

Til høringsinstansene
(i henhold til vedlagte adresseliste)

Lysaker, 19. august 2010

Høring av konsekvensutredning for PL 148 Nemo

I samsvar med lov om petroleumsvirksomhet § 4-2 og forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 har Lundin Norway AS på vegne av rettighetshaverne i PL 148 utarbeidet en konsekvensutredning for utbygging av Nemo. Konsekvensutredningen er utarbeidet på grunnlag av konsekvensutredningsprogrammet som ble fastsatt av OED 25.02.2010.

Konsekvensutredningen forelegges med dette for høringsuttalelse. Vi ber om at eventuelle kommentarer til konsekvensutredningen oversendes Lundin Norway AS, Strandveien 50D, 1366 Lysaker innen 19.11.2010.

Høring av konsekvensutredningen vil bli kunngjort i Norsk Lysingsblad. En elektronisk versjon av dokumentet vil bli tilgjengelig på hjemmesidene til Lundin Petroleum AB.

Med vennlig hilsen
Lundin Norway AS



Bjørn Sund
Prosjektdirektør
Lundin Norway AS

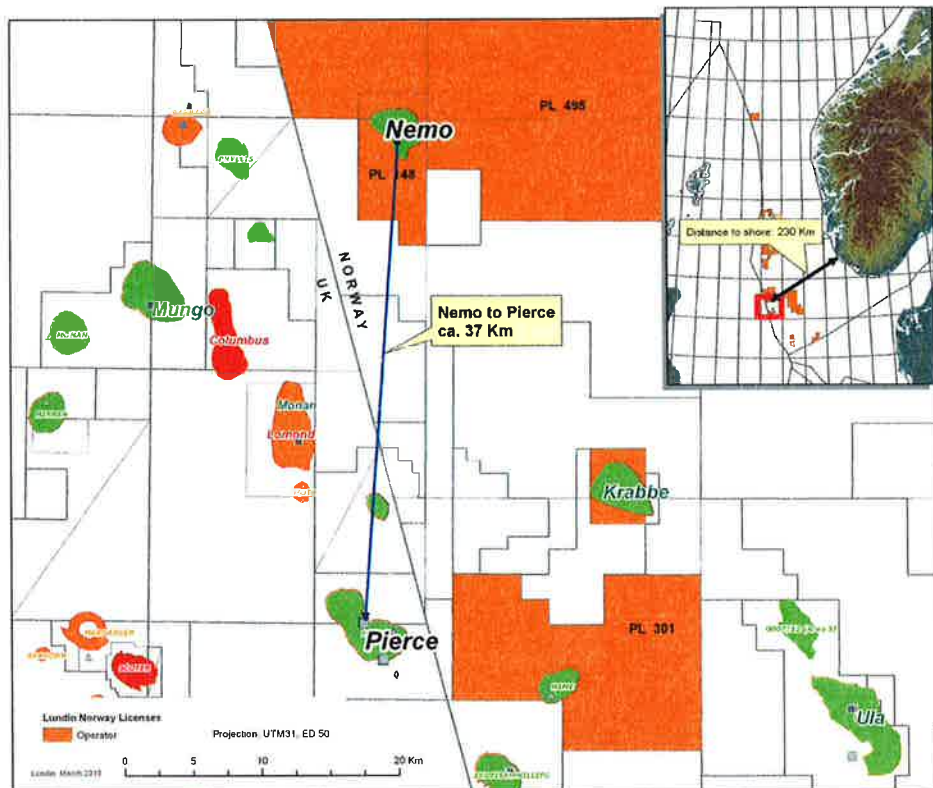
Vedlegg: Konsekvensutredning for PL 148 Nemo
Liste over høringsinstanser

Lundin Norway AS

Plan for utbygging og drift (PUD)

Nemo

Del 2 - Konsekvensutredning



Doc. No: 21480-LUN-RA-0007

Utarbeidet av:	Dato:	Verifisert av:	Godkjent av:	Revisions nr:
G.O.Fjeldheim <i>G.O. Fjeldheim</i>	18.08.10	B.Rudjord <i>B. Rudjord</i>	D.Mustad <i>D. Mustad</i>	01

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	5
2	Innledning	6
2.1	Generelt	6
2.2	Lovverkets krav til konsekvensutredninger	7
2.2.1	Krav i internasjonalt lovverk.....	7
2.2.2	Krav i norsk lovverk	8
2.2.3	Krav i britisk lovverk.....	9
2.2.4	Rammetraktater 1998 og 2005	9
2.2.5	Avklaringer med norske myndigheter	10
2.2.6	Avklaringer med britiske myndigheter.....	10
2.3	Formålet med konsekvensutredningen.....	11
2.4	Konsekvensutredningsprosessen	11
2.4.1	Norsk utredningsprosess	11
2.5	Tidsplan for utredningsprosessen	12
2.6	Forholdet til andre utredninger i området	12
2.7	Nødvendige myndighetstillatelser.....	13
3	Planer for utbygging, anlegg og drift	14
3.1	Feltets beliggenhet og historie.....	14
3.2	Eierforhold.....	14
3.3	Reservoarforhold	14
3.4	Produksjonsplan.....	15
3.5	Tidsplan for utbygging.....	16
3.6	Helse, miljø og sikkerhet.....	16
4	Foreslått utbyggings- og transportløsning	18
4.1	Begrunnelse for valg av utbyggingsløsning	18
4.2	Planlagt utbyggingsløsning	18
4.2.1	Produksjonsskip - Haewene Brim FPSO.....	19
4.2.2	Kraftforsyning til Nemo.....	20
4.3	Investeringer og driftskostnader.....	21
4.4	Avvikling av virksomheten.....	22
5	Fastsatt utredningsprogram	23
6	Beskrivelse av utredningsområdet	23
6.1	Influensområdet for Nemo.....	23
6.2	Beregnet influensområde i bore- og produksjonsfase	25
6.3	Meteorologi og oseanografi	27
6.4	Bunnforhold	29
6.5	Koraller og andre verdifulle bunnressurser	30
6.6	Plankton	31
6.7	Fiskeressurser	31
6.8	Sjøfugl.....	32
6.9	Sjøpattedyr	36

6.9.1	Sel	36
6.9.2	Oter.....	37
6.10	Natur- og marine områder.....	38
6.10.1	Strand	38
6.10.2	Ramsar-områder.....	38
6.10.3	Forslag til marin verneplan.....	38
6.10.4	Kulturminner/ Marin arkeologi	39
6.11	Spesielt miljøfølsomme eller verdifulle områder.....	39
6.11.1	SMO og SVO i utbyggingsfasen	41
6.11.2	SMO og SVO i driftsfasen	42
6.12	Andre næringer i influensområdet.....	42
6.12.1	Fiskerier	42
6.12.2	Akvakultur	44
6.12.3	Rekreasjonsområder	45
6.13	Sammenstilling av miljøressurser og annen virksomhet innenfor influensområdet til Nemo	45
7	Konsekvenser for miljø og naturressurser	47
7.1	Utslipp til luft.....	47
7.1.1	Utslipp til luft i utbyggingsfasen.....	48
7.1.2	Utslipp til luft fra Haewene Brim FPSO i driftsfasen	49
7.1.3	Avbøtende tiltak.....	49
7.2	Utslipp til sjø	50
7.2.1	Utslipp fra boring.....	50
7.2.2	Utslipp til sjø ved klargjøring av rørledninger for oppstart og drift.....	54
7.2.3	Utslipp til sjø ved normal drift.....	54
7.2.4	Avbøtende tiltak.....	57
7.3	Annen påvirkning av det marine miljøet.....	57
7.3.1	Miljøovervåking	57
7.3.2	Oppfølgingsaktiviteter	58
8	Konsekvenser for andre næringer	59
8.1	Konsekvenser for fiskeriene i berørt område	59
8.2	Konsekvenser for oppdrettsnæringen	59
8.3	Konsekvenser for skipsfart	59
9	Uhellsutslipp av olje	60
9.1	Beregning av konsekvenser ved oljeutslipp.....	61
9.1.1	Forutsetninger for beregning av skade.....	61
9.1.2	Valg av arter og geografisk avgrensning	62
9.1.3	Gradering av skade	63
9.2	Konsekvenser ved oljeutslipp fra Nemo	65
9.3	Konsekvenser ved overflateutslipp av olje fra Nemo.....	67
9.3.1	Konsekvenser for biologiske ressurser i sjø.....	67
9.3.2	Konsekvenser for biologiske ressurser langs kysten.....	68
9.3.3	Konsekvenser for andre brukerinteresser	70
9.4	Konsekvenser ved havbunnsutslipp av olje.....	70

9.4.1	Konsekvenser for biologiske ressurser til havs.....	70
9.4.2	Konsekvenser for biologiske ressurser langs kysten.....	71
9.4.3	Konsekvenser for andre brukerinteresser	71
9.5	Oljevernberedskap for Nemo.....	72
9.5.1	Etablering av oljevernberedskap.....	72
9.5.2	Virkninger av planlagt oljevernberedskap.....	73
10	Samfunnsøkonomiske konsekvenser	76
10.1	Samfunnsmessig lønnsomhet av utbygging	76
10.2	Virkninger av Nemo på investeringsnivået på kontinentalsokkelen.....	78
10.3	Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv til utbygging og drift av Nemo.....	78
10.3.1	Norske vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen.....	78
10.3.2	Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen.....	80
10.3.3	Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbygging og drift av Nemo.....	81
10.3.4	Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen.....	82
10.3.5	Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen.....	83
11	Referanseliste	84
12	Vedlegg	86

1 Sammendrag

På vegne av partnerne i PL 148 planlegger Lundin Norway AS utbygging av olje- og gassfeltet Nemo i Nordsjøen. Feltet ligger i den sørvestlige delen av Nordsjøen i blokkene 7/4 og 7/7 i norsk sektor. Feltet er lokalisert cirka 50 kilometer nordvest av Ula-feltet sør i Nordsjøen, og om lag 37 kilometer nord for det britiske Pierce-feltet. Vanddypet på feltet er 82 meter og reservoaret er påvist på ca. 3300 meters dyp. Det foreløpige ressursanslaget er i størrelsesorden 3 millioner Sm³ olje og 102 Sm³ gass. Planlagt oppstart av drift er fjerde kvartal 2012 med en forventet produksjonsperiode på 10 – 15 år.

Den valgte utbyggingsløsningen for Nemo omfatter tilknytning til Haewene Brim FPSO lokalisert ved Pierce-feltet i britisk sektor. Som en del av konseptvalget ble også andre løsninger vurdert. Konklusjonene fra vurderingene er at ressursene på Nemo-feltet er for lave til å kunne forsvare investeringskostnadene i en egen prosessfasilitet. En eventuell utbygging på norsk sokkel med en FPSO for koordinering av flere felt eller tilknytning til Ula kan være klar for oppstart i 2013-15. For oppstart i 2012 er det kun realistisk å gjennomføre tilknytning til felt på britisk sokkel.

Konsekvensutredningen er basert på et utredningsprogram som er godkjent av myndighetene. Høringsuttalelsene til utredningsprogrammet og Lundin Norway's vurderinger er presentert i Vedlegg I.

Miljøforhold og biologiske ressurser innen influensområdet er beskrevet. Det er ikke påvist kaldtvannskoraller i området. Størst potensial for miljøskade er knyttet til kystnære ressurser i influensområdet. Det er kun i borefasen at et utslipp vil kunne nå land og berøre deler av kysten av Rogaland. De kystnære områdene er svært viktige biotoper for fugl. Videre er områdene av stor rekreasjonsverdi. Flere av disse områdene er foreslått som marine verneområder.

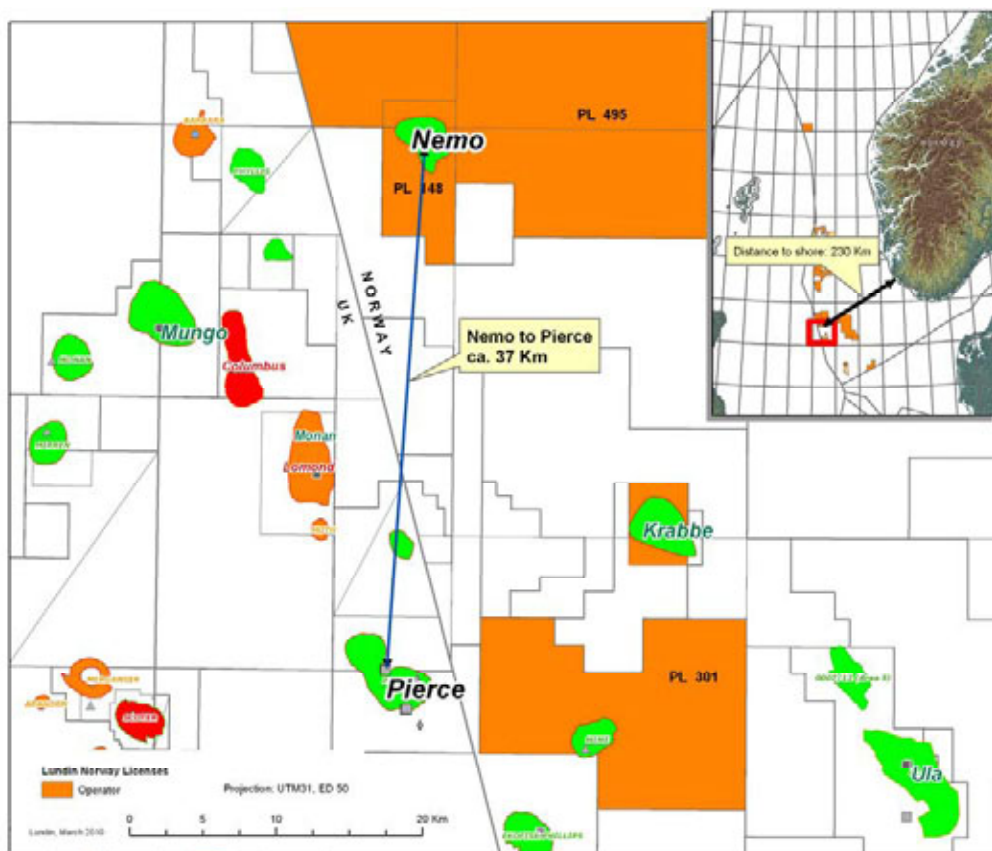
Utslipp til luft og sjø på norsk sokkel vil i hovedsak finne sted i utbyggingsfasen. I driftsfasen vil det kun være et begrenset utslipp av hydraulikkvæske til sjø på norsk sokkel. Utslipp på britisk sokkel i driftsfasen vil være regulert av britisk regelverk.

I offshoresammenheng er Nemo et mindre utbyggingsprosjekt. Prosjektet kan likevel være viktig for norsk næringsliv ved å skape verdifulle sysselsettingseffekter gjennom vare- og tjenesteleveranser. Norske leveranser av varer og tjenester til utbygging av Nemo er beregnet til noe over 1,8 milliarder 2010-kr, hvilket tilsvarer 57 % av totalinvesteringen. Samlet gir Nemo en netto kontantstrøm på rundt 4,0 milliarder 2010-kr. Dette betyr nær 2,6 milliarder kr i skatteinntekt til staten og vel 1,4 milliarder kr til selskapene som deltar i prosjektet.

2 Innledning

2.1 Generelt

Lundin Norway AS planlegger utbygging av olje- og gassfeltet Nemo (PL 148) i Nordsjøen. Nemo-feltet ligger i den sørvestlige delen av Nordsjøen i blokkene 7/4 og 7/7 i norsk sektor. Feltet er lokalisert cirka 50 kilometer nordvest av Ula-feltet sør i Nordsjøen, og om lag 37 kilometer nord for det britiske Pierce-feltet, ref. Figur 1 og Figur 2. Vanddyppet på Nemo-feltet er 82 meter og reservoaret er påvist på om lag 3300 meters dyp.



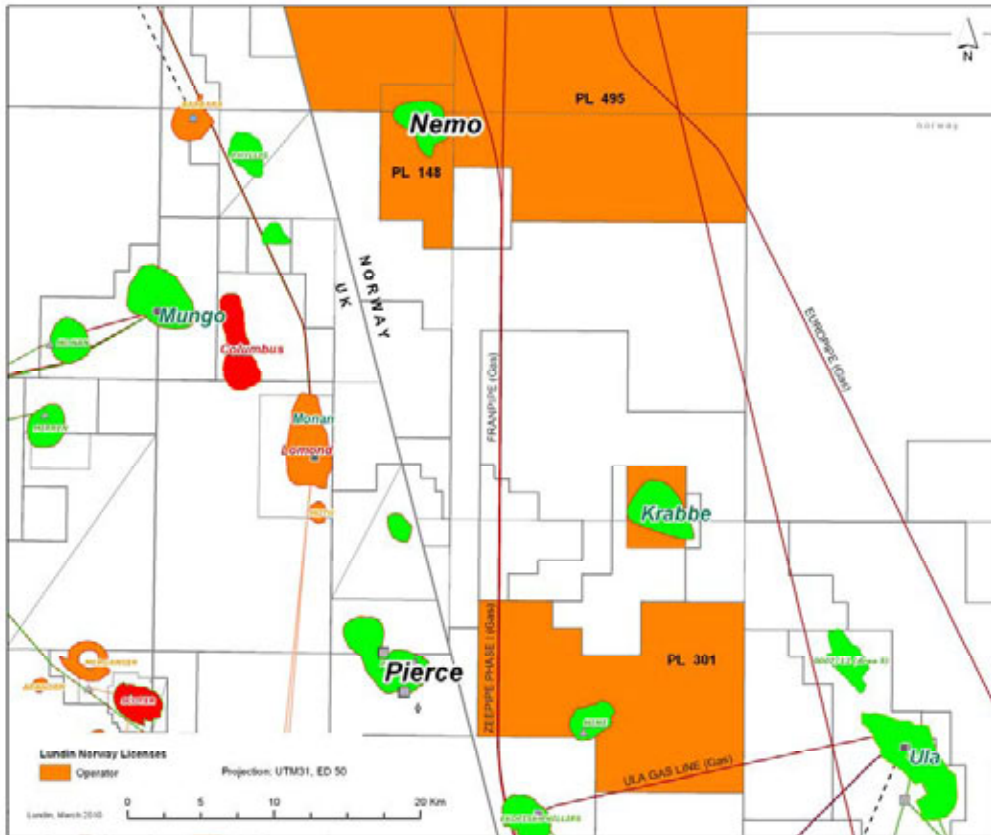
Figur 1: Lokaliseringen av Nemo.

Det har vært vurdert flere mulige utbyggingsløsninger:

- FPSO (flytende produksjon og lagerenhet)
- tilknytning til Ula-plattformen
- tilknytning til Mungo/ETAP i britisk sektor
- tilknytning til Haewene Brim FPSO/Pierce i britisk sektor.

Konklusjonene fra vurderingene er at ressursene på Nemo-feltet er for lave til å kunne forsvare investeringskostnadene i en egen prosessfasilitet. En utbygging på norsk sokkel, som omfatter en FPSO for koordinering av flere felt eller tilknytning til Ula, kan være klar for oppstart i 2013-15. For oppstart i 2012 er det kun realistisk å gjennomføre tilknytning

til felt på britisk sokkel. Flere tilkoblingsalternativer er blitt vurdert for Nemo-feltet. Alle alternativene har omfattet en havbunnsutbygging med en produksjonsrørledning, en vanninjeksjonsrørledning og en kontrollkabel mellom Nemo-feltet og vertsinstallasjonen.



Figur 2: Nemo-feltet og eksisterende rørledninger

Den valgte utbyggingsløsningen er en tilknytning til Haewene Brim FPSO lokalisert ved Pierce-feltet i britisk sektor. Det redegjøres nærmere for valgt utbyggingsløsning i Kapittel 4.

2.2 Lovverkets krav til konsekvensutredninger

2.2.1 Krav i internasjonalt lovverk

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som både Norge og Storbritannia har implementert. EUs Rådskonklusjon 97/11/EC (endningsdirektiv til Rådskonklusjon 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 konsekvensutredning for grenseoverskridende miljøkonsekvenser", ESPOO-konvensjonen fra 1991.

2.2.2 Krav i norsk lovverk

Ved utbygging på norsk sokkel pålegger petroleumslovens § 4-2 rettighetshaveren, som vil starte en utbygging av en petroleumsforekomst, å framlegge for OED en plan for utbygging og drift av forekomsten. Planen skal inneholde en beskrivelse av økonomiske, ressursmessige, tekniske, sikkerhetsmessige, næringsmessige og miljømessige forhold samt opplysninger om hvordan en innretning vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten. Planen skal også inneholde opplysninger om innretninger for transport eller utnyttelse av petroleum. Det kreves også at det utarbeides en konsekvensutredning som en del av PUD.

Konsekvensutredningen (KU) skal beskrive utbyggingen og redegjøre for virkningene utbyggingen kan ha for nærings- og miljømessige forhold og hva som kan gjøres for å redusere og avbøte eventuelle skader og ulemper som utbyggingen kan medføre. Videre skal det klargjøres hvordan miljøkriterier og -konsekvenser har vært lagt til grunn for tekniske løsninger.

Utredningsplikten kan i henhold til gjeldende lover og forskrifter ved en utbygging oppfylles enten gjennom en feltspesifikk konsekvensutredning (FKU) eller en kombinasjon av en feltspesifikk konsekvensutredning og en regional konsekvensutredning (RKU). Det er opp til selskapene selv å avgjøre hvordan utredningsplikten mest hensiktsmessig kan oppfylles.

Følgende bestemmelser om utredningsprogrammet er gitt i Forskrift til Lov om Petroleumsvirksomhet (Petroleumsforskriften), §22:

"Rettighetshaver skal i god tid før fremleggelse av plan for utbygging og drift av en petroleumsforekomst utarbeide forslag til utredningsprogram. Forslaget skal gi en kort beskrivelse av utbyggingen, av aktuelle utbyggingsløsninger og på bakgrunn av tilgjengelig kunnskap, av antatte virkninger for andre næringer og miljø, herunder eventuelle grenseoverskridende miljøvirkninger. Videre skal forslaget klargjøre behovet for dokumentasjon. Dersom det er utarbeidet en konsekvensutredning for det området hvor utbyggingen planlegges gjennomført, skal forslaget klargjøre behovet for ytterligere dokumentasjon eller oppdatering."

"Forslaget til utredningsprogram bør i nødvendig grad inneholde en beskrivelse av hvordan utredningsarbeidet vil bli gjennomført, særlig med sikte på informasjon og medvirkning i forhold til grupper som antas å bli særlig berørt. Forslaget til utredningsprogram skal baseres på rammene for dokumentasjon i § 22a."

"Rettighetshaver sender forslaget til utredningsprogram til uttalelse til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner. Det skal settes en rimelig frist for uttalelser. Fristen bør ikke være kortere enn seks uker. Departementet fastsetter utredningsprogrammet på bakgrunn av forslaget og uttalelsene til dette. Det skal redegjøres for innkomne uttalelser og hvordan disse er vurdert og ivare tatt i fastsatt program. Kopi av fastsatt program skal sendes til dem som har avgitt uttalelse i saken. Avgjørelser etter denne bestemmelsen er ikke enkeltvedtak etter forvaltningsloven. Departementet kan i særlige tilfeller bestemme at departementet sender forslag til utredningsprogram på høring."

Med hensyn til grenseoverskridende miljøvirkninger vil disse bli utredet i henhold til bestemmelsene i Espoo-konvensjonen fra 1991. Relevante bestemmelser er nedfelt i Petroleumsforskriftens § 22c om konsekvensutredning ved vesentlige grenseoverskridende miljøvirkninger:

"Dersom en utbygging kan få vesentlige grenseoverskridende miljøvirkninger, skal departementet oversende utredningsprogrammet og informasjon om kravet til godkjenning av plan for utbygging og drift til stater som kan bli berørt, senest samtidig med at utredningsprogrammet blir sendt på høring. Slik informasjon skal også sendes dersom en stat som i betydelig utstrekning kan bli berørt, anmoder om det.

Berørte stater kan delta i konsekvensutredningsprosessen, herunder avgi uttalelse om utredningsprogrammet og konsekvensutredningen til departementet. Departementet sender konsekvensutredningen til rette myndighet i berørte stater samtidig som konsekvensutredningen sendes på høring i Norge. Departementet kan pålegge rettighetshaver å utarbeide dokumentene tilknyttet konsekvensutredningen i de fremmede språk som er nødvendige.

Departementet skal ved godkjenning av plan for utbygging og drift oversende det i § 20 fjerde ledd nevnte dokument til rette myndighet i berørte stater."

2.2.3 Krav i britisk lovverk

De britiske kravene til konsekvensutredning reguleres av Petroleum Production and Pipelines Regulations fra 1999. Regulerende myndighet for petroleumsutbygginger i Storbritannia er Department of Energy and Climate Change (DECC).

Britiske myndigheter krever en miljøutredning og offentlig konsultasjon ved utvikling av nye felt med forventet gassproduksjon på mer enn 500.000 m³ pr dag. Dette kravet kan ivaretas gjennom en "Environmental Statement (ES)" eller en "Production Operations Notice (PON15d)" ved mindre tiltak/endringer.

Omfanget av konsekvensutredningen er begrenset til å gjelde virkninger for miljø og naturressurser. For øvrig er det ingen formelle krav til utformingen av dokumentet. Behandlingstiden for godkjenning er om lag 8 uker etterfulgt av en 6 ukers klagefrist.

2.2.4 Rammetraktater 1998 og 2005

For å forenkle samarbeidet over grenselinjen har norske og britiske myndigheter signert to viktige traktater som regulerer mulige grensekryssende prosjekter.

I 1998 ble "The 1998 treaty for inter-connecting submarine Pipelines" inngått mellom Norge og Storbritannia. Traktaten omhandler legging og drift av rørledninger på kontinentalsokkelen som krysser delelinjen.

I 2005 ble det inngått en rammeavtale om grensekryssende utbyggingsprosjekter (St.prp. nr. 14, 2005-2006). Prosjektene som omfattes av denne rammetraktaten er nye ilandføringsrørledninger som krysser sokkelgrensen, felles utnyttelse av felt som krysser sokkelgrensen og felles utnyttelse av infrastruktur på tvers av sokkelgrensen.

Valgt utbyggingsløsning med tilknytning til Hæwene Brim FPSO omfattes av bestemmelsene i rammeavtalen fra 2005. Rammeavtalens artikkel 4.3 bestemmer hvilken regjering som har beslutningsmyndighet i spørsmål knyttet til bruk av et vertsanlegg.

Hovedregelen er at:

".. den regjering på hvis side av grenselinjen et vertsanlegg er plassert som skal ta beslutninger for så vidt angår installasjonen, og at det er regjeringen på hvis side av grenselinjen reservoaret befinner seg som skal ta beslutninger for så vidt angår reservoaret. Begge regjeringer er forpliktet til å ta sine beslutninger i nær konsultasjon med den annen regjering og å ta rimelig hensyn til de forhold som anføres."

I følge rammeavtalen er rettighetshaverne pålagt å legge fram for begge regjeringer en utbyggingsplan som dekker de forhold som er relevante for prosjektet for godkjenning. For en utbyggingsløsning med tilknytning til Haewene Brim FPSO er denne konsekvensutredningen utarbeidet for å imøtekomme norske krav ved utbygging og produksjon fra norsk reservoar. Tilsvarende utarbeides nødvendig dokumentasjon for rørledninger og modifikasjoner av anlegg på britisk side for å møte britiske krav. Dokumentasjonen som sendes britiske myndigheter vil i større grad enn den norske konsekvensutredningen fokusere på tiltak på britisk side.

Tema i traktatene som er viktige for prosjektet å håndtere er:

- Fiskalmåling
- HMS standarder og oppfølging
- Inspeksjon
- CO₂-avgift versus kvoter

2.2.5 Avklaringer med norske myndigheter

I følge Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif) og Department of Energy and Climate Change (DECC) skal det betales CO₂-avgift og CO₂-kvoter for utslipp på norsk sokkel og CO₂-kvoter for utslipp på britisk sokkel.

I utgangspunktet har norske myndigheter vurdert CO₂-utslipp fra produksjonsboringer som kvotepliktige. I brev av 28. februar 2008 fra SFT (nå Klif) til OLF vises det til at selv om det vurderes som rettslig holdbart at CO₂-utslipp fra boring med mobile rigger utløser kvoteplikt, ønsker myndighetene en tilnærmet lik praktisering av klimakvotedirektivet i Norge og i de andre store offshore-landene rundt Nordsjøen. I følge brev fra Klif datert 21.06.2010 er det nå bestemt at mobile rigger som borer produksjonsbrønner er kvotepliktige.

Artikkel 1.5 og 4.1 i rammetraktaten om grensekryssende prosjekt (2005) fastsetter at delelinjen utgjør grensen for hvor langt norske HMS-krav er gyldige for Nemo-utbyggingen.

Artikkel 1.7 omfatter måling og inspeksjon. Det antas at norske myndigheter vil stille krav til fiskal måling for Nemo-prosjektet. Strategien er å utføre allokering og fiskalmåling på vertsplattformen. Dersom målingen skal finne sted på Haewene Brim FPSO er det fastsatt retningslinjer for hvordan de to landene skal samarbeide med hensyn til fiskal måling.

Norske HMS-bestemmelser vil gjelde for feltutbygging og rørledninger i norsk sektor. Tilknytning til og modifikasjoner på FPSO'en vil skje i henhold til britisk regelverk.

2.2.6 Avklaringer med britiske myndigheter

I mars 2010 ble det avholdt et møte med DECC for å avklare saksbehandling og krav til dokumentasjon vedrørende Nemo-utbyggingen. Konklusjonen ble at det ikke er påkrevd med ny konsekvensutredning (Environmental Statement) for tilknytning til Haewene Brim FPSO. Dette fordi Nemo-utbyggingen vurderes til å være et mindre tiltak som medfører marginale endringer på den eksisterende innretningen.

I henhold til "the Petroleum Act, 1998" er det imidlertid et krav om Pipeline Works Authorisation (PWA) for rørledningene fra grenselinjen til Haewene Brim FPSO. PWA skal omfatte både manifoldstrukturen og tie-in punktet for stigerøret. PWA skal underbygges med en miljøgodkjenning basert på en søknad i henhold til PON15C for rørledninger.

Behandlingstiden for denne søknaden er 28 dager. Behandlingen av PWA forutsetter at det foreligger en godkjenning av PON15C søknaden.

For å dekke eventuelle operasjonelle endringer om bord på Haewene Brim FPSO er det nødvendig med en oppdatering av the Field Development Plan (FDP). Denne oppdateringen vil måtte underbygges med en søknad om miljøgodkjenning i henhold til PON15D. Behandlingstiden for PON15D-søknaden er 28 dager.

2.3 Formålet med konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen skal klargjøre virkninger ved utbygging og drift av feltet som kan ha vesentlige konsekvenser for miljø, naturressurser og samfunn. 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 beslutningsprosessen, samtidig som den skal sikre offentligheten informasjon om prosjektet.

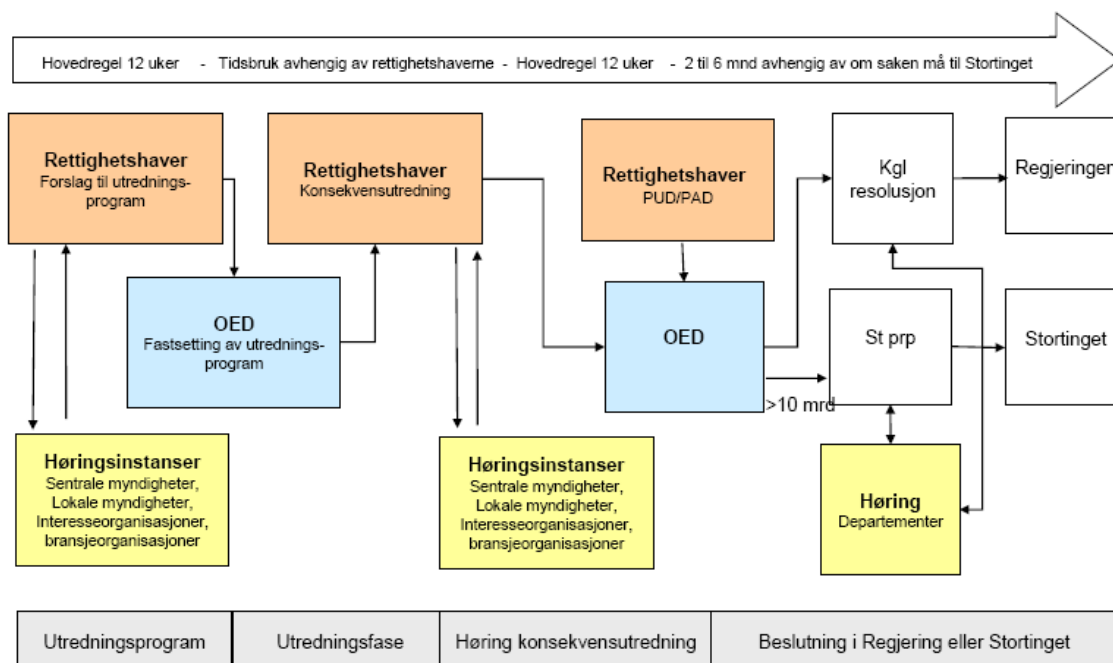
Saksbehandlingen knyttet til program for konsekvensutredning og konsekvensutredning gir de instanser som kan bli berørt av planene anledning til å komme med innspill som kan påvirke utformingen av prosjektet.

2.4 Konsekvensutredningsprosessen

2.4.1 Norsk utredningsprosess

Konsekvensutredningen utarbeides av operatøren i henhold til gjeldende regelverk. Operatøren sender forslag til utredningsprogram på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner, og innhenter uttalelse fra disse. Høringsinstansene vil være de samme som for forslag til utredningsprogram. Samtidig kunngjøres det i Norsk lysingsblad at konsekvensutredningen er sendt på høring. Frist for høring av konsekvensutredningen er satt til 12 uker. Utrednings- og saksbehandlingsprosessen for feltspesifikke konsekvensutredninger og PUD/PAD er vist i Figur 3.

OED forestår den endelige behandlingen og tar stilling til om utredningsplikten er oppfylt. I OEDs saksframlegg skal det framgå hvordan virkninger av utbyggingen og innkomne uttalelser er vurdert, og hvilken betydning disse er tillagt. Saksframlegget skal vurdere om det skal settes vilkår med sikte på å begrense eller avbøte negative virkninger. Siden prosjektets investeringsramme vil være mindre enn 10 milliarder NOK vil planen godkjennes av OED etter framlegging for Kongen i Statsråd og ikke av Stortinget (Stortingsprop. 1, 2006-2007, punkt IX).



Figur 3: Skjematisk framstilling av utrednings- og saksbehandlingsprosessen for feltspesifikke konsekvensutredninger og PUD/PAD.

2.5 Tidsplan for utredningsprosessen

Foreløpig tidsplan vedrørende utredningsprosessen for Nemo:

Oversendelse av KU til OED:	19.august 2010
Oversendelse av PUD til OED:	15.oktober 2010
Antatt godkjenning av PUD:	16.desember 2010
Planlagt oppstart av produksjon:	1.desember 2012

2.6 Forholdet til andre utredninger i området

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen (RKU Nordsjøen) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62°N.

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.

I oktober 2007 ble oppdatert RKU Nordsjøen sluttbehandlet av myndighetene. Den regionale konsekvensutredningen er delt inn i ulike områder og gjengir områdenes infrastruktur, operasjonelle utslipp, overvåkingsundersøkelser og miljøtiltak. Videre beskrives miljøkonsekvenser av planlagte utslipp til luft og sjø samt uhellsutslipp, konsekvenser som følge av fysiske inngrep, konsekvenser for fiskerinæringen og samfunnsmessige virkninger. Nemo er ikke inkludert i prognosegrunnlaget for RKU Nordsjøen fra 2007. For Nemo-prosjektet er RKU Nordsjøen benyttet som referansedokument.

2.7 Nødvendige myndighetstillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanene vil det måtte innhentes ulike tillatelser fra myndighetene. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser kan vente til utbyggingsfasen. Noen tillatelser er bare relevante for nedstegningsfasen.

En oversikt over tillatelser må etableres for henholdsvis prosjekterings- og utbyggingsfase og vil bli utarbeidet i den videre planprosessen og gjennom behandling av konsekvensutredningen for Nemo-prosjektet. En foreløpig liste over nødvendige søknader og tillatelser i Norge omfatter:

- Plan for utbygging og drift (PUD)
- Konsekvensutredning (KU)
- Tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for produksjonsboring og klargjøring for drift
- Tillatelse til oppstart

Konsekvensutredningen vil i all hovedsak dekke utbygging og konsekvenser på norsk sokkel. Britiske dokumentasjonskrav for Nemo-prosjektet er som følger, ref. Kapittel 2.2.6:

- Pipeline Work Authorization (PWA)
- Petroleum Operations Notice (PON15C og PON15D)

Som operatør for Pierce-feltet vil Shell UK utarbeide nødvendig dokumentasjon til britiske myndigheter.

Rammetraktatene av 1998 og 2005 gir retningslinjer for dokumentasjonskrav og tillatelser for prosessering på britisk vertsplattform og eksportørledninger som krysser norsk og britisk sektor.

3 Planer for utbygging, anlegg og drift

I dette kapittelet redegjøres det for planer for utbygging og drift av Nemo. Den foreslåtte utbyggingsløsningen beskrives nærmere i Kapittel 4.

3.1 Feltets beliggenhet og historie

Oljefunnet ble påvist av Statoil i 1992 med letebrønn 7/7-2. I tillegg er det boret to avgrensningsbrønner, 7/7-3 og 7/4-2. Den første av disse ble boret av Statoil i 1993. Avgrensningsbrønn 7/4-2 ble boret av Lundin i 2008, som ny eier og operatør på lisensen. Brønnen ble boret til et vertikalt dyp på 3416 meter under havflaten. Ingen videre boreaktiviteter er planlagt før innlevering av PUD.

3.2 Eierforhold

Nemo-feltet ligger innenfor området som omfattes av produksjonslisens PL 148. Lundin Norway AS har vært operatør for PL 148 siden 1. januar 2004. Rettighetshavere og eierandeler i lisensene er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Rettighetshavere og eierandeler i produksjonslisens PL 148 Nemo

Selskap	Eierandel
Lundin Norway AS	50 %
Talisman Energy Norge AS	30 %
Norwegian Energy Company ASA (Noreco)	20 %

Lundin Norway AS er et datterselskap av Lundin Petroleum AB som har hovedkontor i Geneve. Lundin Petroleum AB ble etablert i 2001. Selskapet etablerte kontor i Norge i 2004 ved opprettelsen av Lundin Norway AS. Selskapet har hovedkontor på Lysaker utenfor Oslo. Selskapet har andel i 42 lisenser på norsk sokkel hvorav 2 av lisensene er i produksjon (Alvheim og Volund). Lundin Norway AS er tildelt operatørskapet for 24 av disse lisensene. Lundin Norway AS har per dato 72 fast ansatte på Lysaker. Nemo er den første feltutbyggingen der Lundin Norway AS er operatør.

Talisman Energy Norge AS er et kanadisk eid oljeselskap. Talisman Norge har hovedkontor i Stavanger.

Norwegian Energy Company ASA (Noreco) er et norsk olje- og gasselskap med kontor i Stavanger.

3.3 Reservoarforhold

Nemo-feltet ligger ca. 50 km nord for Ula-plattformen, som er den nærmeste prosesseringsplattformen i norsk sektor. Grensen til britisk sektor er om lag 8 km vest for Nemo.

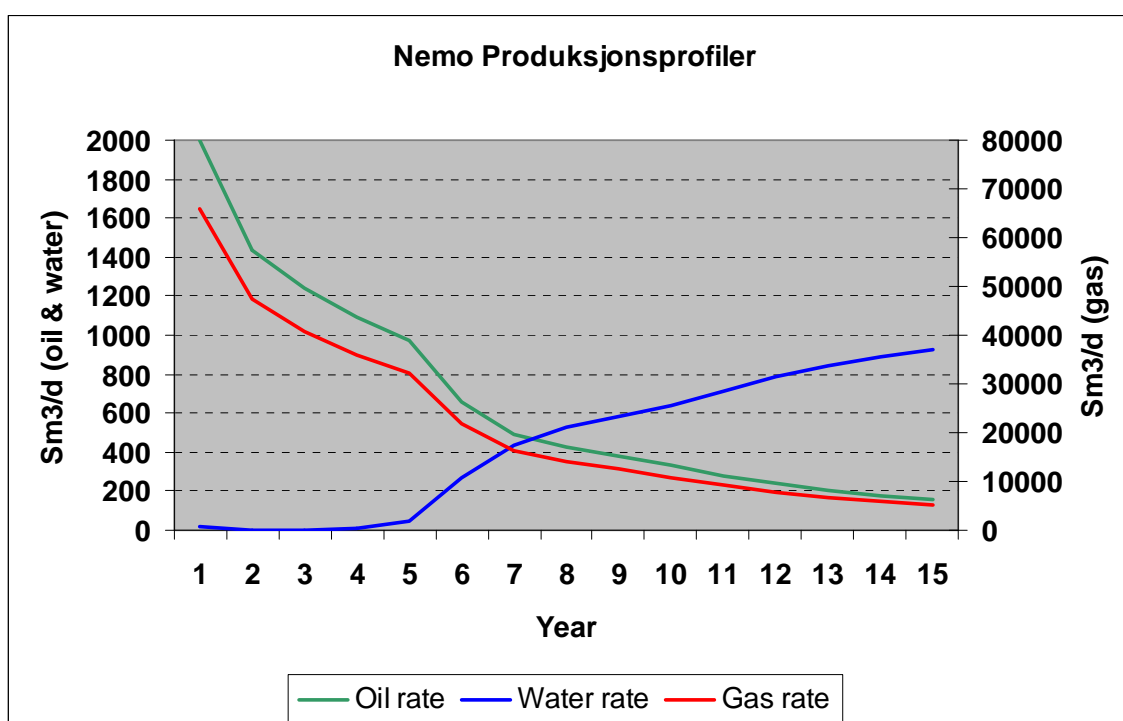
Nemo er et oljefunn med reservoarbetingelser som grenser til definisjonen høyt trykk og høy temperatur med om lag 633 bars trykk og temperatur på 145 °C. Reservoaret ligger i Ula formasjonen og representerer sedimenter avsatt i et grunnmarint miljø. Det er god korrelasjon mellom letebrønnene som er boret, men reservoarkvalitet varierer betydelig og en serie forkastninger kan bidra til segmentering av ressursene.

3.4 Produksjonsplan

Det foreløpige anslaget av tilstedeværende ressurser er i størrelsesorden 3 millioner Sm³ olje og 102 millioner Sm³ gass. Gass/oljeforhold (GOR) er ca 34 m³/m³ som indikerer en sterkt undermettet olje. Oljen er av god kvalitet med tetthet 0,878 g/cc (30°API). Imidlertid vil voksavsetningstemperaturen på 30-35°C medføre en utfordring med hensyn til transport over lengre avstander uten oppvarming.

Forventet maksimal produksjon fra feltet er 68.000 Sm³ gass og 2.000 Sm³ olje per dag. Maksimal vannproduksjon er omtrent 1000 Sm³ per dag. Forventet produksjonsperiode er 10 - 15 år avhengig av oljepris og driftskostnader. Forventet produksjonsprofil for Nemo er vist i Figur 4.

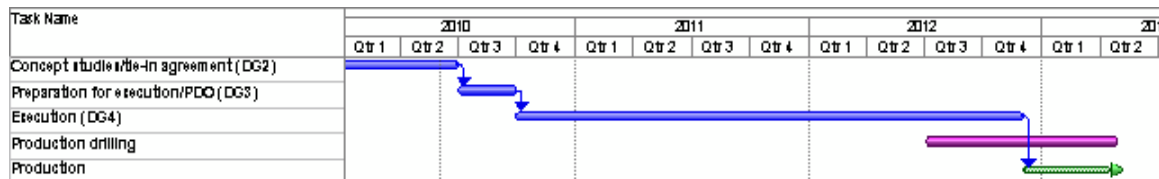
Produksjonstrategien er basert på naturlig trykkavlasting fra starten med introduksjon av vanninjeksjon innen 1-1.5 år etter produksjonsstart.



