatørens kommentarer til disse.

1.1 **Utredningsaktiviteter**

1.1.1 **Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet**

Dette punktet anses å være dekket av RKU Norskehavet.

1.1.2 **Utslipp til luft**

Konsekvensutredningen vil presentere oppdaterte prognoser for utslipp til luft av CO₂, NO_x og andre komponenter fordelt på de ulike utslippskildene, både for anleggsperioden og driftsperioden. Det vil bli

redegjort for de BAT-vurderinger som er lagt til grunn, og aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft vil bli beskrevet. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Følgende punkt anses dekket av RKU Norskehavet:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft

1.1.3 **Regulære utslipp til sjø**

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp, inkludert mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier, fordelt på henholdsvis boring, opprensning/brønntesting, klargjøring for drift og drift.

Det vil bli gjennomført en beregning av EIF for boreoperasjonene samt for ulike håndteringsmetoder for produsert vann (rensing vs ingen rensing).

Det vil bli gjort rede for hvordan ulike metoder for håndtering av produsert vann vil påvirke prosjektøkonomien.

Følgende punkt anses dekket av RKU Norskehavet:

- Miljømessige konsekvenser av utslipp til sjø

1.1.4 **Akutte utslipp til sjø**

Det vil bli gjennomført modellering av forvitringsegenskaper, oljedriftsberegninger og miljørisikoanalyse inkludert oljevernberedskap. Resultatene vil gjengis i konsekvensutredningen.

Beskrivelse av miljømessige konsekvenser av akutte utslipp til sjø anses dekket av RKU Norskehavet.

1.1.5 *Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep*

Konsekvenser for fiskeri og akvakultur

Konsekvensutredningen vil innhente oppdaterte data for fiskeriaktiviteten i området.

Beskrivelse av konsekvenser for fiskeri og akvakultur anses for øvrig dekket av RKU Norskehavet og konsekvensutredningen for Kristin.

Konsekvenser for koraller og sårbare habitater

Det er gjennomført sjøbunnskartlegginger på Morvin, inkludert langs rørledningstraséen, og resultatene fra disse vil bli presentert.

Disse resultatene vil legges til grunn for vurderinger av korallenes sårbarhet og tåleevne i forhold til anleggs- og driftsoperasjoner. Hovedfokus vil bli på konsekvensene av boring, valg av lokasjon for havbunnsinstallasjoner og rørlednings-trasé.

Tiltak for å unngå skader på viktige forekomster av koraller og sårbare habitater vil bli beskrevet.

Konsekvenser for kulturminner

Potensialet for funn av og konsekvensene for kulturminner anses dekket av RKU Norskehavet og konsekvensutredningen for Kristin.

Konsekvensutredningen vil også vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåkingsprogram.

1.1.6 *Samfunnsmessige konsekvenser*

De samfunnsmessige konsekvensene anses dekket av RKU Norskehavet og konsekvensutredningen for Kristin.

1.1.7 *Miljøovervåking*

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse og vurdering av resultatene fra den regionale og lokale miljøovervåking som i dag foregår. RKU Norskehavet vil bli benyttet som et grunnlag sammen med resultater fra senere års tokt. Det vil bli gjort en sammenstilling av resultater som foreligger.

Vedlegg B Oppsummering av offentlig høring

1. Norges Fiskarlag

1. Norges Fiskarlag påpeker at det er på gang et skifte i den geografiske distribusjonen av de marine ressursene. Dette kan føre til endringer i gytetidspunkt, gyteplasser og gytevandringer og at arter overtar nye beiteområder. Den informasjonen som finnes i RKU Norskehavet på dette området må oppdateres og muligens framskrives til den tidsperiode hvor det skal drives installasjon og produksjon.
2. Det vil være nødvendig å se på om informasjonen for regulære utslipp til sjø og akutte utslipp til sjø i RKU Norskehavet er oppdatert i forhold til endringene i det "nye" økosystemet eller om det er nødvendig å foreta nye vurderinger for å sikre at aktiviteten ikke fører til negative effekter.

StatoilHydro sine kommentarer til Norges Fiskarlags uttalelser:

1. StatoilHydro påpeker at Morvin som enkeltstående prosjekt ikke vil føre til endringer i sammensetningen av marine ressurser i Norskehavet. Endringer i havtemperatur og næringstilgang vil føre til at man kan få et skift i arter ved den enkelte lokalitet. StatoilHydro mener at en konsekvensutredning ikke bør forskuttere en framtidig artssammensetning ved den enkelte lokalitet. Det vises til RKU Norskehavet som beskriver ressursituasjonen i Norskehavet pr. 2003. Det vil hentes inn nye data ved en oppdatering av RKU Norskehavet.

StatoilHydro vil derimot hente inn de siste oppdaterte tallene for fiskeriaktivitet i områdene rundt Morvin, og disse vil bli presentert i konsekvensutredningen.

2. StatoilHydro er av den oppfatning at vurderinger av hvilke konsekvenser regulære og akutte utslipp til sjø vil få for et "nytt" økosystem i Norskehavet naturlig hører hjemme i en regional konsekvensutredning. En oppdatering av RKU Norskehavet vil hente inn de siste tilgjengelige opplysningene om arter og geografisk distribusjon av disse og vurdere hvordan petroleumsvirksomheten i området vil påvirke disse.

2. Fiskeridirektoratet

Fiskeridirektoratet påpeker at omtalen av fiskeriene i området rundt Morvin ser ut til å være dekkende, og at de avbøtende tiltakene er tilfredsstillende skissert. Fiskeridirektoratet understreker videre at oppdaterte data for fiskeriaktiviteten i området bør innhentes og at det er viktig at tiltak for å unngå skader på korallforekomstene i området blir utredet.

StatoilHydro sine kommentarer til Fiskeridirektoratet sine uttalelser:

StatoilHydro vil innhente de siste oppdaterte data om fiskeriaktiviteten i området og presentere disse i konsekvensutredningen. Videre vil det gjennomføres en egen fagutredning som skal belyse konsekvensene av en utbygging av Morvin på koraller og sårbare habitater.