Figur 4: Forventet produksjonsprofil for Nemo

3.5 Tidsplan for utbygging

En foreløpig tidsplan med oppstart i desember 2012 er vist i Figur 5.



Figur 5: Foreløpig tidsplan for utbygging av Nemo

3.6 Helse, miljø og sikkerhet

Lundin Norway AS og øvrige rettighetshavere har etablert målsettinger for gjennomføring av Nemo-prosjektet, som blant annet omfatter målsettinger for helse, miljø og sikkerhet (HMS). Dette på grunn av at selskapene erkjenner at gode HMS-resultater er avgjørende for en bærekraftig utvikling og nødvendig for å oppfylle forpliktelser og øvrige forventninger til utbygging og drift av Nemo-feltet.

HMS-visjonen for feltutbyggingsprosjektet er formulert som følger:

Utbygging, drift og fremtidig fjerning av Nemo feltet skal gjennomføres ved at det samtidig vernes om miljø, helse og verdier. Utbyggingsprosjektet skal gjennomføres uten personskaide.

For å nå dette målet skal organisasjonen:

- Ta ansvar for sikkerhet, helse og arbeidsmiljø
- Holde utslipp til luft og sjø så lave som praktisk mulig, samt arbeide for å oppnå null miljøskadelige utslipp og uhellsutslipp.

Prosjektet vil etablere interne kontrollsystemer og en strukturert arbeidsmetodikk. HMS vil i alle faser av prosjektet inngå som en integrert del av prosjektarbeidet. Som følge av dette vil utbyggingsprosjektet oppfylle aktuelle lover, forskrifter, anerkjente standarder og selskapsinterne krav.

HMS arbeidet vil i stor grad være risikobasert med fareidentifikasjon og vurdering av konsekvenser. Basert på kartlegging av risiko vil man implementere tiltak for å redusere risiko og mulige konsekvenser. I tillegg vil det bli etablert beredskap for å ivareta uønskede hendelser. I forbindelse med søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven vil beredskapsplanene bli diskutert med fagmiljøer og myndigheter.

Myndighetens målsetting om null miljøfarlige utslipp til sjø er definert i St.meld. nr. 58 (1996-97) "Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling" og i St.meld. nr. 25 (2002-2003) "Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand". Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet vil stå sentralt i planleggingen av de tekniske løsninger for utbyggingen av Nemo.

IPPC-direktivets krav vil bli lagt til grunn for utbyggingen. Risiko for utslipp, ulykker og mulige negative miljøbelastninger skal reduseres til et minimum basert på anvendelse av kost-nytte vurderinger, beste tilgjengelige teknikker og kunnskap. Målet er å minimalisere sannsynligheten for skade.

Det er etablert risikoakseptkriterier som omfatter utbygging og drift. Disse vil bli benyttet som basis for måling av risiko og vurdering av risikoreducerende tiltak.

Alt bore- og brønnutstyr skal være tilpasset formålet og skal oppfylle myndighetenes og Lundin Norways krav og spesifikasjoner.

Fasiliteter og utstyr skal gjennomgå systematisk vedlikehold, erfaringer fra operasjoner skal registreres og behandles systematisk for å oppnå forbedringer. Personell involvert i planlegging, implementering og verifisering av bore- og brønnoperasjoner skal inneha de riktige kvalifikasjoner.

Driften av havbunnsinnretningene på Nemo skal følge norske myndigheters miljøkrav. Det skal ikke forekomme ukontrollerte utslipp. Miljørisiko skal identifiseres og tiltak iverettes.

4 Foreslått utbyggings- og transportløsning

4.1 Begrunnelse for valg av utbyggingsløsning

Planlagt utbyggingsløsning omfatter en brønnramme med plass til fire brønner og en produksjonsrørledning i rustfritt materiale i en "rør-i-rør" konstruksjon. Valgt løsning er begrunnet med følgende argumenter:

- Brønnramme for fire brønner med integrert manifold
 - Robust løsning for å oppnå god trålbekyttelse
 - Alle brønnene kan bores uten flytting av borerigg
 - Første produsentbrønn skal kunne konverteres til vanninjeksjon med lavest mulig risiko for utslipp til sjø
 - Samtidig boring og produksjon uten flytting av borerigg
- "Rør-i-rør" produksjonsrørledning
 - Ankomsttemperaturen for brønnstrømmen på Haewene Brim FPSO skal være høyere enn voksdannelsestemperaturen ved normal drift. Løsningen medfører et lavt varmebehov og dermed redusert behov for energi til oppvarming
- Rustfri produksjonsrørledning
 - Ved å unngå bruk av korrosjonsinhibitor reduseres både kjemikaliebehovet og utslipp til sjø. I tillegg påvirkes ikke separasjonsegenskapene i prosessanlegget på Haewene Brim FPSO.

Kulepunkt nr.2 og 3 representerer BAT-tiltak som sammenliknet med alternative tekniske løsninger fører til redusert:

- energiforbruk
- antall kjemikalier i bruk
- utslipp av kjemikalier til sjø.

4.2 Planlagt utbyggingsløsning

Utbyggingsløsningen for Nemo er basert på en brønnramme med plass til fire brønner . Brønnene vil derfor kunne bores uten flytting av borerigg. Det er foreløpig ikke konkludert om boringen vil bli utført ved hjelp av en halvt nedsenkbar eller oppjekkbar borerigg.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien for Nemo innebærer to produsenter og en vanninjektor. Det er aktuelt at vanninjektoren starter som en produsent. Det er tilrettelagt for oppkobling av tilleggsbrønner ved et eventuelt behov for flere brønner i framtiden.

Brønnstrømmen transporteres i en rørledning til Haewene Brim FPSO, som opereres av Shell UK. Bluewater eier produksjonsskipet og er innleid som driftsoperatør. Avstanden mellom Nemo og FPSO'en er ca. 37 km.

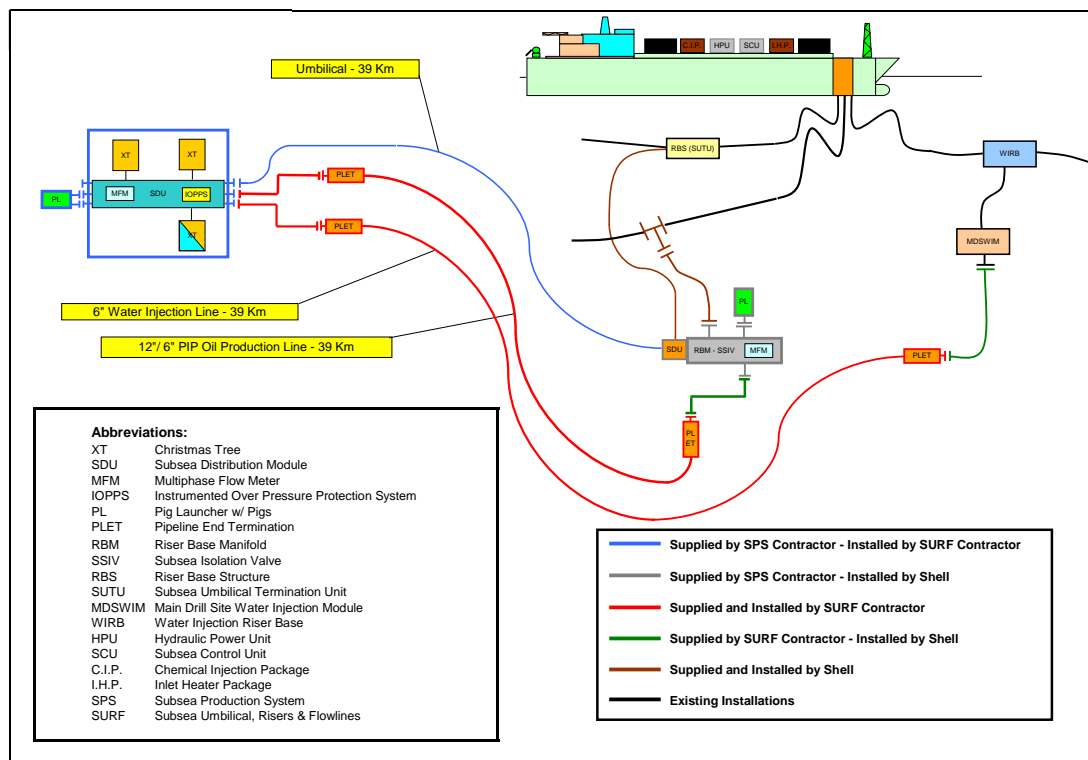
Det valgte konseptet baseres på at produksjonsrørledningen fra Nemo kobles til en av produksjonsrørledningene fra Pierce-feltet i nærhet til produksjonsskipet. Dette betyr at man unngår installasjon av nye stigerør eller nytt innløpsarrangement på produksjonsskipet som følge av Nemo-prosjektet. En oversikt over valgt utbyggingsløsning er vist i Figur 6.

Produksjonskapasiteten på Haewene Brim FPSO er tilstrekkelig for samproduksjon av Pierce- og Nemo-feltet med god margin. For de beregnede innløpstemperaturene for blandingen av brønnstrømmene (Pierce + Nemo) vil det i perioder kunne være behov for oppvarming. Dette oppnås ved oppgradering av eksisterende utstyr ombord.

Måling av produksjonen fra Nemo-feltet krever bruk av undervannsmultifasemålere som kalibreres mot en testseparatormåler for brønnstrømmen. Konseptløsningen er under utvikling og vil bli forelagt begge lands myndigheter før innsending av PUD.

Vanninjeksjonssystemet på Haewene Brim FPSO har tilstrekkelig kapasitet for å dekke både Pierce og Nemo.

Det planlegges å installere en egen kjemikalieutstyrsenhet samt ny metanolpumpe for å kunne levere kjemikalier til brønnene. Kontrollkabelen til Nemo-feltet vil knyttes til kontrollkabelen fra Pierce-feltet nær FPSO'en.



Figur 6: Skjematisk oversikt over valgt utbyggingsløsning med hovedkomponenter

4.2.1 Produksjonsskip - Haewene Brim FPSO

Pierce-feltet ligger på britisk side i Nordsjøen i lisensene 23/22a og 23/27 med en avstand på 280 km øst for Aberdeen. Vanddyptet ved Pierce-feltet er på ca. 85 meter. Feltet ble satt i produksjon i 1999 ved bruk av undervannsbrønner knyttet til et produksjonsskip. Produksjonsskipet eies og opereres av Bluewater Energy Services (BES) som 'duty holder' på vegne av feltoperatøren Shell UK.

Produksjonsskipet har en lengde på 252 meter og bredde på 42 meter og er bygget med dobbelt skrog. Skipets dødvekt er 103.000 tonn og lagerkapasiteten er omkring 595.000

fat olje. Produksjonskapasiteten er oppgitt til 11.130 m³ olje/døgn, 3,3 mill. m³ gass/døgn og 3.115 m³ produsert vann/døgn.

Boligkvarteret har kapasitet for 73 personer og normalt bemanning for ordinær produksjon er 36 personer.

Prosessanlegget omfatter fire hovedfunksjoner:

- Separasjon av olje, vann og gass
- Gass reinjeksjon
- Vannbehandling før utslipp til sjø
- Injeksjon av sjøvann

Det er lagt til rette for god utlufting i prosessanleggets gassfylte områder slik at eksplosjonsrisikoen er tilstrekkelig redusert.

De aktuelle modifikasjonene for tilretteleggelse for fremtidig prosessering av Nemo-feltet omfatter oppgradering av:

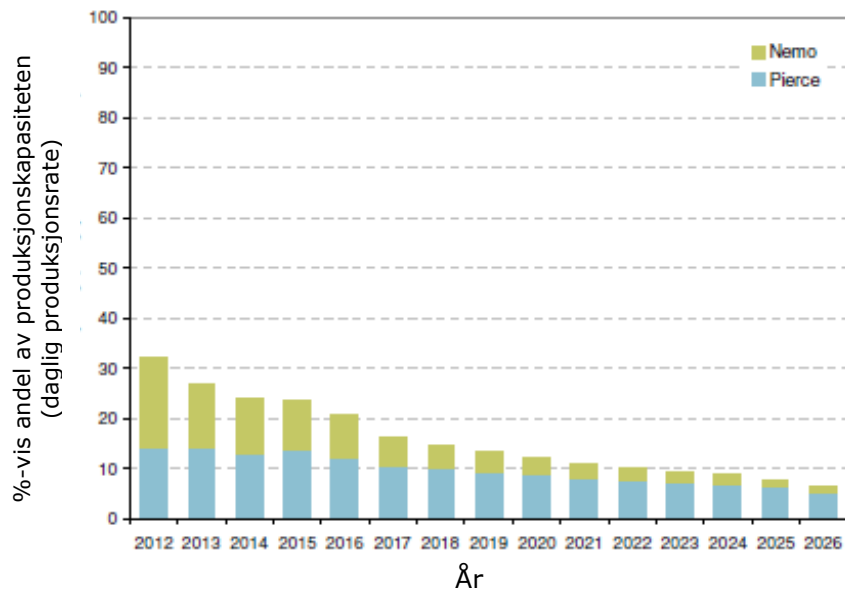
- Kjemkalieinjeksjonspakke
- Pumper (metanol injeksjon)
- Varmevekslere
- Kontrollsystem m/hydraulikkpakke

4.2.2 Kraftforsyning til Nemo

Lundin Norway AS vurderer kraftbehovet til undervannsanlegget som svært begrenset.

Kraft for prosessering av brønnstrømmen på FPSO'en vil bli dekket av den eksisterende kraftgenereringen på installasjonen, som for øvrig er basert på brenngass. Kraftbehovet er minimalisert ved valg av "rør-i-rør"-løsning for produksjonsrørledningen fra Nemo-feltet til Haewene Brim FPSO. Videre er undervannsanlegget planlagt utbygget med kun en brønnramme slik at behovet for overføring av elektrisk kraft til instrumentering på havbunnen vil være marginalt.

Som det fremgår av Figur 7 vil Nemo utgjøre en mindre andel av produksjonskapasiteten på Haewene Brim FPSO. Elektrifisering i forbindelse med utbygging av Nemo er derfor ikke vurdert som et alternativ. Utbyggingen av Nemo utløser ikke behov for modifikasjoner av kraftanlegget.



Figur 7: Samlet produksjon for Pierce- og Nemo-feltet i % av total produksjonskapasitet på Haewene Brim FPSO.

4.3 Investeringer og driftskostnader

Utbygging av Nemo er planlagt gjennomført i perioden 2010-2013, med opstart av produksjonen i slutten av 2012. De totale investeringskostnaderne er estimert til 3,1 milliarder kroner, ref. Tabell 2.

Tabell 2: Beregnede investeringer til utbygging av Nemo (mill. 2010-kroner)

Nemo	Investeringer mill. kroner
Prosjektledelse	148
Prosjektering	268
Undervannsutstyr:	
• Brønnramme, ventiltrær, manifold	445
• Rørledning	307
• Kontrollkabel	180
• Installasjon, marine operasjoner	434
Boring	
• Boring	853
• Komplettering	192
• Fjerningskostnader	300
Sum Nemo	3127

Investeringene vil skje i perioden 2010 – 2013.

Millioner kr	Total	2010	2011	2012	2013
Investeringer	3127	95	813	1720	499

De totale driftskonstnaderne er estimert til 2,660 milliarder 2010-kr, basert på at feltet produserer i perioden 2012 - 2027 (15 år).

Driftskonstnaderne kan deles i tre hovedkatagorier :

- i) Pierce produksjonstariff : 2,0 milliarder 2010-kr
 - o Nemo betaler en del af Pierce's driftskonstnader bassert på Nemo's relative volumer
- ii) Nemo dedikerte driftskonstnader : 500 millioner 2010-kr
 - o Undervandsinspeksjoner
 - o Kjemikalier
 - o Operatørkostnader
 - o Mulige brønnintervensjoner
- iii) Transporttariff (bøyelasting) : 160 millioner 2010-kr

4.4 Avvikling av virksomheten

I henhold til § 22 i Forskrift til Lov om Petroleumsvirksomhet skal konsekvensutredningen beskrive hvordan innretningene vil kunne disponeres ved avslutning av petroleumsvirksomheten. Utbyggingen designes for en levetid på minst 10 år. Varighet av produksjonsperioden er avhengig av produksjonsutviklingen for Nemo og status for Haewene Brim FPSO. Detaljerte planer for avvikling av virksomheten vil først bli utarbeidet ca. 2 år før feltavvikling.

I henhold til gjeldende regelverk vil innretningene på feltet bli fjernet, alle brønnene plugget og forlatt. I samsvar med dagens praksis vil rørledningene og kabler som ligger nedgravd i havbunnen bli etterlatt etter rengjøring og sikring av endene. Sikringen gjennomføres ved nedgraving eller tildekking med grus for å unngå fremtidige ulemper for fiskeriene i området.

5 Fastsatt utredningsprogram

Forslag til utredningsprogram for ny feltutbygging for Nemo ble sendt på ekstern høring 30.juni 2009. Det ble mottatt svar fra 9 høringsinstanser, hvorav 5 hadde kommentarer til det foreslåtte utredningsprogrammet. I et møte med Olje- og energidepartementet presenterte Lundin Norway forslag til oppfølging av disse kommentarene i konsekvensutredningen. Endelig program for konsekvensutredning ble fastsatt av OED 25.februar 2010.

Et sammendrag av fastsatt utredningsprogram og hvordan kravene vil bli tatt hensyn til i den videre planleggingen av utbyggingen er vist i Kapittel 12, Vedlegg I.

6 Beskrivelse av utredningsområdet

Dette kapitlet gir en beskrivelse av Nemo-feltet og influensområdet som eventuelt kan bli berørt ved et uhellsutslipp av olje. Presentasjonen av de biologiske ressursene er basert på temarapportene til RKU Nordsjøen 2006 og supplerende kunnskap som er framkommet etter at denne ble utarbeidet. For en mer utførlig beskrivelse av de biologiske ressursene og deres sårbarhet i forhold til oljesøl vises det til disse temarapportene.

6.1 Influensområdet for Nemo

Oljeutblåsning i forbindelse med boring og produksjon utgjør hendelser med størst potensial for miljøkonsekvenser. I tillegg vil også større lekkasjer fra rørledninger kunne bidra til betydelige miljøkonsekvenser.

Hendelser som kan omfatte større uhellsutslipp av olje til sjø er vurdert til å omfatte:

- Overflateutslipp i forbindelse med boring av brønnene på Nemo
- Havbunnsutslipp ved boreaktiviteter og i feltets driftsfase
- Utslipp som følge av brudd på rørledning mellom Nemo og Haewene Brim FPSO.

I forbindelse med boringen av brønn 7/4-2 på Nemo ble det gjennomført simuleringer av utblåsningsrater ved ulike hendelser, ref./1/. Utblåsningsratene for situasjoner med og uten 9 5/8" casingen på plass er vist i Tabell 3 og Tabell 4.

Tabell 3: Ratefordeling for overflateutslipp med 9 5/8" casing

©WFD 2007, Based on Sintef Offshore Blowout Database and OLF guidelines						GOR = 36		
Scenario	Scenario Dist. %	Penetration Depth		BOP Opening		Total Dist. %	Oil Sm ³ /d	Gas MSm ³ /d
		Dist.%	top/entire	Dist %	Opening			
1 - Drillpipe	11	55	Top	30	Open	1.8	1 195	0.04
				70	5% open	4.2	1 027	0.04
		45	Entire	30	Open	1.5	2 347	0.08
				70	5% open	3.5	1 983	0.07
2 - Annulus	78	55	Top	30	Open	12.9	1 244	0.04
				70	5% open	30.0	1 112	0.04
		45	Entire	30	Open	10.5	2 598	0.09
				70	5% open	24.6	2 298	0.08
3 - Open Hole	11	55	Top	30	Open	1.8	1 363	0.05
				70	5% open	4.2	1 167	0.04
		45	Entire	30	Open	1.5	2 911	0.10
				70	5% open	3.5	2 447	0.09
Totals and weighted rates:						100	1 700	0.06

Tabell 4: Ratefordeling for overflateutslipp uten 9 5/8" casing

©WFD 2007, Based on Sintef Offshore Blowout Database and OLF guidelines						GOR = 36		
Scenario	Scenario Dist. %	Penetration Depth		BOP Opening		Total Dist. %	Oil Sm ³ /d	Gas MSm ³ /d
		Dist.%	top/entire	Dist %	Opening			
1 - Drillpipe	11	55	Top	30	Open	1.8	1 195	0.04
				70	5% open	4.2	1 027	0.04
		45	Entire	30	Open	1.5	2 347	0.08
				70	5% open	3.5	1 983	0.07
4 - Annulus	78	55	Top	30	Open	12.9	1 320	0.05
				70	5% open	30.0	1 222	0.04
		45	Entire	30	Open	10.5	3 110	0.11
				70	5% open	24.6	2 669	0.10
5 - Open Hole	11	55	Top	30	Open	1.8	1 356	0.05
				70	5% open	4.2	1 226	0.04
		45	Entire	30	Open	1.5	3 238	0.12
				70	5% open	3.5	2 716	0.10
Totals and weighted rates:						100	1 910	0.07

I miljørisikoanalysen for boringen av brønn 7/4-2 ble sannsynligheten for situasjonene med og uten casing vurdert til henholdsvis 90 % og 10 %. Oljedriftberegningene er basert på 90-percentilen for overflateutslipp, tilsvarende 2600 m³/døgn, ref./2/. Denne utslippsraten er lagt til grunn for utbyggingsfasen for feltet.

I driftsfasen vil det med den valgte utbyggingsløsningen bare kunne forekomme havbunnsutslipp. Det er ikke beregnet spesifikke utslippsrater for driftssituasjonen, men det forventes tilsvarende utslippsrater som ved leteboring med casingen installert, ref. Tabell 3.

For driftsfasen vil 90-percentilen være i samme størrelsesorden, tilsvarende 2600 m³/døgn. I og med at Nemo er en havbunnsutbygging vil overflateutslipp bare kunne forekomme i borefasen, mens det i produksjonsfasen vil kunne forekomme havbunnsutslipp.

Maksimal oljemengde som kan slippe til sjø ved et eventuelt rørledningsbrudd er definert som rørledningens innvendige volum tilsvarende 500 til 800 m³ avhengig av hvilken rørledningsdiameter som blir valgt. Dette er et svært konservativt anslag. I praksis vil bare deler av volumet kunne slippe ut. Ved et rørbrudd vil tilførselen straks bli stengt, og det faktiske volum vil avhenge av hvor bruddet finner sted i forhold til bunntopografi, inntrenging av vann med videre.

6.2 Beregnet influensområde i bore- og produksjonsfase

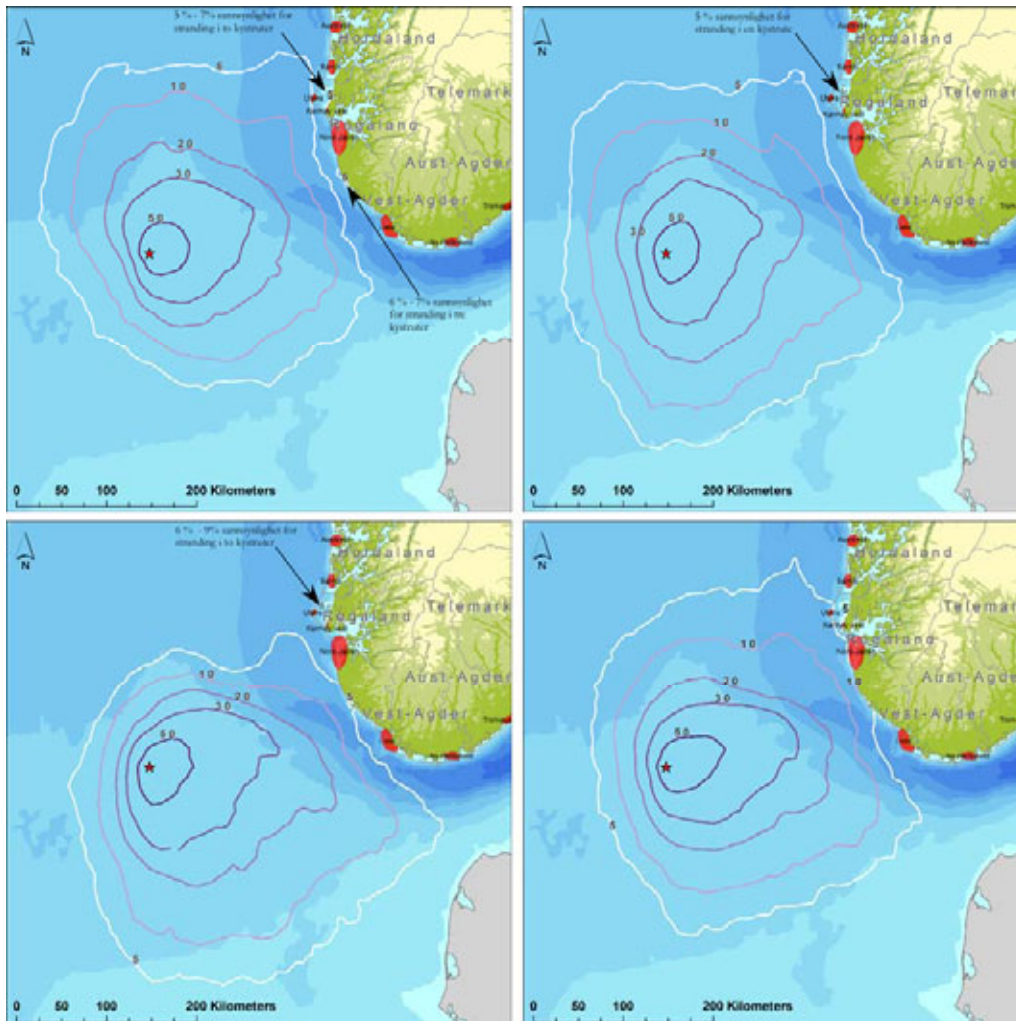
I forbindelse med miljørisikoanalysen for boring av letebrønn 7/4-2 på Nemo ble det gjennomført oljedriftsberegninger basert på foreliggende kunnskap om oljetype og utslippsrater fra feltet, ref./2/ og /3/. Beregningene ble basert på et overflateutslipp av Ula olje med en utslippsrate på 2600 Sm³/døgn og vurderes fortsatt å være representative.

Influensområdet defineres ved områder med mer enn 5 % sannsynlighet for ≥ 1 tonn olje innenfor 10x10 kilometer ruter. Influensområdet for overflateutslipp av olje fra Nemo er presentert i Figur 8. Det er overflateutslipp som har det største potensialet for miljøkonsekvenser. Overflateutslipp kan i praksis bare forekomme ved produksjonsboring. Oljedriftsberegningene viser at deler av kysten av Rogaland ligger innenfor influensområdet om vinteren, sommeren og høsten. Berørt kyststrekning er størst om høsten. Et uhellutslipp om høsten har også større sannsynlighet for å treffe kysten enn uhellutslipp resten av året.

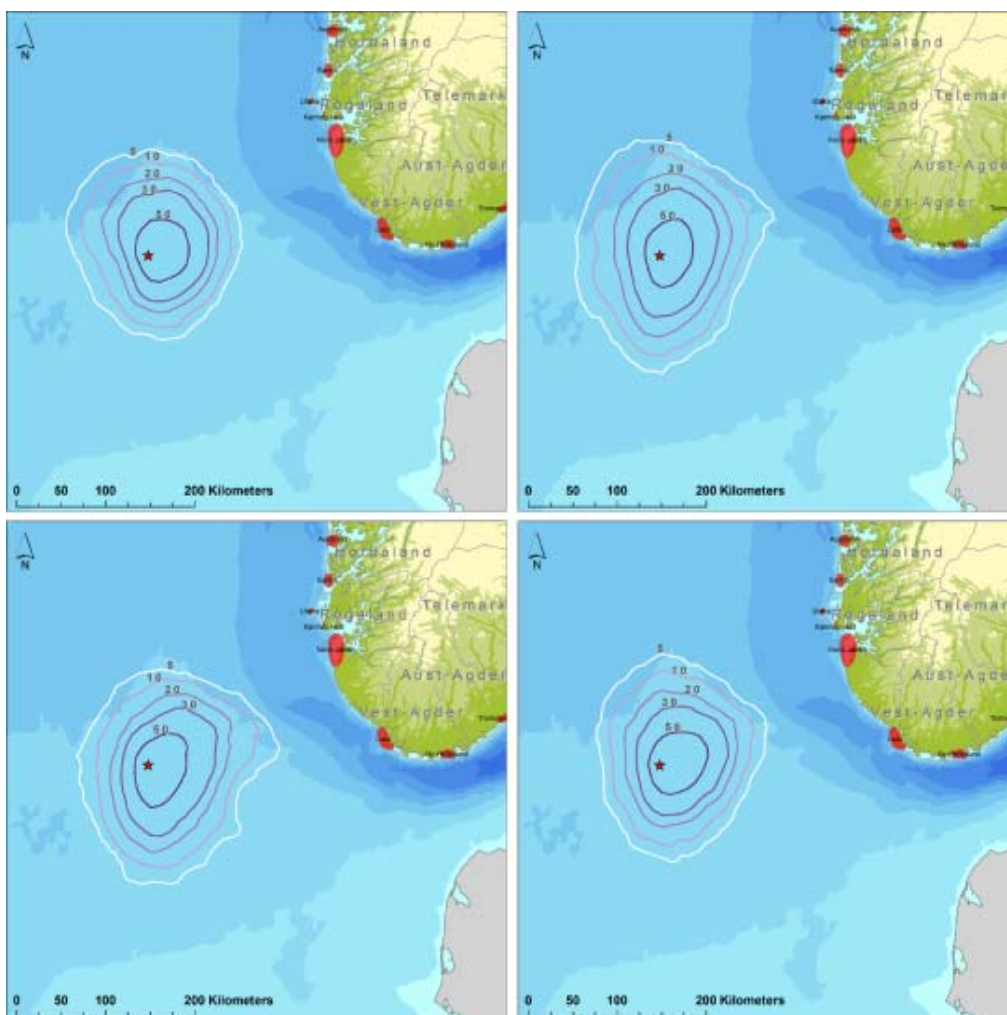
Influensområdet for et havbunnsutslipp av olje fra Nemo er presentert i Figur 9. Beregnet influensområde for et havbunnsutslipp dekker et areal på inntil 40.000 km² om våren. Olje fra et havbunnsutslipp forventes ikke å treffe land.

Ved et rørledningsbrudd vil lekkasje av olje til sjø automatisk bli stengt. Teoretisk oljemengde i rørledningen er i størrelsesorden 500-800 Sm³. Et slikt havbunnsutslipp er ikke forventet å treffe land.

Det vil bli gjennomført oppdaterte oljedriftsberegninger for Nemo i forbindelse med utarbeidelse av miljørisikoanalyse og oljevernberedningsanalyse før produksjonsstart. For nærmere beskrivelse av andre uhellutslipp til sjø og sannsynligheten for slike hendelser vises det til Kapittel 8.



Figur 8: Influensområdet for overflateutslipp av olje fra Nemo; om vinteren (desember- februar), våren (mars-mai), sommeren (juni - august) og høsten (september - november). Effekten av oljevernberedskaper er ikke tatt hensyn til i spredningsberegningene. NOFO's forhåndsdefinerte eksempelområder langs kysten er indikert med røde polygoner.

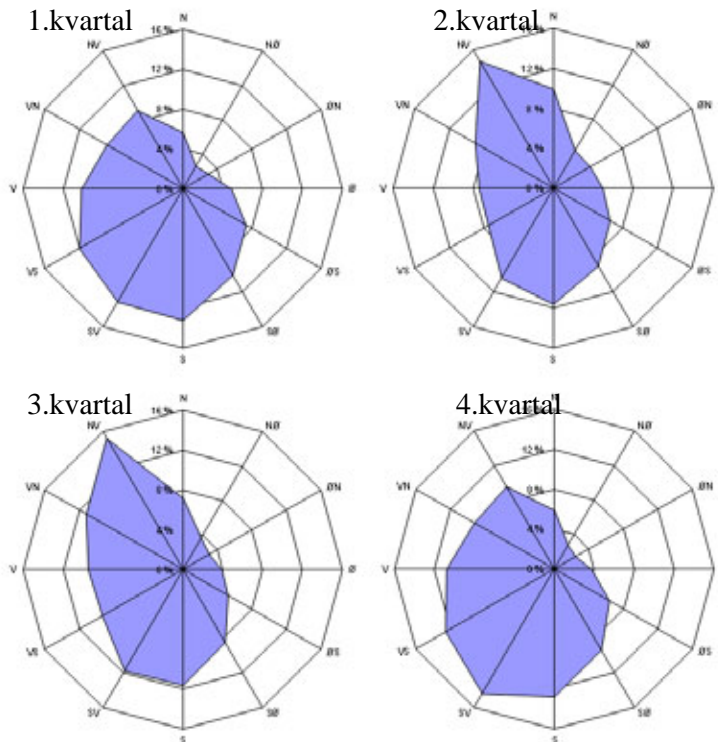


Figur 9: Influensområdet for havbunnsutslipp av olje fra Nemo; om vinteren (desember-februar), våren (mars-mai), sommeren (juni – august) og høsten (september – november). Effekter av oljevernberedskapen er ikke tatt hensyn til i spredningsberegningene. NOFO's forhåndsdefinerte eksempelområder langs kysten er indikert med røde polygoner.

6.3 Meteorologi og oseanografi

Nemo ligger om lag 8 kilometer fra grensen til britisk sektor i den sørvestlige delen av Nordsjøen. Vindforholdene på feltet er dominert av sør-sørvestlig til vest-nordvestlig vind, ref. Figur 10. Gjennomsnittlig vindhastighet i sørlig del av Nordsjøen i perioden januar-februar er ca. 10 m/s. Tilsvarende vindhastighet i juli-august er ca. 5,5 m/s.

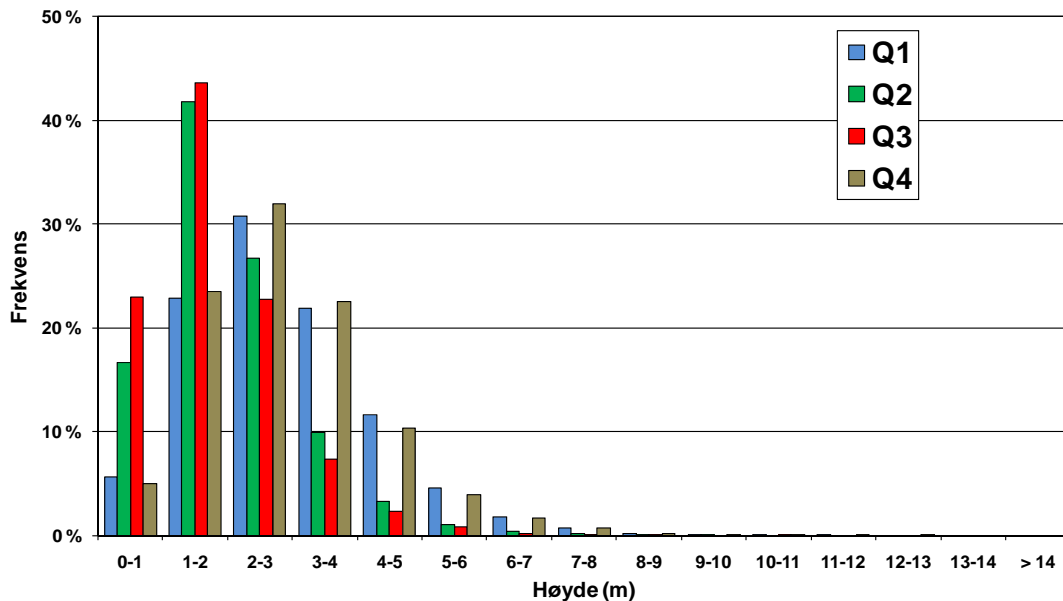
Årsgjennomsnittet i området er ca. 8 m/s, ref./4/. Bølgeklimaet viser store variasjoner gjennom året. Bølgehøyder over 10 meter forekommer hyppigst i høstsesongen. I vår- og sommersesongen er bølgeklimaet vesentlig roligere.



Figur 10: Vindforhold perioden 1955-2008 ved 57,7N og 2,5Ø om lag 25 km nordøst for Nemo. (Kilde: Meteorologisk institutt, 2010).

Bølgeklimate i Nordsjøen viser store variasjoner gjennom året, med lavest bølgenivå i vår- og sommersesongen, ref. Figur 11. Høst og vinter viser hyppigst forekomst av bølgehøyder over fire meter.

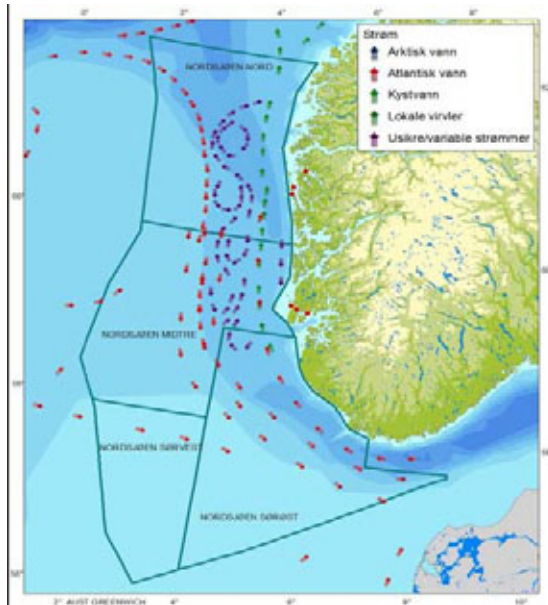
Signifikante bølgehøyder (Hs, m)



Figur 11: Bølgeforhold ved 57,7N og 2,5Ø om lag 25 km nordøst for Nemo. (Kilde: Meteorologisk institutt, 2010).

Om vinteren er det en betydelig vertikalblanding av vannmassene i de fleste områdene i Nordsjøen. På denne måten blir det liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Oppvarmingen i det øvre vannlaget om sommeren resulterer i et temperatursprang på 20–50 meters dyp, ref./4/.

Strømforholdene i Nordsjøen og langs norskekysten er vist i Figur 12. Strømsystemet kan deles inn i vinddrevne overflatestrømmer og dyperegående strømmer fra Atlanterhavet. Vann fra Atlanterhavet danner en nordvestlig strøm i dypere vannlag på sokkelen. Den fremherskende strømretningen ved Nemo er fra vest.



Figur 12: Strømforhold og dybdeforhold i Nordsjøen og Skagerrak (RKU 2006).

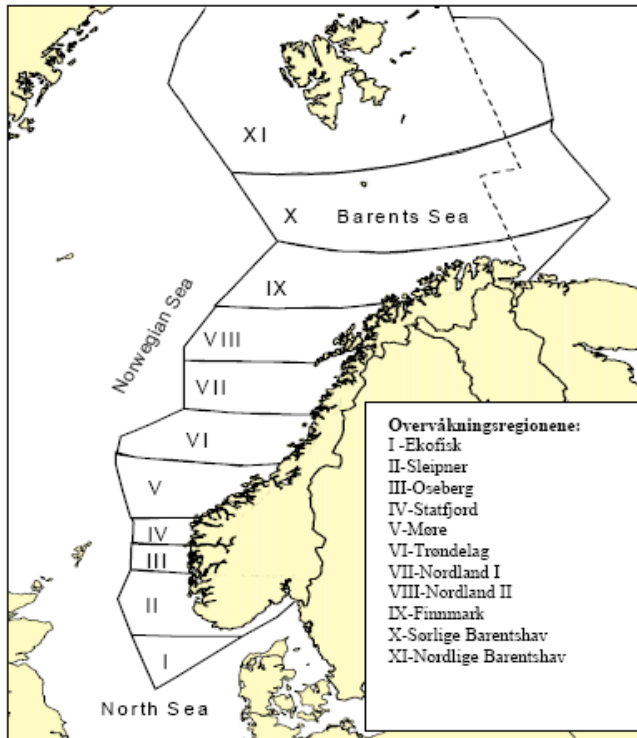
6.4 Bunnforhold

I løpet av de siste 25 årene har det foregått en omfattende leting og produksjon av olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. Miljøovervåkingsprogrammer med sikte på å fastslå størrelse og geografisk omfang av miljøpåvirkningen fra offshoreindustrien har vært pålagt siden 1970. En oversikt over overvåkingsregionene er vist i Figur 13.

Krav til overvåkning vil normalt være et vilkår i feltspesifikke utslippstillatelser som gis av Klima- og forurensningsdirektoratet. Overvåkingskravene er i samsvar med bestemmelsene i Oslo-Pariskonvensjonen (OSPAR).

Tradisjonelt omfatter undersøkelsene analyse av sedimentprøver med hensyn til følgende parametere:

- Fordeling av partikkelstørrelse
- Innhold av organisk materiale
- Innhold av hydrokarboner
- Innhold av syntetiske baseoljer
- Metallinnhold
- Analyse av bunndyrsamfunn



Figur 13: Inndelingen i overvåkingsregioner.

Nemo-utbyggingen vil bli gjennomført i blokk 7/4 og 7/7, som tilhører overvåkingsregion I (Ekofisk).

Den siste regionale sedimentundersøkelsen i Overvåkingsregion I ble utført i 2008, ref. /5/. Undersøkelsen omfattet kjemiske og biologiske analyser fra i alt 12 regionale stasjoner og 161 stasjoner fra 13 olje- og gassfelt.

Konklusjonene fra undersøkelsen er følgende:

- Det ble påvist forhøyet bariuminnhold i sedimentet på alle felt
- På tre felt ble det ikke funnet forhøyet innhold av hydrokarboner (THC) eller forstyrret fauna
- De øvrige felt var i varierende grad forstyrret av olje- og gassaktiviteten i området. Det ble imidlertid jevnt over avdekket en mindre omfattende påvirkning sammenliknet med forrige undersøkelse i 2005.

For ytterligere informasjon om resultater fra de regionale undersøkelsene vises det til rapportene som er tilgjengelige på Klifs nettsider.

6.5 Koraller og andre verdifulle bunnressurser

På kontinentalskråningen langs store deler av Norskekysten er det rike forekomster av korallrev av kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa*. Det er imidlertid ikke rapportert om forekomster av koraller på bankområdene i Nordsjøen. Det er heller ikke rapportert om andre verdifulle bunnressurser i området, ref./6/ og /7/.

Havbunnen i utbyggingens nærområde vil bli undersøkt og kartlagt før utbygging starter.

6.6 Plankton

Plankton er en fellesnevner på ulike typer organismer som lever i frie vannmasser og som har liten eller ingen egen svømmeevne, ref./8/. Planktonforekomstene er generelt lite sårbare for oljeforurensning. Dette på grunn av vid og vekslende utbredelse, korte generasjonstider og rask innvandring fra upåvirkede områder. Effekter på planktonsamfunnene vil være lokalt begrenset og av forbigående karakter. Dette selv om et oljeutslipp skjer i oppblomstringsperioden når produksjonen er størst, ref./9/.

6.7 Fiskeressurser

Sild og kolmule er de viktigste pelagiske fiskene som befinner seg i Nordsjøen hele året. Makrell og hestemakrell er også til stede det meste av året. De dominerende torskefiskene er torsk, hyse, sei, hvitting, øyepål og tobis, ref./7/ og /9/.

Sild er en nøkkelart med stor utbredelse i Nordsjøen. De viktigste gytefeltene for sild finnes i britisk del av Nordsjøen fra Shetland og sørover langs østkysten av Storbritannia. Nordsjøsilde gyter om høsten og eggene legges på bunnen. Når larvene klekkes samles de i overflatevannet og driver med vannmassene.

Torsk, sei, hyse og hvitting har pelagiske egg og er dermed uavhengige av bunnssubstratet når de gyter.

Tobis og øyepål er viktige arter i Nordsjøen både som fiskeressurs og i form av å være byttedyr for en rekke større fiskearter og fugl. Negative påvirkninger på disse fiskeartene kan ha store konsekvenser for hele økosystemet. Gyteperiodene med forekomst av fiskeegg og -larver i Nordsjøen er vist i Tabell 5.

Tabell 5: Gyteperioder med egg (E) og larver (L) i Nordsjøen.

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sept	Okt	Nov	Des
Torsk	E	E/L	E/L	E/L								E
Sei	E	E/L	E/L	L								
Sild	L	L	L						E	E/L	E/L	L
Makrell					E	E/L	E/L	L				
Tobis	E	E/L	L	L								

(Kilde: Havforskningsinstituttet 2007).