3. Nord-Trøndelag fylkeskommune

Nord-Trøndelag fylkeskommune kommenterer følgende i sin uttalelse:

1. Fylkeskommunen ber om at konsekvensutredningen gir en oppdatert oversikt over transportkapasiteten for gass ut fra Norskehavet i et 5-10 års perspektiv. Konsekvensene for andre felt av innfasingen av Morvin må synliggjøres bedre.
2. Ber om at konsekvensutredningen beskriver fordeler og ulemper ved å utsette utbyggingen.
3. Ber om at konsekvensutredningen tar med vurderinger av avbøtende tiltak for økende CO2 utslipp fra Norskehavet.
4. Kartleggingen av konsekvensene for kulturminner, fiskeri og marine organismer synes å være tilfredsstillende dekket.

StatoilHydro sine kommentarer til Nord-Trøndelag fylkeskommune sine uttalelser:

- 1-2. Produksjonen fra Åsgard er på vei ned fra platå og det vil derfor bli frigjort prosesseringskapasitet på Åsgard B i tiden framover. Morvin blir fasett inn til Åsgard B for å utnytte denne ledige prosesseringskapasiteten for olje.

Åsgard transport er pr i dag full. En innfasing av Morvin vil derfor føre til at noe gass fra andre felt, som for eksempel Smørbukk, må holdes tilbake fra Åsgard transport i maksimalt 2 år. Den gassen som holdes tilbake vil kunne benyttes til gassinjeksjon for å øke oljeutvinningen fra området. Gassen vil bli produsert ved et senere stadium når det er ledig kapasitet i Åsgard transport.

Morvin er et lite felt med begrensede gassressurser, og vil derfor i liten grad påvirke innfasingen av andre felt. Det finnes flere marginale felt på Haltenbanken som enda ikke er utbygd. Det vurderes som viktig å fremme disse feltene for utbygging for å sikre at de totale ressursene i området kan utvinnes innenfor levetiden av eksisterende infrastruktur.

3. Konsekvensutredningen legger opp til at omtalen av avbøtende tiltak hentes fra RKU Norskehavet.

4. Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet (MD) påpeker at det er viktig at konsekvensutredningen ivaretar målsetningen om nullutslipp, samt forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT).

1. MD viser til at det vil være viktig at evt. påvirkning på koraller eller andre viktige bunnhabitater som følge av plassering av innretninger på havbunnen, grusdumping, bruk av ankerbasert rørledningsfartøy, eller utslipp i fm boreoperasjoner vurderes og beskrives nærmere i konsekvensutredningen. Videre bør mulige avbøtende tiltak beskrives, og valg av rørledningstrasè begrunnes.
2. Departementet ber om at konsekvensutredningen gir en grundig beskrivelse av hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene til luft (både CO2 og NOx). Videre bør utredningen redegjøre for BAT vurderinger av de ulike utbyggingsalternativene, og beskrive de energi- og prosessoptimaliserende løsninger som er planlagt eller gjennomført på Åsgard B. Det bør også redegjøres

for evt. endringer i utslipp av VOC fra bøyelasting som følge av utbyggingen på Morvin.

3. Departementet ber om at konsekvensutredningen redegjør for BAT-vurderinger av alternative løsninger for håndteringen av produsert vann på Åsgard B som følge av utbygging av Morvin. Videre bør konsekvensutredningen gi en vurdering av mulige effekter av akuttutslipp på sjøfugl i åpent hav og langs kysten ved ulike tider på året, samt en beskrivelse av evt. avbøtende tiltak.

StatoilHydro sine kommentarer til Miljødepartementets uttalelser:

1. Havforskningsinstituttet vil gjennomføre en fagutredning for koraller og sårbare habitater i forbindelse med utbyggingen av Morvin. Denne vil bli presentert i konsekvensutredningen.
2. Konsekvensutredningen vil vise de oppdaterte tallene for utslipp til luft. De vurderingene som er gjennomført i forhold til utslipp til luft vil bli presentert i konsekvensutredningen. Dette inkluderer også vurderinger og eventuelle endringer i forhold til utslipp av VOC.
3. StatoilHydro vil redegjøre for håndteringen av produsert vann fra Morvin. Det foregår EIF beregninger både for utslipp av produsert vann og for utslipp av borekaks. Effekter av akutte utslipp på sjøfugl er omtalt i RKU Norskehavet.

5. Statens forurensningstilsyn (SFT)

1. SFT påpeker at det er uheldig at utbyggingskonsept er valgt forut for gjennomføringen av en konsekvensutredning. SFT påpeker videre at det er viktig at konsekvensutredningen ivaretar målsetningen om nullutslipp, samt forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT).
2. SFT forutsetter i sin uttalelse at konsekvensutredningen vil gi en grundig beskrivelse av hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene til luft og som vil bli implementert for å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser. SFT vil at det skal redegjøres for de BAT vurderingene som er gjort. Prossesoptimaliseringer på Åsgard B bes om å bli gjennomført. Konsekvensutredningen bør vise hva Morvin vil bety for VOC-utslippene.
3. SFT ber om at StatoilHydro redegjør for BAT-vurderinger på håndteringen av produsert vann.
4. Til slutt påpeker SFT at de vil stille krav til avbøtende tiltak i forhold til beskyttelse av de rike korallforekomstene i området.

StatoilHydro sine kommentarer til Statens forurensningstilsyns uttalelser:

1. StatoilHydro er enig i at det generelt vil være en fordel om konsekvensutredningsprosessen kommer i gang på et konseptutviklingsstadium. I forhold til Morvin-prosjektet skyldes den sene igangsetting at prosjektet fikk godtgjort oppfylt utredningsplikt i 2005. På grunn av til dels store endringer i utbyggingskonsept samt utvidet kunnskap om forekomsten av koraller i området rundt Morvin, ble det bestemt at det skulle gjennomføres en full konsekvensutredningsprosess for prosjektet.

2. Konsekvensutredningen vil vise de oppdaterte tallene for utslipp til luft, inkludert for VOC. De vurderingene som er gjennomført i forhold til utslipp til luft vil bli presentert i konsekvensutredningen.
3. I forhold til produsert vann gjennomføres det i dag en EIF for produsert vann. Resultatene for denne vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.
4. Det foregår også en studie på koraller i regi av Havforskningsinstituttet. Denne vil også presenteres i konsekvensutredningen.

6. Direktoratet for Naturforvaltning

Direktoratet for naturforvaltning har følgende anbefalinger

1. Nærmere definisjon av influensområdet
2. Visualisering av korallforekomster og konsekvensvurderinger dersom korallforekomster berøres av prosjektet. Dette gjelder for både brønnrammer og rørledningstrase.
3. Klargjøring av rørledninger bør gjøres med hensyn til gyting, fiskeegg- og fiskelarvekonsentrasjoner
4. Uhell i anleggs- og driftsperioden må utredes og avbøtende tiltak beskrives
5. Internasjonale forpliktelser og direktiver må oppfylles
6. Støtter en redegjørelse for oppfølgende undersøkelser og miljøovervåking

StatoilHydro sine kommentarer til Direktoratet for naturforvaltnings uttalelser:

1. Influensområdet for de ulike deltemaene vil variere mye fra tema til tema, fra relativt begrensede arealer i forhold til kulturminner til store områder i forhold til utslipp til luft. På bakgrunn av dette vil StatoilHydro helst ikke definere ett influensområde, men heller operere med ulike områder innenfor de ulike fagområdene.
2. Havforskningsinstituttets utredning på korallforekomstene vil omtale tilstedeværelse av koraller og konsekvensene for disse. Denne vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.
3. Klargjøring av rørledninger vil kunne styres noe ut i fra hensyn til gyting, fiskeegg- og fiskelarvekonsentrasjoner. StatoilHydro vil, så langt det er mulig, forsøke å ta hensyn til disse aspektene i sin videre planlegging.
4. Konsekvensene av et uhellsutslipp i området er beskrevet i RKU Norskehavet, og StatoilHydro er av den oppfatning at denne beskrivelsen også omfatter konsekvensene av et uhellsutslipp på Morvin
5. Internasjonale forpliktelser og direktiver som Norge slutter seg til blir fulgt opp i norsk regelverk. StatoilHydro retter seg etter det norske lovverket i sin

virksomhet og vil dermed følge opp de internasjonale forpliktelsene og direktivene.

6. Havforskningsinstituttet skal i sin studie også foreslå avbøtende tiltak og oppfølgende undersøkelser.

7. Oljedirektoratet

OD har ingen kommentarer til utredningsprogrammet.

8. Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Har forelagt utredningsprogrammet for Petroleumstilsynet. Ingen av de to instansene har kommentarer til utredningsprogrammet.

9. Sør-Trøndelag fylkeskommune

Sør-Trøndelag fylkeskommune kommenterer følgende i sin uttalelse:

1. Fylkeskommunen ber om at konsekvensutredningen gir en oppdatert oversikt over transportkapasiteten for gass ut fra Norskehavet i et 5-10 års perspektiv. Konsekvensene for andre felt av innfasingen av Morvin må synliggjøres bedre.
2. Ber om at konsekvensutredningen beskriver fordeler og ulemper ved å utsette utbyggingen.
3. Krever at konsekvensutredningen tar med vurderinger av avbøtende tiltak for økende CO2 utslipp fra Norskehavet.
4. Kartleggingen av konsekvensene for kulturminner, fiskeri og marine organismer synes å være tilfredsstillende dekket.

StatoilHydro sine kommentarer til Sør-Trøndelag fylkeskommune sine uttalelser:

Se kommentarer til Nord-Trøndelag fylkeskommune

10. Gassco

Gassco kommenterer i sin uttalelse at dersom gassen fra Morvin avviker fra spesifikasjonene for gasstransport i Åsgard transport og Kårstø må dette konsekvensutredes.

StatoilHydro sine kommentarer til Gassco sine uttalelser:

Fagmiljøet i StatoilHydro påpeker at gassammensetningen i Åsgard transport ikke vil forandres vesentlig etter at gassen fra Morvin blir satt i produksjon. Det er ikke avdekket behov for tiltak i Åsgard transport eller ved Kårstø på grunn av Morvin.

11. Kystverket

Kystverket påpeker at det er gjennomført endringer i seilingsmønsteret for risikotrafikk i Norskehavet siden RKU Norskehavet ble offentliggjort og mener at det derfor vil være behov for en utredning for skipstrafikken i området. Utredningen må dekke både utbyggings- og driftsfasen.

StatoilHydro sine kommentarer til Kystverket sine uttalelser:

StatoilHydro påpeker at Morvin er en undervannsutbygging som knyttes opp mot en eksisterende installasjon på Åsgard feltet. Etter vår oppfatning er det "anleggsperioden" som vil medføre størst utfordring i forhold til seilingsleder i og med at det i den perioden vil være borerigg og fartøy for marine installasjoner på plass på feltet. Konsekvensutredningen vil synliggjøre antall dager rigg og fartøy for marine operasjoner vil være til stede. I tillegg vil også kart over området som viser utstrekning av brønnrammer og rørledning, og om mulig seilingsleder, presenteres. StatoilHydro vil ha en dialog mot Kystverket for å sikre at dette blir tatt hånd om på en tilfredsstillende måte.

12. Arbeids- og velferdsdirektoratet

Arbeids- og velferdsdirektoratet har ingen merknader til det foreslåtte utredningsprogrammet.