Sårbarhet overfor oljesøl

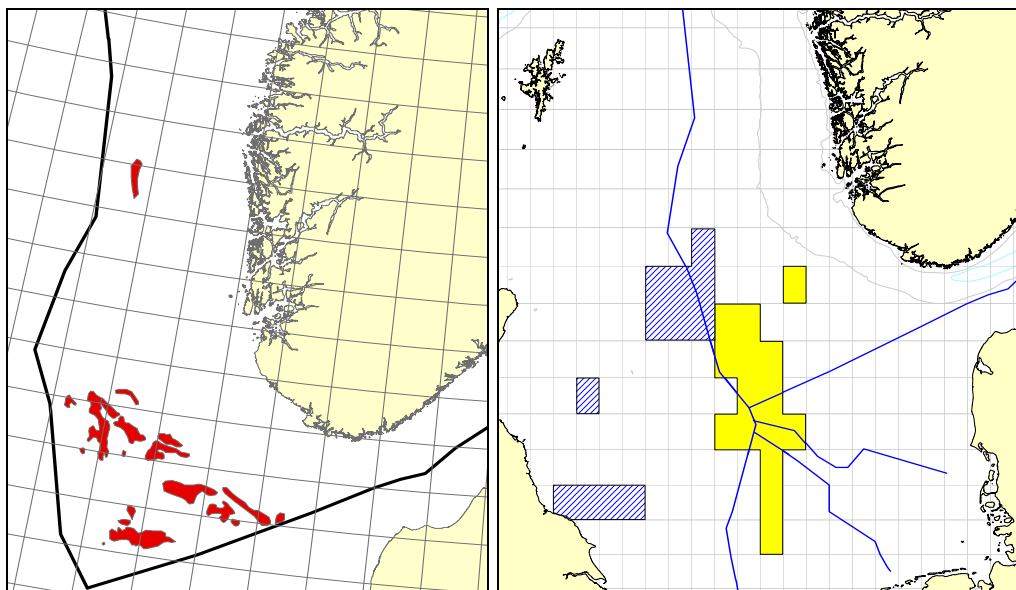
For at et oljeutslipp skal kunne påvirke fiskeressursene må visse betingelser være oppfylt:

- Oljen må blandes ned i vannet og gjøres tilgjengelig i de vannmassene organismene befinner seg
- Forurensningskomponentene må være til stede i en konsentrasjon som gir effekter på de aktuelle organismene
- Sammenfall mellom en forurensning i tilstrekkelig konsentrasjon og den aktuelle organisme må vare lenge nok til at forurensningen får virke på organismen.

En fiskebestand er i de fleste tilfeller mest sårbar i stadier knyttet til utviklingstrinn fra egg til fiskelarve. Når fiskeyngel har nådd en viss størrelse antas det at den av egen kraft kan unngå en forurenset vannmasse. Eksperimentelt er det vist betydelige forskjeller hos de ulike fiskearterne med hensyn til hvilke konsentrasjoner av oljens vannløselige fase som gir effekter.

Spesielt sårbare fiskearter i forhold til petroleumsvirkssomhet er de artene som er knyttet opp mot spesielle lokaliteter i løpet av livssyklusen. Det er særlig tobis, makrell og sild som utpeker seg på denne måten ved at de gyter i avgrensede områder av Nordsjøen. For nordsjøtsild ligger gytefeltene spredt på østkysten av Storbritannia. De mest konsentrerte gytefeltene for tobis og makrell er vist i Figur 14. Makrell gyter over hele Nordsjøen og de mest konsentrerte gyteområdene har forflyttet seg over tid. Det framgår av figuren at Nemo er lokalisert innenfor et område som i senere år har vært et av de mer konsentrerte gyteområdene for makrell. Viktige gytefelt/habitater for tobis er lokalisert i områder øst for Nemo.

Makrellen gyter eggene i overflaten. Eggene har god oppdrift og i godt vær finnes de helt i overflatelaget. I Nordsjøen gyter makrellen fra midten av mai til juli, ref. Tabell 5. For øvrige fiskearter er gytefeltene mer spredte. Gyteproduktene er også spredt i tid og rom slik at akutt oljeutslipp i liten grad har mulighet til å påvirke bestandsstørrelsen.

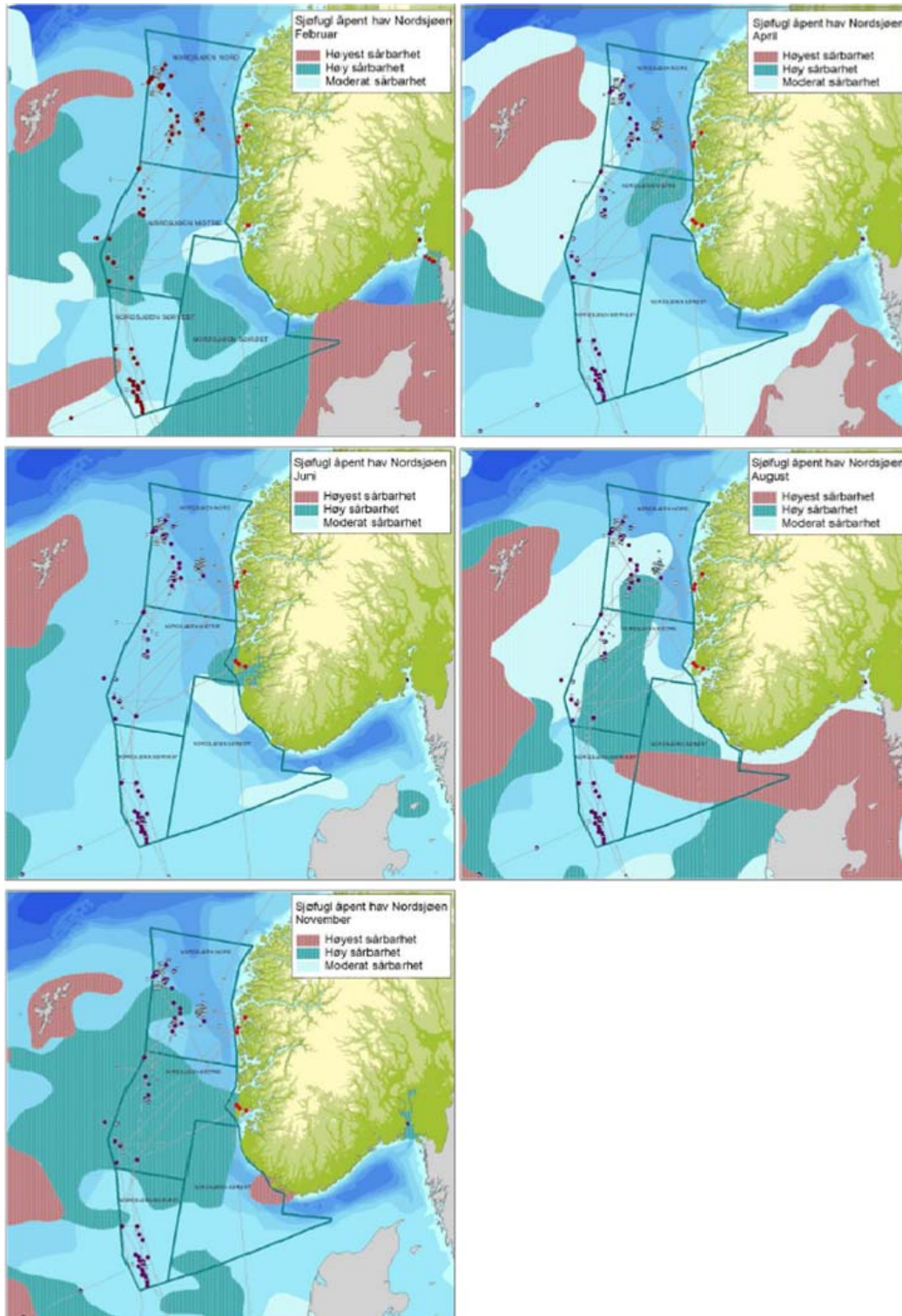


Figur 14: Venstre: Hovedutbredelsen av voksen/sårbar tobis i Nordsjøen. Høyre: Hovedgytefeltet for makrell definert som områder med daglig eggproduksjon >50 egg/m² i 1980 (gul) og 2005 (blå). (Kilde: Havforskningsinstituttet).

6.8 Sjøfugl

I Nordsjøen inkludert Skagerrak er det relativt store bestander av sjøfugl. Den norske delen av kontinentalsokkelen utenfor Vest-Agder til Sogn og Fjordane er vurdert som et svært viktig område for sjøfugl i Nordsjøen, ref./12/. I vintersesongen er det stor variasjon i antall sjøfugl i området, hvilket sannsynligvis skyldes varierende tilgang på viktige næringsemner.

Figur 15 viser den relative viktigheten av områder for sjøfugl i Nordsjøen ved ulike tider i løpet av året.



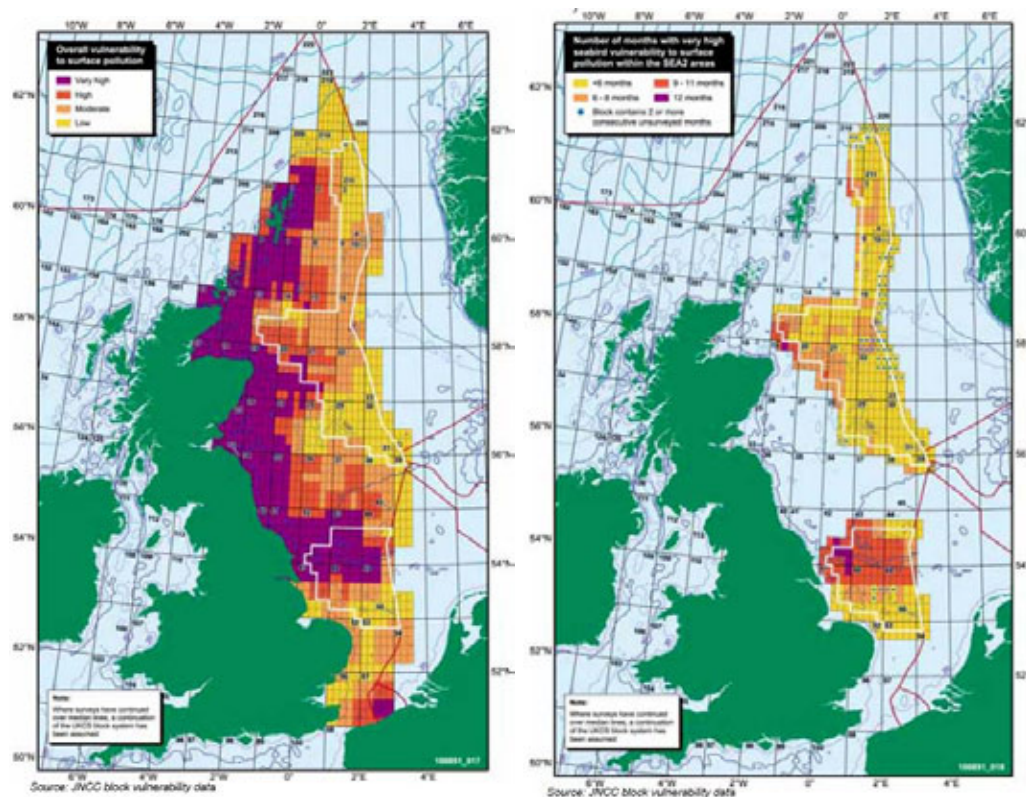
Figur 15: Relativ viktighet av områder for sjøfugl på åpent hav i Nordsjøen i ulike måneder (Kilde: RKN Nordsjøen 2006/MRDB).

Havområdene ved kontinentalskråningen, hvor atlantehavsvannet og kyststrømmen blander seg, er spesielt produktive og viktige for pelagiske arter som havhest, krykkje og lunde. Alle disse artene har internasjonal verneverdi, hvorav både krykkje og lunde er oppført som sårbare på den norske rødlisten, ref./13/. I norsk del av Nordsjøen er datagrunnlaget ikke tilstrekkelig til å kartfeste spesielt miljøfølsomme områder (SVO) i åpent hav.

Alkefuglene myter i åpent hav etter hekkesesongen i 2.kvartal. I denne fasen er arter som lomvi og alke flygeudyktige i 6-7 uker og ekstra sårbare for olje. Tilsvarende gjelder for lunde som myter om vinteren.

Figur 16 viser en fordeling av samlet og sesongmessig sårbarhet for sjøfugl i britisk sektor i Nordsjøen, ref./14/.

Figur 16 viser at sårbarheten for sjøfugl i Nemo-området vurderes til å være i lav kategori. Kartet til høyre i figuren viser imidlertid at sårbarheten karakteriseres som svært høy i deler av året. Den sårbare perioden vil variere for de ulike fuglearter, eksempelvis vil lomvi være mest sårbare om høsten og alkekonge om vinteren.



Figur 16: Samlet (venstre) og sesongmessig sårbarhet (høyre) for sjøfugl i britisk sektor i Nordsjøen. (Kilde: SEA2 2001).

De viktigste sjøfuglressursene i influensområdet omfatter trekk- og overvintringsbestander av dykkende arter ved Jæren og Lista. I tillegg er det viktige områder for kystbundne arter i Utsira-Karmøy-Røværområdet i hekketiden.

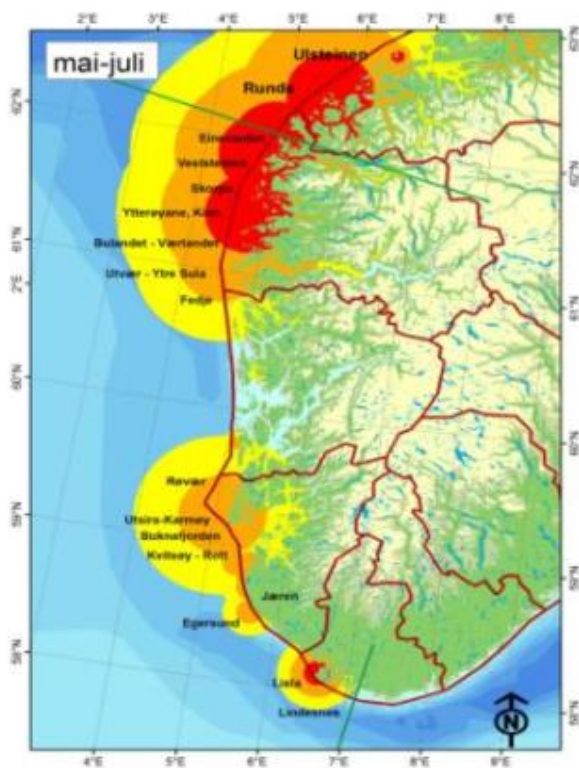
Inndelingen av utvalgte sjøfuglarter i økologiske grupper er vist i Tabell 6.

Tabell 6: Inndeling av utvalgte sjøfuglarter i økologiske grupper.

Pelagisk dykkende sjøfugl	Pelagisk overflatebeitende sjøfugl	Kystbundne dykkende sjøfugl	Kystbundne overflatebeitende sjøfugl	
Alkekonge Alke Polarlomvi Lomvi Lunde	Havhest Havsvale Stormsvale Havsule Storjo Tyvjo Krykkje	Smålom Storlom Islom Gulneblom Gråstrupedykker Hornedykker Toppdykker Dvergdykker Storskarv Toppskarv Bergand	Toppand Kvinand Havelle Svartand Sjøorre Ærfugl Praktærfugl Stellerand Laksand Siland Teist	Fiskemåke Hetemåke Gråmåke Sildemåke Svartbak Polarmåke Makrellterne Rødnebbterne

(Kilde: NINA 2007, ref./15/)

Viktige leveområder for sjøfugl langs Nordsjøkysten i hekketiden er vist i Figur 17. Aksjonsradius i hekketiden varierer fra art til art og er betydelig større for pelagisk beitende arter enn for mer kystbundne arter.



Figur 17: Svært viktige (rød), viktige (oransje) og nokså viktige (gule) leveområder for sjøfugl langs Nordsjøkysten i hekketiden. Kartet markerer buffersoner rundt de viktige hekkelokalitetene. (Kilde: HI/DN 2007).

Sjøfuglenes utbredelse viser årlige variasjoner og forskjeller fra år til år. Viktige årsaker til variasjonene er tilgang på næring som pelagiske fisk og habitater som store gruntvannsområder.

Sårbarhet for oljesøl

Sjøfugl regnes blant de biologiske ressursene som på bestandsnivå er mest sårbare for oljesøl. Sjøfugl og særlig dykkende arter er svært sårbare for oljeforurensning. Dette fordi de tilbringer mesteparten av tiden svømmende på havoverflaten. Ved myting etter avsluttet hekking er ender og de fleste alkefugler ikke flygedyktige og dermed ekstra sårbare for oljeforurensning. En oversikt over sårbarhet for sjøfugl i forhold til oljeforurensning i marine områder er vist i Tabell 7.

Tabell 7: Forenklet sårbarhetstabell for sjøfugl i forhold til oljeforurensning i marine områder.

Økologisk gruppe	Sommerområde				Vinterområde
	Hekking	Næringsøk	Hvile	Myting	
Pelagisk dykkende sjøfugl	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Pelagisk overflatebeitende sjøfugl	Lav	Middels	Lav	-	Middels
Kystbundne dykkende sjøfugl	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Kystbundne overflatebeitende sjøfugl	Middels	Lav	Lav	Middels	Lav

(Kilde: NINA 2007/OED 2006/Anker-Nilssen 1994, ref./15/- /17/).

I myteperioden fra juli til medio september vil et stort antall sjøfugl, som i den perioden ikke kan fly, finnes i de sentrale deler av Nordsjøen. Nemo er lokalisert i et område der sjøfuglenes sårbarhet i en tredelt skala (moderat, høy, høyest) karakteriseres som moderat, ref./4/ og /18/.

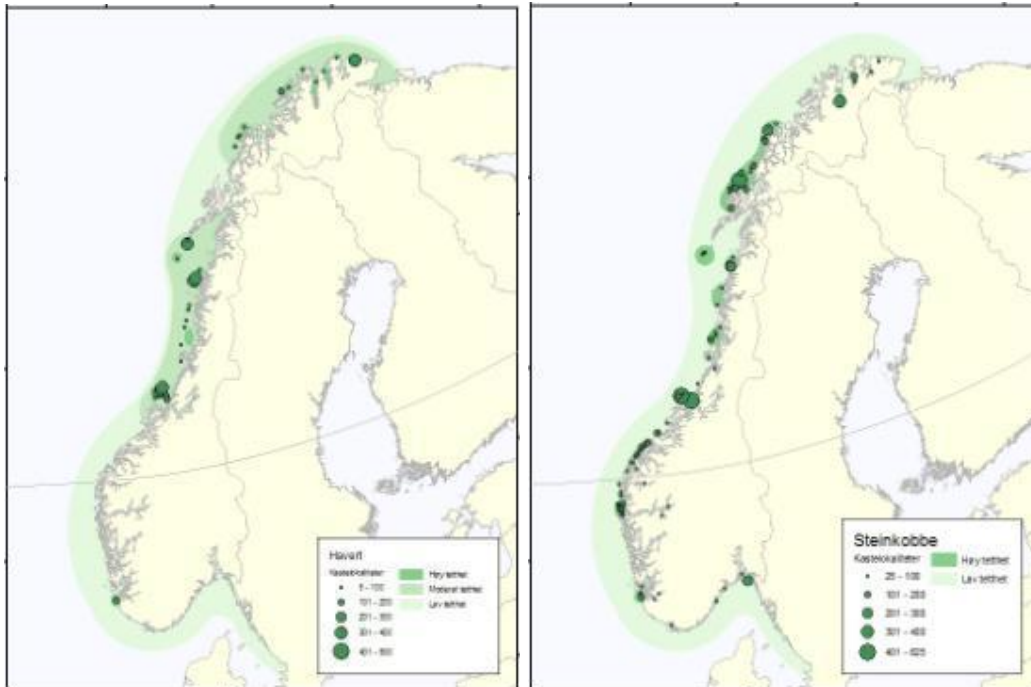
6.9 Sjøpattedyr

Et begrenset antall arter av sjøpattedyr opptrer regelmessig til havs i Nordsjøen og sørlig del av Norskehavet. I hovedsak finner man tre hvalarter vågehval, nise og springere. Vågehvalen holder seg først og fremst i den nordlige delen av Nordsjøen og spesielt i områdene rundt Storbritannia. Hval som påtreffes i området er på næringsvandring og oppholder seg ikke lenge om gangen i det samme området. Nise er en svært tallrik art og forekommer over hele området. Springere brukes som et fellesnavn på flere delfinarter, hvorav den vanligste i området er kvitnosen. Mesteparten av observasjonene av kvitnos gjøres i den vestlige delen av Nordsjøen, ref./7/.

6.9.1 Sel

Av sel forekommer steinkobbe og havert langs Nordsjøkystene. Disse oppholder seg hovedsakelig inne ved kysten og vil normalt ikke berøres av en eventuell forurensning fra Nemo, ref./19/. Sel vil i første rekke være sårbar overfor oljesøl som kommer inn mot land.

Registrerte kasteplasser for steinkobbe og havert er vist i Figur 18.



Figur 18: Utbredelsesområde og registrerte kastplasser for havert (gråsel) og steinkobbe langs norskekysten (HI 2007, ref./11/).

Steinkobbe er en av de mest utbredte selartene globalt og finnes i alle kystnære farvann rundt Nordsjøen. Steinkobbe holder til på beskyttede lokaliteter i skjærgården og i enkelte fjorder. Steinkobbe er relativt stasjonær gjennom året, men det forekommer korte næringsvandring. Steinkobben samler seg i kolonier i forbindelse med kaste- og hårfellingsperiodene. Ungene kastes på skjær eller holmer i juni-juli. Hårfellingen foregår normalt i september/oktober, ref./20/.

Haverten har høyest tallrikhet mellom 63°N og 68°N samt en forekomst på Froan i Sør-Trøndelag, ref./21/. Lenger sør er det registrert kasting på lokaliteter i Rogaland. På øya Kjør i Sola kommune er det desidert største og mest regelmessige kasteområdet for havert sør for Trøndelag. Andre og mindre viktige områder er Urter og Ferkingstad i Karmøy, Utsira og ved Kvitsøy, ref./19/. Sannsynligvis vil det i perioder forekomme havert på åpent hav som er underveis mellom Storbritannia og Vest-Norge.

Sårbarhet for oljesøl

Generelt er marine pattedyr mindre sårbare overfor oljeforurensning enn sjøfugl, men de er for eksempel utsatt for alvorlige plager ved eksponering for hydrokarboner og andre kjemikalier som kan fordampe fra overflaten av et oljesøl på havet de første dagene. Spesielt er unger og juvenile individer sårbare for olje som driver i land på kaste- og hårfellingsområdene.

I nordlige deler av Nordsjøen er det få arter av sjøpattedyr som opptrer i store flokker til havs. Det ansees ikke mulig å ramme sjøpattedyr på åpent hav i dette området på en slik måte at det får konsekvenser for bestandene, ref./19/.

6.9.2 Oter

Oter er knyttet til alle typer akvatisk miljø. De største oterbestandene i Norge finnes ytterst i skjærgården fra Nord-Møre og nordover. Kystbestanden av oter er lav i

mesteparten av Hordaland og i Rogaland nord for Boknafjorden. Tilsynelatende forekommer arten kun svært spredt i Sørøst-Norge.

Sårbarhet overfor oljesøl

Oterens atferd gjør at den er sårbar overfor oljesøl som kommer inn mot land. Oteren har ikke varmeisolerende spekklag og er derfor avhengig av en intakt pels.

6.10 Natur- og marine områder

6.10.1 Strand

Kyststrekningen fra Rogaland til Sogn og Fjordane er variert. Svaberg og klippestrand er vanlig forekommende, men det finnes også områder med sammenhengende sandstrand. Våtmarker og strandenger er vanlige biotoper i elveos og landhevningssområder. De fleste verneområdene langs kysten har tilknytning til landområder.

Ved uhellsutslipp av olje som medfører stranding vil beliggenhet og substrattype være avgjørende for utfallet av forurensningen. På eksponerte sandstrender er substratet ustabil, og utvasking og fordamping av olje etter utslipp skjer derfor ganske raskt. Fjæreområder med mer finkornet materiale som leire og silt vil ha betydelig lengre restitusjonstid etter oljesøl.

Ved oljehell rammes som oftest de øvre delene av fjæresonen hardest. Omfanget av skadene avhenger av hvor lenge oljen blir liggende. På bølgeeksponerte områder vil oljen vaskes vekk forholdsvis raskt, mens det i moderat og lite eksponerte områder er større fare for at oljen blir liggende og dermed kan forårsake skade på flora og fauna, ref./18/.

Figur 19 gir en oversikt over strandnære områder med internasjonal verdi og høy sårbarhet (NOFO MOB 3).

6.10.2 Ramsar-områder

Den internasjonale våtmarkskonvensjonen, RAMSAR-konvensjonen, trådte i kraft i 1975. Opprinnelig konsentrerte konvensjonen seg om å ivareta våtmarker som leveområde for spesielt vannfugler. I dag har den et svært bredt perspektiv. Medlemsland forplikter seg til å følge opp at RAMSAR-området utnyttes på en bærekraftig måte og uten reduksjon av den økologiske verdien.

Innenfor influensområdet for Nemo er Jærstrendene i Rogaland definert som et RAMSAR-område med store havstrandsbotaniske verdier.

6.10.3 Forslag til marin verneplan

I 2001 oppnevnte Miljøverndepartementet et rådgivende utvalg for marin verneplan. I juni 2004 la utvalget fram forslag til plan for marine beskyttede områder for til sammen 36 områder. Hovedparten av områdene ligger i kystsonen. I utvelgelsen ble det lagt vekt på områdenes representativitet og særegenhet. Forslag til marine beskyttede områder er vist i Figur 19.



Figur 19: Vernede marine våtmarksområder og havstrender i ytre kystsone mot Nordsjøen.

Direktoratet for naturforvaltning meldte 9. september 2009 om oppstart av planarbeidet for 17 av de foreslåtte områdene i Nasjonal marin verneplan. Av disse ligger to områder, Jærkysten og Framvaren, innenfor influensområdet til Nemo i borefasen. Områdene ble fastlagt ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 37 (2008-2009) om "Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Norskehavet".

6.10.4 Kulturminner/ Marin arkeologi

Det finnes ikke kjente funn av menneskeskapt materiale fra steinalder på norsk sokkel sør for 62°N. Det er kun registrert et begrenset antall skipsvrak på sokkelen utenfor grunnlinjen i Nordsjøen. Per dags dato er det ingen kjente vrakposisjoner innenfor området som omfattes av utbyggingen av Nemo, ref./22/.

I forbindelse med planlegging av leteboringer eller utbygging på norsk sokkel pålegges utbygger å kartlegge eventuelle forekomster av kulturminner omkring aktuelle lokaliteter og rørtraséer. Detaljert kartlegging av utbyggingslokaliteten og rørledningstraséen blir gjennomført sommeren 2010. Ved eventuell indikasjon på skipsvrak eller andre kulturminner vil kulturminneforvaltningen (Stavanger sjøfartsmuseum) bli kontaktet for avklaring av videre håndtering.

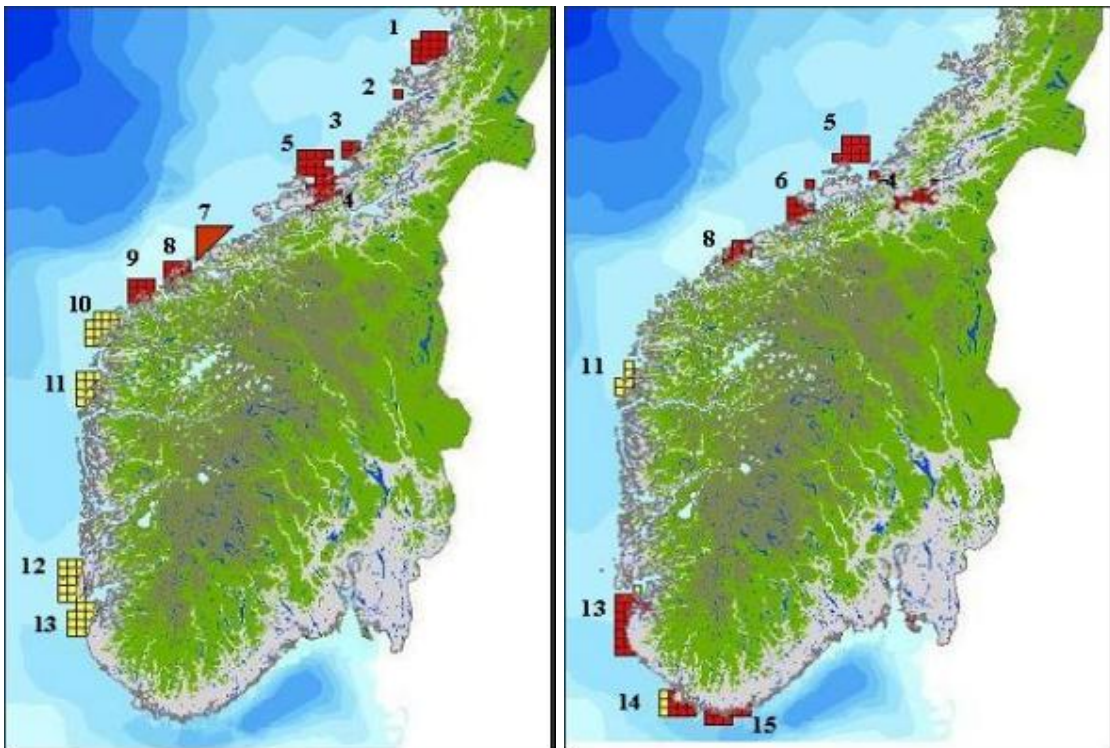
6.11 Spesielt miljøfølsomme eller verdifulle områder

På slutten av 1990-tallet tok miljøforvaltningen initiativ til et arbeid med å identifisere spesielt miljøfølsomme områder (SMO) i forhold til akutt oljeforurensing, ref. /23/. Analysen omfattet blant annet 47 arter sjøfugl og 4 arter sjøpattedyr i norske kystfarvann inkludert Svalbard.

Et spesielt miljøfølsomt område er definert som et geografisk avgrenset område med en eller flere betydelige naturressurser som er sårbare for akutt oljeforurensing. I tillegg vil naturressursen(e) trenge et avgrenset tidsrom for restitusjon til et naturlig nivå etter en vesentlig skade. SMO graderes etter hvilke konsekvenser en skade med mer enn 10 års restitusjonstid kan forårsake:

- Internasjonal SMO: En nordøstatlantisk bestand kan bli redusert mer enn 5 %
- Nasjonal SMO: En norsk bestand kan bli redusert med 10 %
- Regional SMO: En regional bestand kan bli redusert med mer enn 20 %.

Innenfor analyseområdet til RKU Nordsjøen finnes det flere SMO for sjøfugl og marine pattedyr. Lokaliseringen av spesielt miljøfølsomme områder er vist i Figur 20. Disse områdene er videre beskrevet i Tabell 8. For nærmere omtale vises det til RKU Nordsjøen, ref./4/.



Figur 20: Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) i analyseområdet for RKU Nordsjøen i vår- og sommersesongen (venstre) og høst- og vintersesongen (høyre). Rød = nasjonal SMO, gul = regional SMO. (Kilde: RKU/Ambio 2006a, ref./18/).

Identifikasjon av særlig verdifulle områder (SVO) ble gjennomført som et generelt grunnlag for utredningsarbeidene i forkant av den helhetlige forvaltningsplanen for Lofoten-Barentshavet, ref./24/. SVO-analysen for sjøfugl tar samme type hensyn som SMO vedrørende bestandenes relative størrelse i forhold til regional, nasjonal og internasjonal betydning, ref./25/. Forskjellen ligger i at SVO-modellen tar hensyn til artenes status på den norske rødlisten, men vurderer ikke sårbarhet overfor olje.

Den norske rødlista, som ble oppdatert i 2006, tar høyde for forskjeller i restitusjonsevne, ref./13/. Siden artene med dårligst restitusjonsevne også er blant dem som er mest sårbare overfor olje er det stor grad av overlapp mellom resultatene fra de to tidligere nevnte modellene.

NINA har tidligere utarbeidet en rapport som viser utbredelsen av sjøfugl i Skagerrak, Kattegat og Nordsjøen, ref./26/. Rapporten viser til at havområdene over kontinentalskråningen er spesielt produktive og viktige for havhest, krykkje og lunde som alle har internasjonal verneverdi. I følge NINA gir datagrunnlaget ikke basis for å kartfeste SVO i havområdene som dekkes av rapporten. Vedrørende SVO for sjøfugl på kysten av Nordsjøen og Norskehavet vises det til egen NIVA-rapport, ref./27/.

Tabell 8: SMO i analyseområdet for RKU Nordsjøen.

Lokalitet	Art	Sårbar periode			
		Høst	Vinter	Vår	Sommer
1. Hortavær	Sjøfugl				
2. Vikna	Sjøfugl				
3. Kysten av Åfjord og Roan	Sjøfugl				
4. Munningen av Trondheimsfjorden	Sjøfugl				
5. Frøya og Froan	Sjøfugl				
5. Froan	Marine pattedyr				
6. Smøla	Sjøfugl				
7. Kysten utenfor Nord-Møre	Sild				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Sjøfugl				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Marine pattedyr				
9. Runde	Sjøfugl				
10. Bremangerlandet og Vågsøy	Sjøfugl				
11. Værlandet	Sjøfugl				
11. Værlandet	Marine pattedyr				
12. Karmøy	Sjøfugl				
13. Jærkysten	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Marine pattedyr				
13. Utenfor Stavangerhalvøya	Marine pattedyr				
14. Lista	Sjøfugl				
15. Kysten mellom Mandal og Kristiansand	Sjøfugl				

Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO (RKU/Ambio 2006). SMO innenfor influensområdet for Nemo i utbyggingsfasen er markert med lys blått. I driftsfasen ventes ingen SMO å bli berørt. (Kilde: Ambio 2006, ref./18/).

6.11.1 SMO og SVO i utbyggingsfasen

Basert på oljedriftberegningene for Nemo er influensområdet for et overflateutslipp i borefasen vurdert å være kysten av Rogaland, ref. Kapittel 6.2. SMO som ligger innenfor influensområdet for Nemo er vist i Tabell 8. Merk at SMO-nummer 12 og 13 også omfatter kyst- og havområder 30 - 40 km fra kystlinjen.

Innenfor influensområdet ligger det i utbyggingsperioden nasjonale SMO for sjøfugl ved munningen av Boknafjorden (høst/vinter) og regionale SMO fra Karmøy til Jærkysten. De samme områdene er definert som SVO for sjøfugl. Videre finner en innenfor influensområdet regional SMO for marine pattedyr utenfor Stavangerhalvøya (høst/vinter).

6.11.2 SMO og SVO i driftsfasen

Det er ikke identifisert noen SMO i åpent hav innenfor influensområdet for Nemo i driftsfasen. Det eksisterende datagrunnlaget gir ikke grunnlag for å kartfeste SVO i Nordsjøen og dermed heller ikke innenfor influensområdet for Nemo.

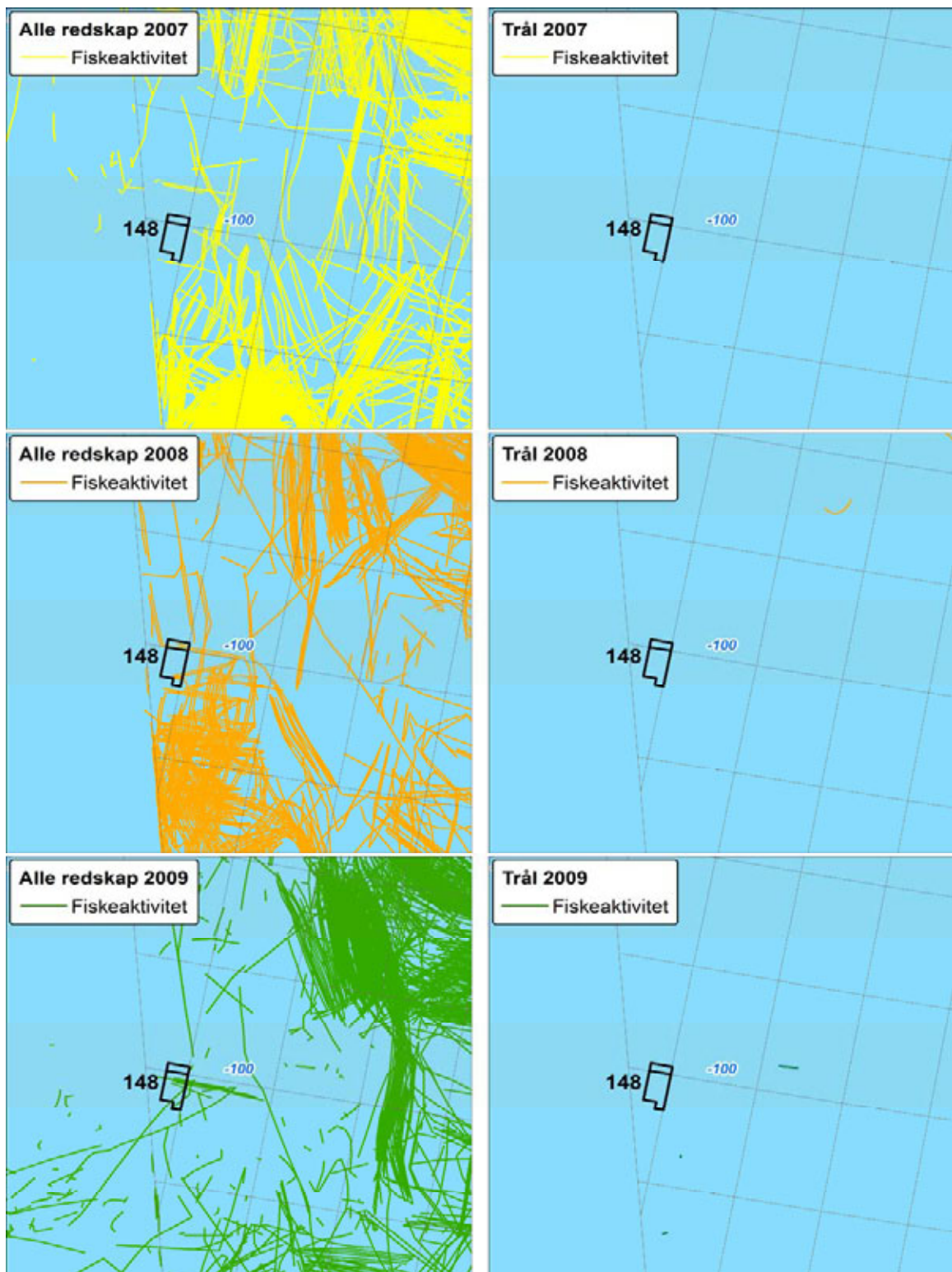
6.12 Andre næringer i influensområdet

6.12.1 Fiskerier

Nemo er lokalisert i et område der tidligere utredninger, ref./18/, og resultater fra Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøyer viser at det foregår et svært begrenset fiske.

På norsk side domineres fiskeaktiviteten med bruk av not og flytetral etter sild, makrell og kolmule. Tradisjonelt har det vært drevet et begrenset trålfiske etter sei i området. Det foregår også et begrenset britisk fiske i området med storparten av aktiviteten nord for Nemo. I dette området er det bunnfiske som er viktigst, ref. /4/ og /21/. Det pelagiske fisket er lite stedbundet og varierer fra år til år avhengig av fiskens vandringer og de reguleringer som myndighetene gjennomfører. I det aktuelle området drives nær alt fisket av fartøyer som omfattes av sporingsordningen, ref. Figur 21.

I nærområdet for Nemo foregår et moderat fiske med enkelte avgrensede områder med noe høyere aktivitet. Fiskeriaktiviteten er høyest i sommerhalvåret. Innenfor influensområdet for et overflateutslipp i borefasen ligger viktige fiskeområder med høy aktivitet langs vestskråningen av Norskerenna. Influensområdet for et havbunnsutslipp i driftsfasen dekker i hovedsak bankområdene vest for Eggaskråningen. Fiskefeltene langs vestskråningen av Norskerenna ligger i randsonen av influensområdet for et slikt utslipp.



Figur 21: Resultater fra satellittsporing av større fiskefartøyer i Nordsjøen i 2007 -2009. Venstre kolonne: Samlet norsk og utenlandsk fiske med alle redskaper. Høyre kolonne: Norsk fiske med bunntål. (Kilde: Fiskeridirektoratet).

Sårbarhet for oljesøl

Skadevirkninger for fiskeriene av et eventuelt akutt utslipp av olje vil avhenge av både sølets størrelse, varighet og drift og av når på året sølet skjer. Avhengig av oljens drift kan oljepåvirkningen av et område variere fra noen få dager til nærmest kontinuerlig påvirkning gjennom hele utslippsperioden.

Konsekvensene for fiskeriene av akutte oljeutslipp er knyttet til tre forhold, ref./28/:

- Utestenging fra fiskefelt. Det er ikke aktuelt å drive fiske i et område som er berørt av et oljesøl. Selv om fisken skulle unngå å bli påvirket av oljen, vil sølet kunne grise til redskapene og søle til fisken idet redskapet hales ombord i fartøyet. Et oljesøl vil derfor bety en avbrytelse av fisket. Konsekvensene av et slikt avbrekk vil avhenge av tidspunkt og varighet av utslippet.
- Redusert markedsverdi på fisken. Dersom et oljeutslipp finner sted i nærheten av et område hvor det drives fiske, kan fangsten bli umulig å avsette. Også frykt for denne typen forurensning kan ha uheldige markedsmessige konsekvenser. Markedet for fisk har vist seg å være svært sårbart, selv for ubekreftede rykter om forurensning.
- Tilgrising av faststående redskaper som stod i sjøen da utslippet startet. Det foregår imidlertid ikke fiskerier av noen betydning med faststående redskaper i området omkring Nemo. Under fisket med ringnot og trål vil fiskerne kunne unngå området som er påvirket av oljesøl.

6.12.2 Akvakultur

Kyststrekningen fra Hordaland til vestre deler av Vest-Agder ligger innenfor influensområdet for et større overflateutslipp av olje fra Nemo. Totalt finnes det på strekningen fra Vest-Agder til og med Hordaland ca. 500 konsesjoner for oppdrett. Fordelingen av konsesjoner og førstehåndsverdien av produksjonen er presentert i Tabell 9. Den samlede verdien av oppdrettsfiskeriet i området var i 2008 ca. 3,9 milliarder kroner. Et havbunnsutslipp i driftsfasen ventes ikke å nå land.

Tabell 9: Fordeling av oppdrettskonsesjoner (matfisk per januar 2010) og produksjonsverdi for laksefisk i 2008 for oppdrettsanlegg fra Hordaland til Vest-Agder (Kilde: Fiskeridirektoratet, 2010).

Fylke	Laksefisk	Marin fisk	Skjell og skalldyr	Førstehåndsverdi (Mrd kroner)
Hordaland	154	69	87	3,0
Rogaland	61	64	41	1,0
Vest-Agder	16	3	9	-
I alt	231	136	137	4,0

Sårbarhet overfor oljesøl

I forhold til oppdrettsvirksomheten representerer oljesøl to typer av konsekvenser, henholdsvis direkte tilgrising eller markedsrelaterte konsekvenser. Tilgrising vil normalt kun berøre enkeltanlegg eller noen anlegg i et område og konsekvensene kan begrenses av oljeverniltak. Konsekvensene vil derfor normalt være små for næringen totalt sett. Markedsrelaterte konsekvenser kan ramme mye videre og er vanskeligere å forutsi med tanke på konsekvenser. Eksempelvis ble begrensningene på omsetning av sjømat fra området ved Braer-forliset på Shetland først opphevet etter 7 år, ref./28/.


6.12.3 Rekreasjonsområder


Friluftsliv og rekreasjon har lang tradisjon i Norge. Totalt finnes det over 100 sikrede friluftsliv- og andre rekreasjonsområder langs ytre del av kysten av Rogaland, ref./29/. Dette inkluderer turområder, badeområder, fritidsfiske, rasteområder og lignede. Tilgrising av slike områder vil redusere publikums tilgang over en kortere eller lengre periode. Som med akvakultur vil konsekvenser begrenses av oljeverntiltak.

6.13 Sammenstilling av miljøressurser og annen virksomhet innenfor influensområdet til Nemo


Et sammendrag av miljøressurser og andre brukerinteresser innenfor influensområdet for Nemo er presentert i Tabell 10.

Fargekoden som er benyttet er gitt ved følgende:

 Ingen sårbare ressurser eller annen bruk.

 Noe sårbare ressurser eller annen bruk.

 Moderat sårbare ressurser eller annen bruk.

 Mye sårbare ressurser eller annen bruk.

Tabell 10: Miljøressurser og andre brukerinteresser som kan bli berørt av et oljesøl fra Nemo.

	Biologiske ressurser til havs			Biologiske ressurser langs kysten			Andre brukerinteresser			
	Koraller og andre havbunnsressurser	Fiskeressurser	Sjøfugl hav	Sjøfugl kyst	Sjøpattedyr	Strand / beskyttet område	Fiske	Akvakultur	Vrak / kulturminne	Rekreasjonsområder
Ressurs i influensområdet	Ingen kjente forekomster av koraller innenfor lisensen	Ligger innenfor konsentrert gyteområde for makrell.	Viktige oppholds- og beiteområder til havs.	Svært viktige sjøfuglområder på Jæren og utenfor Karmøy. Mest sjøfugl i hekke- og overvintringsperiodene.	Viktige områder for sel (steinkobbe og havert) innenfor influensområdet. (Kysten av Stavangerhalvøya – munningen av Boknafjorden).	Sårbare strandområder og vernede områder innenfor influensområdet i borefasen.	Begrenset fiske nær den planlagte utbyggingen. Meget viktige fiskeområder langs vestskråningen av Norskerenna.	Moderat oppdrettsvirksomhet i influensområdet (Sunnhordaland til Vest-Agder).	Ingen kjente forekomster innenfor lisensen	Sårbare rekreasjonsområder innenfor influensområdet.
Generell sårbarhet	Fysisk skade. Tildekking av borekaks og andre utslipp.	Fiskeegg og – larver er sårbare overfor oljesøl.	Sjøfugl er svært sårbar overfor oljesøl. Dette gjelder spesielt arter som tilbringer det meste av tiden på sjø.	Som for sjøfugl til havs.	Sel er svært sårbar overfor oljesøl i kaste- og hårfellingsperiodene. Særlig sårbar for fersk olje som kan forårsake skade ved inhalering.	Fysisk skade. Tilgrising av olje ved større utslipp.	Alle aktiviteter til havs kan medføre arealbeslag og operasjonelle ulemper for fiskeriene.	Fisk i oppdrettsanlegg kan bli ødelagt dersom den utsettes for oljesøl. Fysisk skade på utstyr.	Fysisk skade. Tildekking av borekaks og andre utslipp.	Fysisk skade. Tilgrising av olje ved større utslipp.
Kvartalsvis sårbarhet	Q1	Egg og larver i influensområdet	Overvintrende alkefugl opptrer i flokker	Overvintringsområde, mange arter	Hårfellingsperiode havert	Fiske hele året, høyest aktivitet i Q2 og Q3				Høyest aktivitet i sommerhalvåret
	Q2		Makrellgyting	Mye ungfugl/ årssunger til havs.						
	Q3	Myteperiode for mange arter, inkl. alkefugl.		Kasteperiode for steinkobbe	Hårfellingsperiode steinkobbe					
	Q4		Overvintringsområde for mange arter.	Overvintring	Kasteperiode for havert					

7 Konsekvenser for miljø og naturressurser

7.1 Utslipp til luft

Petroleumssektoren står for en betydelig andel av de norske utslippene 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:

- Norge skal i henhold til Gøteborg-protokollen oppnå 29 % reduksjon i utslippene av NO_x innen 2010, basert på utslippsnivået i 2001
- Norge skal oppfylle Kyotoprotokollen 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:

- Integrert vurdering av miljøkonsekvenser
- Bruk av Beste Tilgjengelige Teknikker (BAT)

Definisjon av BAT er basert på en evaluering av tiltakets effekt på ulike miljøaspekt, en evaluering av kostnader opp mot miljønytte og tiltakets egnethet i forhold til tekniske og operasjonelle forhold. IPPC-direktivet er implementert i forvaltningen av Forurensningslovens bestemmelser. 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.

I dette kapittelet presenteres forventede utslipp til luft knyttet til utbygging av Nemo, utslippsreducerende tiltak som er vurdert samt betydningen av disse utslippene. For beskrivelse av dagens situasjon og konsekvenser av utslipp til luft bygger kapittelet på delutredningen "Regulære utslipp til luft – konsekvenser" til RKU Nordsjøen 2006, ref./30/.

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

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

I dette kapittelet redegjøres det for utslippene til luft fra aktiviteter på norsk sokkel i utbyggingsfasen. Mer utfyllende beskrivelse, basert på mer konkret informasjon om valgt utbyggingsløsning, vil bli gitt i utslippssøknad i henhold til forurensningsloven.

Utslipp til luft i driftsfasen vil skje fra Haewene Brim FPSO i britisk sektor i henhold til britisk regelverk. Det vises til tilleggsdokumentet som er utarbeidet for Nemo-

utbyggingen på britisk side av grenselinjen, ref. Kapittel 12, Vedlegg II. Dokumentet er utarbeidet i henhold til Offshore Petroleum Production and Pipelines Regulations 1999 (Assessment of Environmental Effects).

7.1.1 Utslipp til luft i utbyggingsfasen

Utbyggingen av Nemo vil føre til økte utslipp til luft som følge av:

- Boring og komplettering (norsk sektor)
- Rørlegging (norsk og britisk sektor)
- Innfasing og tilrettelegging ved Haewene Brim FPSO (britisk sektor)

Det er foreløpig ikke tatt stilling til om det skal benyttes en oppjekkbar eller halvt nedsenkbar borerigg til boreoperasjonene. Ved bruk av en oppjekkbar borerigg er boreperioden beregnet til 301 dager. Dersom det benyttes en halvt nedsenkbar rigg vil boreperioden kunne reduseres med en uke per brønn.

Drivstofforbruket på borerigger er i størrelsesorden 9,5 – 15 tonn diesel per døgn. For estimering av utslipp til luft er det benyttet et dieselforbruk på 15 tonn diesel per døgn.

Det er videre antatt bruk av et standby-fartøy i hele boreperioden med et forbruk på 4 tonn diesel per døgn, ref./31/. Rørleggingsaktivitetene omfatter flere operasjoner med anvendelse av ulike fartøy for gjennomføring av survey, pløying av grøfter, rørlegging, installasjon og oppkobling, samt steindumping.

Avstanden mellom Nemo og Haewene Brim FPSO er om lag 39 km. Av dette utgjør rørledningene i norsk sektor en lengde på 24 km. Denne avstanden er lagt til grunn for antagelser om varighet knyttet til rørleggingsaktivitetene. I tillegg er varighet for installasjon av brønnramme og manifold inkludert.

Estimerte utslipp til luft ved installering av rørledninger og kontrollkabel, boring og brønnprensning på Nemo-feltet i norsk sektor er vist i Tabell 11 og Tabell 12.

Tabell 11: Estimerte utslipp til luft fra boring og rørleggingsaktiviteter.

Aktivitet	Dieselforbruk tonn/døgn	Døgn	Totalt tonn	Beregnet utslipp, tonn		
				CO ₂	NO _x	nmVOC
Borerigg	15	301	4515	14448	316	23
Standby fartøy	4	301	1204	3853	4,5	4
Rørleggingsaktiviteter	34	150	5100	16320	357	25,5
Sum	-	-	-	34621	678	52,5

Utslippsfaktorer for diesel: CO₂ 3,2 tonn/tonn, NO_x 0,07 tonn/tonn, nmVOC 0,005 tonn/tonn, egenvekt diesel 0,865 tonn/m³.

Tabell 12: Estimerte utslipp fra brønnprensning (fakling av hydrokarboner).

Aktivitet	Forbruk	Døgn	Totalt	Beregnet utslipp, tonn		
				CO ₂	NO _x	nmVOC
Brønnprensning (Oljefraksjon)	1461 tonn/døgn	4	5844 tonn olje	18700	21,6	19,3
Brønnprensning (Gassfraksjon)	52.500 Sm ³ /døgn	4	210.000 Sm ³ gass	491	2,54	0,01
Sum	-	-	-	19191	24,1	19,3

Det planlegges ikke for brønnintervensjon i driftsfasen.

Utslipp til luft fra henholdsvis utbygging av Nemo og totale utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet er vist i Tabell 13. Som det framgår av tabellen vil utslippene knyttet til utbygging av Nemo representere en liten andel av de samlede utslippene fra norsk sokkel. Vedrørende virkninger av utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten vises det til RKU Nordsjøen 2006.

Tabell 13: Estimert utslipp til luft på norsk sokkel ved utbygging av Nemo og totalt utslipp fra norsk petroleumsvirksomhet i 2009, ref./32/.

Utslipp til luft, Norsk sokkel	CO ₂	NO _x	nmVOC
Estimert utslipp fra Nemo-utbygging	53812 tonn	702 tonn	71,8 tonn
Totalt utslipp fra norsk sokkel i 2009	12,4 mill. tonn	49804 tonn	45503 tonn
Prosentvis andel av Nemo-utbygging	0,4%	1,4%	0,2%

Utslipp til luft i britisk sektor er basert på antagelser om varighet for rørleggingsaktiviteter over en avstand på 15 km og tillegg for oppkoblingsaktiviteter, som eksempelvis riser base tie-in. Antatt antall fartøydøgn som går med til installasjonsaktiviteter i britisk sektor er 118 døgn.

Tabell 14 viser estimerte utslipp til luft i britisk sektor og totalt for utbyggingsprosjektet.

Tabell 14: Estimerte utslipp til luft i britisk og totalt for Nemo-prosjektet

Kilde	Beregnet utslipp til luft, tonn		
	CO ₂	NO _x	nmVOC
Nemo utbygging, Britisk sokkel	12838	281	20,1
Nemo utbygging, Norsk sokkel	53812	702	79,3
Totalt for utbyggingsprosjektet	66650	983	99,4

Det vises også til tilleggsdokumentet som er utarbeidet for Nemo-utbyggingen på britisk side av grenselinjen, ref. Kapittel 12, Vedlegg II.

7.1.2 Utslipp til luft fra Haewene Brim FPSO i driftsfasen

I driftsfasen vil det ikke forekomme utslipp til luft på norsk sokkel fra feltinnretninger tilhørende Nemo.

Foreløpige studier viser at kraftbehovet for prosessering av brønnstrømmen vil medføre en marginal økning i kraftproduksjonen på Haewene Brim FPSO.

I tillegg vil det kunne forekomme utslipp til luft fra Haewene Brim FPSO i forbindelse med behov for fakling under oppstart og ved planlagt vedlikehold i driftsfasen. Det forventes to årlige nedstenginger over feltets levetid.

Under oppstart og i driftsfasen vil utslipp til luft skje fra Haewene Brim FPSO i britisk sektor og i henhold til britisk regelverk.

7.1.3 Avbøtende tiltak

Gjennom hele Nemo-feltets levetid vil det bli fokusert på identifisering og kartlegging av utslippsreducerende tiltak, som vil bli vurdert med tanke på mulig implementering.

I borefasen vil muligheten for implementering av tiltak for å redusere utslipp til luft være begrenset. Dette fordi prosjektet er avhengig av å kunne benytte tilgjengelig borerigg på markedet. Det vil bli tilstrebet å minimalisere utslipp i forbindelse med testing og komplettering av brønnene.

Gjennom risikoanalyser vil man kartlegge mulige hendelser for de ulike operasjonene. Tiltak vil bli implementert for å redusere sannsynlighet og konsekvenser for mulige hendelser.

7.2 Utslipp til sjø

I dette kapitlet redegjøres det for planlagte utslipp til sjø fra utbygging og drift av Nemo. Videre gis det en oversikt over av betydningen av disse utslippene til sjø og planlagte utslippsreducerende tiltak. Med hensyn til vurderingen av mulige miljøeffekter av regulære utslipp til sjø i norsk sektor i Nordsjøen vises det til RKU Nordsjøen 2006 og delrapporten om konsekvenser av regulære utslipp til sjø, ref./33/.

En oversikt over de ulike utslippene til sjø ved utbygging og drift av Nemo er vist i Tabell 15.

Tabell 15: Oversikt over utslipp til sjø ved utbygging og drift av Nemo.

Utslipp til sjø på norsk sokkel	Utslipp til sjø på britisk sokkel
<u>Boring og brønnoperasjoner</u>	<u>Klargjøring for oppstart</u>
Vannbasert borevæske	Oksygenfjerner
Borekaks	Biosid
Sement	Fargestoff
Gjengefett	<u>Driftsfase</u>
Kompletteringsvæske	Produsert vann
Vannbasert hydraulikkvæske	Drenasjevann
<u>Driftsfase</u>	Kjølevann
Hydraulikkvæske	Sanitæravløpsvann

Virkningene av eventuelle uhellsutslipp av olje er presentert i Kapittel 9.

7.2.1 Utslipp fra boring

Den planlagte Nemo-utbyggingen omfatter boring av to produksjonsbrønner, en injeksjonsbrønn og en mulig tilleggsbrønn. Brønnene er foreløpig ikke planlagt i detalj og det er ikke valgt leverandør av bore- og kompletteringsvæsker samt kjemikalier til sementerings- og kompletteringsoperasjonene. Estimerte utslipp av kaks og boreslam er basert på tentatitive planer for hullseksjoner og brønnnybder.

Det vil bli stilt strenge krav til boreoperasjonene og det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal medføre utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det vil bli tilrettelagt for gjenbruk av borevæske med hensyn til minimalisering av forbruk og utslipp til sjø. Boring av de øverste brønnseksjonene (36", 26" og 17 ½ ") er planlagt gjennomført med vannbasert borevæske. De nederste brønnseksjonene (12 ¼ " og 8 ½ ") vil bli boret med oljebasert borevæske.

Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges det for utslipp av kaks til sjø. Ved boring av 36" seksjonen vil kaks gå til sjø ved sjøbunnen i nærområdet til brønnen. Ved boring av 26" og 17 ½" seksjonene vil kaks gå til sjø ved havoverflaten.

Ved boring av 17 ½", 12 ¼" og 8 ½" seksjonene og under kompletteringsoperasjonene vil utblåsningssikring (UBS) bli benyttet. I henhold til myndighetskrav skal denne testes

ukentlig. Ved operasjoner med halvt nedsenkbar borerigg og enkelte oppjekkable borerigger er UBS'en plassert på sjøbunnen, slik at vannbasert hydraulikkvæske slippes til sjø ved aktivering av UBS. Forhold knyttet til eventuelt utslipp av hydraulikkvæske vil bli redegjort i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for produksjonsboring.

Miljøkonsekvensene ved utslipp av kaks og rester av slam fra boring med vannbaserte borevæsker vurderes begrenset til lokal nedslamming av havbunnen. Slike virkninger er reversible og havbunnen vil normalisere seg i løpet av få år. Utslippene vil være gjenstand for miljøovervåking gjennom den regulære regionale overvåkingen.

Borekaks med rester av oljebasert borevæske vil ikke gå som utslipp til sjø. Oljebasert borekaks vil bli transportert til land for videre behandling. All oljebasert borevæske vil bli sendt i land for gjenbruk eller destruksjon.

Forventet utslipp av kaks og borevæske fra boring av brønnene er vist i Tabell 16. Estimatenes er basert på erfaringene fra letebrønnene på Nemo og antagelser knyttet til seksjonslengder, hullstørrelser og forventet reservoardyp.

Tabell 16: Forventet utslipp av borekaks samt forbruk og utslipp av borevæsker.

Brønnseksjon	Kaks (tonn)		Væskevolum (m ³)		
	Til sjø	Til land	Forbruk	Til land	Utslipp til sjø
36"	174	-	315	-	315
26"	855	-	1909	-	1909
17 1/2"	533	-	1071	-	745
12 1/4"	-	261	583	182	-
8 1/2"	-	131	429	146	-
Kompletteringsvæske	-	-	350	300	-
Pakningsvæske	-	-	350	310	-
Sum per brønn	1562	392	5007	938	2969
Totalt (4 brønner)	6248	1568	20028	3752	11876

En typisk sammensetning av henholdsvis vannbasert og oljebasert borevæske er vist i Tabell 17 og Tabell 18.

Tabell 17: Oversikt over typiske kjemikalier i vannbasert borevæske og estimerte utslipp til sjø.

Handelsnavn	Funksjon	Fargekode	Utslipp til sjø (tonn/brønn)
Barite	Vektmateriale	Plonor	933
Bentonite, OCMA	Viskositet	Plonor	130
CMC EHV	Filtertap og viskositet	Plonor	10
Soda Ash	pH regulering og Ca-buffer	Plonor	3
Flowzan/Duotec NS	Viskositet	Plonor	6
Glydrill MC	Inhibering	Gul	32
KCl Brine, 1.14sg	Inhibering	Plonor	625
Polypac ELV	Filtreringskontroll	Plonor	17
Trol FL	Filtreringskontroll	Plonor	5
Sum per brønn			1761
Totalt (4 brønner)			7044

Tabell 18: Oversikt over typiske kjemikalier i oljebasert borevæske og estimerte mengder til land.

Handelsnavn	Funksjon	Fargekode	Til land (tonn/brønn)
Barite	Vektmateriale	Plonor	312
EDC 95/11	Basevæske	Gul	127
Paramul	Emulgator	Gul	6.5
Parawet	Emulgator	Gul	2.5
Lime	Alkalitet	Plonor	5
Paravis	Viskositet	Gul	5
Bentone 38/Bentone 42	Viskositet	Rød	1
CaCl ₂	Salinitet	Plonor	9
Versatrol/Versatrol M	Væsketapkontroll	Rød	4
Versatrol HT	Væsketapkontroll	Rød	1
G-seal	Væsketapkontroll	Plonor	1
Fordacal	Væsketapkontroll	Plonor	1
Sum per brønn			475
Totalt (4 brønner)			1900

I forbindelse med komplettering av brønnene vil det bli et begrenset utslipp til sjø av fortrenningsvæske bestående av ferskvann, inhibitor og monoetanolglykol (MEG), samt cesiumformiat. Ved kompletterings- og brønnopprenskningsoperasjonene vil det fokuseres på høy grad av væskeoppsamling. Ved komplettering av brønnene anvendes flere typer kjemikalier. En mulig sammensetning av kompletteringsvæsken vil kunne omfatte natriumklorid, oksygenfjerner, biosid og MEG, ref. Tabell 19.

Testing og opprensning av brønnene vil bli utført uten utslipp av hydrokarboner til sjø. Brønnene planlegges renses opp til rigg ved å produsere ut bore- og kompletteringsvæsker i reservoar og produksjonsrør. Det vil være en opprenskningspakke om bord med oppsamlingstanker for væsker som ikke kan brennes over brennerbom.

Tabell 19: Oversikt over typiske kjemikalier i kompletteringsvæske og estimerte mengder til land.

Handelsnavn	Funksjon	Fargekode	Til land (tonn/brønn)
Natriumklorid	Vektmateriale	Plonor	37,2
Natriumbisulfid	Oksygenfjerner	Plonor	0,2
EMI-1729	Biosid	Gul	0,1
Natriumbikarbonat/ Natriumkarbonat	pH-kontroll i pakningsvæske	Plonor	1,9
Monoetylglykol	Frostvæske	Plonor	0
Kaliumformat *	Vektmateriale	Gul	101
Cesiumformat *	Vektmateriale	Gul	376
Kaliumkarbonat/ Kaliumbikarbonat	pH-buffer for format	Plonor	7,5
Safe-Scav Ca	Oksygenfjerner	Gul	0,2
Sum per brønn			524
Totalt (4 brønner)			2096

* Kaliumformat/Cesiumformat er ikke besluttet, kan erstattes av boreslam som benyttes ved 8 ½" seksjonen

I forbindelse med sementering forventes mindre utslipp til sjø av sement og tilsetningsstoffer. Tilsetningsstoffene omfatter flere typer kjemikalier med ulike egenskaper. En oversikt over sementkjemikaliene er vist i Tabell 20.

Tabell 20: Oversikt over estimert forbruk og utslipp av typiske sementkjemikalier

Handelsnavn	Funksjon	Fargekode	Forbruk (tonn/brønn)	Utslipp til sjø (tonn/brønn)
Cement "G"	Sement	Plonor	490	40
A-3L	Extender	Plonor	1.4	0.3
A-7L	Accelerator	Plonor	2.6	0.5
CD-35L	Dispergeringsmiddel	Plonor	0.9	0.2
R-12L	Retarder	Plonor	2.7	0.2
R-15L	Retarder	Plonor	0.5	0.2
BA-58L	Gas migration	Plonor	122	3.7
SL-2	Strength retr & antigas migr	Plonor	14.8	7
FL-67LE	Fluid loss	Gul	18	0.9
W-10	Vektmateriale	Plonor	7.3	3.3
MCS-J	Surfactant	Gul	2.4	1.5
D-4 GB	Surfactant	Gul	2.4	1.5
Buffer	pH	Plonor	0.5	0.2
GW-22	Gellant	Plonor	0.2	0.08
Barite	Vektmateriale	Plonor	77.2	38.4
FP-16LG	Foam Preventor	Gul	1.4	0.3
Sum per brønn			744.3	98.3
Totalt (4 brønner)			2977.2	393.1

I tillegg vil det være behov for beredskapskjemikalier for å ivareta hendelser som eksempelvis brønnsparke. Et eksempel på beredskapskjemikalier er vist i Tabell 21.

Tabell 21: Eksempel på beredskapskjemikalier

Handelsnavn	Funksjon	Fargekode	Kriterier for bruk
CD-34L	Dispersant	Gul	Dispergeringsmiddel – lav temp
Magne Plus	LCM material	Gul	Plugging material – lost return
Magne Plus Retarder	Retarder	Plonor	Plugging material – lost return
NaCl	Additiv (Magne Plus)	Plonor	Plugging material – lost return
LW-6	Light weight material	Gul	Øke sementstyrken ved dårlig formasjon
W-10	Weight material	Plonor	Redusere sementstyrken ved høyt poretrykk

Drenasjevann fra boreoperasjonene kan være forurenset med olje og inneholde boreslam, noe som gjør at vannet er vanskelig å rense. Dersom drenasjevann ikke tilfredsstiller gjeldende krav til rensing, vil vannet bli samlet opp og transportert til land for videre behandling.

Valg av borevæsker og løsning for håndtering av avfall vil bli basert på bruk av beste tilgjengelige teknikker, beste praksis og kostnadsevalueringer. Det vil bli redegjort nærmere for utslipp og valg av kjemikalier i søknad om tillatelse til virksomhet i henhold til forurensningsloven.

Følgende vil bli vurdert i den videre boreplanleggingen:

- Minimalisering av oljebasert slam
- Anvendelse av miljømessige akseptable kjemikalier i kompletteringsvæsken (Plonor- og eventuelt gule kjemikalier i henhold til KLIFs kategorisering av kjemikalier)
- Alternativ til oljebasert borevæske vil bli evaluert med tanke på operasjonelle og miljømessige forhold
- BAT teknologi for behandling av borekaks

7.2.2 Utslipp til sjø ved klargjøring av rørledninger for oppstart og drift

Etter rørlegging vil rørledningene bli fylt med ferskvann tilsatt biosid, oksygenfjerner og avleiringshemmere, og et fluoriserende fargestoff. Bruk av kjemikalier vil bli minimalisert og tilpasset de enkelte rørledningene. Vanninjeksjonsrørledningen kan bli liggende vannfylt i ca. 2 år før start av vanninjeksjon.

Ved klargjøring og trykktesting av rørledningene før oppstart vil utslippene sannsynligvis skje fra Haewene Brim FPSO. Type kjemikalier eller konsentrasjoner som skal benyttes er i dag ikke fastsatt, men vil spesifiseres i utslippssøknaden til britiske myndigheter i henhold til Offshore Chemical Regulations, 2002 (PON15C-søknad). Valg av kjemikalier vil følge Lundin Norway's prosedyrer i henhold til selskapets nullutslippsarbeid. Utslippene vil skje i henhold til britisk regelverk og ventes å medføre lokale virkninger i det bentske og pelagiske miljøet ved utslippsstedet.

7.2.3 Utslipp til sjø ved normal drift

Ved planleggingen av Nemo er det lagt til grunn en målsetting om null miljøfarlige utslipp til sjø i forbindelse med driften av feltet. Alle kjemikalier som skal benyttes skal være testet med hensyn til giftighet, nedbrytbarhet og potensialet for bioakkumulering. Ved normal drift vil det kun være utslipp av hydraulikkvæske til sjø i norsk sektor av Nordsjøen. Dette som følge av styring av ventilene på brønnrammen.

I driftsfasen vil utslipp til sjø fra Haewene Brim FPSO skje i britisk sektor og i henhold til britisk regelverk. Det vises til tilleggskdokumentet som er utarbeidet for Nemo-utbyggingen på britisk side av grenselinjen, ref. Kapittel 12, Vedlegg II.

Utslipp av hydraulikkvæske

Hydraulikkvæsken som er planlagt brukt er Transaqua HT2. Hydraulikkvæsken er den samme som benyttes på Haewene Brim FPSO i dag. Transaqua HT2 er vannbasert og klassifisert i gul kategori.

Typiske utslippsvolumer for operasjon av ventiler på brønnbarriere og bunnramme vil være:

- 5" Ventiler 4 - 5 liter
- 2" Ventiler 0,5 - 1 liter
- Mindre ventiler 0,05 - 0,5 liter
- Choke 0,5 - 1,0 liter

Hydraulikkvæsken for operasjon av ventiler vil bli overført fra Haewene Brim FPSO via kontrollkabelen. Styringssystemet på FPSO'en er basert på et åpent hydraulikk-system. Dette betyr at hydraulikkvæsken ikke returneres tilbake til plattformen etter operasjon av ventilene. Dette medfører at det vil bli noe utslipp av hydraulikkvæske til sjø i driftsfasen. Årlig utslipp til sjø ved normal drift er estimert til ca. 300 liter hydraulikkvæske. I tillegg vil det være et engangsutslipp i forbindelse med installasjon og klargjøring av anlegget for oppstart. Kvantifisering av dette vil bli inkludert i søknad om virksomhet etter forurensningsloven for henholdsvis klargjøring for oppstart og driftsfasen.

Utslipp av produsert vann

Haewene Brim FPSO har en utslippstillatelse i henhold til "the Petroleum Activities Regulations, (2005)" som dekker utslipp av produsert vann, drenasjevann, sand og avleiringer.

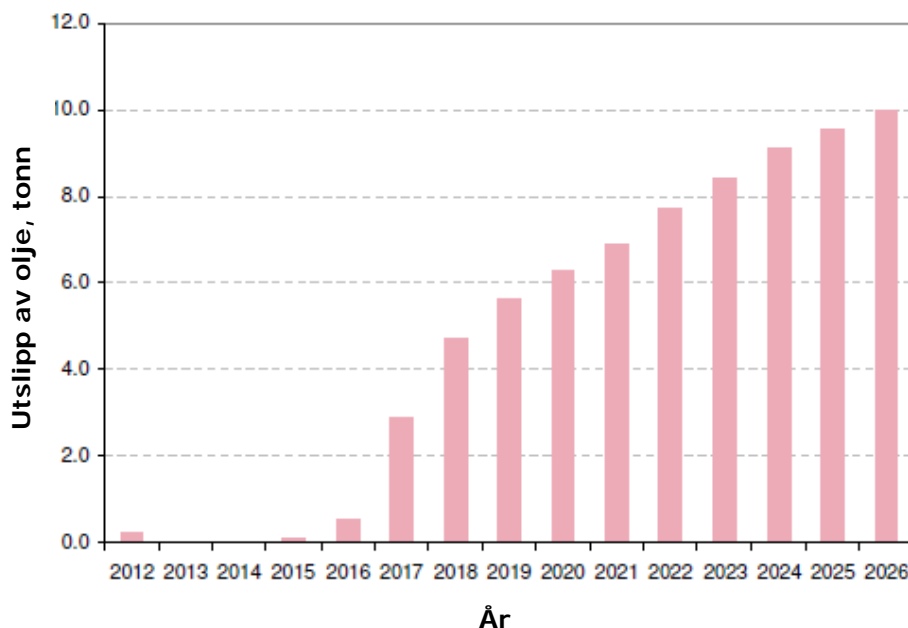
Eksisterende behandling av produsert vann består av et robust multippel vannbehandlingssystem, som omfatter bruk av "in-line coalescer", hydroykloner og avgassingstank. Vannbehandlingssystemet har en kapasitet på 3500 m³ per dag. Innholdet av olje i produsert vann tilfredsstiller det britiske myndighetskravet til 30 mg olje/liter vann. Ved eventuelle uregelmessigheter vil driftsprosedyrer sikre at produsert vann med et høyere oljeinnhold ledes til sloptanker for gjentatt vannbehandling.

I de første årene etter oppstart er det modellert et svært lavt vanninnhold i brønnstrømmen (<5 %, eller alternativt <25 m³/dag) fra Nemo. I tilsvarende periode genererer Pierce-feltet i størrelsesorden 350 m³/dag. Samlet vannvolum i denne perioden utgjør ca. 10 % av vannbehandlingskapasiteten på Haewene Brim FPSO.

Ved slutten av Nemo-feltets levetid viser prognosen at brønnstrømmen vil inneholde et maksimalt vanninnhold på mindre enn 1000 m³/dag. Konklusjonen er at den eksisterende kapasiteten til vannbehandlingssystemet dekker behovet for håndtering av vann i henhold til britiske utslippskrav.

Maksimalt årlig utslipp til sjø av olje i produsert vann fra Nemo er vist i Figur 22.

Den mest sannsynlige utvinningsstrategien for Nemo omfatter to produsenter og en vanninjektor. Det er aktuelt at vanninjektoren starter som en produsent. Eventuelt behov for vanninjeksjon vil bli vurdert i feltets produksjonsfase.



Figur 22: Årlig utslipp av olje i produsert vann fra Nemo (antatt oljeinnhold 30 mg/l)

For å sikre en effektiv drift av hydrosyklonene kreves det per i dag at en andel av produsert vann returneres/resirkuleres for å sikre tilstrekkelig vannmengde under drift. Dette på grunn av den lave vannraten fra Pierce-feltet. Vannmengden fra Nemo vil redusere behovet for intern resirkulering av vann til hydrosyklonene. Dette vil kunne øke effektiviteten i vannbehandlingen slik at oljeinnholdet i produsert vann reduseres ytterligere før utslipp til sjø.

Utslipp av kjemikalier

Følgende kjemikaliekategorier er planlagt benyttet i driftsfasen:

Kategori:	Tilsetningspunkt:	Stipulert forbruk:
Emulsjonsbryter	Topside	5 liter/time
Voksinhibitor	Subsea	9 liter/time
Asfaltene dispergeringsmiddel	Subsea	9 liter/time
Hydratinhibitor	Subsea	1 m ³ per brønn
Scale inhibitor	Down-hole	2 liter/time

Med unntak av hydratinhibitor (metanol) er det ikke foretatt et endelig valg av spesifikke kjemikalier. Sannsynligvis vil det ikke være behov for kontinuerlig injeksjon av kjemikalier. Det er forventet at metanol kun vil bli benyttet i forbindelse med driftsstans for å hindre dannelse av hydrater.

Kjemikalierne vil bli valgt med tanke på å unngå uakseptabel miljørisiko ved utslipp til sjø og omsøkt i henhold til PON15D ved oppdatering av "the Field Development Plan" til britiske myndigheter.

Øvrige utslipp

Utbygging og drift av Nemo forventes ikke å føre til økte utslipp av drenasjevann, kjølevann eller avløpsvann fra Haewene Brim FPSO. Avfallshåndteringen på Haewene Brim FPSO vil skje i henhold til det britiske regelverket.

7.2.4 Avbøtende tiltak

Oversikt over utslippsreducerende tiltak er følgende:

- Bruk av vannbasert borevæske ved boring av de øverste brønnseksjonene
- Gjenbruk av vannbasert borevæske i den grad der dette er formålstjenelig
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske vil bli tatt til land for destruksjon
- Utslipp av sementeringskjemikalier vil bli minimalisert ved hjelp av doseringsutstyr

Lundin Norway AS vil bestrebe å velge de minst miljøbelastende kjemikaliene og vil følge opp kjemikalieleverandørene for å sikre rett bruk. Selskapet vil søke å minimere bruk av kjemikalier i operasjonsfasen. Denne målsetningen vil bli fulgt opp gjennom planlegging og testing for å optimalisere produksjonsprosessen.

Periodisk inspeksjon av rørledninger vil bli gjennomført med ROV. Dette blant annet for å oppdage eventuelle lekkasjer til sjø.

Det vil bli etablert et fjernmålingssystem for deteksjon av akutt forurensning, ref. aktivitetsforskriften §50. Etableringen vil ta utgangspunkt i OLFs anbefalte retningslinjer for vurdering av fjernmålingstiltak, ref./34/.

Det vil bli gjennomført forvitningsanalyser som basis for oljedriftsberegninger og etablering av oljevernberedskapsplaner før produksjonsstart.

7.3 Annen påvirkning av det marine miljøet

Installering av havbunnsinnretninger, grøfting, legging av rør/kabler mellom Nemo og vertsplattformen vil medføre noen lokal forstyrrelse av sjøbunnen og leveforholdene til bunndyr.

I denne delen av Nordsjøen består havbunnen av sandbunn bestående av fin til middels fin sand. Aktuelle bunnforhold, dybder og strømforhold tilsier at virkningene for miljø vil være små og forbigående. Effektene er stort sett begrenset til nærområdene rundt inngrepene og vil neppe påvirke økosystemene som helhet, ref./4/.

Utbyggingen av Nemo-feltet er vurdert å medføre ubetydelige negative konsekvenser for sjøbunn og bunnfauna. Eventuelle miljøeffekter vil være av lokal karakter med kort varighet.

7.3.1 Miljøovervåking

Oljeselskapene er pålagt å gjennomføre både lokale og regionale miljøundersøkelser i tilknytning til virksomheten. Rammeforskriftens § 27 fastslår at operatørene er pliktet til å foreta grunnlagsundersøkelser, miljøovervåking, etterkantundersøkelser, fjernmåling og karakterisering av olje og kjemikalier.

Før produksjonsboringen på Nemo 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 Nemo planlegges gjennomført i 2011, samtidig med den neste regionale overvåkingsundersøkelsen i Ekofisk-regionen. Miljøovervåkingen på Nemo vil deretter bli fasett inn i den regionale overvåkingen i området. Hovedregelen er at dette gjennomføres hvert tredje år i perioden mai - juni.

Nærmere beskrivelser om hvordan overvåkingen av vannsøyle og havbunn skal utføres er gitt i Aktivitetsforskriften. Miljøovervåking på Nemo-feltet vil bli foretatt i samsvar med gjeldende regelverk. Et forslag til kartleggingsprogram vil bli oversendt Klima- og forurensningsdirektoratet (Klif).

7.3.2 Oppfølgingsaktiviteter

Siden feltet ligger i norsk sektor og produksjonen vil skje på britisk side av delelinjen skal både norske og britiske myndighetskrav oppfylles.

Særegne britiske krav i forkant av feltutbygging omfatter undersøkelse av havbunnen langs rørtraséen, og da spesielt med hensyn til kartlegging av eventuelle "pockmarks" i området. Pockmarks er groper i havbunnen, som dannes ved at gass og væsker siver/strømmer opp fra undergrunnen. Det er ingen kjente forekomster i området som berøres av feltutbygging og rørledninger. Kartlegging av pockmarks på norsk kontinentalsokkel er ikke påkrevd for feltutbyggingen.

I forbindelse med legging av rør fra Nemo til Haewene Brim FPSO vil geofysiske og geotekniske undersøkelser av havbunnen bli utført. Dette medfører at sjøbunnen skal undersøkes i et 500 meter bredt belte langs hele rørledningen. Arbeidet er planlagt utført juli/ august 2010. Undersøkelsen vil også omfatte kartlegging av eventuelle marine kulturminner.

8 Konsekvenser for andre næringer

8.1 Konsekvenser for fiskeriene i berørt område

Utbyggingen av Nemo vil skje i et område med begrenset fiskeriaktivitet, ref. Figur 21. Sjøbunnsinnretningene vil i samsvar med norsk regelverk være overtrålbare og uten sikkerhetssone i driftsfasen. I tillegg vil rørledninger og kontrollkabler være overdekket eller nedgravd i sjøbunnen. Det forventes at utbyggingsløsningen for Nemo ikke vil medføre varige ulemper for fiskeriaktiviteten i området. Etter at driftsfasen er avsluttet vil sjøbunnsinnretningene bli fjernet.

I anleggsfasen vil det bli et midlertidig arealbeslag rundt lokaliteten. Ved boring og ved installering av havbunnsinnretninger vil det bli etablert en midlertidig sikkerhetssone på 500 meter. Tilsvarende gjelder omkring rørleggingsfartøy. Dette arealbeslaget vil utelukke all fiskeriaktivitet innenfor sikkerhetssonen i en begrenset tidsperiode. I driftsfasen er det ikke tillatt å etablere sikkerhetssoner omkring havbunnsinnretninger eller rørledninger.

Basert på det begrensede omfanget av fisket i området vurderes det at det midlertidige arealbeslaget i anleggsfasen og tilstedeværelsen av havbunnsinnretninger ikke vil medføre operasjonelle ulemper eller fangstreduksjoner av noen betydning.

Ved valg av rørledningstrasé er det lagt vekt på å redusere ulempene for fiskeriene. I prosjektplanleggingen vil følgende avbøtende tiltak bli vurdert:

- Informasjon til fiskerne i forkant av rørlegging og eventuell steinfylling
- Rørlegging på tidspunkter med lav fiskeriaktivitet
- Redusere omfanget av frie spenn
- Optimalisering av steinmengder ved behov for overdekking
- Inspeksjon av rørledning etter legging
- Utbedring av ankermerker dersom slike oppstår
- Avmerking av installasjoner på kart

8.2 Konsekvenser for oppdrettsnæringen

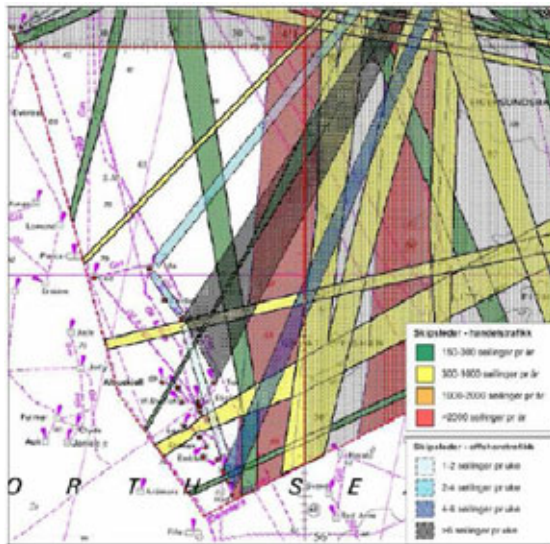
Ved utbygging og normal drift av Nemo forventes det ingen konsekvenser for oppdrettsnæringen.

8.3 Konsekvenser for skipsfart

I områder med både stor skipstrafikk og petroleumsvirksomhet er det i utgangspunktet et konfliktpotensial. Dette gjelder særlig i områder med viktige skipsleder og overflateinnretninger med tilhørende skipstrafikk.

I forbindelse med RKU Nordsjøen er det etablert et overordnet bilde av den samlede skipstrafikken og forholdet til eksisterende offshoreinstallasjoner med tilhørende trafikk, ref./35/.

Skipstrafikken i regionen der Nemo er lokalisert er vist i Figur 23.



Figur 23: Kartlagt skipstrafikk i region Nordsjøen Sørvest. Nemo er lokalisert mellom de to nordligste grønne trafikklede til venstre på kartet (Kilde: RKU/Safetec 2006).

Nemo ligger like nord for en trafikklede med om lag 290 seilinger per år. Hoveddelen av denne trafikken går mellom østkysten av England nordover til Russland eller Nord-Norge. Ingen av trafikklede i regionen berører den planlagte utbyggingslokaliteten.

I utbyggingsfasen skal det bores brønner, installeres innretninger og legges to rørledninger, samt en kontrollkabel. For å redusere eller forhindre en potensiell konflikt med skipstrafikken i området vil det være viktig med informasjon om varigheten av denne aktiviteten, samt posisjoner og seilingskurser. Arealbeslaget i utbyggingsfasen vil være begrenset i omfang. I tillegg vil det være nærvær av beredskapsfartøy tilknyttet leggeoperasjonen. Dette for å unngå eventuelle konflikter med kryssende fartøy. Tilsvarende vil gjelde i korte perioder med inspeksjon og vedlikehold av havbunnsinnretningene.

I driftsfasen er det ikke forventet at havbunnsinstallasjonen eller rørledningen vil medføre konsekvenser for skipsfarten.

9 Uhellsutslipp av olje

Hendelser med størst potensial for miljøkonsekvenser omfatter oljeutblåsning under leteboring og produksjon og større oljelekkasjer ved brudd på rørledninger. Det er imidlertid lav sannsynlighet for at slike hendelser skal inntreffe.

Sannsynligheter for akutte oljeutslipp fra bore- og produksjonsaktiviteter er estimert på grunnlag av registrerte hendelser i Nordsjøen, Mexicogulven (USA) og de østlige kanadiske havområdene for perioden 1987 – 2007, ref./38/. Statistikken viser en utblåsningsfrekvens for produksjonsboring på $4,03 \times 10^{-5}$ per brønn (tilsvarende 1 utblåsning per 25.000 boreoperasjoner) og fra en produserende oljebrønn på $7,51 \times 10^{-6}$ per brønnår (1 utblåsning hvert 135.000 år).

RKU Nordsjøen 2006 oppgir en samlet sannsynlighet for en oljeutblåsning hvert 20-25 år, som tilsvarer ca. 5 % sannsynlighet for en utblåsning per år. Dette estimatet er basert på historiske data på verdensbasis og et antatt aktivitetsnivå i Nordsjøen på 50

brønnboringer årlig. For rørledninger i Nordsjøen er det vurdert en samlet sannsynlighet for en lekkasje annethvert år.

Det har nå eksistert petroleumsvirksomhet på norsk sokkel i ca. 40 år. I løpet av denne perioden har det vært to hendelser med store utslipp av olje (>1000 m³). Den første hendelsen var oljeutblåsningen på Ekofisk Bravo i 1977 med et utslipp på ca. 12.700 m³ råolje til sjø. Den andre hendelsen skjedde under lastning av olje fra Statfjord A-plattformen i desember 2007 og omfattet utslipp av ca. 4.000 m³ råolje.

Mulige hendelser for betydelige oljeutslipp fra Nemo-feltet er vurdert til å kunne omfatte:

- Overflateutslipp fra borerigg i forbindelse med boring av brønnene på Nemo
- Havbunnsutslipp i forbindelse med boring og i feltets produksjonsfase
- Utslipp som følge av brudd på rørledning mellom Nemo og Haewene Brim FPSO.

I dette kapitlet presenteres beregninger for mulig skadeomfang ved store oljeutslipp. Skadeberegningene er utført for overflateutslipp i utbyggingsfasen og for havbunnsutslipp i produksjonsfasen. Disse hendelsene er vurdert til å omfatte utslipp med størst skadepotensial.

9.1 Beregning av konsekvenser ved oljeutslipp

I dette kapitlet presenteres prinsipper og forutsetninger som legges til grunn ved beregning av skade for biologiske ressurser og andre brukerinteresser ved store oljeutslipp. Videre presenteres skalaen som benyttes for gradering av slik skade. Dette for å synliggjøre hvordan resultatene som presenteres i det etterfølgende er framkommet.

Et sammendrag av de viktigste resultatene fra beregning av skade fra betydelige oljeutslipp fra Nemo er vist i kapittel 9.2.

9.1.1 Forutsetninger for beregning av skade

Beregning av mulig skade ved et oljeutslipp tar utgangspunkt i graden av overlapp mellom et oljesøl og forekomsten av biologiske ressurser (eller øvrige brukerinteresser) i influensområdet. Den anvendte metoden bygger på skadenøkler og prinsipper i henhold til OLFs MIRA-metode, ref./36/, som tilsvarer metoden som er benyttet i arbeidet med forvaltningsplanen for Norskehavet, ref./37/. Beregningene tar hensyn til ressursfordelingen vinter, vår, sommer og høst.