13. Kristiansund kommune

Kristiansund kommune har ingen merknader til forslaget til utredningsprogram utover at det vil være viktig at StatoilHydro undersøker miljøaspektene rundt utbyggingen hvis det viser seg at dette er områder som ikke anses som tilstrekkelig utredet i RKU Norskehavet og Kristin KU.

StatoilHydro sine kommentarer til Kystverket sine uttalelser:

StatoilHydro tar uttalelsen fra Kristiansund kommune til etterretning.

Vedlegg C Spredningsberegninger for spredning av borekaks

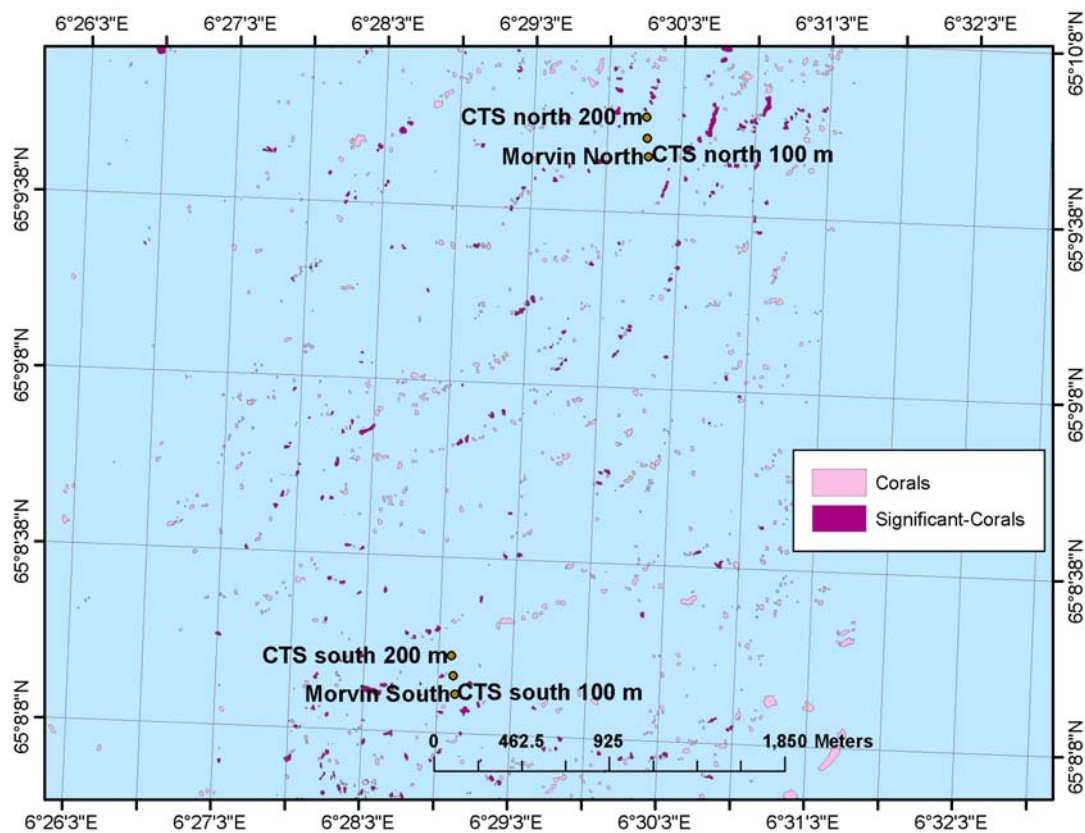
Det er gjennomført spredningsberegninger for utslipp av borekaks fra følgende scenarier på Morvin:

- Base case – utslipp fra 36", 26" og 17 ½", CTS 100 m fra brønnramme
- Tiltak 1 – som base case, men CTS 200 m fra brønnramme
- Tiltak 2 – som base case, men uten utslipp fra 17 ½"
- Tiltak 3 – som base case, men uten utslipp fra 36" og 26"
- Betragtning 1 – som base case, men med bruk av grovere fordeling av partikkelstørrelse

Utslippene fra 36" og 26" seksjonene vil skje på havbunnen. Utslipet fra 17 ½" seksjonen vil skje fra borerigg.