De biologiske ressursene og brukerinteressene som inngår i beregningene er vist i Tabell 22.

Tabell 22: Biologiske ressurser og brukerinteresser som inngår ved beregning av skade

Biologiske ressurser til havs	Biologiske ressurser langs kysten	Andre brukerinteresser
<ul style="list-style-type: none"> • Koraller og andre sjøbunnsressurser • Ressurser i vannsøylen (plankton, fiskeegg og larver, fisk, m.m) • Sjøfugl på åpent hav 	<ul style="list-style-type: none"> • Kystnær sjøfugl • Sjøpattedyr • Sårbar strand og verneområder 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiskeriaktivitet • Akvakultur • Marine kulturminner • Rekreasjonsområder

9.1.2 Valg av arter og geografisk avgrensning

For beregning av skade er det valgt arter på grunnlag av data om forekomst i analyseområdet, eksempelvis kjente leve-, hekke- og kasteområder. De ulike ressursene og deres sårbarhet for oljesøl er beskrevet i kapittel 6.

En rødlistestatus for biologiske ressurser som inngår i konsekvensvurderingen er vist i Tabell 23.

Tabell 23: Rødlistestatus for biologiske ressurser som inngår i konsekvensvurderingen

Åpent hav	Rødlistestatus ¹	Kyst	Rødlistestatus ¹
Alkekonge	LC	Teist	NT
Alke	LC	Toppskarv	LC
Lunde	VU	Havelle	LC
Lomvi	CR	Ærfugl	LC
Fiskemåke	LC	Steinkobbe	VU
Sildemåke	LC	Havert / Gråsel	VU
Svartbak	LC		
Gråmåke	LC		
Krykkje	VU		
Havsule	LC		
Havhest	LC		

¹ Andel av total "nasjonal populasjon": CR = Critical Reduced / kritisk redusert, VU = Vulnerable / sårbar, NT = Near Threatened / nær truer, LC = Least Concerned/livskraftig. (Kilde: www.artsdatabanken.no)

De beregnede tapsandelene for de valgte artene er avhengig av den geografiske avgrensning som er definert for ressursene. Beregnet tapsandel blir redusert ved økende geografisk areal som inngår i modelleringen.

Beregnet skadeomfang for arter som er vanlige i Nemo-området er vist i kapittel 9.3 og 9.4.

I dette dokumentet er tapsandelene beregnet med utgangspunkt i regionale bestandsestimater innenfor et avgrenset geografisk område. For de ulike biologiske ressursene er tapsandelene beregnet med utgangspunkt i følgende avgrensning:

- Sjøfugl på åpent hav Antall fugl i den nordøstlige Nordsjøen, Skagerrak og nordlige Kattegat (54,5 til 61,0 °N og fra 0,0 til 13,0 °E).
- Kystfugl og sjøpattedyr: Antall individer innenfor et ca 30 km bredt kystområde som strekker seg fra Kristiansand til Sogn og Fjordane, dvs. 61,0 °N.
- Andre ressursgrupper og brukerinteresser: Vurderingen er basert på absolutte størrelser, f.eks. antall rekreasjonsområder eller akvakulturanlegg som blir berørt på den kyststrekningen som er definert ovenfor.
For fiskeriene en vurdering basert på omfanget av fiskeriaktivitet i influensområdet.
For marine kulturminner baseres vurderingene på antall funn og deres lokalisering i forhold til planlagt utbygging.

9.1.3 Gradering av skade

Skala for vurdering av konsekvenser (relativ skade) av oljeutslipp for ulike biologiske ressurser og for andre brukerinteresser er vist i Tabell 24. For de biologiske ressursene er det som hovedregel den teoretiske restitusjonstiden som ligger til grunn for graderingen. Den teoretiske restitusjonstiden er tiden det tar før en populasjon eller et habitat er tilbake til tilstanden den var før den ble utsatt for olje. Prinsipper for å beregne restitusjonstid er beskrevet i MIRA-metoden, ref. /36/.

Tabell 24: Biologiske ressurser og andre brukerinteresser vurdert i forhold til oljesøl (hovedgruppene er inndelt i fargekoder).

Konsekvenskategori			0	1	2	3	4	5
			Ikke målbar	Lokal	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
Teoretisk restitusjonstid			-	< 1 mnd	< 1 år	1 – 3 år	3 – 10 år	> 10 år
Gruppe 3 - 7			-	< 1 mnd	< 1 år	1 – 3 år	3 – 10 år	> 10 år
Gruppe	Ressurs	Vurderingsgrunnlag						
1	Koraller	Ikke relevant for området	-	-	-	-	-	-
2	Vannsøyle (plankton mv)	Områder med skadelige konsentrasjoner av olje	< 1 (km ²)	< 10 (km ²)	< 100 (km ²)	< 500 (km ²)	< 1000 (km ²)	> 1000 (km ²)
3	Fiskeegg og larver	Dødelighet	Ikke målbar	< 5 %	< 10 %	< 20 %	< 30 %	> 30 %
4	Sjøfugl - åpent hav	Dødelighet	Ikke målbar	< 1 %	< 5 %	< 10 %	< 25 %	> 25 %
5	Sjøfugl - kyst	Dødelighet	Ikke målbar	< 1 %	< 5 %	< 10 %	< 25 %	> 25 %
6	Sjøpattedyr	Dødelighet	Ikke målbar	< 1 %	< 5 %	< 10 %	< 25 %	> 25 %
7	Kysthabitat	Strandet olje	Ikke målbar	< 1 (tonn/rute)	< 100 (tonn/rute)	< 500 (tonn/rute)	< 1000 (tonn/rute)	> 1000 (tonn/rute)
8	Fiskeri	Viktighet	Ingen	Lokalt, få fartøy	Lokalt, flere fartøy	Regional, få fartøy	Regional, flere fartøy	Nasjonal
9	Akvakultur	Antall	Ingen	< 10	< 25	< 100	< 250	> 250
10	Friluftsområder	Antall	Ingen	< 5	< 10	< 50	< 100	> 100

Restitusjonstiden er nært knyttet til artenes prosentvise populasjonstap, men vil kunne variere avhengig av biologiske forhold og status for den enkelte art som blir berørt. Sammenhengen mellom populasjonstap og restitusjonstid for sjøfugl er i stor grad basert på populasjonsdynamikken til arten lomvi. Denne arten er svært sårbar for oljesøl og er oppført som kritisk truet på Rødlista.

Ved gradering av skadeomfanget for hovedgruppene benyttes den arten med størst populasjonstap til å klassifisere gruppen. Deretter benyttes gjennomsnittlig restitusjonstid hentet fra MIRA-metoden til klassifisering av teoretisk restitusjonstid for hovedgruppen. For kystsjøfuglen teist vil et 6 % populasjonstap graderes som en moderat skade med en teoretisk restitusjonstid på 1 – 3 år, ref. Tabell 24. Dersom dette er den største skaden for kystfugl i analyseområdet vil gradering moderat skade gjelde for hele kategorien kystsjøfugl.

9.2 Konsekvenser ved oljeutslipp fra Nemo

Konsekvenser for miljøressurser og brukerinteresser innenfor influensområdet fra henholdsvis overflateutslipp og havbunnsutslipp av olje fra Nemo er vist i Tabell 25. Innen hver ressursgruppe er det arten/gruppen med størst skade som tas hensyn til ved klassifisering av skade.

Sammenstillingen viser at miljøvirkningen av et overflateutslipp jevnt over er høyere enn for et havbunnsutslipp fra feltet. Biologiske ressurser langs kysten berøres ikke av et havbunnsutslipp. Det samme gjelder for andre brukerinteresser på sjø eller langs kysten. Dette som følge av at havbunnsutslippet i følge resultatene fra de gjennomførte oljedriftberegningene ikke vil nå land.

Det er ikke tatt hensyn til effekten av planlagt oljevernberedskap i de resultatene som presenteres i dette kapitlet. For virkningen av planlagt oljevernberedskap vises det til kapittel 9.5.2.

I resultatene er det ikke tatt hensyn til sannsynligheten for at uhellsscenarioene skal forekomme. Dette sannsynlighetsaspektet og dermed den reelle miljørisikoen vil bli behandlet i miljørisikoanalysen for den planlagte utbyggingen.

Tabell 25: Oversikt over virkninger for miljøressurser og andre brukerinteresser av et større oljeutslipp fra Nemo.

	Biologiske ressurser til havs			Biologiske ressurser langs kysten			Andre brukerinteresser				
	Koraller og andre havbunnsressurser	Fiskeressurser	Sjøfugl hav	Sjøfugl kyst	Sjøpattedyr	Strand / beskyttet omr.	Fiske	Akvakultur	Vrak / andre kulturminner	Rekreasjonsområder	
Influensområdet	Ingen kjente forekomster av koraller innenfor lisensen	Ligger innenfor konsentrert gyteområde for makrell.	Viktige oppholds- og beiteområder til havs.	Svært viktige sjøfuglområder på Jæren og utenfor Karmøy. Mest sjøfugl i hekke- og overvintringsperiodene.	Viktige områder for sel i randsonen av influensområdet. (Kysten av Stavangerhalvøya – munningen av Boknafjorden).	Sårbare strandområder og vernede områder innenfor influensområdet i borefasen.	Begrenset fiske nær den planlagte utbyggingen. Meget viktige fiskeområder langs vestskråningen av Norskerenna.	Moderat oppdrettsvirksomhet i influensområdet (Sunnhordaland til Vest-Agder).	Ingen kjente forekomster innenfor lisensen	Sårbare rekreasjonsområder innenfor influensområdet.	
Overflateutslipp	Q1		Alkekonge, lunde	Havelle, Teist, Toppskarv, Storskarv, Ærfugl		Jærstrendene					
	Q2		Makrell	Lunde, lomvi		Utsira, Karmøy og Jærstrendene	Områder i Eggaskråningen				
	Q3		Lomvi	Teist, Storskarv, Toppskarv, Ærfugl	Havert (Kjørholmene)	Jærstrendene	Områder i Eggaskråningen				
	Q4		Lomvi	Havelle, Teist, Storskarv, Toppskarv, Ærfugl		Karmøy					
Havbunnsutslipp	Q1		Alle undersøkte arter eksklusiv sildemåke								
	Q2		Makrell	Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge			Områder vest for Eggaskråningen				
	Q3		Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge				Områder vest for Eggaskråningen				
	Q4		Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge								
0	Ingen målbar virkning	1	Lokal virkning	2	Mindre virkning	3	Moderat virkning	4	Betydelig virkning	5	Alvorlig virkning

9.3 Konsekvenser ved overflateutslipp av olje fra Nemo

Et overflateutslipp fra Nemo vil bare kunne forekomme i borefasen for feltet.

9.3.1 Konsekvenser for biologiske ressurser i sjø

Fiskeressurser

For storparten av fiskeartene som gyter i Nordsjøen foregår gytingen i første kvartal. Nemo er imidlertid lokalisert innenfor et område som i senere år har vært et av de mer konsentrerte gyteområdene for makrell, som gyter i andre kvartal, ref. Kapittel 6.7.

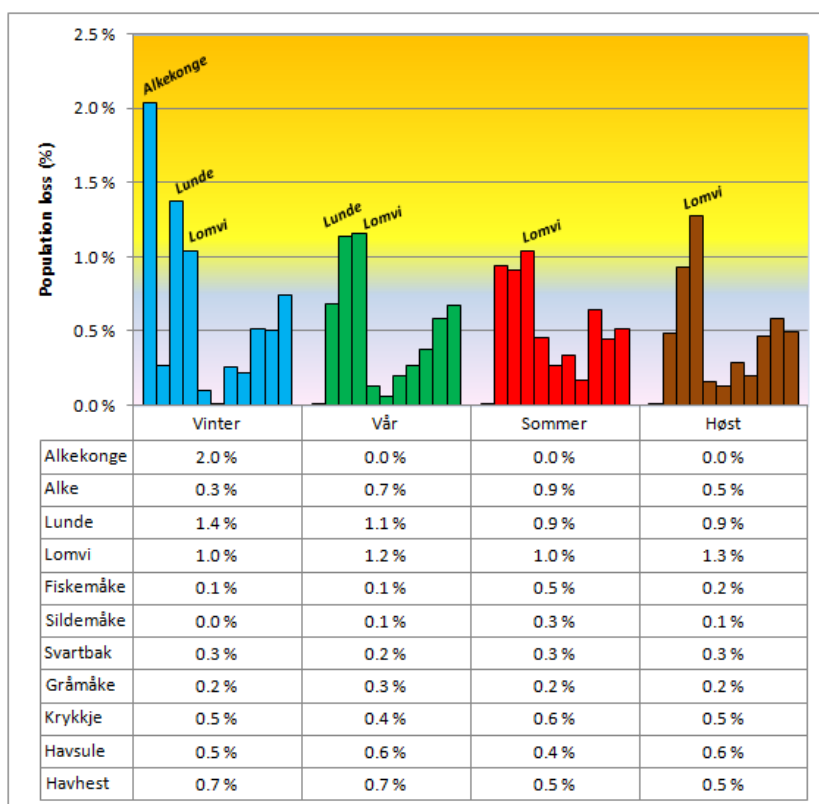
Gyteprodukter er i Nordsjøen spredt i tid og rom slik at et akutt oljeutslipp i liten grad har muligheten for å kunne påvirke bestandsstørrelsen. Virkningene av et oljesøl i første kvartal er klassifisert som lokale virkninger. Virkningene av et oljesøl i andre kvartal er også klassifisert som lokale virkninger, men skadeomfanget er vurdert som noe høyere enn i første kvartal. Dette som følge av Nemos lokalisering i forhold til viktige gytefelt for makrell. Resten av året ventes ikke et oljesøl fra Nemo å ha målbare virkninger for rekrutteringen til fiskebestandene.

Sjøfugl

Et overflateutslipp i borefasen kan påføre skader for sjøfugl på åpent hav og sjøfugl i kystsonen. Andelen til de mest sentrale pelagiske artene som blir berørt av influensområdet for et overflateutslipp er illustrert i Figur 24.

Det fremgår at bestandstapet er størst for alkefugl (0,3 % - 2,0 %), middels for krykkje, havsule og havhest (0,4 % - 0,7 %) og lavest for de øvrige måkefuglene (0,1 % - 0,5 %). De absolutte tapstallene er betraktelig høyere om høst og vinter enn om vår og sommer. Dette på grunn av mange fugl og da spesielt alkefugl som overvintrer i Nordsjøen.

For alle fire årstider er virkningen for sjøfugl til havs klassifisert som en mindre virkning, ref. Tabell 25.



Figur 24: Prosentvis bestandstap for de mest sentrale sjøfuglene i influensområdet til Nemo ved et overflateutslipp i borefasen. Stolpene er ordnet i samme rekkefølge som tabellen, dvs. 1. stolpe representerer alkekonge, 2. = Alke, 3. = Lundefugl, osv.

9.3.2 Konsekvenser for biologiske ressurser langs kysten

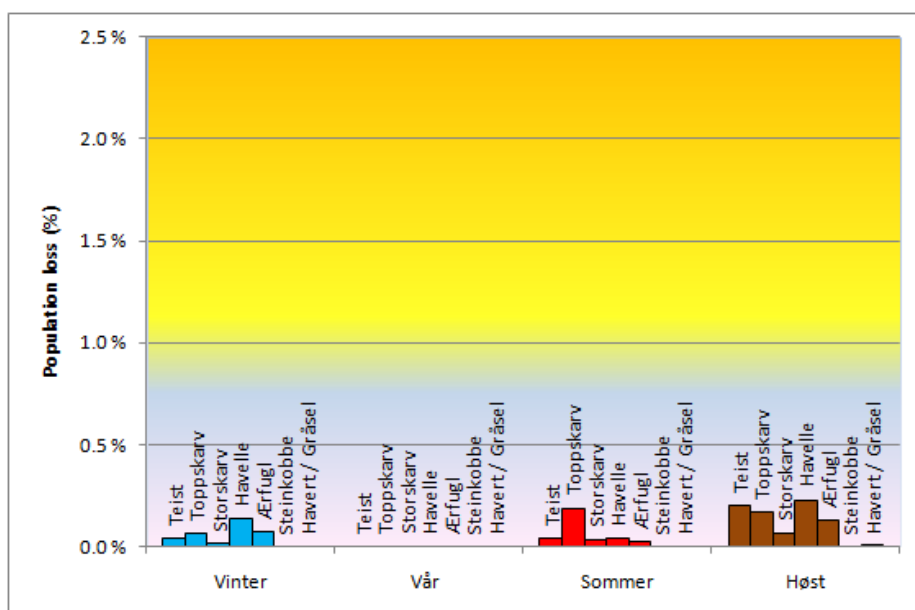
Sjøfugl

Estimert bestandstap for kystfugl er vist i Figur 25. Det er forventet liten skade på kystfuglene siden kun deler av influensområdet berører land. Om våren berører ikke influensområdet land. Sett over året er det forventet størst skade om høsten.

For de kystbundne fugleartene er virkningene av et oljesøl klassifisert som lokal virkning om sommer, høst og vinter. Om våren er det ingen målbar effekt, ref. Tabell 25 Merk at leveområdene for kystfuglene som er undersøkt i denne analysen er opp til 60 km fra land, ref. Kapittel 6.8. Fuglene vil dermed kunne bli påvirket av et overflateutslipp selv om oljen ikke treffer land.

Sjøpattedyr

Sel vil i første rekke være sårbar overfor oljesøl som kommer inn mot land. Deler av den største havertkolonien i Sør-Norge på Kjørholmane ligger innenfor influensområdet for overflateutslipp om høsten i borefasen av Nemo. Dette er en sårbar periode på grunn av ungekasting. I forbindelse med et eventuelt oljesøl er det forventet en liten, men likevel påvisbar skade. Ingen registrerte steinkobbekolonier ligger innenfor influensområdet fra overflateutblåsningene. Dette er klassifisert som lokal virkning på høsten og ingen målbar virkning for de andre årstidene, ref. Tabell 25.



Figur 25: Prosentvis bestandstap de mest sentrale kystfuglene og selene i influensområdet til Nemo i borefasen.

Strand og beskyttede områder

Flere vernede områder ligger i randsonen eller innenfor influensområdet til Nemo i utbyggingsfasen. Jærstrendene i Rogaland består av flere fredede natur- og kulturminner og områder som er definert som RAMSAR. Et oljeutslipp i borefasen og som rammer dette området vurderes å kunne medføre betydelige konsekvenser.

Det er imidlertid lav sannsynlighet for at oljen vil treffe Jærstrendene. Sannsynligheten for stranding er høyest dersom en utblåsning skjer om høsten, hvor i alt 11 kystruter kan bli berørt. Til sammen 9 av disse kystrutene omfatter vernede lokaliteter og har en treffsannsynlighet på 5 - 12 %. I vinter- og sommerperioden er det kun 5 kystruter som har større sannsynlighet enn 5 % til å bli berørt.

Størst akkumulert oljemengde for alle 10x10 km kystruter er 29 tonn olje i en rute. Basert på MIRA skadenøkkel for kysthabitater med sårbarhet 3 (høyest sårbarhet for oljeforurensning) er det således fra 5 % til 12 % sannsynlighet for følgende skadefordeling:

Skadevurdering	Restitusjonstid, år	Sannsynlighet, %
Mindre	< 1	20
Moderat	1 - 3	50
Betydelig	3 - 10	30

Det er mer enn 90 % sannsynlighet for at en utblåsning gir lavere skadeomfang enn distribusjonen presentert ovenfor. Skade på strand og beskyttede områder klassifiseres som mindre skade om vinter, vår og sommer, og som lokal skade om høsten, ref. Tabell 25.

9.3.3 Konsekvenser for andre brukerinteresser

Virkninger for fisket

Influensområdet for et oljeutslipp fra Nemo overlapper med viktige fiskeområder langs vestskråningen av Norskerenna og på bankområdene mot vest. Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøyer viser at disse områdene er noen av de mest benyttede fiskeområdene i Nordsjøen, ref. Kapittel 6.12.1.

Fiskeriaktiviteten i det berørte området er størst i sommerhalvåret. Basert på omfanget av fiskeriaktiviteten er konsekvensene av et overflateutslipp av olje i forbindelse med utbygging av Nemo klassifisert som betydelig i sommerhalvåret og som moderat for resten av året, ref. Tabell 25.

Ved et eventuelt oljeutslipp vil trolig storparten av de berørte fartøyene kunne drive fiske i andre geografiske områder. De faktiske konsekvensene for fiskeriene kan være reduserte fangstrater og økte driftskostnader.

Virkninger for akvakulturnæringen

To oppdrettsanlegg ligger innenfor influensområdet til Nemo om vinteren og våren. Ingen oppdrettsanlegg ligger innenfor influensområdet om sommeren og høsten.

Eventuelt skadeomfang i vinterhalvåret klassifiseres som lokal skade. For resten av året er skaden ikke målbar, ref. Tabell 25.

Virkninger for friluftsliv-/rekreasjonsområder

Mellom 5 og 22 vernede eller foreslått vernede friluftsliv-/rekreasjonsområder ligger innenfor influensområdet for Nemo. Av disse er 1 til 5 områder forventet å bli berørt i tilfelle en utblåsning. Dette skadeomfanget klassifiseres som en mindre skade om høsten og lokal skade resten av året, ref. Tabell 25.

9.4 Konsekvenser ved havbunnsutslipp av olje

Beregningene av konsekvensene av et større havbunnsutslipp er gjennomført tilsvarende som beskrevet for et overflateutslipp i kapittelet ovenfor. Influensområdet for havbunnsutslipp er mindre, og ventes for Nemo og ikke å treffe kysten. De viktigste konsekvensene av et havbunnsutslipp er presentert nedenfor.

9.4.1 Konsekvenser for biologiske ressurser til havs

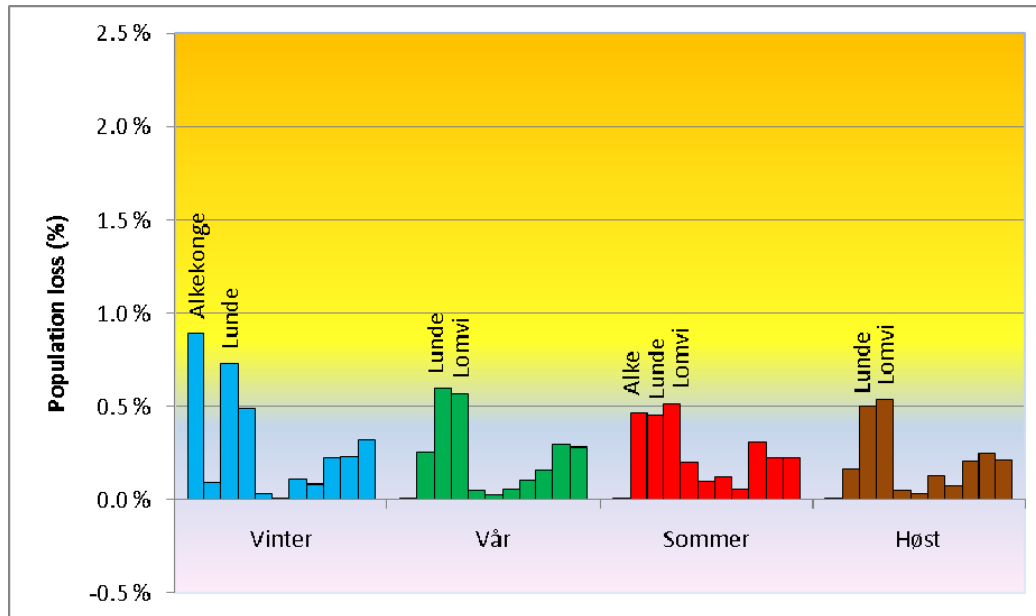
Fiskeressurser

Virkingene av et havbunnsutslipp av olje for fiskeressursene vil være tilsvarende som beskrevet for et overflateutslipp, ref. Kapittel 9.3.1. Konsekvensen av et akutt oljeutslipp vil kunne klassifiseres som lokale virkninger i første og andre kvartal. Resten av året ventes ikke et oljeutslipp å ha målbare virkninger for bestandsstørrelsen. Årsaken til en begrenset virkning for fiskeressursene skyldes i hovedsak feltets lokalisering i forhold til gyteområdet for makrell.

Sjøfugl

Bestandstapet for de mest sentrale sjøfuglene i influensområdet til Nemo ved et havbunnsutslipp er vist i Figur 26. Det er de samme artene som blir sterkest berørt som for et overflateutslipp. Bestandstapet er rundt halvparten av tapstallene ved et overflate-

utslipp uten hensyn til årstid hvilket skyldes at dette influensområdet har et mindre areal. Skadeomfanget kan klassifiseres som lokale virkninger gjennom hele året, ref. Tabell 25.



Figur 26: Prosentvis bestandstap for de mest sentrale sjøfuglene i influensområdet til Nemo ved et havbunnsutslipp. Stolpene er ordnet i samme rekkefølge, dvs. første stolpe representerer alkekonge, 2. = Alke, 3.= Lundefugl osv.

9.4.2 Konsekvenser for biologiske ressurser langs kysten

Et havbunnsutslipp fra Nemo ventes ikke å nå kysten, ref. Kapittel 6.2. Det vil derfor ikke være noen målbar effekt på biologiske ressurser langs kysten, dvs. klassifisert i skadekategori 0, ref. Tabell 25.

9.4.3 Konsekvenser for andre brukerinteresser

Virksomheter for fisket

Virkningene for fiskeriene av et havbunnsutslipp er av tilsvarende karakter som for et overflateutslipp, men det er et vesentlig mindre område som kan bli berørt.

Influensområdet overlapper i noen grad med viktige bankområder vest for vestskråningen av Norskerenna. Trål og ringnot er de viktigste redskapene i berørte områder. Fiskeriaktiviteten i det berørte området er størst i sommerhalvåret. Vurdert ut fra omfanget av fiskeriaktiviteten i de berørte områdene er konsekvensene av et havbunnsutslipp av olje fra Nemo klassifisert som mindre virkninger i sommerhalvåret, og som lokale virkninger resten av året, ref. Tabell 25. Se for øvrig merknadene i kapittel 9.3.

Virksomheter for oppdrettsnæringen

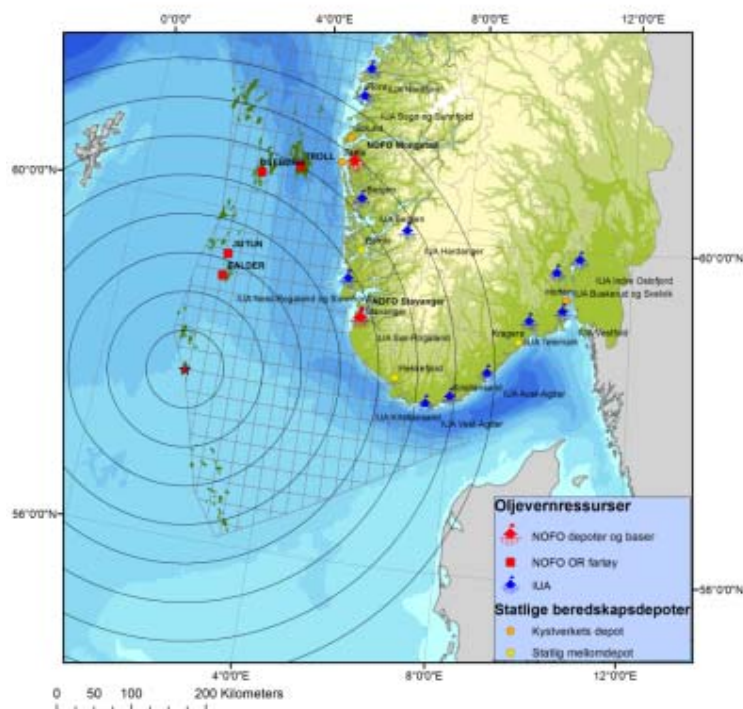
Et havbunnsutslipp fra Nemo ventes ikke å nå kysten, ref. Kapittel 6.2. Det vil derfor ikke være noen målbar effekt på oppdrettsnæringen, ref. Tabell 25.

Virkninger for friluft-/rekreasjonsområder

Et havbunnsutslipp fra Nemo ventes ikke å nå kysten, ref. Kapittel 6.2. Det vil derfor ikke være noen målbar effekt på friluftsområder, ref. Tabell 25.

9.5 Oljevernberedskap for Nemo

Den overordnede strategien for norsk oljevern er å forebygge utslipp av olje. Ved utslipp skal beredskapen begrense skadene på miljø, næringsvirksomhet og materielle verdier så effektivt som mulig. Det følger av Forskrift om utføring av aktiviteter i petroleumsvirksomheten (Aktivitetsforskriften) at det skal etableres en beredskap mot akutt oljeforurensning dersom virksomheten medfører risiko for dette. Beredskapsplikten omfatter feltberedskap, beredskap på åpent hav så vel som beredskap for kyst og strand. Lokaliseringen av Nemo-feltet i forhold til depoter for oljevernutstyr er vist i Figur 27.



Figur 27: Lokaliseringen av Nemo i forhold til depoter for oljevernutstyr. Figuren viser videre seilingstider fra Nemo med 2 timers intervaller til NOFO, Kystverket (KyV) og IUA depoter.

9.5.1 Etablering av oljevernberedskap

Lundin Norway AS vil, som operatør på Nemo, etablere nødvendig beredskap for å minimalisere virkningen av eventuell akutt forurensning.

I god tid før produksjonsstart vil Lundin Norway AS oppdatere oljedriftberegninger som underlag for utarbeidelse av ny miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyse. Disse dokumentene vil danne grunnlaget for dimensjoneringen av oljevernberedskapen for feltet. De konkrete tiltakene vil bli presentert i en feltspesifikk oljevernberedskapsplan.

Det overordnede prinsippet for beredskapen er at den enkelte operatør er ansvarlig for og har plikt til å etablere den beredskapen som er nødvendig for sin virksomhet. Oljevernressursene administreres i praksis gjennom Norsk Oljevernforening for

Operatørselskap (NOFO). Gjennom NOFO er det videre avtaler både med statlig og interkommunal beredskap om bruk av oljevernressurser knyttet til kyst- og strandsone. Nemo er lokalisert innenfor NOFOs beredskapsregion 2.

Oljevernberedskap knyttet til Haewene Brim FPSO og rørledningen på britisk side vil bli ivarettatt av operatøren for vertsplattformen (Shell UK). Beredskapen ivaretas gjennom en rekke avtaler blant annet med Oil Spill Response (OSR). I den britiske beredskapsstrategien inngår muligheter for bruk av kjemiske dispergeringsmidler og mekanisk oljevern etter nærmere vurderinger.

9.5.2 Virkninger av planlagt oljevernberedskap

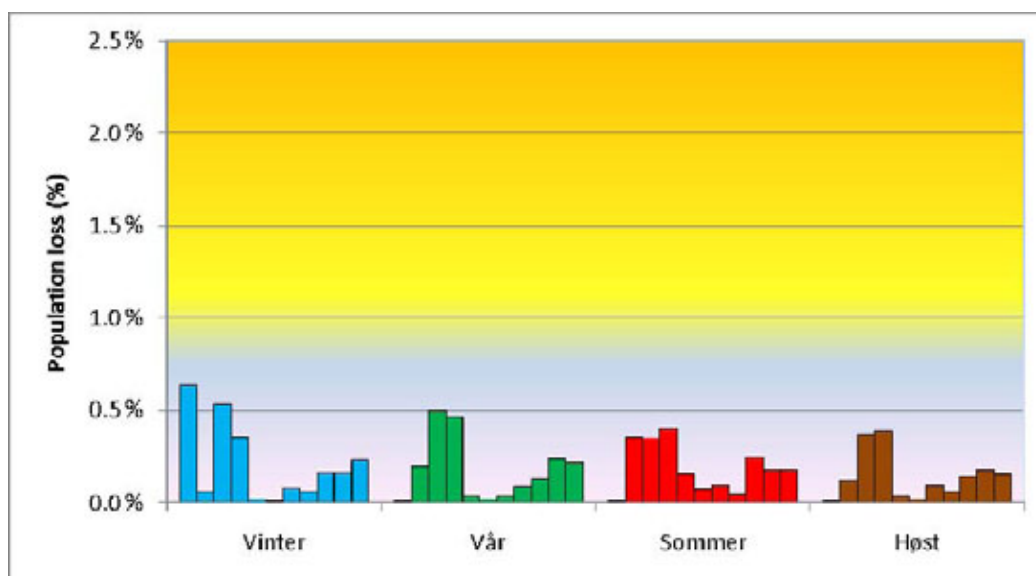
Oljevernberedskapen er et viktig avbøtende tiltak mot skade av uhellsutslipp for biologiske ressurser og andre brukerinteresser.

Tabell 25 viser et sammendrag av virkninger for miljøressurser og andre brukerinteresser av et større uhellsutslipp av olje på Nemo uten å ta hensyn til effekten av planlagt oljevernberedskap. Som nevnt ovenfor er endelig oljevernberedskap på feltet ikke bestemt.

Det er gjennomført beregninger av overlapp mellom influensområdet for et oljeutslipp fra Nemo og sårbare biologiske ressurser ved å ta hensyn til forventet effekt av oljevernberedskap. Som forutsetning for oljevernberedskapen er det benyttet resultater fra den oljevernplanen som ble utarbeidet for den siste brønnen på Nemo. Det er lagt til grunn at barriere 1 og 2 er på plass innen 48 timer.

Ved beregning av overlappingen mellom oljesøl og sårbare biologiske ressurser og andre brukerinteresser er det benyttet influensområdet for et eventuelt utslipp to døgn etter at utslippet startet. Dette omfatter et område med radius på ca. 60 kilometer.

Beregnet bestandstap for sjøfugl er vist i Figur 28. Det framgår at bestandstapet er vesentlig lavere med oljevernberedskap hvilket skyldes at beredskapstiltakene begrenser influensområdet for utslippet.



Figur 28: Prosentvis bestandstap for de mest sentrale sjøfuglene i influensområdet til Nemo ved et overflateutslipp, tatt hensyn til oljevernberedskap. Stolpene er ordnet i samme rekkefølge som i Figur 24, dvs. 1. stolpe representerer alkekonge, 2. = Alke, 3.= Lundefugl osv.

Virkninger av et overflateutslipp for biologiske ressurser og andre brukerinteresser med og uten oljevernressurser på plass er vist i Tabell 26. Med oljevernberedskap vil dette oljeutslippet ikke ha noen konsekvenser for biologiske ressurser eller andre brukerinteresser langs kysten unntatt for fiskeriene.

Tabell 26: Virkninger for miljøressurser og andre brukerinteresser av et større overflateutslipp – med og uten effekten av planlagt oljevernberedskap.

	Biologiske ressurser til havs			Biologiske ressurser langs kysten			Andre brukerinteresser				
	Koraller og andre havbunnsressurser	Fiskeressurser	Sjøfugl hav	Sjøfugl kyst	Sjøpattedyr	Strand / beskyttet område	Fiske	Akvakultur	Vrak / andre kulturminner	Rekreasjonsområder	
Resurs i influensområdet	Ingen kjente forekomster av koraller innenfor lisensen	Ligger innenfor konsentrert gyteområde for makrell.	Viktige oppholds- og beiteområder til havs.	Svært viktige sjøfuglområder på Jæren og utenfor Karmøy. Mest sjøfugl i hekke- og overvintringsperiodene.	Viktige områder for sel (steinkobbe og havert) innenfor influensområdet. (Kysten av Stavangerhalvøye – munningen av Boknafjorden).	Sårbare strandområder og vernede områder innenfor influensområdet i utbyggingsfasen.	Begrenset fiske nær den planlagte utbyggingen. Meget viktige fiskeområder langs vestskråningen av Norskerenna.	Moderat oppdrettsvirksomhet i influensområdet (Sunnhordaland til Vest-Agder).	Ingen kjente forekomster innenfor lisensen	Sårbare rekreasjonsområder innenfor influensområdet.	
Uten oljevernberedskap	Q1		Alkekonge, lunde	Havelle, Teist, Toppskarv Storskarv Ærfugl		Jærstrendene					
	Q2		Makrell			Utsira, Karmøy Jærstrendene	Områder i Eggaskråningen				
	Q3		Lomvi	Teist, Ærfugl Toppskarv Storskarv	Havert (Kjørholmene)	Jærstrendene	Som over				
	Q4		Lomvi	Havelle, Teist, Toppskarv Storskarv Ærfugl		Karmøy					
Med oljevernberedskap	Q1		Alle undersøkte arter eksklusiv sildemåke								
	Q2		Makrell	Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge			Områder i Eggaskråningen				
	Q3			Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge			Som over				
	Q4			Alle undersøkte arter eksklusiv alkekonge							
0	Ingen målbar virkning	1	Lokal virkning	2	Mindre virkning	3	Moderat virkning	4	Betydelig virkning	5	Alvorlig virkning

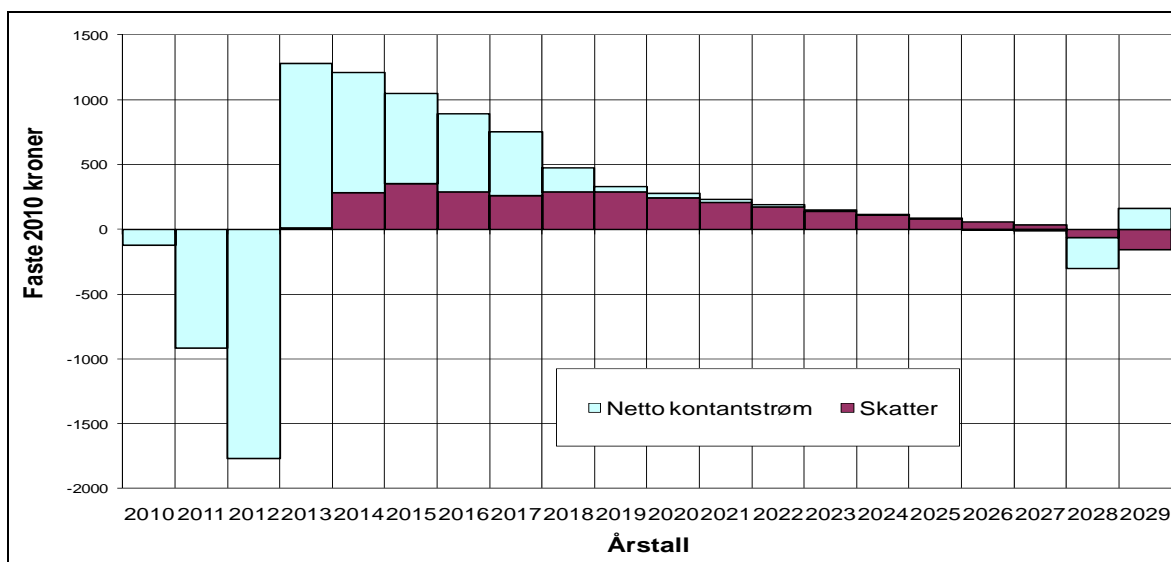
10 Samfunnsøkonomiske konsekvenser

Nemofeltet er beregnet til å inneholde produserbare petroleumsressurser på rundt 3 mill. Sm³ olje og 102 Sm³ assosiert gass. Utbygging av Nemo er planlagt gjennomført i perioden 2010-2013, med oppstart av produksjonen i slutten av 2012. Produksjon forventes å pågå fram til 2027.

10.1 Samfunnsmessig lønnsomhet av utbygging

For å beregne de samlede inntekter fra produksjonen på Nemo har Lundin Norway AS tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen for feltet og lagt inn forutsetninger om framtidig dollarkurs (6,5 NOK/USD, 1.juni 2010) og framtidige salgspriser for olje (70 USD/bbl, 1.juni 2010). Basert på dette blir samlet inntekt av produksjonen fra Nemo på 9,8 milliarder 2010-kr, fordelt over 16 år i perioden 2012-2027. Merk at inntektsberegningene er usikre. Særlig gjelder dette prisforventningene, ref./39/.

Kostnadene ved produksjonen på Nemo består dels i investeringskostnader til brønnramme, manifold og rørledninger, og til boring av to produksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn. Videre påløper kostnader til drift av undervannsanleggene, prosessering av brønnstrømmen på Pierce og eksport ved bøyelasting. Det påløper også kostnader til fjerning av installasjonene, trolig i 2028. Samlet er kostnadene til drift av Nemo beregnet til nær 5,8 milliarder 2010-kr fordelt med vel 3,1 milliarder kr på investering, vel 2,6 milliarder kr på drift.

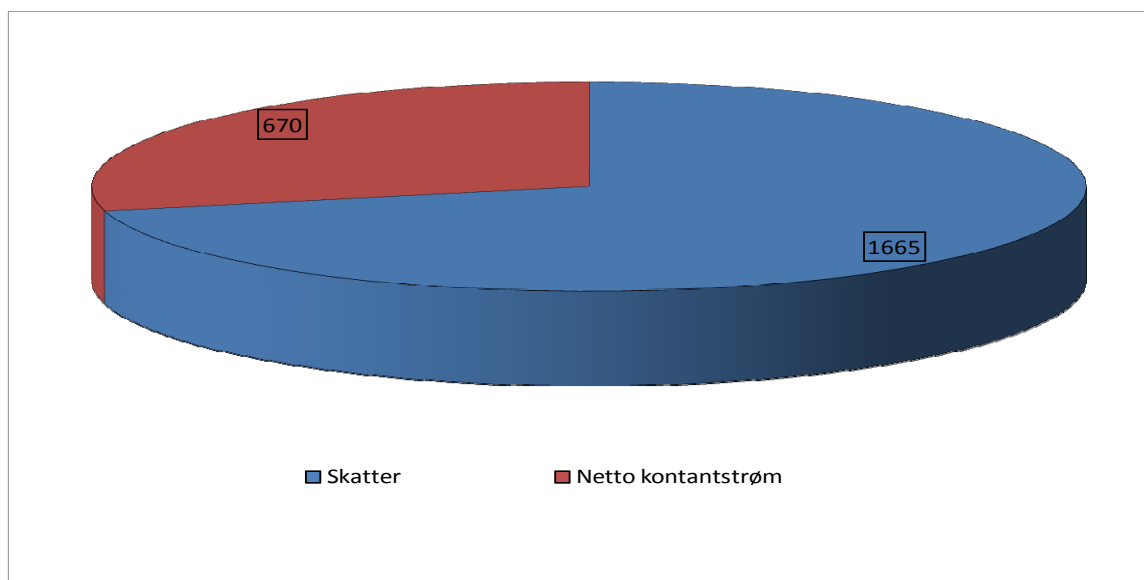


Figur 29 Netto kontantstrøm fra Nemo (mill. 2010-kroner)

Trekker man kostnadene ved produksjonen på Nemo fra inntektene, framkommer en netto kontantstrøm fra feltet som vist i Figur 29. I figuren har en også skilt ut skatter til staten. Merk at dette er en modellberegnet produksjonsprofil som inneholder betydelig usikkerhet. Reell produksjon vil kunne komme til å avvike betydelig fra denne.

En ser av figuren at netto kontantstrøm er negativ i investeringsperioden 2010-2012. Fra 2013 kommer produksjonen i gang for fullt og netto kontantstrøm blir positiv. Den er

størst i begynnelsen av produksjonsfasen og senere gradvis avtakende fram mot planlagt nedstenging av feltet i 2027. I 2028 påløper kostnader til nedstenging av feltet. Samlet gir Nemo en netto kontantstrøm på rundt 4,0 milliarder 2010-kr, fordelt med nær 2,6 milliarder kr i skatter og vel 1,4 milliarder kr til selskapene som deltar i prosjektet.



Figur 30: Fordeling av nåverdi av netto kontantstrøm på aktører (mill. 2010-kroner)

Den samfunnsmessige lønnsomheten av et investeringsprosjekt uttrykkes vanligvis i form av en nåverdiberegning der framtidige inntekter og utgifter ved prosjektet neddiskonteres til beslutningstidspunktet og sammenliknes. For beregning av nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader, benyttes en samfunnsmessig kalkulasjonsrente som i prinsippet skal være lik for alle investeringsprosjekter samfunnet engasjerer seg i. Den samfunnsmessige kalkulasjonsrenten er av Finansdepartementet fastsatt til 4 % pluss et risikotillegg som varierer med type investering og gir et uttrykk for usikkerheten i prosjektet. Risikotillegget er for denne type prosjekter vanligvis satt til 2 %, slik at samlet samfunnsmessig diskonteringsrente blir 6 %.