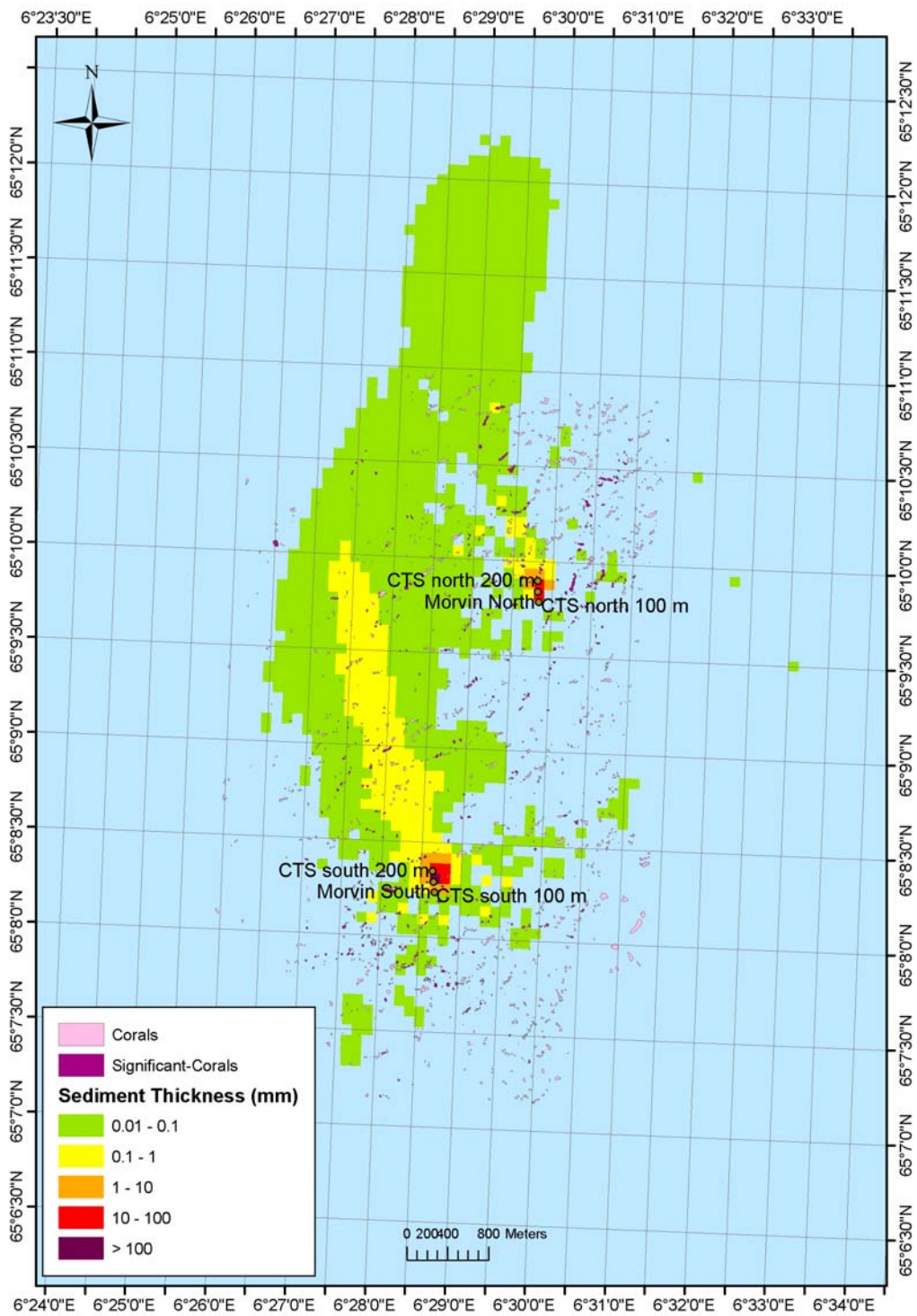
Spredningsberegningene er samkjørt med korallforekomstene i området.

Figur C1 viser utslippspunkter (ved bruk av 100 eller 200 m lang CTS – cuttings transport system) for utslipp av borekaks ved de to brønnrammene.

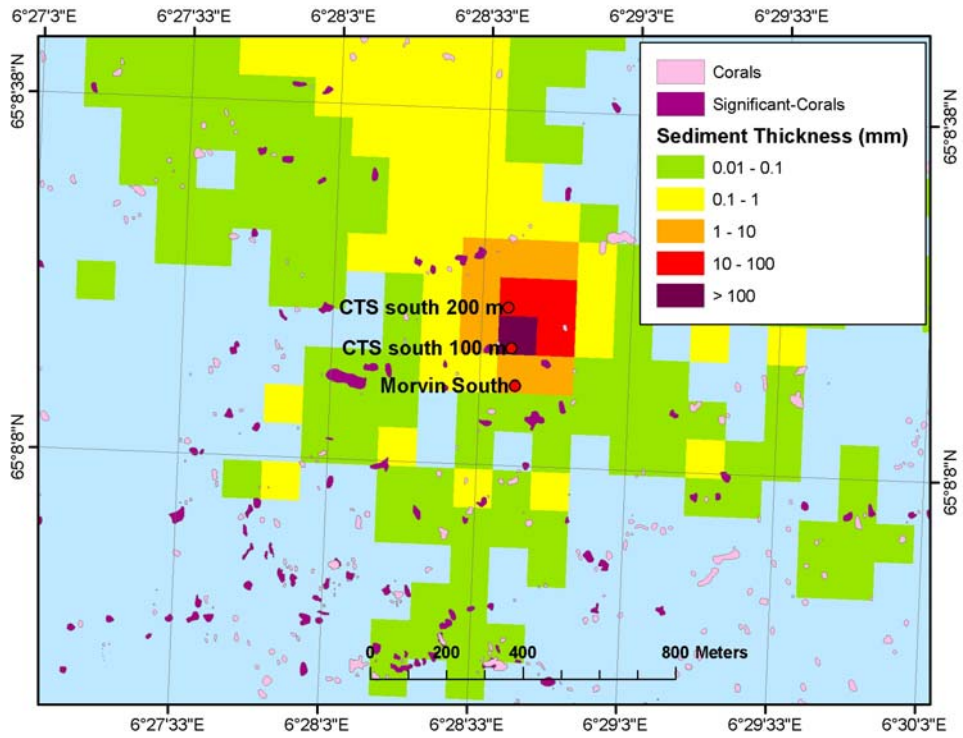


Figur C1 Utslippspunkter

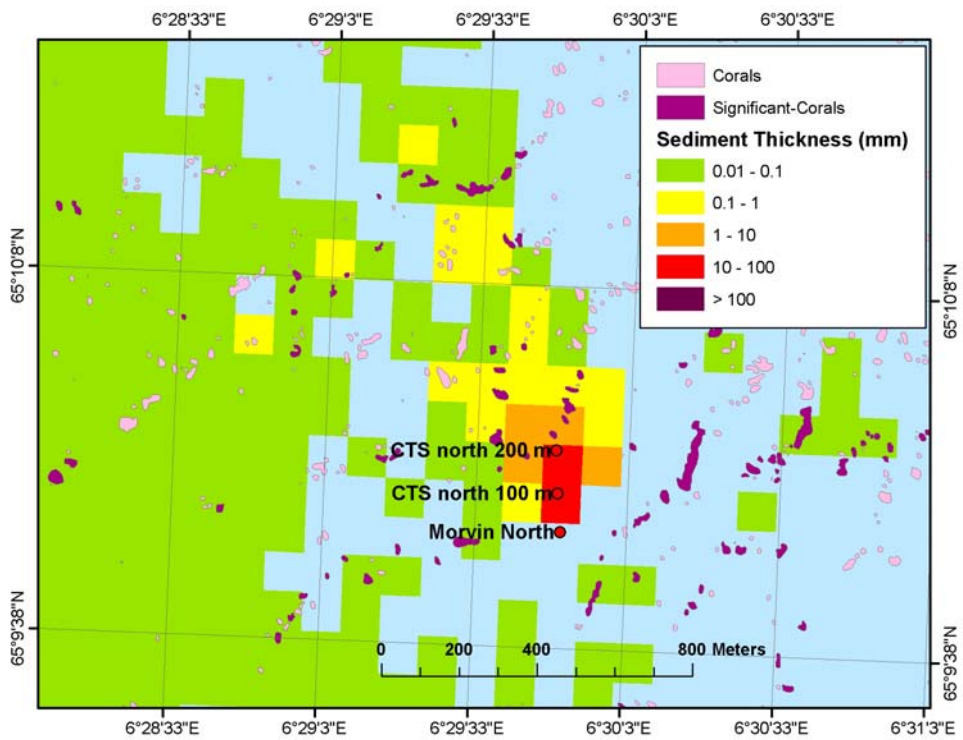
Utslipp av borekaks fra base case:



Figur C2 Utslipp av borekaks fra base case

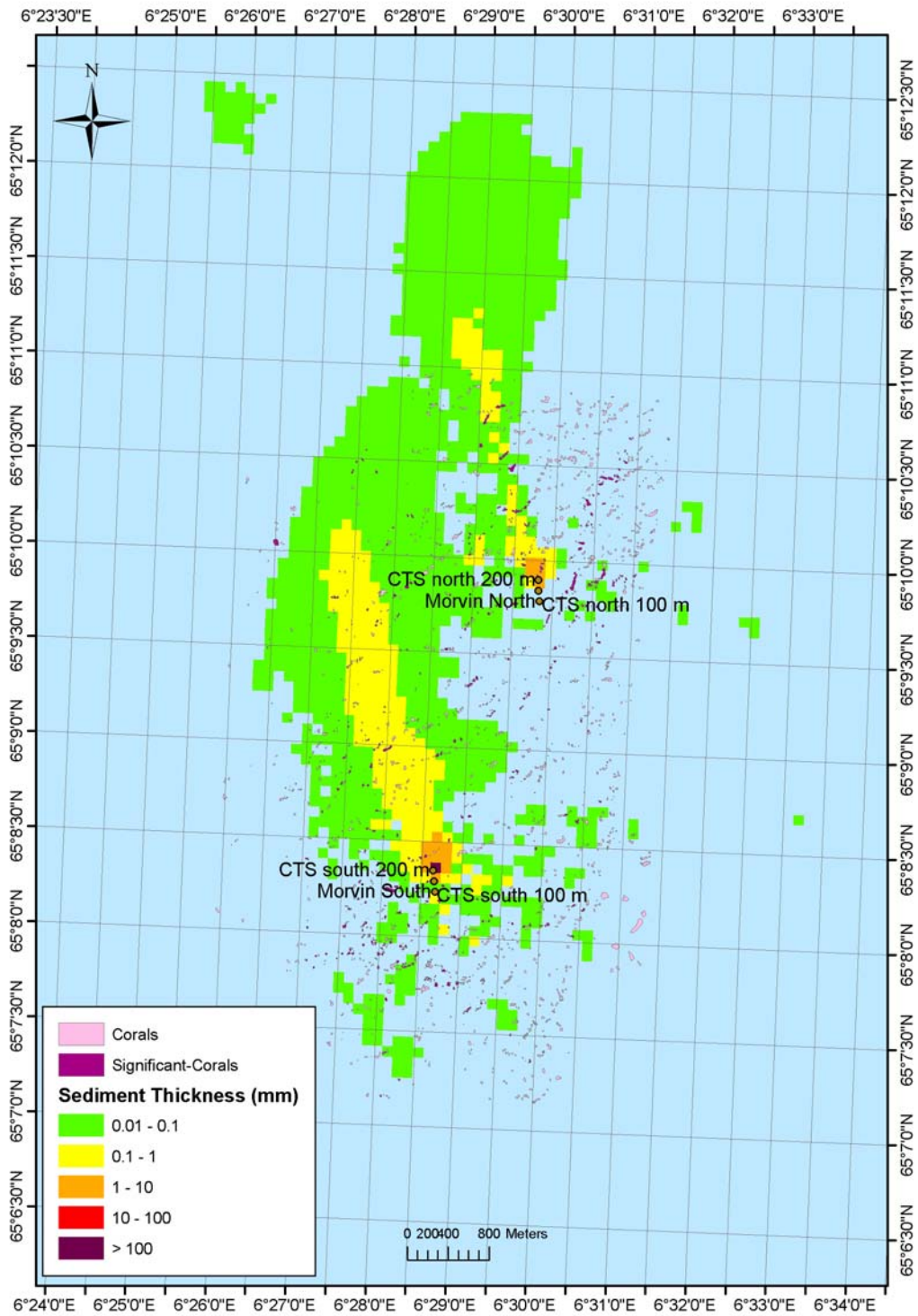


Figur C3 Utslipp av borekaks fra base case, utsnitt ved sørlig brønnramme (MORA)