Diskonteringsrenten på 6 % er ment å skulle vise det realavkastningskravet samfunnet har for framtidige inntekter av de økonomiske ressursene man i dag benytter som investeringer i prosjektet. Beslutningskriteriet for å investere i prosjektet blir da i prinsippet enkelt: Dersom nåverdien av framtidige inntekter og kostnader ved 6 % kalkulasjonsrente er positiv, bør samfunnet bruke økonomiske ressurser på å investere i prosjektet. Dersom nåverdien er negativ, bør ikke investeringen gjennomføres.

Nåverdien i dag av framtidige inntekter og kostnader fra Nemo (netto kontantstrøm) er beregnet til vel 2,3 milliarder 2010-kr. Etter vanlige beregningskriterier er dermed Nemo samfunnsmessig lønnsomt og bør tillates bygget ut.

Beregnet nåverdi av produksjonen på Nemo fordelt på selskappskatt til staten og oljeselskapenes andel er vist i Figur 30. En ser av figuren at av prosjektets totale nåverdi vil nær 1,7 milliarder 2010-kr eller vel 70 % tilfalle staten. De øvrige nær 0,7 milliarder 2010-kr (30%) tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Beregningene av samfunnsmessig lønnsomhet av Nemo er ellers gjort under bestemte forutsetninger om investerings- og driftskostnader, petroleumspriser og

produksjonsvolum. Særlig vurderingen av framtidige petroleumspriser vil her være en betydelig usikkerhetsfaktor.

10.2 Virkninger av Nemo på investeringsnivået på kontinentalsokkelen

Investeringer i norsk petroleumsvirksomhet har vist en klart økende tendens de senere år. I 2007 lå investeringsnivået på vel 90 milliarder 2010-kr, og økte videre i 2008 og 2009 opp mot 110 milliarder kr pr år. Offisielle prognoser for investeringsnivået framover foreligger ikke, men Olje- og energidepartementet venter at investeringsnivået vil holde seg omtrent på dagens nivå fram til 2012, ref./40/.

Noe fastlagt politisk mål for investeringsaktivitetene innenfor norsk petroleumsvirksomhet foreligger ikke. Generelt ønsker myndighetene å holde et så jevnt investeringsnivå som mulig. Dette av hensyn til aktivitetsnivået og sysselsettingen i norsk offshorerettet næringsliv. Sommeren 2010 har viktige deler av norsk offshorerettet næringsliv ledig kapasitet. Det bør dermed være rom også for nye prosjekter i de nærmeste årene framover.

Investeringene i Nemoutbyggingen kommer i hovedsak i årene 2011 og 2012 og passer således kapasitetsmessig godt inn. Samlet investeringsbeløp knyttet til denne utbyggingen er likevel så beskjedent i forhold til det totale investeringsnivået på kontinentalsokkelen at utbyggingen av Nemo bare spiller en helt marginal rolle for det samlede aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel.

10.3 Vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv til utbygging og drift av Nemo

I offshoresammenheng er Nemo et forholdsvis lite utbyggingsprosjekt, men prosjektet kan likevel være viktig for norsk næringsliv, fordi det vil gi vare- og tjenesteleveranser, og skape verdifulle sysselsettingseffekter i det norske samfunn. For å kunne anslå disse virkningene er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet. Dette gjelder spesielt i investeringsfasen, men også i driftsfasen.

For å beregne verdiskapningen, tar en utgangspunkt i forventede kontraktsverdier og trekker ut direkte import av varer og tjenester og eventuell produksjon som foregår utenlands. Omvendt ser en om det er verdiskapning i forventede utenlandske kontrakter som faktisk foregår i Norge. Om kontraktør er registrert i Norge eller i utlandet spiller dermed ingen rolle; det er norsk andel av verdiskapningen i kontraktene en forsøker å anslå.

10.3.1 Norske vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

Utgangspunktet for vurdering av norske leveranser i investeringsfasen er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type. Ved vurdering av mulige norske vare- og tjenesteleveranser må en dele opp utbyggingsprosjektet i undergrupper. For hver undergruppe vurderer norske leverandørers leveringsmuligheter, konkurranseevne og kompetanse. Norsk verdiskapning i leveransene er vist i Tabell 27, ref./41/. Merk at fjerningskostnadene er inkludert i investeringene.

Tabell 27: Beregnede norske leveranser til utbygging av Nemo (mill. 2010-kroner)

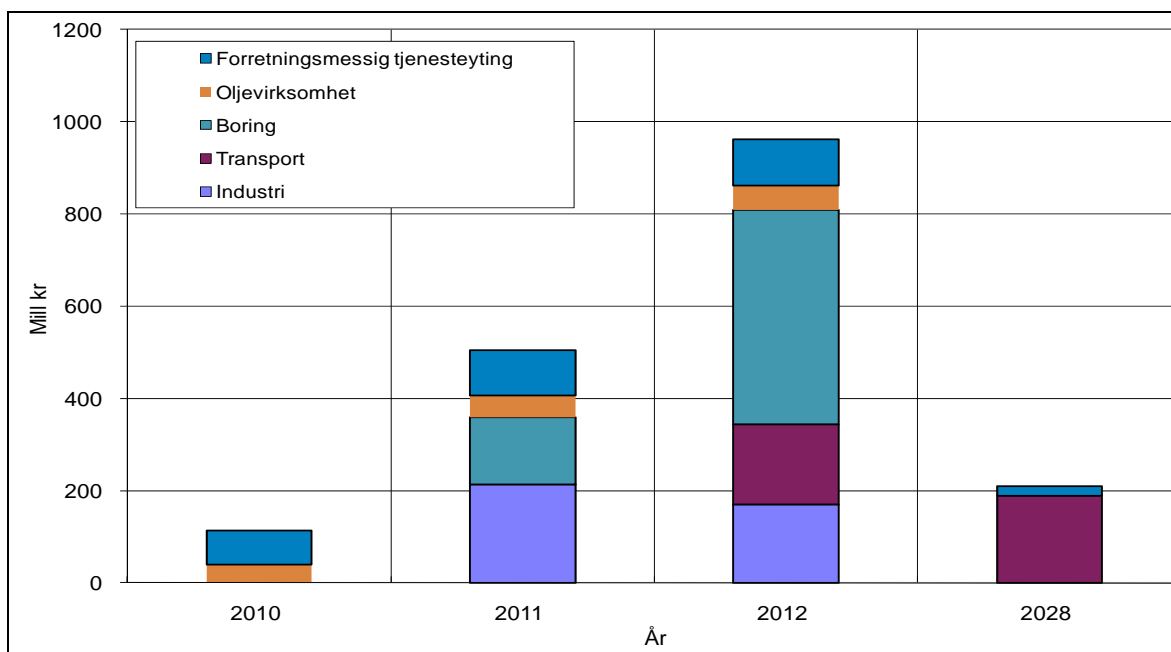
Nemo	Investeringer mill. kroner	Norske leveranser	
		mill. kroner	%
Prosjektledelse	148	148	100
Prosjektering	268	241	90
Undervannsutstyr:			
• Brønnramme, ventiltrær, manifold	445	267	60
• Rørledning	307	61	20
• Kontrollkabel	180	54	30
• Installasjon, marine operasjoner	434	174	40
Boring			
• Boring	853	512	60
• Komplettering	192	125	65
• Fjerningskostnader	300	210	70
Sum Nemo	3127	1792	57

Lundins prosjektledelse for utbygging av Nemo vil i all hovedsak bli utført i kontorlokalene til Lundin Norway AS på Lysaker. Norsk andel av verdiskapningen anslås her til svært nær 100 %. Prosjektering av undervannsanleggene vil stort sett bli gjort av norske prosjekteringsmiljøer med en anslått norsk andel av verdiskapningen på 90 %. Brønnrammen og manifolden vil trolig bli produsert i Norge. Stålet og utstyret til ventiltrærne vil imidlertid være innkjøpt fra utlandet, så norsk andel av verdiskapningen er neppe mer enn rundt 60 %. Kontrollkabelen er også trolig produsert i Norge, men i hovedsak med utenlandske komponenter, slik at norsk verdiskapning ifølge produsentene neppe er mer enn rundt 30 %. Transport og installasjon av undervannsutstyret kan skje med helt eller delvis norskeide fartøyer med norsk mannskap, men også utenlandske fartøyer kan være aktuelle her. Norsk andel av verdiskapningen i disse arbeidene anslås derfor etter en sannsynlighetsvurdering bare til 40 %.

Boring av produksjonsbrønner vil trolig skje fra en norskeiet borerigg med norsk mannskap. Mesteparten av brønnutstyret produseres ikke i Norge og må kjøpes fra utlandet. Norsk andel av verdiskapningen vil trolig bare være rundt 60 %. Komplettering av brønnene vil trolig bli utført av internasjonale bedrifters norske avdelinger med en norsk andel av verdiskapningen på rundt 65 %.

Etter at Nemofeltet er ferdig med sin produksjon vil undervannsinstallasjonene bli fjernet. Trolig vil dette skje ved hjelp av norskeiet skip og utstyr, med en anslått norsk andel av verdiskapningen på rundt 70 %.

Samlet estimat for norske vare- og tjenesteleveranser for utbyggingen er ca. 1,8 milliarder 2010-kr eller 57 % av totalinvesteringen, som vist i Tabell 27. Det understrekes at etimatene inneholder usikkerhet både med hensyn til investeringstall og norske leveranseandeler.



Figur 31: Beregnede norske leveranser i utbyggings- og fjerningsfasen fordelt på næring og tid (mill. 2010-kroner)

En oppsplitting av de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene på næring og tid, er gjengitt i Figur 31. De beregnede norske leveransene fordeler seg over årene 2010 – 2013 med 2012 som klart toppår. I tillegg kommer leveranser til fjerning av undervannsinstallasjonene, foreløpig tidfestet til 2028. Toppåret for norske leveranser til utbygging av Nemo er 2012 med beregnede norske leveranser for ca. 960 millioner 2010-kr.

Med hensyn til næringsfordelingen av de beregnede norske leveransene, ser en at borevirkosomhet ventes å få de største leveransene til utbygging av Nemo, med vel 600 mill. 2010-kr. Store leveranser får også norsk industri med beregnede leveranser for vel 380 mill. 2010-kr og transportvirkosomhet med beregnede leveranser for vel 360 mill. 2010-kr. De resterende norske leveransene fordeler seg på oljevirkosomhet og forretningsmessig tjenesteyting.

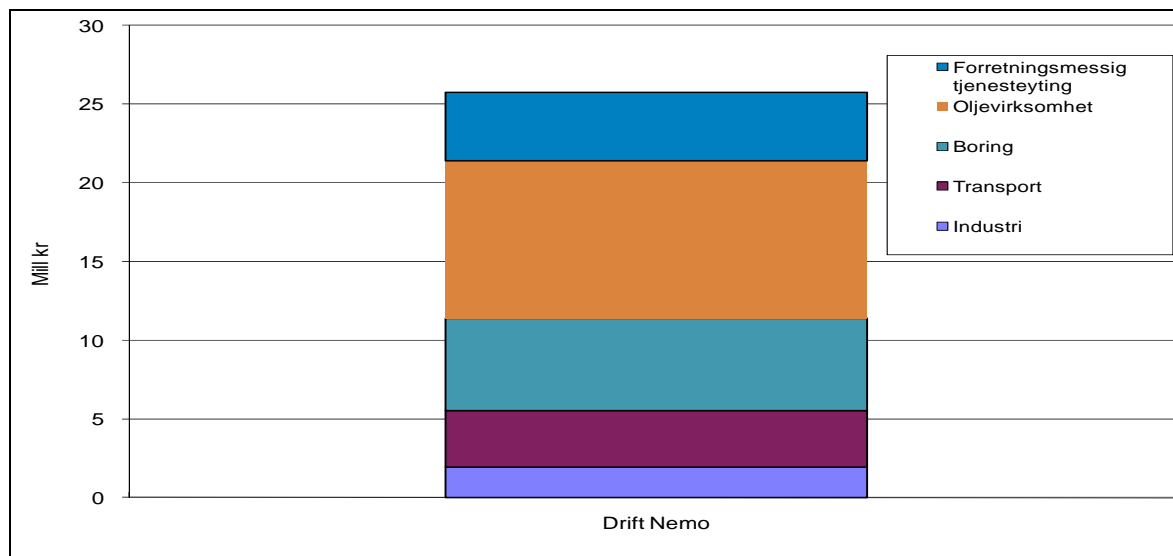
10.3.2 Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Drift av produksjonen på Nemo vil bli foretatt fra Pierce-feltet på britisk kontinentalsokkel. Hit føres brønnstrømmen fra Nemo for prosessering, og videre eksport av stabilisert olje via bøyelasting. For disse tjenestene betales det en produksjonsavhengig kompensasjon for bruk av produksjonsanleggene beregnet til nær 2,0 milliarder 2010-kr fordelt over 16 år i perioden 2012-2027, ref./42/. Til sammen gir dette produksjonsavhengige driftskostnader for Nemo på britisk sokkel på nær 2,2 milliarder 2010-kr fordelt over 16 år, eller nær 135 millioner 2010-kr pr år i gjennomsnitt. Dette vil imidlertid være rene britiske leveranser uten noen norsk andel av verdiskapningen av betydning.

På norsk side av grenselinjen vil det hvert år i produksjonsperioden påløpe kostnader på 5-6 mill. kr til inspeksjon av undervannsanleggene. Dette vil i sin helhet være norske vare- og tjenesteleveranser. I tillegg vil det bli gjennomført flere tyngre brønnintervensjoner i løpet av produksjonsperioden, kostnadsberegnet til rundt 80 millioner

2010-kr. Disse arbeidene vil trolig bli gjennomført fra en norskeiet rigg, med en norsk andel av verdiskapningen på rundt 65 %. Til sammen gir dette beregnede norske leveranser til undervannsinstallasjonene i driftsperioden på rundt 256 millioner 2010-kr fordelt over 16 år, eller rundt 16 millioner kr pr år i gjennomsnitt. Videre vil det påløpe kontor og administrasjonskostnader til drift av Nemo i Lundin Norways organisasjon på Lysaker for rundt 10 mill 2010-kr pr år. Lundin Norway AS regner med en økt bemanning på rundt 2 årsverk til drift av Nemo.

Summen av norske driftsleveranser for Nemo blir ca. 415 mill. kr, eller vel 80 % av de driftskostnadene som påløper på norsk side av grenselinja. Fordelt over 16 år i driftsperioden gir dette årlige norske driftsleveranser til Nemo på rundt 26 mill. 2010-kr pr år i gjennomsnitt, fordelt på hovednæring som vist i Figur 32.



Figur 32: Norske driftsleveranser til Nemo fordelt på næring (mill. 2010-kroner)

Figuren viser at de årlige driftsleveransene til Nemo fordeler seg med 10 mill. 2010 kr på oljevirkosomhet, i hovedsak i Lundin Norways egen organisasjon. Videre får en årlige leveranser for 6 mill. kr i gjennomsnitt fra borevirkosomhet, 4 mill. kr pr år fra transport og forretningsmessig tjenesteyting og 2 mill. 2010-kr pr år fra industrivirkosomhet.

10.3.3 Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbygging og drift av Nemo

For beregning av sysselsettingsmessige virkninger på nasjonalt nivå av utbygging og drift av Nemo, er det benyttet en forenklet kryssløpsbasert beregningsmodell. Modellen tar utgangspunkt i de beregnede vare- og tjenesteleveransene fra norsk næringsliv fordelt på næring og år, slik disse framgår ovenfor. Gjennom en kryssløpsmodell basert på nasjonalregnskapet, ref./43/, som simulerer de økonomiske sammenhengene i norsk økonomi, beregnes den samlede produksjonsverdi som skapes i norsk næringsliv som følge av disse leveransene både hos leverandørbedriftene selv, og hos deres underleverandører. Produksjonsverdien blir deretter regnet om til sysselsetting målt i årsverk, ved hjelp av statistikk for produksjon pr. årsverk i ulike bransjer. Som resultat av modellberegningene får en dermed direkte sysselsettingsvirkninger hos leverandørbedriftene og indirekte sysselsettingsvirkninger hos bedriftenes underleverandører. I tillegg beregner også modellen prosjektets konsumvirkninger som følge av at de sysselsatte betaler skatt og bruker sin lønn til kjøp av forbruksvarer og tjenester. For beregning av konsumvirkninger benytter modellen marginale konsumtilbøyligheter hentet

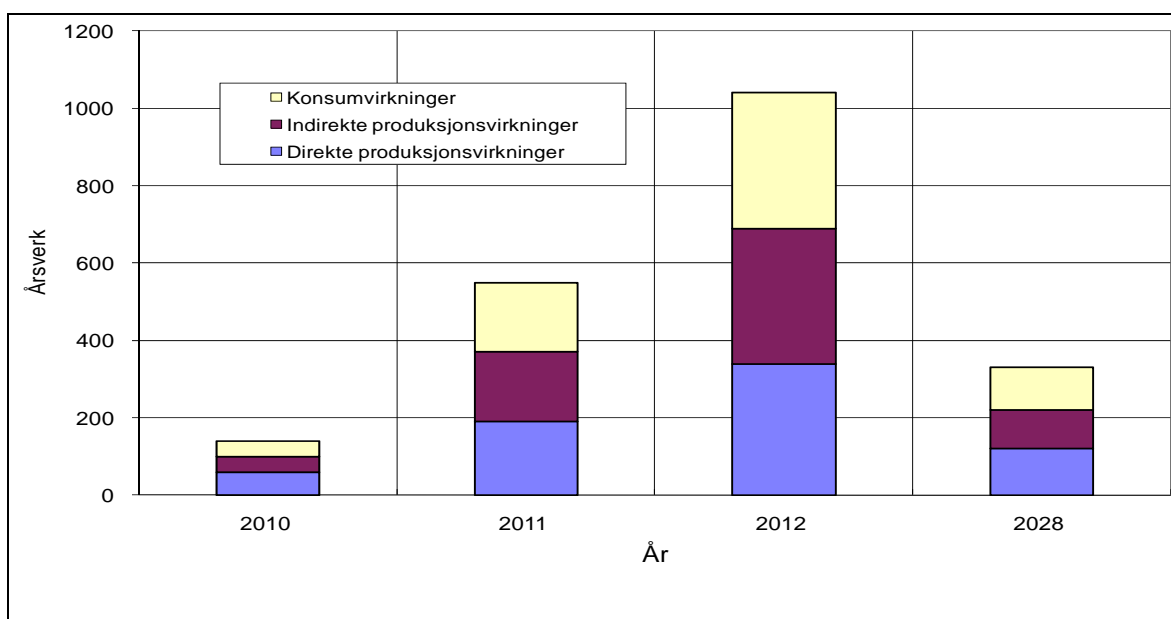
fra nasjonal statistikk. Det understrekes at sysselsettingsvirkningene er beregnede tall, som inneholder usikkerhet. En usikkerhet på rundt 20 % bør en trolig regne med.

10.3.4 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Med utgangspunkt i de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene til utbyggingen av Nemo, og bruk av modellverktøyet som beskrevet ovenfor, framkommer en beregning av sysselsettingsmessige virkninger av Nemo på nasjonalt nivå. Resultatene er vist i Figur 33.

Figuren viser at utbygging av Nemo ventes å gi en sysselsettingseffekt i det norske samfunn på vel 1 700 årsverk, fordelt over fire år i perioden 2010–2013. Toppåret er 2012 med sysselsettingseffekter på litt over 1 000 årsverk. I tillegg kommer en beregnet sysselsettingseffekt på vel 360 årsverk til fjerning av undervannsinstallasjonene, trolig i 2028.

De beregnede nasjonale sysselsettingseffektene er videre fordelt på type virkning. Direkte produksjonsvirkninger i leverandørbedriftene er beregnet til 710 årsverk eller ca 34 % av de totale sysselsettingseffektene, se Figur 33. Indirekte sysselsettingsvirkninger hos underleverandørbedrifter er beregnet til 670 årsverk eller ca. 33 %. De resterende 680 årsverk er konsumvirkninger av de ansattes forbruk, skattebetalinger m.v. Det understrekes at dette ikke nødvendigvis vil representere ny sysselsetting. I stor grad vil de norske vare- og tjenesteleveransene bare bidra til å opprettholde en normal sysselsetting i offshorerettede deler av norsk næringsliv og i Lundin Norways organisasjon i utbyggingsperioden. Helt ny sysselsetting som følge av kapasitetsøkninger, kan man bare i mindre grad regne med.



Figur 33: Nasjonale sysselsettingsvirkninger av utbygging av Nemo fordelt på type virkning

Nasjonale produksjonsvirkninger fordelt på næring og tid, framgår av Tabell 28. Merk at bare direkte og indirekte produksjonsvirkninger av utbyggingsprosjektet er fordelt.

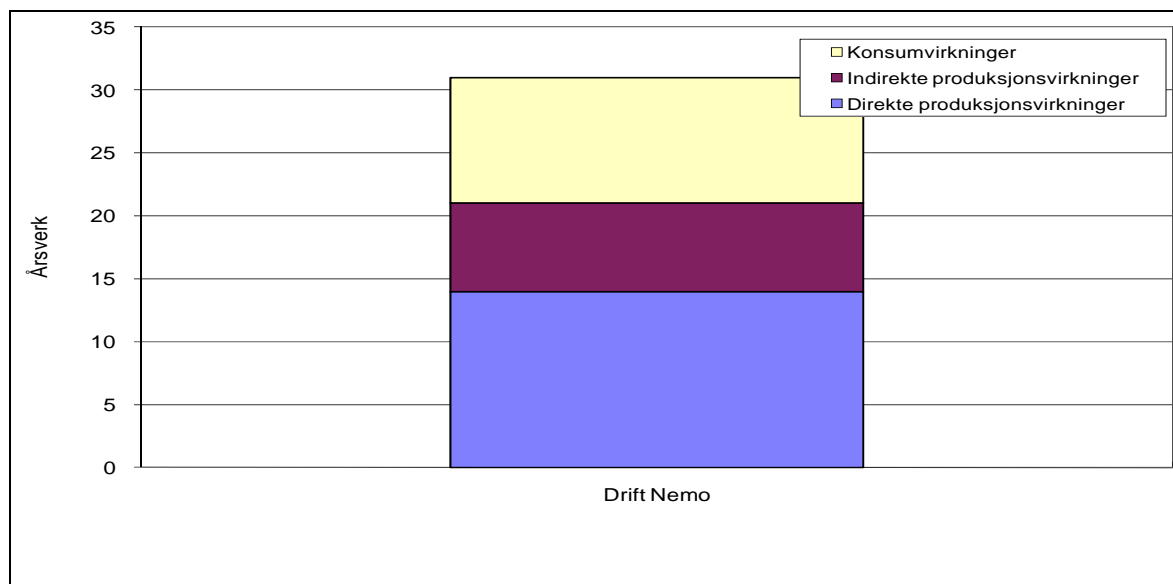
Tabell 28: Nasjonale produksjonsvirkninger av utbygging av Nemo fordelt på næring.

Produksjonsvirkninger, nasjonalt	2010	2011	2012	2028	Totalt
Industriproduksjon	0	120	120	10	250
Transport	0	20	170	140	330
Varehandel, hotell, restaurant	0	40	70	20	130
Bygg og anlegg	0	10	10	10	30
Boring	0	30	90	0	120
Oljevirkosomhet	20	30	40	0	90
Forretningsmessig tjenesteyting	50	100	160	30	340
Andre næringer	30	20	30	10	90
Totalt	100	370	690	220	1380

Tabell 28 viser at samlet er de direkte og indirekte produksjonsvirkningene av utbygging av Nemo beregnet til 1 380 årsverk. De største sysselsettingseffektene ventes å tilfalle forretningsmessig tjenesteyting med 340 årsverk, og transportvirksomhet med beregnede produksjonsvirkninger på rundt 330 årsverk, i hovedsak som følge av leie av fartøyer til installasjon av undervannsutstyr på feltet. Videre får industriproduksjon en beregnet sysselsettingseffekt på 250 årsverk, i hovedsak innen verkstedsindustri, mens boring ventes å få 120 årsverk. Resten fordeler seg på varehandel, hotell og restaurantvirksomhet, oljevirkosomhet, bygg og anlegg og andre næringer. Det understrekes igjen at tallene inneholder usikkerhet.

10.3.5 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

Bruker man beregningsmodellen på de nasjonale vare- og tjenesteleveransene i driftsfasen, blir årlige sysselsettingseffekter av drift av Nemo fordelt på type virkning som vist i Figur 34.



Figur 34: Årlige nasjonale sysselsettingsvirkninger ved drift av Nemo fordelt på type virkning.

De årlige norske sysselsettingseffektene av drift av Nemo er beregnet til rundt 30 årsverk. Halvparten av disse årsverkene er direkte produksjonsvirkninger i Lundin Norway

AS og hos leverandørbedrifter, en firedel er sysselsettingseffekter hos deres norske underleverandører, mens resten er konsumvirkninger. Merk at konsumvirkningene heller ikke her er tatt med, da de er vanskelige å næringsfordele.

11 Referanseliste

- /1/ Well Flow Dynamics AS, "Blowout Simulations Nemo 7/4-2", 2007.
- /2/ Acona CMG AS, "Environmental Risk Assessment – Nemo", 2007.
- /3/ DNV, "Oljedriftberegninger letebrønn 7/4-2 Nemo", 2007.
- /4/ Oljeindustriens landsforening (OLF), "RKU-Nordsjøen. Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen". Sammenstillingsrapport, 2006.
- /5/ Akvaplan-niva, "Offshore sedimentovervåking i Region I, 2008", Norsk sammendragsrapport. Rapport nr 4315.05, april 2009.
- /6/ Havforskningsinstituttet, Kaldvannskoraller, 2005b (<http://www.imr.no/coral/index.php>).
- /7/ Havforskningsinstituttet, "RKU Nordsjøen 2006. Miljø og naturressursbeskrivelse for Nordsjøen", mars 2006.
- /8/ Havforskningsinstituttet, Fakta om plankton, 2005a (http://www.imr.no/visste_du/arter/plankton).
- /9/ OLF, "Regional konsekvensutredning Nordsjøen". Sammenfatningsrapport, 1999.
- /10/ Havforskningsinstituttet, "Havets ressurser og miljø. Fisken og havet", særnummer 1, 2009.
- /11/ Havforskningsinstituttet og Direktoratet for naturforvaltning, Arealrapport med miljø- og ressursbeskrivelse, Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Fisken og havet nr 6, 2007.
- /12/ Skov et al. 1995, "Important bird areas for seabirds in the North Sea including the Channel and the Kattegat".
- /13/ Kålås et al. 2006, Norsk rødliste 2006, Artsdatabanken, Trondheim 2006.
- /14/ HELCOM SEA 2, 2nd Strategic Environmental Assessment – Offshore North Sea, 2001
- /15/ NINA, "Særlig verdifulle områder (SVO) for sjøfugl – området Nordsjøen – Norskehavet", NINA rapport, 2007.
- /16/ Olje- og energidepartementet, "Sameksistens mellom fiskerinæringen og oljevirkosheten i området Lofoten – Barentshavet innenfor rammen av en bærekraftig utvikling". Rapport fra arbeidsgruppe, 2006.
- /17/ Anker-Nilssen, T. "Identifikasjon og prioritering av miljøressurser ved akutte oljeutslipp langs norskekysten og på Svalbard, NINA Oppdragsmelding 310: 1-18, 1994.
- /18/ Ambio Miljørådgivning AS, "RKU Nordsjøen 2006. Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl", Rapport nr 20137-1, februar 2006.
- /19/ IRIS, "RKU Nordsjøen 2006. Status for havert – *Halioreus grypus*. Rapport nr 2006/014, 2006.
- /20/ RC Consultants. Rapport fra steinkobbetellinger i Rogaland juni/juli 1998, 1998.
- /21/ OLF, "RKU-Nordsjøen. Regional konsekvensutredning Nordsjøen". Sammenfatningsrapport, 1999.
- /22/ Norsk Sjøfartsmuseum "RKU Nordsjøen 2006. Underlagsrapport, Beskrivelse av kulturminner i Nordsjøen. Vurdering av sannsynligheten for nye funn av kulturminner og konflikt mellom kulturminner og petroleumsvirksomhet", 2006.
- /23/ Alpha Miljørådgivning, Havforskningsinstituttet, Norsk institutt for naturforskning og Norsk Polarinstitut, "Spesielt Miljøfølsomme Områder (SMO) og petroleumsvirksomhet. Implementering av kriterier for identifikasjon av SMO i

- norske farvann med fokus på akutt oljeforurensning”, Alpha Miljørådgivning, Rapport nr 1007-1, 1999.
- /24/ Havforskningsinstituttet og Norsk Polarinstitut, ”Identifisering av særlig verdifulle områder i Lofoten – Barentshavet. 2003
- /25/ Norsk institutt for naturforskning og Norsk Polarinstitut, ”Spesielt Verdifulle Områder (SVO) for sjøfugl i Lofoten-Barentshavet – implementering av kriterier for identifikasjon av SVO i den norske delen av Barentshavsregionen”, 2003.
- /26/ NINA, ”Utbredelsen av sjøfugl i Skagerak, Kattegat og Nordsjøen”, rapport 171, 2006.
- /27/ NINA, ”Særlig Verdifulle Områder (SVO) for sjøfugl – området Nordsjøen-Norskehavet”, rapport 230, 2007.
- /28/ Akvaplan-niva, ”RKU Nordsjøen 2006. Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen. Aktivitet 2 og 3 Fiskerinæringen og konsekvenser av petroleumsvirksomhet”, Rapport APN-421.3484.1, mars 2006.
- /29/ www.dirnat.no/kart/naturbase
- /30/ Norsk institutt for luftforskning, Norsk institutt for vannforskning og Norsk institutt for naturforskning, ”Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Regulære utslipp til luft – konsekvenser. 2006.
- /31/ ZERO, Biodrivstoff offshore. Mulighetsstudie for bruk av biodrivstoff for klimagassreduksjoner offshore. Rapport juni 2007.
<http://www.zero.no/pdf/biodrivstoff-offshore>
- /32/ OLF, ”Miljørapport 2010. Olje- og gassindustriens miljøarbeid. Fakta og utviklingstrekk”, 2010.
- /33/ IRIS, ”RKU Nordsjøen 2006. Konsekvenser av regulære utslipp til sjø”. Rapport IRIS – 2006/113.
- /34/ OLF, ”Anbefalte retningslinjer for å vurdere fjernmålingstiltak”, Rapport nr. 100, 15.09.2004.
- /35/ Safetec Nordic AS, ”RKU Nordsjøen. Beskrivelse av skipstrafikk”, 2006.
- /36/ OLF, ”Metode for miljørettet risikoanalyse”, Rapport nr. 2007-0063, rev.1.
- /37/ NINA, ”Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet”, Rapport nr.338.
- /38/ Scandpower AS, ”Blowout and Well release frequencies – based on Sintef Offshore database, 2009.
- /39/ Lundin Norway AS, Økonomiske beregninger pr juni 2010
- /40/ OED, Faktaheftet 2010
- /41/ Lundin Norway AS, Beregnede investeringskostnader pr juni 2010
- /42/ Lundin Norway AS, fordeling av driftskostander, juni 2010
- /43/ Statistisk Sentralbyrå, Nasjonalregnskapsstatistikk

12 Vedlegg

Vedlegg I: Sammendrag av høringsuttalelsene vedrørende forslag til konsekvensutredningsprogram for Nemo

Vedlegg II: Addendum to the Nemo area development Environmental Statement

Vedlegg I:

Sammendrag av høringsuttalelser til forslag til utredningsprogram for Nemo

Ved avklaring med britiske myndigheter ble det bestemt at det ikke er påkrevd med ny konsekvensutredning (Environmental Statement) for tilknytning til Haewene Brim FPSO. Nødvendig dokumentasjon er begrenset til en oppdatering av the Field Development Plan (FDP). I tabellen benyttes fortsatt betegnelsen Environmental Statement om dette dokumentet. Input til oppdatert Field Development Plan er vist i Vedlegg II.

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
Arbeidstilsynet (14.07.09)	1	Ingen merknader	Ingen kommentar
Arbeids- og inkluderings- departementet (04.09.09)	2	Ingen merknader	Ingen kommentar
Norges Fiskarlag (06.08.09)	3	Forslag til temaer er tilstrekkelig for å vurdere konsekvensen av en utbygging.	OK
	4	Det forutsettes at utredningen omfatter vurdering mellom forskjellige alternativer der dette foreligger (utbyggingsløsninger), og skisserer om det kan være aktuelt med avbøtende tiltak for deler av utbygging og drift.	Konsekvensutredningen vil omfatte en helhetlig miljøvurdering for alle utbyggingsløsningene med redegjørelse for avbøtende tiltak. (Ref. Kapittel 4).
	5	Ingen øvrige kommentarer.	Ingen kommentar
Forsvarsbygg på oppdrag fra Forsvars- departementet (10.08.09)	6	Ingen merknader (berører ikke Forsvarets faste installasjoner eller virksomhet)	Ingen kommentar
Kystverket (01.09.09)	7	Forstår at det er en havbunnsutbygging med tilknytning til vertsinstallasjon, på norsk eller britisk sektor, som er felles for de løsninger som vurderes.	OK
	8	En havbunnsinnretning antas ikke å medføre konsekvenser for sjøtrafikken i alminnelighet.	OK
	9	Med hensyn til en mulig ny innretning bør en konsekvensutredning også omfatte risiko for sjøtrafikken, herunder også i forhold til eksisterende innretninger i influensområdet. Utredningen bør	Konsekvensutredningen vil behandle risiko og kompensierende tiltak for sjøtrafikken i forbindelse med anlegg/leggefasen for undervannsinstallasjoner og rørledninger, samt for boring av

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
		således omfatte mer enn risiko for kollisjon med egen innretning.	brønner. (Ref. Kapittel 8.3). Risiko vedrørende innretningen på britisk sektor vil bli behandlet i Environmental Statement. Et sammendrag av Environmental Statement vil inngå som vedlegg i konsekvensutredningen. Ref. Vedlegg II.
Havforskningsinstituttet (11.09.09)	10	Havforskningsinstituttet er generelt bekymret for at vi nok en gang får høring på enkeltsaker om utbygging i allerede godt utbygde områder.	Saksforholdet er ivarettatt i RKU Nordsjøen og vil bli oppdatert ved utarbeidelse av en helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen.
	11	Havforskningsinstituttet er bekymret for den kumulative effekten av oljeutbyggingen i Nordsjøen og hvilke langtidseffekter dette kan ha.	Se kommentar i pkt. 10
	12	Det foregår nå et regimeskifte i økosystemet i Nordsjøen knyttet til klimaendringer. Dette kombinert med effekten av oljevirkosomheten vet vi lite om.	Se kommentar i pkt. 10
	13	I følge forslaget til program for konsekvensutredning er det ikke planlagt gjennomført nye studier av naturressurser.	Det forutsettes at naturressursene i området er dekket av RKU Nordsjøen.
	14	Vi savner fokus på ulike utslippsscenarioer og hvilke konsekvenser de ulike løsningene kan ha på miljøet og ressursene.	Temaet vil bli behandlet i konsekvensutredningen. Det fokuseres på miljøressurser som i henhold til utarbeidet miljørisikoanalyse er de mest sårbare ressursene. (Ref. Kapittel 7.2 og 9).
	15	Havforskningsinstituttet er prinsipielt for et nullutslipp av kjemikalier og borekaks.	Nullutslipp av miljøfarlige stoffer til sjø er en overordnet målsetning for utbygging av Nemo.
	16	Havforskningsinstituttet formoder at den planlagte aktiviteten ikke vil ha negative konsekvenser for det marine miljøet.	Konsekvenser for det marine miljøet vil bli behandlet i konsekvensutredningen vedrørende undervannsinstallasjoner og rørledninger, samt for boring av brønner. (Ref. Kapittel 7.2 og 9). Tilsvarende vurderinger vil bli utført for innretningen i britisk sektor og redegjort i Environmental Statement.
	17	Ingen øvrige kommentarer.	Ingen kommentar
Oljedirektoratet (mail datert 17.09.09)	18	Ingen merknader.	Ingen kommentar
Miljøvern-departementet	19	Forslag til utredningsprogram dekker i hovedsak de temaer som bør belyses.	OK
	20	Generelt understrekes viktigheten av at valg av utbyggingsløsning ikke legger begrensninger i forhold til å oppnå en best mulig miljø- og energioptimal drift som også overholder nasjonale mål og internasjonale forpliktelser.	Konsekvensutredningen vil behandle valg av utbyggingsløsning mht. miljø- og energioptimal drift, og med mål om å ivareta nasjonale mål og internasjonale forpliktelser. (Ref. Kapittel 4).
	21	Det må foretas en helhetlig miljøvurdering for alle utbyggingsløsningene.	Konsekvensutredningen vil omfatte en helhetlig miljøvurdering for alle utbyggingsløsningene med redegjørelse for avbøtende tiltak.

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
			(Ref. Kapittel 4).
	22	Det er viktig at kravet om bruk av beste tilgjengelige teknikker (BAT) overholdes, og Lundin bør i god tid før beslutning om utbyggingsløsning foreligger informere SFT om sine BAT-vurderinger. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 39 og 40)	Lundin er forpliktet til å følge IPPC-direktivets krav. Informasjonsmøter med KLIF vil regelmessig bli avtalt og gjennomført.
UTSLIPP TIL LUFT:			
	23	Utbyggingen av Nemo vil føre til utslipp til luft knyttet til boring og brønnoperasjoner, marine operasjoner, produksjon og prosessering, injeksjon av produsert vann, fjerning av CO ₂ fra salgsgass og eksport av olje. Utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten på sokkelen utgjør en betydelig del av Norges samlede utslipp. Konsekvensutredningen bør beskrive hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene til luft og for å bidra til å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser (Gøteborgprotokollen og Kyotoprotokollen).	Konsekvensutredningen vil behandle utslipp til luft og utslippsreducerende tiltak knyttet til aktiviteter på norsk sokkel. Dette som bidrag til å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser. (Ref. Kapittel 7.1). Produsert vann vil ikke reinjiseres og CO ₂ vil ikke fjernes fra gassen.
	24	Lundin bør videre beskrive ulike energi- og prosessoptimaliserende løsninger som er planlagt på vertstallasjonen og hvordan Nemo-utbyggingen vil påvirke dette. Konsekvensutredningen bør redegjøre for hvordan Nemo vil påvirke framtidige energiløsninger på vertstallasjonen med bakgrunn i at kraftbehovet øker. Fordeler og ulemper ved alternative kraftforsynings- og energiløsninger må utredes, og alternativene bør beskrives slik at de lett kan sammenlignes. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 46 og 47)	Vertsplattformen er lokalisert i britisk sektor. Energi- og prosessoptimaliserende løsninger, samt problemstillingen knyttet til framtidige energiløsninger vil bli redegjort i Environmental Statement. Et sammendrag av Environmental Statement vil inngå som vedlegg i konsekvensutredningen. (Ref. Vedlegg II).
UTSLIPP TIL SJØ:			
	25	Det framgår av programmet at utslipp til sjø vil forekomme fra bore- og brønnoperasjoner, klargjøring av rørledninger, produsert vann, kjølevann, drenasjevann og sanitærvløpsvann.	OK
	26	Konsekvensutredningen bør gi en grundig vurdering av utslipp til sjø og avbøtende tiltak for alle utbyggingsalternativene. Konsekvensutredningen bør videre inneholde en vurdering av injeksjon fra havbunnsramme på Nemo. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 52 og 53)	Konsekvensutredningen vil redegjøre for utslipp til sjø på norsk sokkel, eksempelvis utslipp av borekaks og hydraulikkvæske. Vurderingen vil omfatte mulige avbøtende tiltak. (Ref. Kapittel 7.2). Utslipp til sjø fra vertsplattformen på britisk sokkel vil bli behandlet i Environmental Statement. Et sammendrag vil inngå som vedlegg til konsekvensutredningen. (Ref. Vedlegg II). Mulig injeksjon fra havbunnsrammen vil bli behandlet både i konsekvensutredningen og Environmental Statement. Dette med tanke på kapasitet og avbøtende tiltak.
	27	I forbindelse med valg av hydraulikkssystem i havbunnsanlegg må systemets egnethet for å begrense utslipp vurderes.	Valgt løsning omfatter et åpent hydraulikkssystem med utslipp av hydraulikkvæske til sjø. Valg av løsning og utslippsreducerende

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
		(Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 53)	tiltak vil bli behandlet i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 7.2).
	28	Konsekvensutredningen bør inkludere miljørisiko og avbøtende tiltak knyttet til utslipp i forbindelse med installasjon og klargjøring av rørledninger. Ved valg av kjemikalier skal målsettingen om nullutslipp legges til grunn. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt.54 og pkt. 55)	Engangsutslipp og utslippsreducerende tiltak i forbindelse med oppkobling og klargjøring av rørledninger vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. Målsettingen om nullutslipp av miljøfarlige kjemikalier vil bli lagt til grunn ved valg av kjemikalier. (Ref. Kapittel 7.2).
	29	Departementet vil videre peke på at Norge gjennom OSPAR-konvensjonen har forpliktet seg til å redusere utslipp av radioaktive stoffer i produsert vann. Målet er at naturlig forekommende radioaktive stoffer skal være nær bakgrunnsnivået innen 2020. Konsekvensutredningen bør derfor også inneholde en beskrivelse av behandling og utslipp av radioaktive stoffer.	Utslipp til sjø vil skje fra vertsplattformen på britisk sokkel og i henhold til britisk regelverk. Utslippene til sjø vil bli behandlet i Environmental Statement. Et sammendrag av Environmental Statement vil bli vedlagt konsekvensutredningen. Dette blant annet for å gi en oversikt over utslipp til sjø i feltets driftsfase. (Ref. Vedlegg II).
AVFALL:			
	30	Ved avfallshåndtering og behandling må det legges vekt på energibruk og luftutslipp, bruk av BAT og gjenbruksløsninger. Helhetlige miljøhensyn bør legges til grunn for valg av løsninger. Det bør også fokuseres på teknisk-økonomiske løsninger som muliggjør fjerning, gjenbruk og resirkulering i forbindelse med avvikling når lisensperioden er over. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt.56 og pkt.57)	Avfall og avfallshåndtering knyttet til aktiviteter på norsk sokkel vil bli behandlet i konsekvensutredningen. Ved boring og utbygging håndteres avfall i henhold til OLFs retningslinjer, som vil bli redegjort i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. Avfall i driftsfase vil bli håndtert i henhold til britisk regelverk. (Ref. Kapittel 4.4 og 7.2).
UHELLESUTSLIPP TIL SJØ:			
	31	Konsekvensutredningen bør beskrive miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning knyttet til ulike typer utslipp som kan forekomme fra utbygging, rørledninger, boring og produksjon. Beskrivelsen bør inkludere effekten av risikoreducerende tiltak. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 60)	Konsekvensutredningen vil redegjøre for miljøkonsekvensene ved akutte utslipp basert på miljøressursene som er identifisert som de mest sårbare i miljørisikoanalysen for den siste brønnen på Nemo-feltet. Videre vil det bli redegjort for sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskapsløsning. (Ref. Kapittel 9).
AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP:			
	32	Konsekvensutredningen bør beskrive miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med eventuell legging av rørledning, plassering av ankre og undervannsinstallasjoner, samt utslipp av borekaks. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 62)	Konsekvensutredningen vil redegjøre for miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med legging av rørledning, plassering av undervannsinstallasjoner, samt utslipp av borekaks. (Ref. Kapittel 7).
	33	Det må tas hensyn til bunnfauna i området og utføres kartlegging av eventuelle sårbare organismer. Avbøtende tiltak må beskrives. (Sammenfallende kommentar med SFT, ref. pkt. 64)	Kartlegging av rørledningstrase og utbyggingslokalitet med hensyn til sårbare ressurser vil bli gjennomført i forkant av utbyggingen. Behovet for eventuelle avbøtende tiltak vil bli vurdert. (Ref. Kapittel 7.3).