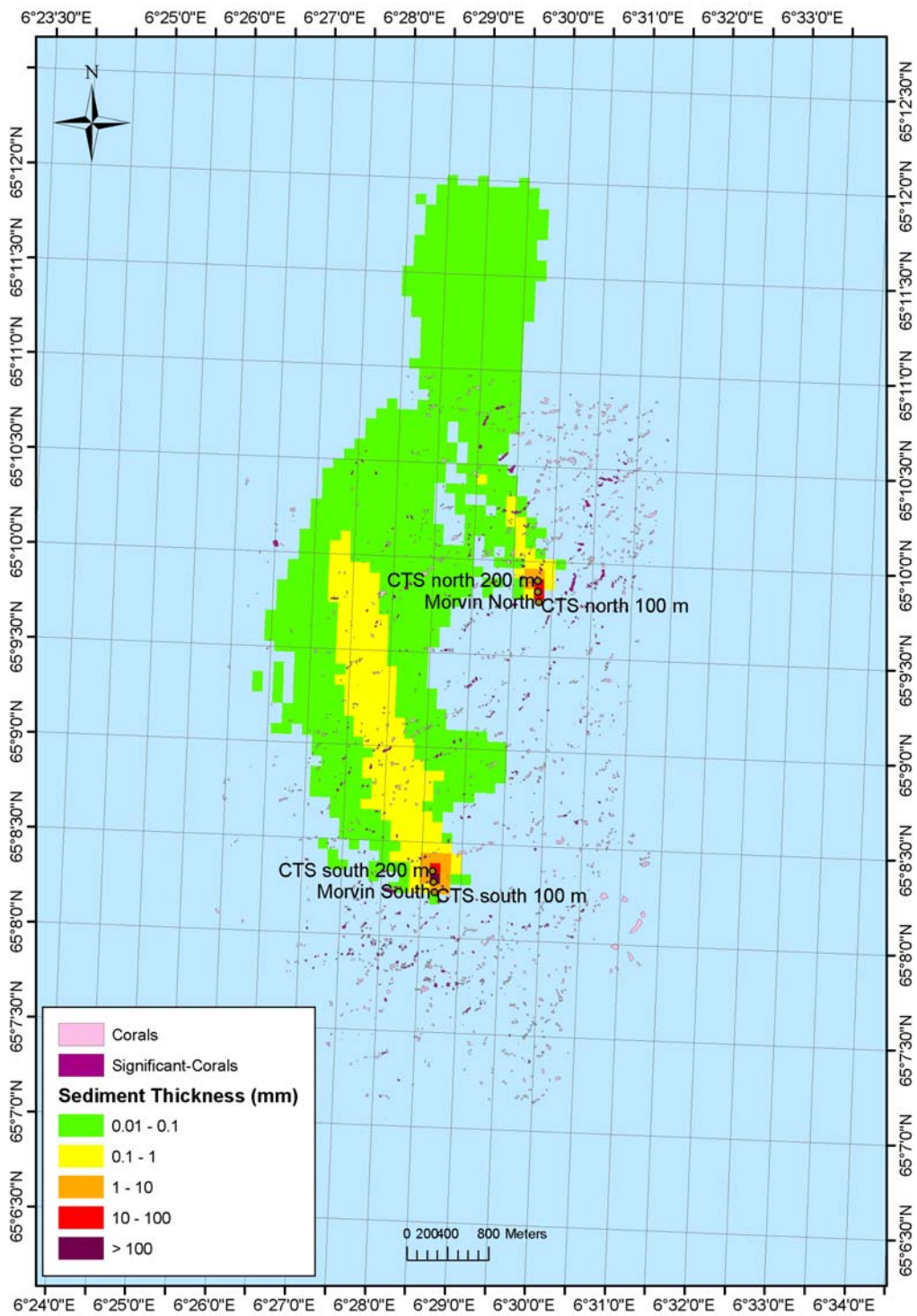
Figur C4 Utslipp av borekaks fra base case, utsnitt ved nordlig brønnramme (MORB)

Utslipp av borekaks fra tiltak 1:



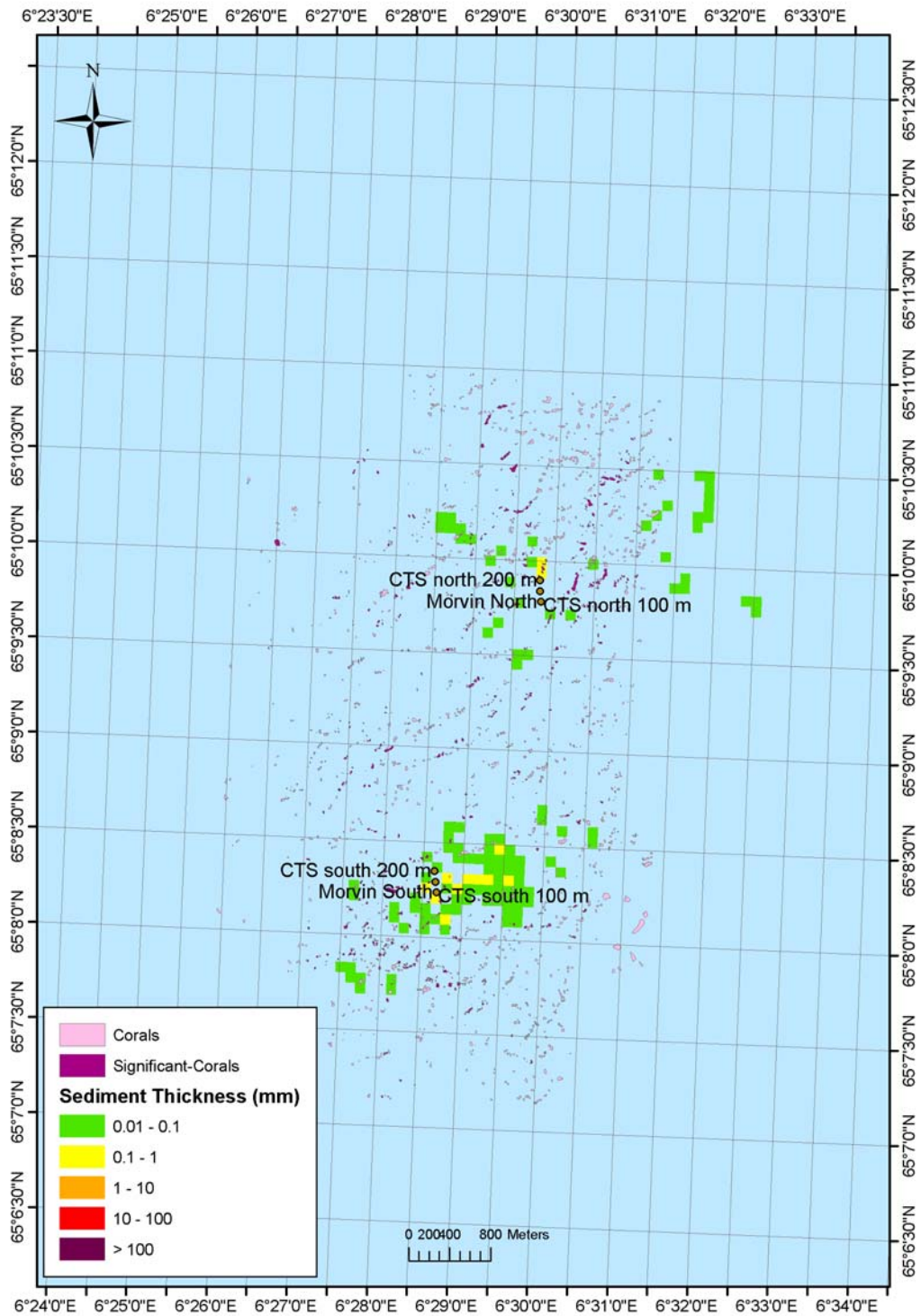
Figur C5 Utslipp av borekaks fra tiltak 1 – CTS er 200 m

Utslipp av borekaks fra tiltak 2:



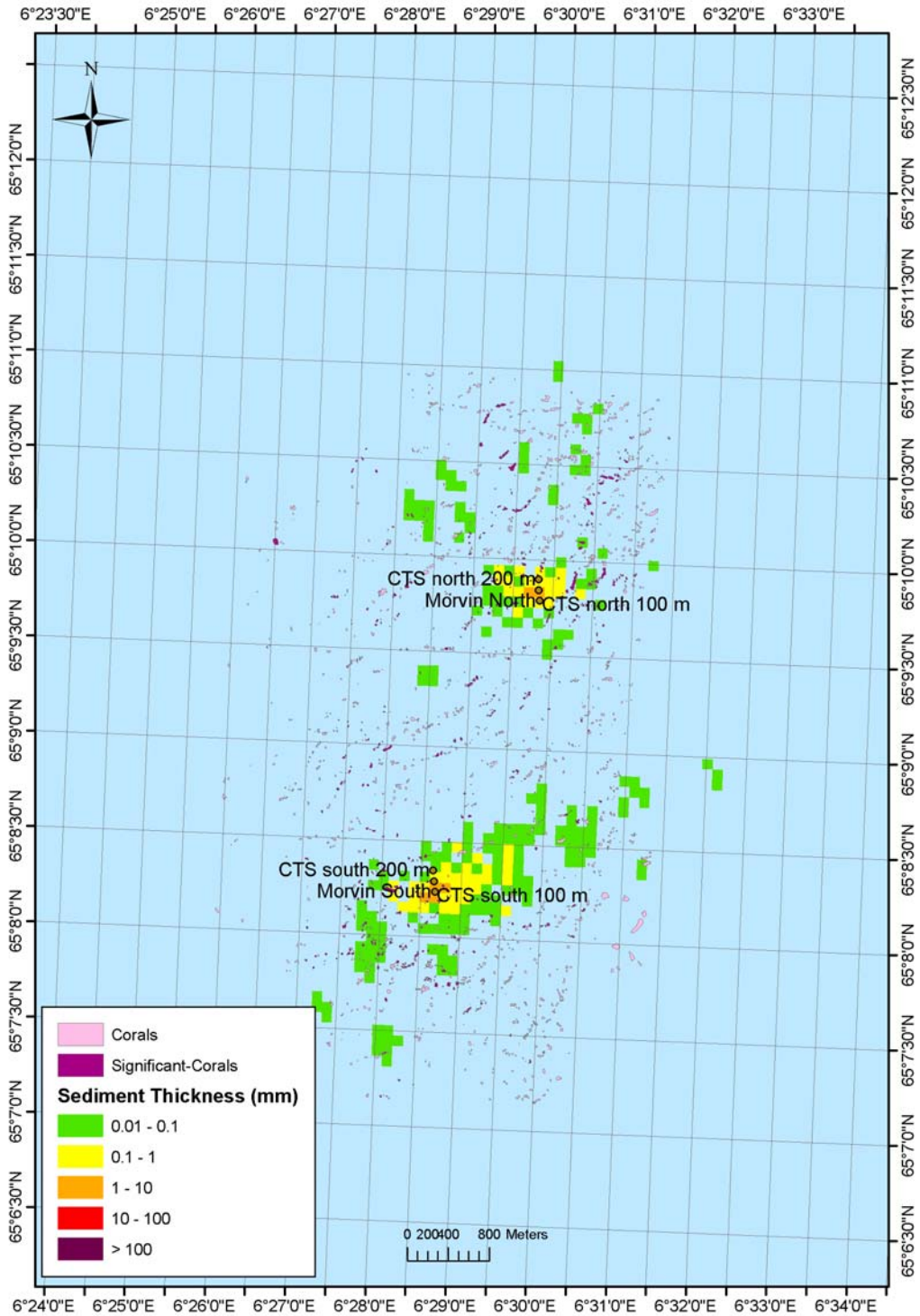
Figur C6 Utslipp av borekaks fra tiltak 2 – utslipp av borekaks fra 36" og 26" seksjonene. Ingen utslipp fra 17 ½" seksjonen.

Utslipp av borekaks fra tiltak 3:



Figur C7 Utslipp av borekaks fra tiltak 3 – utslipp av borekaks fra 17 ½” seksjonen. Ingen utslipp fra 36” og 26” seksjonene.

Utslipp av borekaks fra betraktning 1:



Figur C8 Utslipp av borekaks fra betraktning 1 – utslipp av borekaks fra 17 ½" seksjonen. Ingen utslipp fra 36" og 26" seksjonene. Grovere borekaks enn i figur C7.