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
SFT (15.09.09)	34	SFT er av den oppfatning at KU-programmet i hovedsak dekker de områdene som det er viktig at konsekvensutredningen omhandler.	OK
	35	SFT påpeker at det er viktig at samarbeidet mellom Lundin og operatør på vertsplattformen fungerer godt. Dette for å minimere utslipp til luft og sjø, herunder oppfølging og kontroll med subsea-løsninger.	Minimering av utslipp til luft og sjø er en overordnet målsetning for utbyggingen. Det vil bli fokusert på tiltak for å opprettholde et godt samarbeid med operatøren av vertsplattformen for å sikre god oppfølging og kontroll med undervannsinstallasjonene i driftsfase.
	36	Det er viktig at konsekvensutredningen belyser relevante forhold knyttet til alle de skisserte utbyggingsalternativene, ref. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav a, hvor det fremgår at en konsekvensutredning skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som rettighetshaver har undersøkt og begrunne valg av utbyggingsløsning og utvinningsstrategi samt redegjøre for kriterier for de valg som er gjort. Dette for at høringsinstansene skal få et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere og etterprøve Lundins vurderinger i forbindelse med konseptvalg.	Relevante forhold knyttet til utbyggingsalternativene vil bli belyst i konsekvensutredningen, ref. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav a.
	37	Konsekvensutredningen må redegjøre for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsning og gi en oversikt over hvordan disse kriteriene er vurdert for de ulike alternativene når det gjelder energiforbruk og utslipp til luft og vann, ref. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav b.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsning og gi en oversikt over hvordan disse kriteriene er vurdert for de ulike alternativene når det gjelder energiforbruk og utslipp til luft og vann, ref. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav b. (Ref. Kapittel 3.6 og 4.1).
	38	SFT påpeker at all forurensning fra virksomhet er uønsket og at operatøren plikter å redusere utslippene så langt dette er mulig uten at det innebærer urimelige kostnader og fare for sikkerheten.	Dette er en del av regelverket som vil bli ivaretatt.
	39 *)	Nye felt og nye utbygginger skal drives i samsvar med IPPC-direktivets krav fra det tidspunktet virksomheten settes i drift. Konsekvensutredningen skal ivareta forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT), dvs. at konsekvensutredningen skal inneholde BAT-vurderinger.	Konsekvensutredningen vil ivareta forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT).
	40 *)	Det forventes at Lundin på et tidlig tidspunkt i utbyggingsprosessen informerer SFT om BAT-vurderingene, dvs. i god tid før bindende kontrakter blir inngått, ref. veiledning til Aktivitetforskriftens § 55 b om utslipp til luft.	Informasjonsmøter med KLIF vil regelmessig bli avtalt og gjennomført.
	41	Konsekvensutredningen må inkludere et miljøbudsjett for feltets levetid og en vurdering av hva utbygging og drift vil bety i tillegg til eksisterende og forventet forurensning i regionen.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for utslipp i norsk sektor vedrørende boring, installasjons- og oppkoblingsaktiviteter, samt utslipp av hydraulikkvæske i driftsfase. Utslippene vil bli vurdert i

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
			forhold til eksisterende og forventet forurensning i regionen. (Ref. Kapittel 7.2). Alle øvrige planlagte utslipp i driftsfase skjer i britisk sektor og vil bli håndtert i henhold til britisk regelverk og redegjort i Environmental Statement. Et sammendrag av Environmental Statement vil bli vedlagt konsekvensutredningen. (Ref. Vedlegg II). Dette for å gi en oversikt over de totale utslippene i feltets driftsfase.
		UTSLIPP TIL LUFT:	
	42	Utbyggingen av Nemo vil føre til utslipp til luft knyttet til boring og brønnoperasjoner, marine operasjoner, produksjon og prosessering, injeksjon av produsertvann, fjerning av CO ₂ fra salgsgass og eksport av olje. Utslipp til luft fra Nemo-utbyggingen vil bidra i negativ retning.	OK. Produsert vann vil ikke reinjiseres og CO ₂ vil ikke fjernes fra gassen.
	43	SFT forutsetter at konsekvensutredningen beskriver hvilke tiltak som vil bli gjennomført/implementert for å redusere utslippene til luft. Dette som bidrag til å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser (Gøteborgprotokollen og Kyotoprotokollen), ref. forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav b.	Utslipp til luft og tiltak for å redusere disse utslippene vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 7.1). Utslipp til luft i britisk sektor vil bli behandlet i Environmental Statement. (Ref. Vedlegg II). Et sammendrag av Environmental Statement vil bli vedlagt konsekvensutredningen.
	44	SFT ber om at konsekvensutredningen redegjør for BAT-vurderinger som er gjort for de ulike utbyggingsalternativene og at valgene som er tatt beskrives ut fra hvilke konsekvensene de får for utslipp til luft.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for BAT-vurderinger som er gjort for de ulike utbyggingsalternativene og de valg som er tatt. (Ref. Kapittel 4.1).
	45	Alternativene må beskrives slik at de lett kan sammenliknes innbyrdes med det valgte hovedalternativet.	Begrunnelsen for valgt hovedalternativ vil bli redegjort i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 4.1).
	46 *)	SFT ber om at konsekvensutredningen beskriver ulike energi- og prosessoptimaliserende løsninger som er implementert eller gjennomført på vertsinstallasjonen og hvordan Nemo-utbyggingen vil påvirke dette.	Energi- og prosessoptimaliserende løsninger vil bli redegjort i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 4.2.2).
	47 *)	SFT ber om at det redegjøres for hva Nemo vil ha å si for framtidige energiløsninger på vertsinstallasjonen med bakgrunn i at kraftbehovet øker.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for framtidige energiløsninger på vertsinstallasjonen som følge av tie-in av Nemo. (Ref. Kapittel 4.2.2).
	48	Det må foretas en tilstrekkelig og grundig utredning av miljøkonsekvensene, fordeler og ulemper ved alternative kraftforsynings- og energiløsninger.	Ved ulike alternative kraftforsynings- og energiløsninger vil fordeler og ulemper bli redegjort i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 4.2.2).
	49	Ved vurdering av tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved ulike alternative løsninger må det redegjøres for energieffektivitet, energibehov, utslipp til luft, BAT-vurderinger, avbøtende tiltak, etc.	Konsekvensutredningen vil ved vurdering av tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved ulike alternative løsninger redegjøre for energieffektivitet, energibehov, utslipp til luft, BAT-

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
			vurderinger, avbøtende tiltak, etc.
	50	SFT ber om at konsekvensutredningen redegjør for hva som forventes av brønntesting, bøyelasting og andre faktorer som kan påvirke utslipp til luft i en oppstartsperiode.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for eventuell brønntesting, bøyelasting og andre faktorer som kan påvirke utslipp til luft i en oppstartsperiode. Dette vil også bli redegjort i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. (Ref. Kapittel 7.1).
	UTSLIPP TIL SJØ:		
	51 *)	SFT understreker viktigheten av at konsekvensutredningen gir en grundig vurdering av utslippskilder, utslippsmengder, sammensetning og avbøtende tiltak knyttet til utslipp til sjø for alle utbyggingsalternativene.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for utslippskilder, utslippsmengder, sammensetning og avbøtende tiltak knyttet til utslipp til sjø for alle utbyggingsalternativene. (Ref. Kapittel 7.2).
	52 *)	Konsekvensutredningen må inneholde vurdering av injeksjon fra havbunnsramme på Nemo. Denne vurderingen må omtale kapasitet og avbøtende tiltak.	Mulig injeksjon fra havbunnsrammen vil bli behandlet i konsekvensutredningen. Vurderingen vil omfatte kapasitet og avbøtende tiltak. (Ref. Kapittel 7.2).
	53 *)	Ved valg av hydraulikksystem i havbunnsanlegg må systemets egnethet vurderes mht. begrensning av utslipp. Vurderingen må omfatte mulighet for lukkede hydraulikksystemer, installasjon av returledninger og hydraulikkvæskenes miljøegenskaper.	Konsekvensutredningen vil behandle valg av hydraulikksystem i havbunnsanlegg. Vurderingen vil omfatte mulighet for lukkede hydraulikksystemer, installasjon av returledninger og hydraulikkvæskenes miljøegenskaper, samt systemets egnethet mht. begrensning av utslipp.
	54 *)	Valg av kjemikalier i forbindelse med installasjon og klargjøring for oppstart av rørledninger skal vurderes i lys av målsettingen om nullutslipp.	Valg av kjemikalier i forbindelse med installasjon og klargjøring for oppstart av rørledninger vil bli vurdert i lys av målsettingen om nullutslipp av miljøfarlige kjemikalier. Valg av kjemikalier vil bli redegjort i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. (Ref. Kapittel 7.2).
	55 *)	Miljørisiko og avbøtende tiltak knyttet til utslipp ved installasjon og klargjøring av rørledninger må inkluderes i konsekvensutredningen.	Engangsutslipp og utslippsreducerende tiltak i forbindelse med oppkobling og klargjøring av rørledninger vil bli beskrevet i konsekvensutredningen. (Ref. Kapittel 7.2).
	AVFALL:		
	56 *)	SFT gjør oppmerksom på at det ved avfallshåndtering og -behandling må legges vekt på energibruk/luftutslipp, bruk av BAT og gjenbruksløsninger, og at det er viktig å legge helhetlige miljøhensyn til grunn for valg av løsninger.	Avfall og avfallshåndtering knyttet til aktiviteter på norsk sokkel vil bli behandlet i konsekvensutredningen. Ved boring og utbygging håndteres avfall i henhold til OLFs retningslinjer, som vil bli redegjort i søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. Avfall i driftsfase vil bli håndtert i henhold til britisk regelverk. Forhold knyttet til avfall vil bli behandlet i Environmental Statement. (Ref. Kapittel 7.2).
	57	Søknad om virksomhet etter forurensningsloven vil SFT kreve at det settes opp et miljøregnskap for valgt avfallsløsning, samt at	Søknad om virksomhet etter forurensningsloven vil bli utarbeidet i henhold til gjeldende retningslinjer.

Høringsinstans	Sak nr.	Høringsuttalelse	Utbyggers vurdering/kommentar
		operatøren viser til at planer for avfallsminimering er utarbeidet.	
UHELLUTSLIPP TIL SJØ:			
	58	Miljøkonsekvensene ved akutte utslipp av kjemikalier, gass og olje må utredes med spesiell vekt på organismer i vannsøylen.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for miljøkonsekvensene ved akutte utslipp basert på miljøressursene som er identifisert som de mest sårbare. (Ref. Kapittel 9).
	59	Sannsynlig beredkapsorganisasjon og beredskapsløsning bør beskrives.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for sannsynlig beredkapsorganisasjon og beredskapsløsning. (Ref. Kapittel 9.5).
	60 *)	Konsekvensutredningen bør inkludere beskrivelse av miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning knyttet til ulike typer utslipp som kan forekomme fra utbygging, rørledninger, boring og produksjon, inkludert effekten av de risikoreduserende tiltak som velges for valgt utbyggingsløsning.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for miljøkonsekvensene ved akutte utslipp basert på miljøressursene som er identifisert som de mest sårbare. Videre vil det bli redegjort for sannsynlig beredkapsorganisasjon og beredskapsløsning. (Ref. Kapittel 9).
	61	Som grunnlag for vurderingene må det benyttes det best tilgjengelige datagrunnlaget for oljens egenskaper mht. forvitring og spredning, og forekomst og variasjon av naturressurser. SFT understreker at det også vil stilles krav til beredskap og fjernmåling ved havbunnsinstallasjonen.	Regulert i forskrifter og følges opp i utbygging og drift.
KONSEKVENSER VED AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP:			
	62 *)	Miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med eventuell legging av rørledning, plassering av ankre og undervannsinstallasjoner, og utslipp av borekaks må inkluderes i konsekvensutredningen.	Konsekvensutredningen vil redegjøre for miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med legging av rørledning, plassering av ankre og undervannsinstallasjoner, samt utslipp av borekaks. (Ref. Kapittel 7).
	63 *)	Det må tas hensyn til bunnfauna i området, og om nødvendig utføres kartlegging av sårbare organismer. Avbøtende tiltak må beskrives.	Kartlegging av rørledningstrase og utbyggingslokalitet med hensyn til sårbare ressurser vil bli gjennomført i forkant av utbyggingen. Behovet for eventuelle avbøtende tiltak vil bli vurdert. (Ref. Kapittel 7).

*) Sammenfallende kommentar med Miljøverndepartementet

Vedlegg II:

Addendum to the Nemo area development Environmental Statement

Oil & Gas



Addendum to the Nemo area development Environmental Statement Shell UK Limited

Assignment Number: A30448-S00
Document Number: A-30448-S00-REPT-02-R003

Xodus AURORA
8 Garson Place
Stromness
Orkney
KW16 3EE
UK

T +44 (0)1856 851451
E info@xodusgroup.com
www.xodusgroup.com

AURORA



Addendum to the Nemo area development Environmental Statement

A30448-S00

Client: Shell UK Limited
Document Type: Report
Document Number: A-30448-S00-REPT-02-R003

4	17 th Aug 10	Further Lundin comments addressed	JM	MR	MR	<i>P. M. H.</i>
3	20 th Jul 10	Further Lundin comments addressed	MR	LS	LS	
2	30 th Jun 10	Lundin comments have been addressed	JM	MR	MR	
1	8 th Jun 10	1 st draft issued for review	MR	ZC	ZC	
Rev	Date	Description	Issued by	Checked by	Approved by	Client Approval



Table of Contents

1	INTRODUCTION	6
2	PROJECT DESCRIPTION	7
2.1	Nemo development	7
3	ENVIRONMENTAL DESCRIPTION	8
3.1	Introduction	8
3.2	Physical and chemical environment	8
3.2.1	Meteorology	8
3.2.2	Current regime and water mass	8
3.2.3	Waves	9
3.2.4	Temperature and salinity	9
3.2.5	Bathymetry	9
3.2.6	Seabed features and sediments	10
3.3	Biological Environment	10
3.3.1	Plankton	10
3.3.2	Benthos	11
3.3.3	Fish	12
3.3.4	Seabirds	12
3.3.5	Marine Mammals	13
3.4	Conservation Areas and Habitats Directive	14
3.4.1	Offshore conservation areas	14
3.4.2	Annex II Species	15
3.4.3	Commercial fisheries	15
3.4.4	Shipping	18
3.4.5	Submarine cables	18
3.4.6	Military	18
3.4.7	Oil and gas activities	18
3.4.8	Wrecks	19
4	SUBSEA INFRASTRUCTURE	20
4.1	Pipeline route	20
4.2	Subsea facilities	20
4.2.1	Production pipeline	21
4.2.2	Water injection pipeline	21
4.2.3	Control umbilical	21
4.2.4	Riser base for Nemo tie-in	21
4.2.5	T piece structure	22
4.3	Subsea installation	23
4.4	Decommissioning	23
5	POTENTIAL SUBSEA IMPACTS	24
5.1	Introduction	24
5.2	Seabed disturbance	24
5.2.1	Management and mitigation	25



5.3	Vessel Presence	25
5.4	Atmospheric Emissions	25
5.5	Flowline installation, pre-commissioning and start up	25
5.5.1	Management and mitigation	25
6	PRODUCTION OVERVIEW	26
6.1	Background to Pierce development	26
6.1.1	Nemo development	27
6.2	Facilities and Infrastructure	27
6.3	Production Overview	28
6.3.1	Oil Condensate Production	28
6.3.2	Gas Production	28
6.3.3	Produced Water Production	28
7	PRODUCTION INCREASE ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT	29
7.1	Introduction	29
7.2	Historic and predicted production figures for the Pierce field	29
7.3	Production Forecast for Nemo	29
7.4	Haewene Brim FPSO facilities	30
7.4.1	Installation capacity and modifications	30
7.4.2	Additional facilities	33
7.5	Atmospheric emissions	33
7.5.1	Power generation potential environmental Impacts	33
7.5.2	Management and Mitigation	34
7.6	Flaring	34
7.6.1	Potential environmental impacts	34
7.6.2	Management and mitigation	34
7.7	Venting	34
7.7.1	Potential environmental impacts	34
7.7.2	Management and mitigation	34
7.8	Vessel presence	34
7.8.1	Potential environmental impacts	34
7.8.2	Management and mitigation	35
7.8.3	Residual and cumulative impacts	35
7.9	Underwater noise	35
7.9.1	Potential environmental impacts	35
7.9.2	Management and mitigation	35
8	DISCHARGES TO SEA (PRODUCTION)	36
8.1	Chemical use and discharge	36
8.1.1	Potential environmental impacts	36
8.1.2	Management and mitigation	36
8.2	Produced water discharges	36
8.3	Discharge of hydrocarbons	36
8.3.1	Management and mitigation	38
8.4	Accidental events	38
8.4.1	Oil spill risks	38
8.4.2	Management and mitigation	38
8.4.3	Chemical spill risks	38
8.4.4	Management and mitigation	39
8.4.5	Residual and cumulative risks of oil	39
8.4.6	Residual and cumulative risks of chemicals	39
9	CONCLUSIONS	40



9.1.1	Subsea facilities	40
9.1.2	Production increase	40

10 REFERENCES **41**



1 INTRODUCTION

Lundin Norway AS (Lundin) intend to develop the Nemo field located in the Norwegian sector of the North Sea with a planned tie-back to the Haewene Brim Floating Production and Storage Offloading (FPSO) located at the Pierce field in the UK sector of the North Sea.

As part of Lundin's Plan for Development and Operation (PDO) submission to the Ministry of Petroleum and Energy (MPE), a high level Environmental Impact Assessment (EIA) is required for the operations to be undertaken in the UK Sector, which is provided as an addendum to the main Nemo Environmental Statement (ES). These activities will include new pipelines from the UK median line to a new manifold and tie-in to the Pierce risers, as well as the associated production increase at the Pierce Haewene Brim FPSO.

This Addendum to the Nemo ES has been undertaken in compliance with the Offshore Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations 1999 (*as amended*).

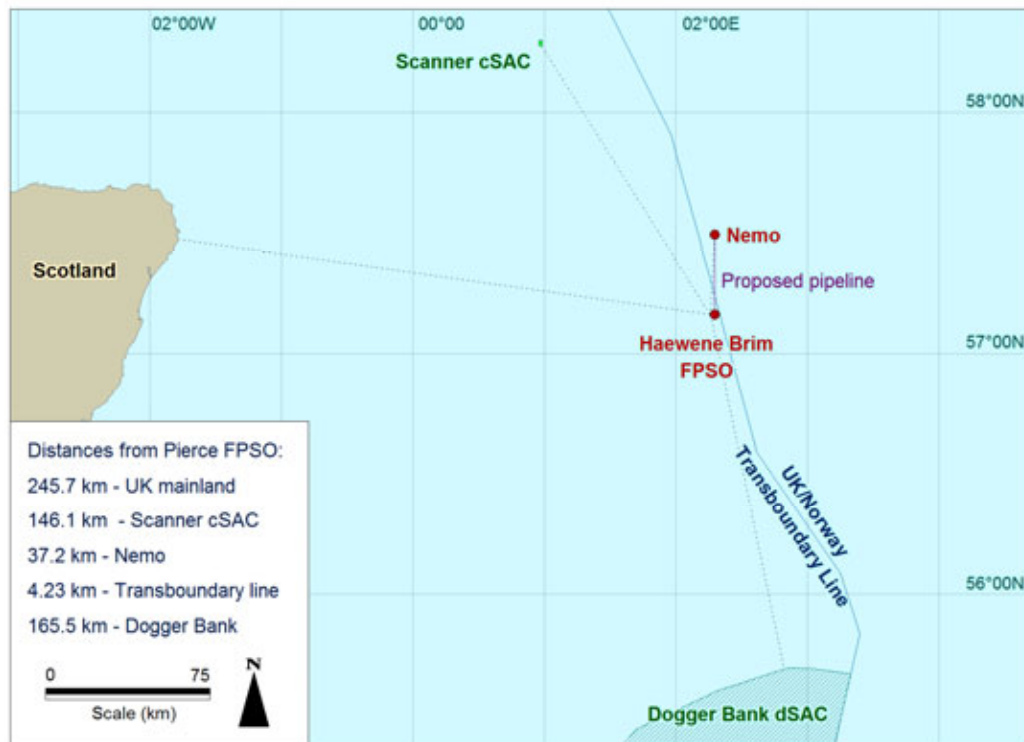


2 PROJECT DESCRIPTION

2.1 Nemo development

The Nemo field is located in Block 7/7 and 7/4 on the Norwegian Continental Shelf (NCS) and was discovered in 1992. In 2007, an appraisal well was drilled which confirmed the extension of the Nemo field with hydrocarbon reserves being encountered in the Ula and late Jurassic formations. The Nemo field will be a tie-back to the Pierce Haewene Brim FPSO located at 57° 09' 41" N, 02° 15' 40" E, 37 km south. The Pierce FPSO is also 247 km from the UK coastline, 2 km from the UK/Norwegian median line and in a water depth of approximately 85 m as shown in Figure 2.1. Development of the Nemo field will involve installation of new pipelines going in straight line between the Pierce FPSO and Nemo 4 slot template/manifold. The pipelines will be installed in Blocks 23/22 and 23/27 of the UK sector of the North Sea. New subsea structures will also be installed in the Pierce field and the tie-back to Nemo will result in an associated production increase at the Pierce Haewene Brim FPSO (Section 6).

Figure 2.1: Location of the Pierce Development





3 ENVIRONMENTAL DESCRIPTION

3.1 Introduction

This section reviews the status of the environment that could potentially be affected by the development of the Nemo tie- back to Pierce Haewene Brim FPSO with particular attention being given to those aspects that may be sensitive to, or affected by, the proposed operations in the UK sector of the North Sea.

The purpose is to;

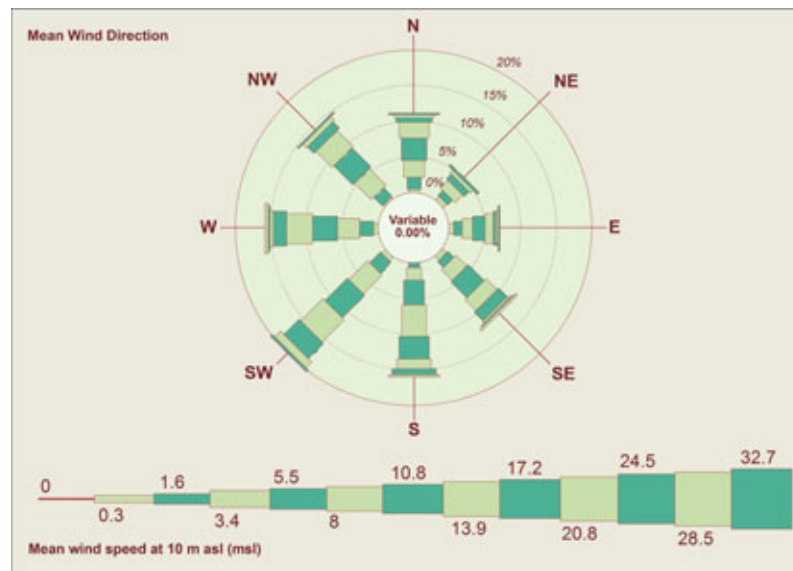
- Identify the physical, chemical, biological, social and economic components of the environment and any particular sensitivities within the zone of influence of the operation (environmental receptors).

3.2 Physical and chemical environment

3.2.1 Meteorology

The predominant wind direction in this part of the North Sea is south west, but south, west and north- westerly winds are also common (Fugro GEOS, 2001) (Figure 3.1). Meteorological data for the central North Sea for the period 1854-1994 show the occurrence of winds from all directions, although winds from the east are the least frequent. Predominant wind speeds throughout the year represent moderate to strong breezes (6-13 m/s), with the highest frequency of gales (greater than 17.5 m/s) during winter months (November – March). The percentage frequency of winds of Beaufort force 7 (13.9 – 17.2 m/s) and above in January is greater than 30% north of 57° N (DTI, 2001).

Figure 3.1: Wind rose for the wider Pierce area (Fugro, GEOS, 2001 at 57.398 N, 1.064 E)



3.2.2 Current regime and water mass

Several water masses exist in the North Sea distinguishable by temperature, salinity and residual current patterns or stratification and which play a major role in the supply and dispersion of nutrients, plankton and fish larvae.

The Pierce field lies in an area where water mass distribution and water current patterns exert an influence on sediment distribution and composition. The water of the North Sea consists of a combination of North Atlantic water and freshwater run-off (OSPAR Commission, 2000). Water masses of the North Sea circulate cyclonically, largely due to mass inflow from the Norwegian Sea, an influx which occurs along the Norwegian Trench at approximately

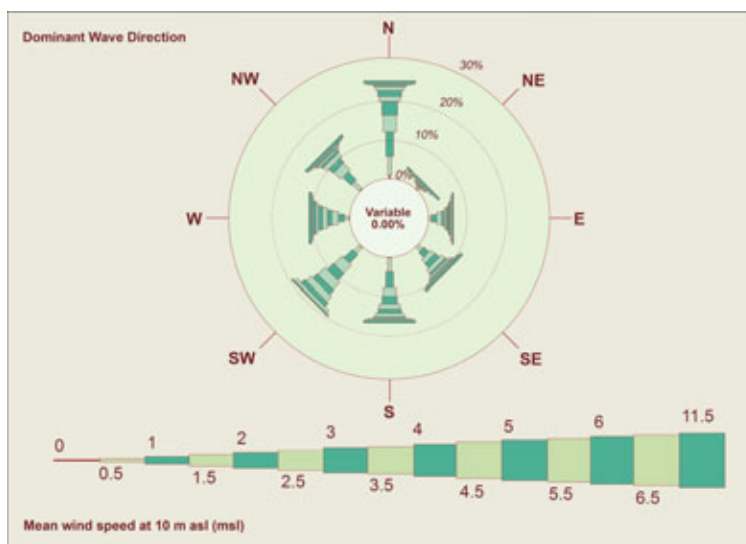


200 m depth. Tidal currents in the vicinity of the Pierce are typical of the central North Sea, with relatively weak surface current velocities and mean spring tides ranging from 0.0-0.5 m/s (Hydrographer of the Navy, 1999).

3.2.3 Waves

During storms, the re-suspension of bottom sediments due to waves and currents affects most of the North Sea. Within the development area, the significant wave height of 4 m is exceeded 10% of the time and heights of 1.5 m are exceeded 75% of the time (BODC, 1998). The largest waves tend to occur from the north and north-west. Wave from the North occur about 25% of the time and South west 20% of the time (Figure 3.2).

Figure 3.2: Dominant wave direction for the wider Pierce area (Fugro, GEOS, 2001 at 57.398 N, 1.064 E)



3.2.4 Temperature and salinity

The mean sea surface temperatures (SST) in the Pierce area varies seasonally, between an average of 6.5°C during winter and an average of 14.5°C during the summer (BODC, 1998). In contrast, seabed temperatures are relatively constant throughout the year, ranging between 6.5°C and 7°C during the year (BODC, 1998).

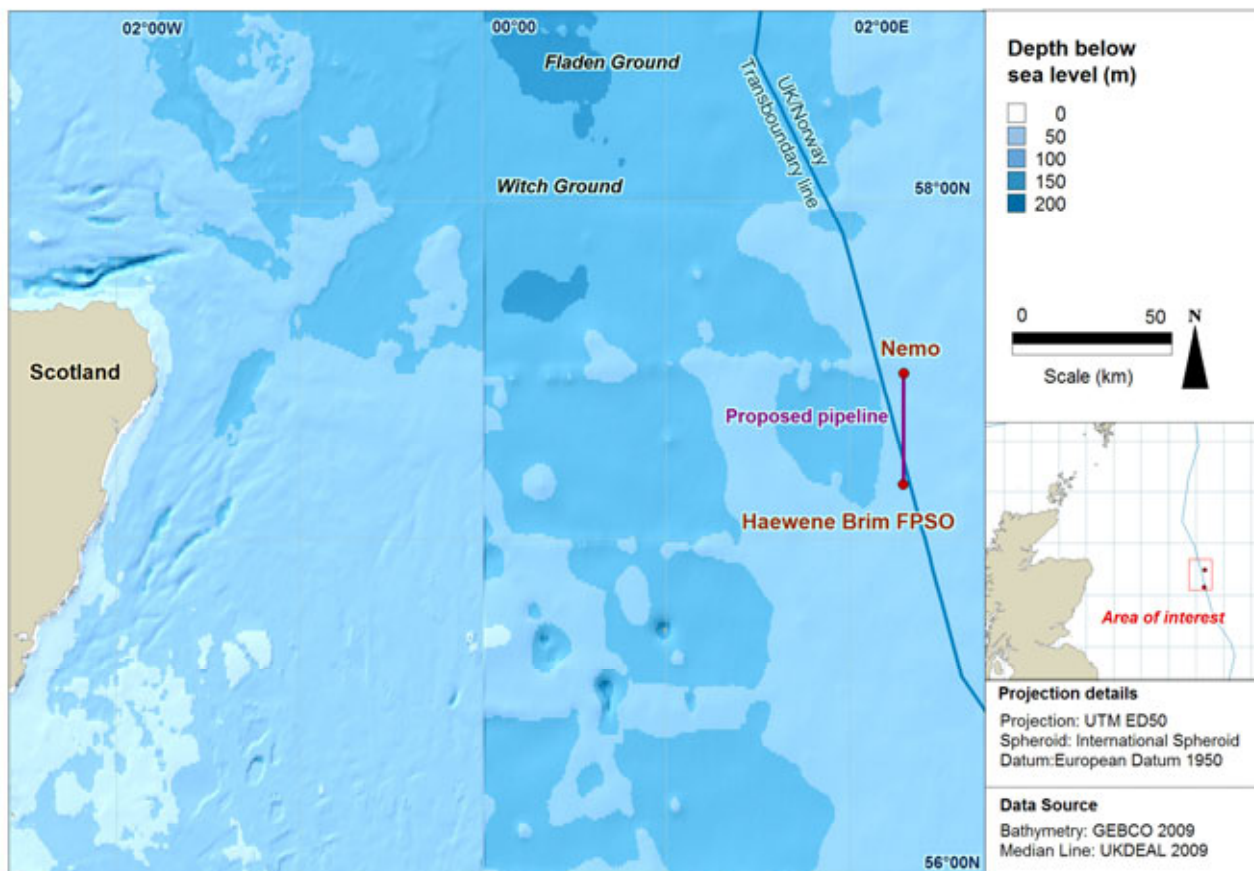
In the Pierce area of the central North Sea, surface water salinity is typically between 35.0 parts per thousand (ppt) in summer and 35.2 ppt in the winter. Conversely, salinity at the seabed is typically between 35.2 ppt in summer and 35.0 ppt in the winter (UKDMAP, 1998). Fluctuations in salinity are largely caused by the addition or removal of water through natural processes such as rainfall and evaporation. Salinity is also expected to vary with season and changes in ocean currents.

3.2.5 Bathymetry

Bathymetry for the area is shown in Figure 3.3. The maximum water depth at Pierce is in the region of 85 m.



Figure 3.3: Bathymetry for the Pierce development



3.2.6 Seabed features and sediments

The seabed sediment is characterised by very fine to fine sands with poor to moderate sorting tending towards finer silt / clay material for the North Sea.

There is also a large region of sandy mud which is underlain by finer muddy sediments, with the mud exposed at water depths greater than 100 m. The area of these muddy beds is known as the Fladen and the Witch Grounds and extends to the northerly limit of the central North Sea. Collectively, the Fladen and Witch Grounds are one of the main topographical features of the North Sea (DTI, 2001). The Pierce field lies approximately 120 km south-east from the Fladen and Witch Grounds (see Figure 3.3). Environmental surveys in United Kingdom Continental Shelf (UKCS) for Blocks 23/26 and 23/27 shows the seabed around the Pierce field is covered by medium to fine grained sandy sediments (Gardline Surveys, 1997).

3.3 Biological Environment

3.3.1 Plankton

Plankton forms the primary basis of the marine food chain and consists of microscopic plants (phytoplankton) and animals (zooplankton) which live freely in the water column and largely drift with the water currents. The composition and abundance of plankton communities varies throughout the year and is influenced by physical parameters such as temperature, salinity and water inflow (Beare et al., 2002). Phytoplankton and the associated grazing zooplankton usually show a bimodal pattern of abundance throughout the year. The main peak occurs towards the end of spring in response to the increasing photoperiod, with a secondary peak occurring in late



summer/early autumn (Johns and Reid, 2001). The most abundant plankton in the central North Sea are detailed in Table 3.1.

Table 3.1: Plankton species of greatest abundance in the central North Sea (Johns and Reid, 2001).

Phytoplankton	Zooplankton
<i>Ceratium fusus</i>	Total copepods
<i>Ceratium furca</i>	<i>Calanus traverse</i>
<i>Ceratium tripos</i>	<i>Calanus I-IV</i>
<i>Ceratium macroceros</i>	<i>Para-Pseudocalanus spp.</i>
<i>Ceratium longipes</i>	<i>Echinoderm larvae</i>
<i>Thalassiosira spp.</i>	<i>Acartia spp.</i>
<i>Protoperidinium spp.</i>	<i>Thecosomata spp.</i>
<i>Ceratium horridum</i>	<i>Evadne spp.</i>
<i>Chaetoceros (Hyalochaete) spp.</i>	<i>Oithona spp.</i>
<i>Chaetoceros (Phaeoceros) spp.</i>	<i>Pseudocalanus adult</i>

3.3.1.1 Phytoplankton

The increase in phytoplankton productivity known as the spring diatom bloom reaches its peak during May and is followed by a sharp decline in June (Heath et al., 2000). The autumn dinoflagellate bloom reaches its peak in mid-August. The characteristics of this annual cycle are determined by local weather and oceanographic conditions and are important in biological terms as they provide important feeding areas for most animal groups within the marine ecosystem. The phytoplankton community also contributes to the movement down through the water column of dead animals and plants (or biogenic detrital material) to the seabed, though the extent and effect of the contribution is not known (Johns and Reid, 2001).

3.3.1.2 Zooplankton

Analysis of data provided by the continuous plankton recorder (CPR) surveys suggests that the most abundant zooplankton species are the calanoid copepods (in particular *Calanus spp.*) and smaller copepod species are such as *Para-Pseudocalanus spp.*, *Acartia* and the younger stages of *Calanus* (Johns and Reid, 2001). Other macro-zooplankton in the area includes euphausiids (krill), which are mainly confined to the upper 100 m of the water column.

The copepod *Calanus finmarchicus* has historically dominated the zooplankton of the North Sea, but its abundance has declined dramatically over the last 50 years, probably because of changes in seawater temperature and salinity (Beare et al., 2002); FRS (2004) note a decline in biomass of up to 50% from the 1960s to the 1990s, *C. finmarchicus* has largely been replaced by boreal and temperate Atlantic and neritic (coastal water) species. Small copepod species abundant in the area include *Para-Pseudocalanus spp.* and *Acartia spp.*

3.3.2 Benthos

The biota living near, on or in the seabed is collectively termed “benthos”. Water depth, temperature, salinity and type of local substrate all have an effect on the diversity and abundance of the benthos. The species composition and diversity of macrofauna found within sediments is commonly used as a biological indicator of sediment disturbance. A knowledge of the composition of the infauna (invertebrates that live within the sediments) and epifauna (those living on the sediment surface) is important in predicting the potential effects of the disturbance that might be caused by the proposed disposal of contaminated material. The North Sea can be divided into a number of regions based on interpretations of the assemblages of benthic fauna. These differences are determined primarily by differences in latitude, water depth and sediment type. Benthic communities in the central North Sea show mixing of those from the northern and southern regions with assemblages classified as Type IIb, IIIa, IIIb and IVa (Kunitzer et al. 1992).

Block 23/22 and 23/27 occurs within an area that falls into Type IIb and IIIa type assemblage (Table 3.2). Sediments are dominated by *Ophelia borealis* and *Nephtys longosetosa*. These species are characteristic of finer sediments, common in this area of the central North Sea.



Table 3.2: Indicator species of greatest abundance in the central North Sea

Assemblage Type	Water Depth	Sediment Type	Indicator Species
IIb	50 – 70 m	Finer sediment	<i>Ophelia b.</i> and <i>Nephtys l.</i>
IIIa	70 – 100 m	Finer sediment	No indicator species

UK Benthos survey data shows that the Pierce field area is dominated with polychaete species with *Chaetozone spp.*, *Paramphinome jeffreysii*, *Capitella capitata* and *Tharyx spp* accounting for four of the five most abundant species in the area with Foraminifera sp. (protists) making up the remainder (UK Benthos, 2009). The data for this area were compiled from two separate Gardline surveys of the area in 1996 and 1997 - *Sabellaria spp* was not identified in either survey.

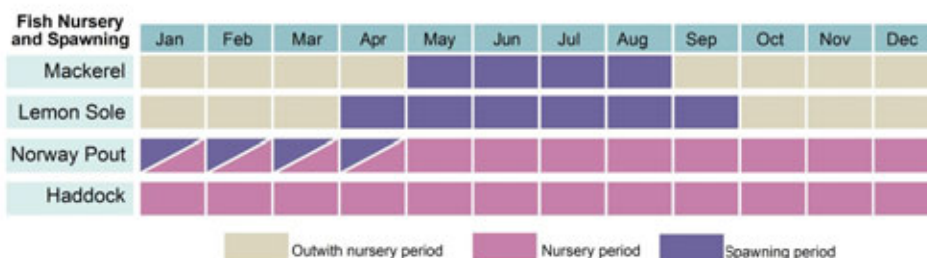
3.3.3 Fish

Fish populations in the Pierce area are characterised by species typical of the central North Sea and include a number of commercially important fish species. Both spawning and nursery grounds occur in Blocks 23/22 and 23/27 vicinity for a number of commercial species.

Blocks 23/22 and 23/27 is located within a spawning ground for mackerel (*Scomber scombrus*), lemon sole (*Microstomus kitt*) and Norway pout (*Trisopterus esmarki*). This area is also used as a nursery ground by Norway pout and haddock (*Melanogrammus aeglefinus*). Information on spawning and nursery seasonality for the different species is detailed in Table 3.3. Although fish spawning and larval/young stages are indicated as occurring in the vicinity of Pierce 23/27-B5 during the proposed activity, these species spawn pelagically over extensive areas in the North Sea and around the UK. Unlike species such as herring, where breeding areas are more restricted and limited, the spawning and nursery grounds of mackerel, lemon sole, Norway pout and haddock are generally not regarded as sensitive with respect to small point-source offshore activities.

Marine Scotland has registered a concern on seismic survey activity within the vicinity of Block 23/22 and Block 23/27 from May to August due to fish spawning. Fish spawning areas and times in particular are regarded as environmental sensitivities in the context of oil and gas activities.

Table 3.3: Fish spawning and nursery periods for species in Block 23/22 and Block 23/27



3.3.4 Seabirds

The offshore distribution of seabirds varies across the year, being largely dependant on lifecycle stage. For example, offshore abundance will be lower during the breeding season, when birds tend to be concentrated around coastal breeding areas, than the rest of the year. The offshore distribution outside the breeding season is mostly driven by the availability of food. The distance at which birds will travel from their colonies for food varies greatly between species and this influences offshore distribution. Non-breeding birds may be found foraging further offshore than breeding birds.

The central North Sea is important for seabirds (DECC, 2009a). Species most numerous are likely to be fulmar *Fulmaris glacialis*, kittiwake *Rissa tridactyla*, and guillemot *Uria aalge* (for the majority of the year). Northern gannet *Morus bassanus* and Atlantic puffin *Fratercula arctica* are present in summer months, whilst herring gull



Larus argentatus, glaucous gull *Larus hyperboreus* and great black-backed gull *Larus marinus* are known to use the area in winter (DECC, 2009a).

Manx shearwater *Puffinus puffinus* and European storm petrel *Hydrobates pelagicus* may be present in the vicinity of the Pierce field between September and November. Great skua *Stercorarius skua*, lesser black backed gull *Larus fuscus* and little auk *Alle alle* may be generally present in low densities for the majority of the year. The Arctic skua *Stercorarius parasiticus*, common gull *Larus canus*, Iceland gull *Larus glaucooides*, Arctic tern *Sterna paradisaea* and razorbill *Alca torda* are also known to use the North Sea during varying months of the year (DECC, 2009a)

After the breeding season ends in June, large numbers of moulting guillemots, razorbill and puffins disperse from their coastal colonies and into the offshore waters from July onwards. At this time these high numbers of birds are particularly vulnerable to oil pollution. Additionally, kittiwake, gannet, and fulmar, are present in sizable numbers during the post breeding season. Whilst birds can be considered sensitive to pollution for a significant proportion of the year, the risk of an oil spill from the Pierce area as a result of the Nemo development is considered to be unlikely and therefore the overall risk to birds is considered minimal.

3.3.4.1 Seabird vulnerability

The seasonal vulnerability of seabirds to surface pollutants in the immediate vicinity of the Pierce field has been derived from JNCC Block specific data (Table 3.4).

Seabird vulnerability in Block 23/22 and 23/27 is low in February and April-August, with September and October having moderate seabird vulnerability and January and November having high seabird vulnerability as presented.

Table 3.4: Seabird Vulnerability for Block 23/22 and 23/27 and surrounding Blocks (JNCC, 1999).

Block	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
23/18	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	No data
23/17	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	No data
23/16	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	No data
23/21	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data
23/22	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data
23/23	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data
23/28	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data
23/27	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data
23/26	High	Low	No data	No data	Low	Low	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	High	No data

High
 Moderate
 Low
 No data

3.3.5 Marine Mammals

Site specific data for marine mammals in the area of the Pierce field is not comprehensive. It is therefore necessary to rely on wider area reviews, as detailed below.

3.3.5.1 Cetaceans

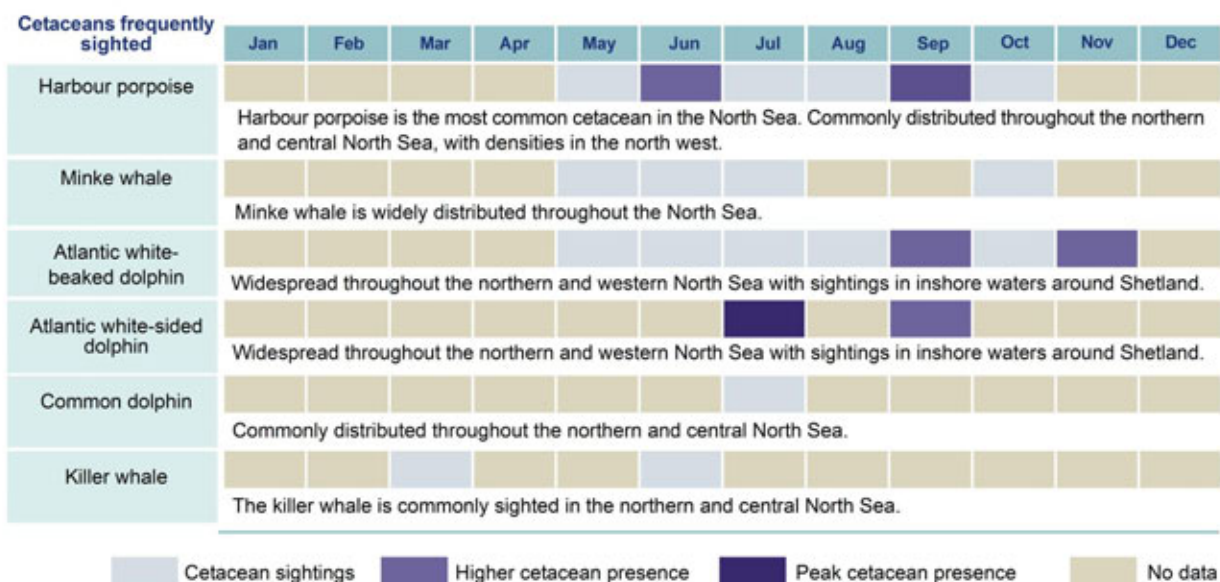
Research into the distribution of cetaceans (whales, dolphins and porpoise) in the northeast Atlantic area has been conducted by the JNCC Seabirds at Sea Team (SAST), the SeaWatch Foundation, the EU-funded SCANS (Small Cetacean Abundance in the North Sea) project and other one-off research programmes. A total of 19 species of cetacean have been recorded in North Sea waters (Sea Around Us, 2008) but only six of these are recorded with any regularity (Hammond *et al.*, 2001) in the seas surrounding the Pierce field, including the minke (*Balaenoptera*



acutorostrata) and killer (*Orcinus orca*) whales, harbour porpoise (*Phocoena phocoena*) and the common dolphin (*Delphinus delphis*), Atlantic white-beaked (*Lagenorhynchus albirostris*) and white-sided (*Lagenorhynchus acutus*) dolphins.

Sightings made by marine mammal observers during seismic surveys at Pierce note that the Atlantic white-sided dolphins, white-beaked dolphins and minke whale are locally most abundant (EPI, 2007). Reid *et al.*, (2003) confirms this and also indicates the presence of the common dolphin and the harbour porpoise. Marine mammal observations are generally seasonal as indicated in Table 3.5.

Table 3.5: Seasonal occurrence of cetaceans in the vicinity of the Pierce field (Sea Around Us, 2008, Reid *et al.*, 2003, Hammond *et al.*, 2001, BODC, 1998)



3.3.5.2 Pinnipeds

There are five species of pinnipeds that have been identified in UK waters of the northeast Atlantic, the grey seal, *Halichoerus grypus*, common seal, *Phoca vitulina*, harp seal, *Phoca groenlandica*, hooded seal, *Cystophora cristata*, and ringed seal, *Pusa hispida* (Sea Around Us, 2008), but only two of these may be encountered with any regularity in the vicinity of the Pierce field, namely the grey seal and common seal (Hammond *et al.*, 2001) albeit in low numbers. Direct observations of common seals have previously been made at the site (EPI, 2007).

3.4 Conservation Areas and Habitats Directive

3.4.1 Offshore conservation areas

The European Community (EC) Directive 92/43/EEC on the Conservation of Natural Habitats and of Wild Flora and Fauna (the Habitats Directive), and the EC Directive 79/409/EEC on the Conservation of Wild Birds (the Birds Directive), are the main instruments of the European Union (EU) for safeguarding biodiversity.

The Habitats Directive includes a requirement to establish a European network of important high quality conservation sites that will make a significant contribution to conserving the habitat and species identified in Annexes I and II of the Directive. Habitat types and species listed in Annexes I and II are those considered to be in most need of conservation at a European level (JNCC, 2002).

There are four habitats listed in Annex I to the Habitats Directive that occur, or potentially occur, in the UK offshore area;



- Sandbanks which are slightly covered by sea water all the time;
- Reefs;
- Submarine structures made by leaking gases; and
- Submerged or partially submerged sea caves.

Currently there are no Annex I habitats in the area of the Haewene Brim FPSO development. The closest designated area is located approximately 147 km North (Scanner Pockmark). The Scanner pockmark has been designated as a cSAC.

3.4.2 Annex II Species

Annex II species recorded as present in the area which qualify for protection include the common and grey seals and the harbour porpoise. Grey and common seal distribution and movements are mainly concentrated around and between haul out sites and foraging areas, and as discussed in Section 3.3.5 are unlikely to be present in significant numbers.

Cetaceans are currently protected under The Offshore Marine Conservation (Natural Habitats & c) Regulations 2009 which makes deliberate injury or disturbance to cetaceans an offence. As discussed in Section 3.3.5 significant concentrations of cetaceans are unlikely to be found in the area.

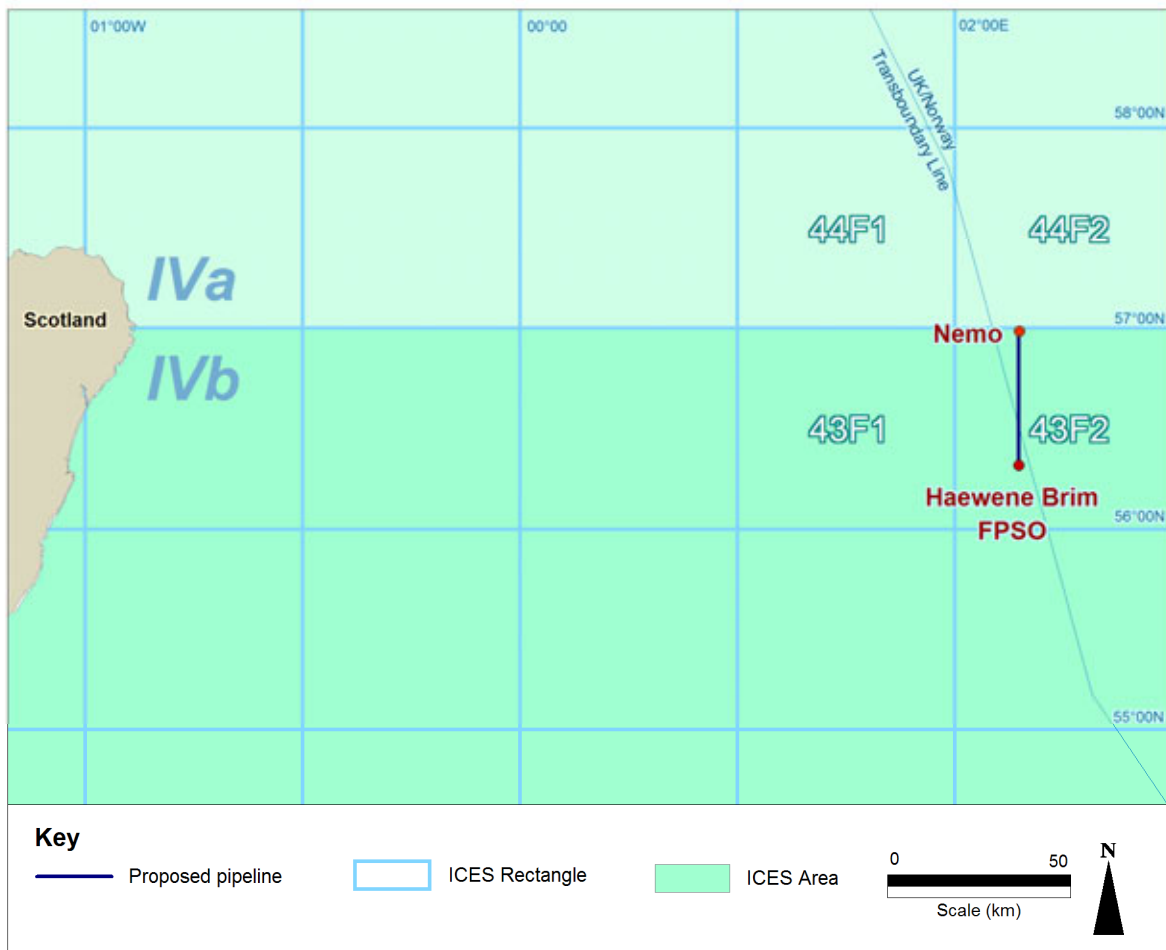
Non-commercially important fish species of conservation value that are found in UK waters include the European sturgeon (*Acipenser sturio*), which is relatively rare and the Common whitefish *Coregonus lavaretus* both of which qualify for protection under the Annex II of the Habitats Directive. Other important species of conservation value include the basking shark (*Cetorhinus maximus*), tope shark (*Galeorhinus galeus*) and porbeagle (*Lamna nasus*). None of these species are recorded in significant densities in the north-west North Sea and occur only in small numbers throughout the North Sea during peak zooplankton abundance.

3.4.3 Commercial fisheries

The North Sea and surrounding waters have been subdivided into fishing areas by the International Council for the Exploration of the Sea (ICES); UKCS Blocks 23/22 & 23/27 are located in the larger ICES fishing area IVb (Figure 3.4). The fishing areas in the region have also been subdivided into smaller 'rectangles', and UKCS Blocks 23/22 and 23/27 are in ICES statistical rectangle 43F2.



Figure 3.4: ICES fishing areas and relevant ICES rectangle



The North Sea is fished extensively by UK and international fishing fleets that operate in the southern, central and northern areas, targeting *Nephrops*, and demersal and pelagic fish stocks. The waters within the Pierce area support a mixed fishery of commercial importance, particularly for haddock, plaice and lemon sole (Table 3.6). This section provides an overview of fishing activity in the area based on available data from the Scottish Government.



Table 3.6: Average landed weight during 2008 for all species landed in ICES rectangle 43F2 (Scottish Government, personal communication, 2010)

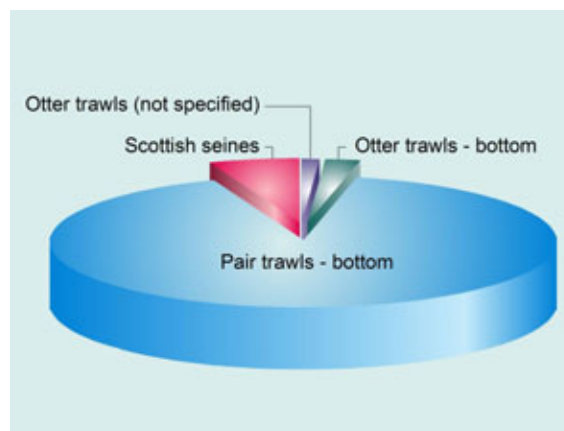
Species	Tonnage	Value (£)
Haddock	235.3	199,608.6
Lemon Sole	54.8	131,798.6
Plaice	30.2	26,164.0
Cod	7.7	13,939.7
Witch	4.4	6,928.5
Saithe	2.2	1,406.5
Whiting	1.8	1,570.9
Halibut	1.6	7,409.6
Monks or Anglers	1.3	3,176.4
Hake	0.8	1,601.3
Nephrops (Norway Lobster)	0.1	633.0
Turbot	0.1	395.8
Spurdog	0.1	70.0
Catfish	0.5	921.4
Other or mixed Demersal	0.0	71.3
TOTAL	340.7	395,695.6

* Includes all landings by UK boats, plus landings into the UK by foreign boats.

Overall the level of demersal fishing effort in the area from UK vessels landing in the UK is classed as the second lowest level in comparison to the rest of the North Sea (Coull *et al.*, 1998). Pelagic and static fishing is low to nil. Beam trawling fishing effort within 43F2 is low but variable, categorised from nil to the second lowest levels within the North Sea (Coull *et al.*, 1998).

The most commonly used fishing gear in ICES rectangle 43F2 is the benthic pair trawl (Figure 3.5). Fish landings, value and fishing effort in ICES rectangle 43F2 vary from year to year. Fishing effort (days) has decreased overall from 2006 to 2008.

Figure 3.5: Fishing effort by gear in 2008 in ICES rectangle 43F2 (Scottish Government, personal communication, 2010)





3.4.4 Shipping

Shipping traffic within the northern and central North Sea averages 0.5 or less vessels per day on routes passing through the waters in which UKCS Block 23/22 and Block 23/27 is situated, which is considered to be low (Cordah, 2001). A significant proportion of the vessels within the central North Sea will originate from or be destined for the Scottish ports of Peterhead and Aberdeen.

3.4.5 Submarine cables

There are no functioning cables within Block 23/22 or 23/27, although there is a Community Network Services (CNS) fibre optic cable approximately 10 km to the north-east of the Block 23/22 under application. The Nemo-Pierce Pipeline Route Survey for UKCS 23/27 (report in prep) did identify 2 cables which cross within the proposed pipeline route. Further investigation will be undertaken to identify ownership and the function of the cables. No further in-use or disused cables are known to lie within the immediate vicinity of Blocks 23/22 and 23/27.

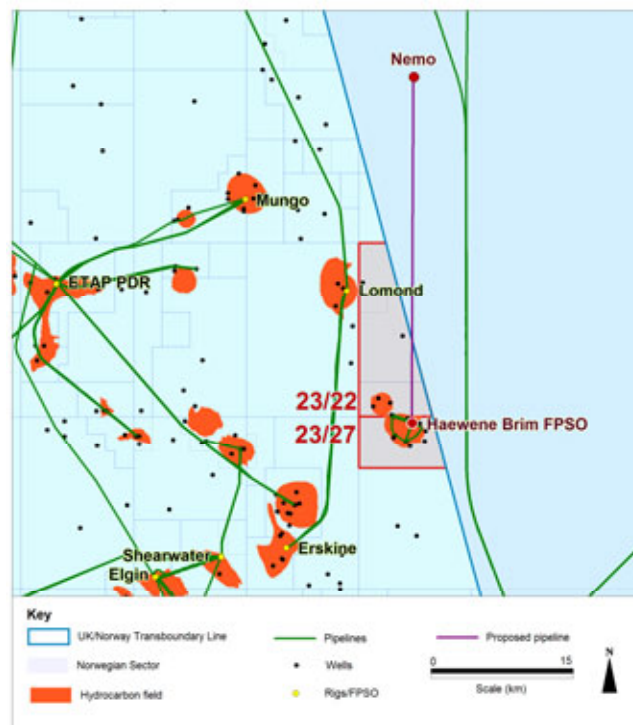
3.4.6 Military

Aircraft, surface craft and submarines from many countries use the North Sea as a training ground and for routine operations. Practice and Exercise Areas (PEXA) charts, produced by the UK Hydrographic Office, provide information relating to military activity within the UKCS. These are kept up to date through the Admiralty Notices to Mariners (NMs) service and show areas which are in use, or available for use by the Ministry of Defence for military practice and exercises (DECC, 2009b). There are no military PEXAs within 150 km of the Pierce field.

3.4.7 Oil and gas activities

There are a number of fields, installations and associated pipelines located within the vicinity of UKCS Block 23/22 and 23/27 (Figure 3.6). The Haewene Brim FPSO is located 16 km south east of the Lomond platform, 25 km North east of Shearwater and located 40 km to the north west of the Haewene Brim FPSO is the Eastern Trough Area Project (ETAP) platform.

Figure 3.6: Installations/pipelines in vicinity of UKCS Block 23/22 (UKDeal, 2009)





3.4.8 Wrecks

There are no wrecks present in Blocks 23/22 and 23/27. However, there are two wrecks located 19 km from the Haewene Brim FPSO. One wreck is located 19 km away to the northwest and another 19 km away to the north east on the Norwegian sector of the North Sea.

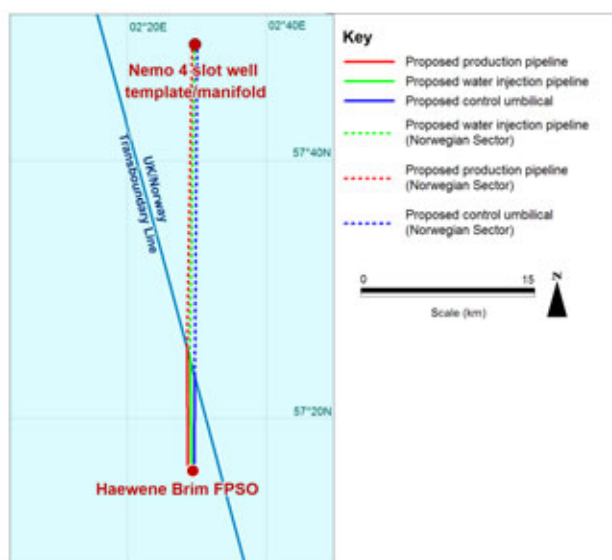


4 SUBSEA INFRASTRUCTURE

4.1 Pipeline route

The production pipeline, water injection pipeline and control umbilical will be laid in a direct route between the Nemo 4 slot well template/manifold and the Haewene Brim FPSO turret position, apart from the approach area in the proximity of the Haewene Brim FPSO. The total length of each of the production pipeline, water injection pipeline and control umbilical is estimated to be a maximum of 39 km, with approximately 15 km in the UK sector of the North Sea. Figure 4.1 shows each pipelines proposed route between the Nemo template/manifold and Pierce installation.

Figure 4.1: Nemo development proposed pipeline route



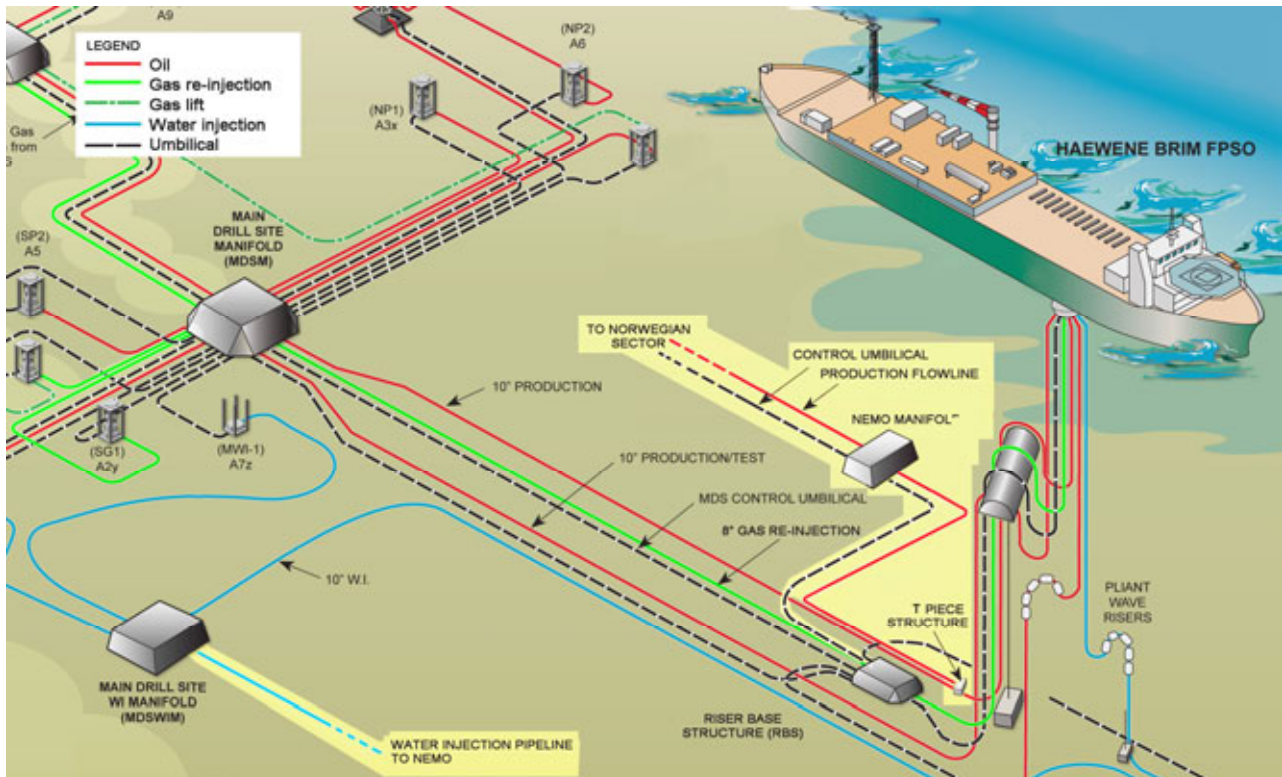
4.2 Subsea facilities

Subsea equipment which, will be installed in the UK Sector of the North Sea in the Pierce field to enable production from the Nemo tie-back (See Figure 4.2) to the Haewene Brim, will be;

- Production pipeline:
- Water injection pipeline:
- Control umbilical:
- Nemo riser base tie-in; and
- T piece structure.



Figure 4.2: Illustrates the Pierce development with inclusion of the Nemo subsea facilities



4.2.1 Production pipeline

A 13% chromium stainless steel production pipeline will connect from the T piece structure to the Nemo riser base tie-in and from there it will be connected to the Nemo manifold production slot in the Norway sector of the North Sea. The pipeline will be of pipe in pipe construction with a 6" internal diameter stainless steel insulated production pipe and a 12" outer diameter carbon steel carrier pipe.

4.2.2 Water injection pipeline

A 6" internal diameter carbon steel water injection pipeline will connect from the Pierce Main Drill Site Water Injection Manifold (MDSWI) to the Nemo manifold water injection slot. The pipeline will be a non-insulated, single coated pipe. The pipeline will be trenched and buried.

4.2.3 Control umbilical

The control umbilical will be an integrated umbilical for hydraulic, power and control of the Nemo wells from the Haewene Brim FPSO. The control hydraulics will be an open loop systems using standard water based hydraulics. These chemicals will be of yellow category according to the Norwegian chemical classification system.

4.2.4 Riser base for Nemo tie-in

The Nemo riser base tie-in (Figure 4.2) will consist of;

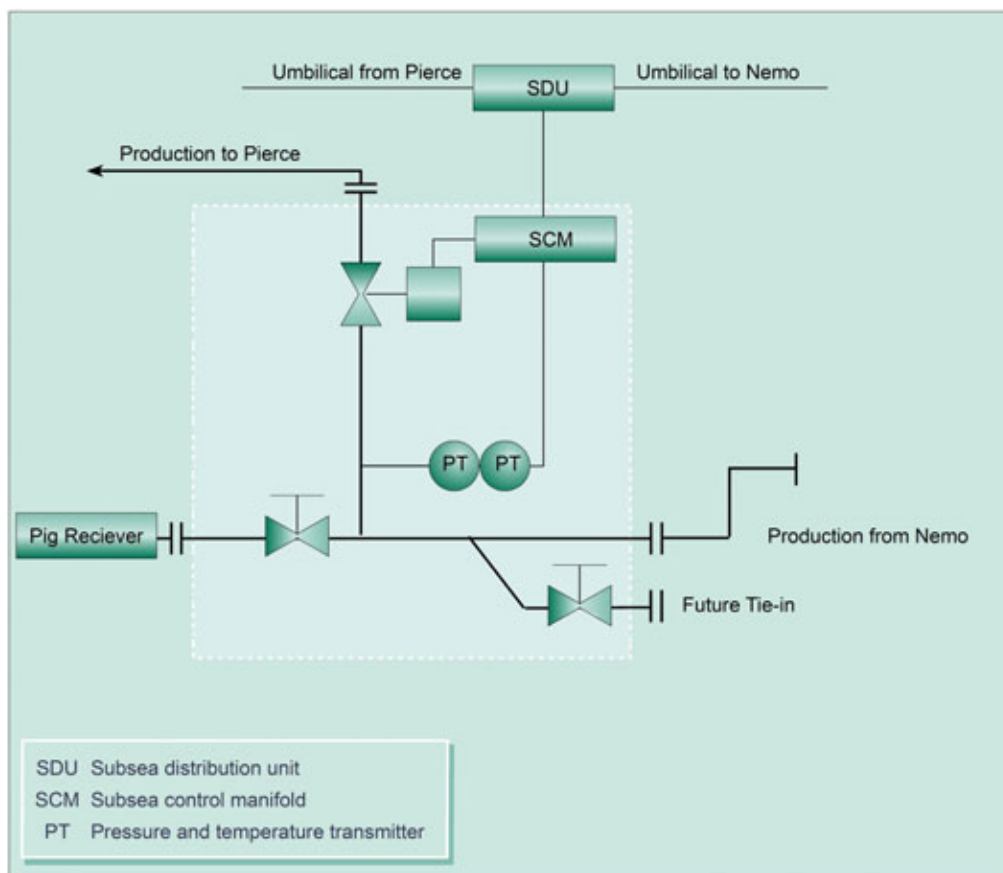
- A subsea distribution unit (SDU) which provides hydraulic supply and electrical distribution between the subsea systems and the main control umbilical;
- A pipeline isolation valve allowing for sectionalisation if required and control of produced fluid flow from Nemo.



- A subsea control module (SCM) to provide control of the pipeline isolation valve during the production phase of subsea oil and gas production. These functions include actuation of pipeline isolation valve (SSIV) and monitoring of pressure, temperature and flowrates;
- A pig receiver may be connected to enable pigs to be captured. Inspection gauges or pigs are pipeline tools used for maintenance operations including but not limited to cleaning and inspection of pipelines. They are often propelled by chemicals from one end of the pipeline to another;
- A tie-in connection for the Nemo production pipeline; and
- A connection for a future tie-in of a production pipeline.

Further details of the Nemo riser tie-in will be developed during detailed design and engineering studies when they are undertaken.

Figure 4.2: Riser base for Nemo tie-in



4.2.5 T piece structure

The T piece structure will be installed beneath the Haewene Brim on the 10" production pipeline from the Main Drill Site Manifold (MDSM) to allow for the tie-in of the production spool from the Nemo riser base. This T piece structure is where the produced fluids from the Nemo field and Pierce field commingle prior to being flowed to the FPSO process.

Further details of the T piece structure will be developed during detailed design and engineering studies when they are undertaken.



4.3 Subsea installation

Lundin are planning to install the pipelines, control umbilical, riser base for Nemo tie-in and T piece structure between April and October 2012 however, the final installation schedule will be influenced by the choice of vessels which will be used.

The production pipeline and control umbilical between the riser base for Nemo and the UK median line will be trenched, buried and covered by rock. The water injection pipeline route between Pierce Main Drill Site Water Injection and the UK median line will also be trenched, buried and covered by rock.

Pending outcome of detailed engineering rock dumping will be the primary means of protection with mattresses foreseen in the proximity of the Haewene Brim FPSO. A pipeline route survey undertaken in the UKCS during July 2010 has highlighted two cables which cross within the UK sector of the proposed pipeline route (Nemo-Pierce Pipeline Route Survey, report in prep). It is foreseen that the pipeline will also cross one existing cable located in the NCS. The cable crossing will be adequately protected before the Nemo pipelines and umbilical crossing are bridged over it. The pipelines and control umbilical for Nemo will be protected at the crossing to prevent against impact of fishing gear and prevent against potential snagging and entanglement with fishing gear.

At this stage how the T piece structure and riser base for Nemo tie-in will be installed is unknown and pending the outcome of detailed engineering studies.

4.4 Decommissioning

The decommissioning of offshore oil and gas installations and pipelines on the United Kingdom Continental Shelf (UKCS) is controlled through the Petroleum Act 1998, as amended by the Energy Act 2008. The UK's international obligations on decommissioning are governed principally by the 1992 Convention for the Protection of the Marine Environment of the North East Atlantic (OSPAR Convention). Such international obligations will result in some installations being returned to shore for re-use or recycling or final disposal on land.

The T piece structure and riser base for Nemo tie-in weigh less than 10,000 tonnes in air. Therefore decommissioning falls within the remit of OSPAR decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations and must be totally removed from the seabed. The options available for the T piece structure and riser base for Nemo tie-in will depend on structural integrity of the installation. Options available are:

- Single lift is when a subsea structure is removed from the seabed in one single lift and shipped back onshore for disposal; or
- Piecemeal removal is when the installation is cut into small pieces and each piece is removed from the seabed on to a standby vessel and then shipped ashore for disposal.

Items such as mattresses will also need to be fully removed from the seabed.

OSPAR decision 98/3 does not apply to pipelines and their decommissioning is governed by the Petroleum Act 1998. The decommissioning options available for pipelines will depend on the size and nature of the pipelines, the extent to which it was buried or rock dumped. Options available are:

- Leave in situ, after internal cleaning, but with no further remediation:
- Leave in situ after cleaning, with remediation that might include the removal or burial of exposed or spanning sections;
- Burial, using a plough or other device, to ensure that the whole of the pipeline is beneath the surface of the seabed.

As the lifespan of the development is expected to be in the order of 15 years the statutory decommissioning requirements are likely to change. At the time of decommissioning Lundin and Shell U.K. Limited will have further discussions with the Department for Energy and Climate Change (DECC) Offshore Decommissioning Unit (DECC) to agree the final method of decommissioning.



5 POTENTIAL SUBSEA IMPACTS

5.1 Introduction

There are a number of subsea facilities due to be installed for the Nemo development in the UK Sector of the North Sea that has the potential to impact the seabed. These are summarised in the following sections:

- **Section 5.2** Seabed disturbance;
- **Section 5.3** Vessel presence;
- **Section 5.4** Atmospheric emissions;
- **Section 5.5** Flowlines, installation, pre-commissioning and start up;

5.2 Seabed disturbance

Trenching, installation and backfilling will be undertaken along the entire lengths of the production pipeline, water injection pipeline and umbilical line. Trenching involves excavating an area of seabed and temporarily depositing the excavated material to the side of the trench. The flowline or flowlines are then laid in the trench and the excavated material backfilled. This operation will cause a temporary direct impact on seabed fauna, including where the seabed is trenched and where the excavated material is laid on the seabed prior to being backfilled. The area of seabed which has been trenched and backfilled will then be covered by a blanket of rock to reduce the risk of pipeline upheaval buckling (UHB) and prevent against the potential entanglement of fishing gear with the pipeline. The total area covered by rock will need to cover a width of 50 m. As the length of each pipeline will be approximately 15 km in the UK sector of the North Sea the total area of rock cover for the pipelines is anticipated to be 750,000 m². In total a footprint area of approximately 750,000 m² of seabed in the UKCS may be affected by trenching pipe laying and rock dumping. Indirectly the placing of rock material and trenching will suspend material into the water column. Consequently, seabed fauna (in particular any epifauna) will also be indirectly impacted from the settlement of disturbed sediments, outside the physical footprint area. The area to be trenched and covered by rock will not be known until Lundin have undertaken detailed design and engineering studies.

The installation method of the T piece structure and the riser base for Nemo tie-in will be by deployment from surface vessels. These structures are gravity based structures (5 and 50 tonnes respectively) with minor skirts for lateral stability. The seabed disturbance caused by the penetration of the riser base for Nemo tie-in and T Piece structure into the seabed will be influenced by:

- The nature of the seabed sediments; and
- The prevailing sediment transport system in the vicinity.

The depth of penetration of the subsea facilities will be dependent on the shear strength and load bearing capacity of the seabed soils; a firm seabed will result in less depth of penetration than a soft seabed. Physical disturbance as a result of T piece structure and riser base for Nemo tie-in penetration can cause mortality or displacement of benthic species in the impacted zone, direct loss of habitat and direct mortality of sessile seabed organisms that cannot move away from the contact area at seabed contact points. The area of the impact from the T piece structure and riser base for Nemo tie-in will be limited. The size of the T-piece and riser base will be less than 10 m² and 75 m² respectively. Piling operations will not be required.

The installation of these new subsea structures will introduce a new stable hard substrate. It is therefore expected that any epifaunal and encrusting animals present in the area will start to colonise the new seabed structures once they have been put in place. Indeed, there are numerous documented examples of such an outcome. For example, calcareous and encrusting bryozoans, seaweeds, tubeworms, hydroids and barnacles have all been recorded on North Sea oil platforms (Forteath *et al.*, 1982).

It is the case that biological communities, benthic or otherwise, are in a constant state of flux and are able to adjust to disrupted conditions or rapidly re-colonise areas that have been disturbed. Where trenching and rock placement takes place, recovery from the settlement of fine particles will begin almost immediately after the pipeline; umbilical and infrastructure have been installed. (e.g. Van Dalfsen *et al.* (2000) report recovery of benthic communities



following sand extraction in the North Sea within 2 – 4 years). The recovery of seabed communities can be expected to take place right up to the margins of rock, mattresses and the subsea infrastructure.

There are no sensitive habitats or species in the area of Pierce development and benthos is typical of wide areas of the North Sea. This will therefore help the re-colonisation of the disturbed areas.

5.2.1 Management and mitigation

Subsea facilities will present a long term presence on the seabed (15 year life of Nemo field). After which, these subsea facilities (T piece structure and riser base for Nemo tie in) are likely to be removed from the seabed. Consequently, the stabilisation material such as rock and mattresses represent the only long term permanent structure on the seabed. Overall the impact of the Nemo development on the benthic environment is considered to be minor.

The deposition of stabilisation or protection materials, such as pipeline protection will be the subject of a direction under the Offshore Petroleum Production and Pipelines (Assessment of Environmental Effects) Regulations 1999 (*as amended*). All deposits in connection with exploration and exploitation of offshore oil and gas should be regulated under the Petroleum Act 1998. Lundin will ensure relevant permit and approval are in place prior to any activity being carried out.

5.3 Vessel Presence

The Installation phase of the Nemo development will result in a small increase in the number of vessel 3-4 present in the vicinity of the Pierce development in Blocks 23/22 and 23/27. The total vessel presence is estimated to be less than 2 months in the UK sector. During this time there will be a minor increase in the risk of a collision.

5.4 Atmospheric Emissions

Power generation from installation vessels will result in an increase in atmospheric emissions such as carbon dioxide, methane, carbon monoxide, sulphur dioxide, volatile organic compounds and nitrogen oxides within the vicinity of the Pierce development. The potential cumulative effects associated with the atmospheric emissions produced are;

- Global warming (greenhouse gases),
- Acidification (acid rain) and local air pollution.
- Elevated levels of atmospheric emissions in the UK sector of the North Sea.

The elevated atmospheric emissions concentrations will only occur during the installation phase between April and October 2012 and will therefore be short lived. Therefore the time spent in the UK Sector of the North Sea is expected to be significantly less than 2 months. The elevated emissions are unlikely to be detectable within a short distance of the vessels due to the dispersive nature of the winds in the area.

5.5 Flowline installation, pre-commissioning and start up

A pre-commissioning programme for the pipeline installation is not yet finalised, however the construction, leak testing, de-watering, pre-commissioning and final commissioning will require the use and discharge of several chemicals, all of which will be discharged to the marine environment. Chemical discharges will include dyes, biocide, corrosion inhibitor, oxygen scavenger and a gas hydrate inhibitor to dewater the line.

5.5.1 Management and mitigation

All chemicals selected must be registered with the Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Sciences (CEFAS) and be the subject of a PON15C permit application and accompanying chemical risk assessment to gain authorisation for the operation to take place. Management of the offshore operation will be in accordance with Shell and Lundin management and control documents. All offshore operations will be supervised by both Shell and Lundin project personnel in coordination with the Haeweene Brim Offshore Installation Manager.

6 PRODUCTION OVERVIEW

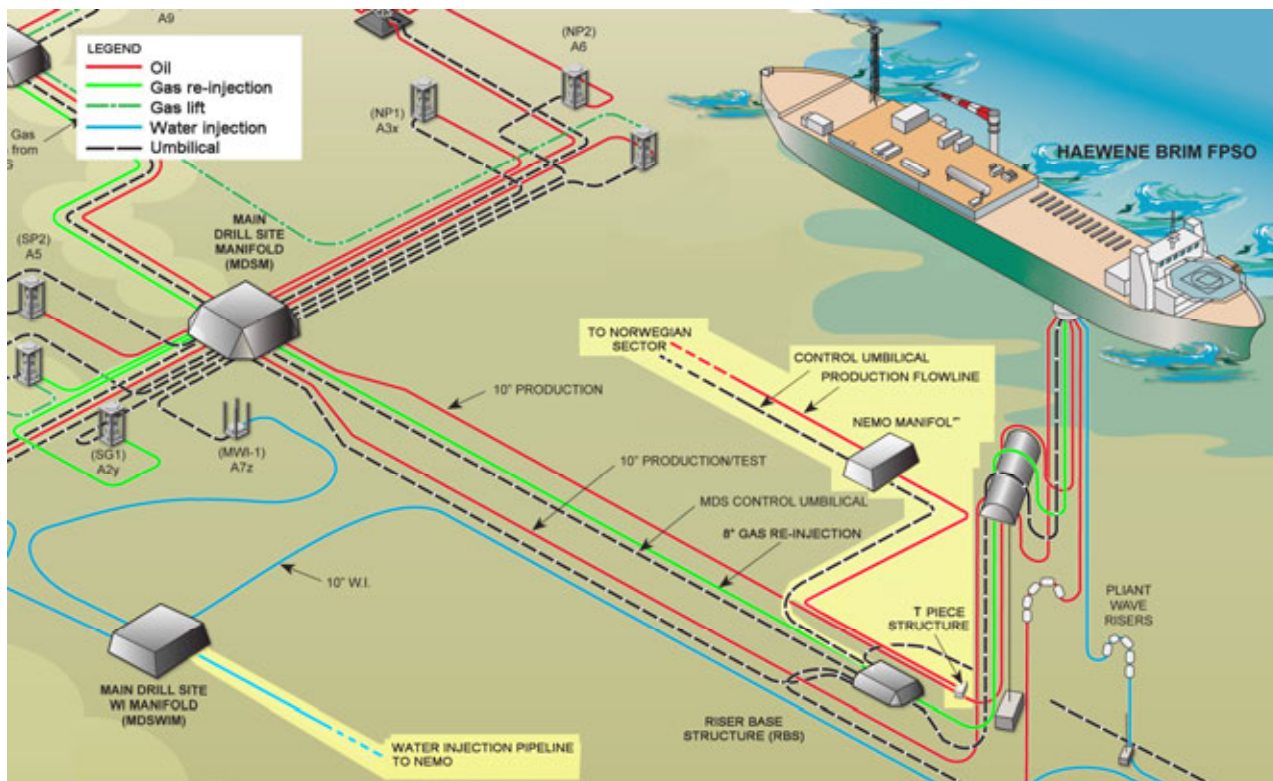
6.1 Background to Pierce development

The Pierce development is located in Blocks 23/22 and 23/27 of the central North Sea. The development is served by a floating production storage and offloading (FPSO) facility, the Pierce Hæwene Brim. Shell U.K. Limited (92.5%) operates the Pierce field in conjunction with partners Nippon Oil Exploration and Production U.K. Limited and Summit Petroleum Limited. Bluewater Energy Services serve as the operator of the Pierce Hæwene Brim FPSO.

The Pierce field first came on stream in February 1999 with production from two drill centres, known as the Main Drill Site (MDS) and the Satellite Drill Site (SDS) as shown in Figure 6.1. The MDS lies some 2.5 km northwest of the FPSO and has six production wells, two gas re-injection wells and two water injection wells located around a central manifold. The SDS lies some 2.2 km south south-west of the FPSO, and has two production wells, two water injection wells and a central manifold.

The original development plan was based on gas re-injection sweeping oil down towards the oil producers. It was anticipated that a moderate aquifer would sweep down dip oil up to the producers. The aquifer proved to be weak and gas re-injection alone was insufficient to maintain reservoir pressure. Seawater injection facilities were therefore installed and water injection commenced in November 2004. Gas lift facilities will be installed to aid well start up and to enhance production rates as the water cut increases.

Figure 6.1: Illustrates the Pierce development with inclusion of the Nemo subsea facilities





6.1.1 Nemo development

The Nemo field is located in the Norwegian continental shelf and will be a tie-back to the Haewene Brim FPSO located at the Pierce field in the UK Sector of the North Sea. The Nemo development will consist of two production wells and one water injection well with a spare slot on the manifold which could be used for either water injection or production. The field is expected to last 15 years with production expected to commence in late 2012.

6.2 Facilities and Infrastructure

The Pierce Hæwene Brim FPSO's (Figure 6.2) main functions are:

- Receipt of fluids from subsea wells
- Control of the subsea wells
- Processing of the incoming fluids for separation into crude, water and gas
- Storage of the stabilised crude oil and maintaining it at the required temperature
- Treatment of effluent for discharge of water to the sea
- Chemical injection
- Produced gas re-injection
- Seawater injection
- Offloading of crude into tandem moored shuttle tankers
- Power generation for process, gas recompression (i.e gas recovery from flares and 2nd stage separator), offloading, utilities and ship systems
- Gas compression
- Provide accommodation for operating and maintenance personnel

Figure 6.2: The Pierce Hæwene Brim FPSO





6.3 Production Overview

6.3.1 Oil Condensate Production

The separation process is accomplished by a single two-stage separation train incorporating 1st stage and 2nd stage production separators. Separation of the oil, gas and water within these 3 phase separators is dependent primarily upon fluid inlet temperature and the residence time of the fluids in the vessels.

Oil from the 2nd stage separator is pumped via centrifugal transfer pumps and crude coolers to the FPSO storage tanks prior to offload to shuttle tankers.

6.3.2 Gas Production

Produced gas flows to the gas compression system for re-injection to the Pierce reservoir, with a proportion being used as fuel gas by the turbines (compressor drivers) and the marine engines (generator drivers). Gas is compressed in a three-stage re-injection compression train. A dehydration system is installed between 1st and 2nd stages of re-injection compression.

6.3.3 Produced Water Production

Produced water from each separator flows via an in-line coalescer unit to a dedicated hydrocyclone. Each in-line coalescer helps improve the performance of the downstream hydrocyclones by increasing the oil droplet size in the feed stream. Depending upon the flow rate, a portion of water may be recycled and returned to the 2nd stage hydrocyclone as feed. Re-circulating water through the 2nd stage hydrocyclones maintains the minimum flow required for the 2nd stage hydrocyclones to operate effectively. Produced water from the hydrocyclones normally flows to the produced water flash drum prior to overboard disposal. There is also a line that can be used to route the produced water discharge to the slops tank instead of overboard. This line is only utilised if sampling shows that the oil content of the discharge is too high.

7 PRODUCTION INCREASE ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT

7.1 Introduction

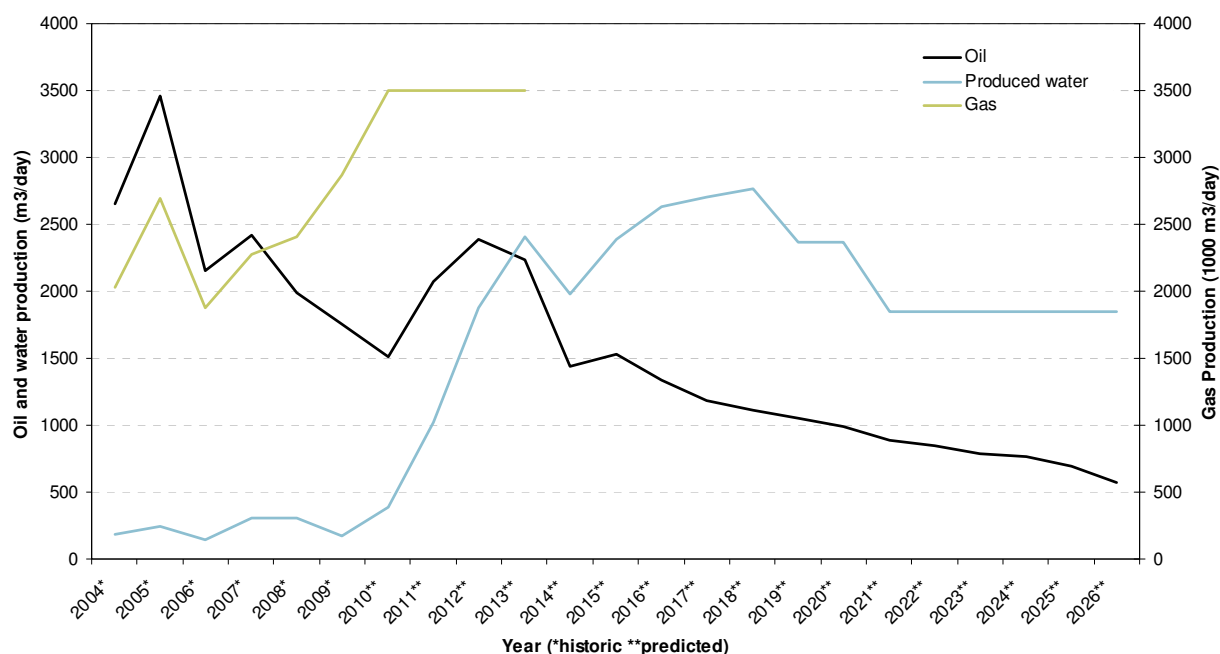
The following sections outline the forecasted production figures for the Nemo field development. These figures are presented in the context of historical and forecast figures for total production through the Haewene Brim FPSO. Nemo is a new field development that will be developed and brought online in 2012. The potential environmental impacts of producing the Nemo fluids via the Pierce Hæwene Brim FPSO are also discussed below:

7.2 Historic and predicted production figures for the Pierce field

Actual and forecast production data for Pierce, from 2004 to 2026 is described below in Figure 7.1. Between 2005 and 2009 the average daily rate of oil production decreased from 3,459 m³ to 1,752 m³ in 2009. The average daily rate of oil production is expected to increase over a short period of time between 2010 and 2012 from 1,506 m³/day to 2,390 m³/day. Thereafter, the rate of oil production each day is expected to decline annually by 118 m³.

Water production from the Pierce field has been consistently below 500 m³/day since 2004, however water production is expected to increase from ca. 400 m³/day in 2010 to a maximum 2,370 m³/day in 2018. After 2018, water production is expected to decrease before reaching a plateau of 1,850 m³/day between 2022 and 2026. Gas production has been increasing since 2006 and is expected to reach a maximum rate of 3,287,000 m³/day gas in 2010, and plateau thereafter. There is currently no data for gas production from the Pierce field available after 2013.

Figure 7.1: Historical and forecast production profile for the Pierce field (2004 – 2026)



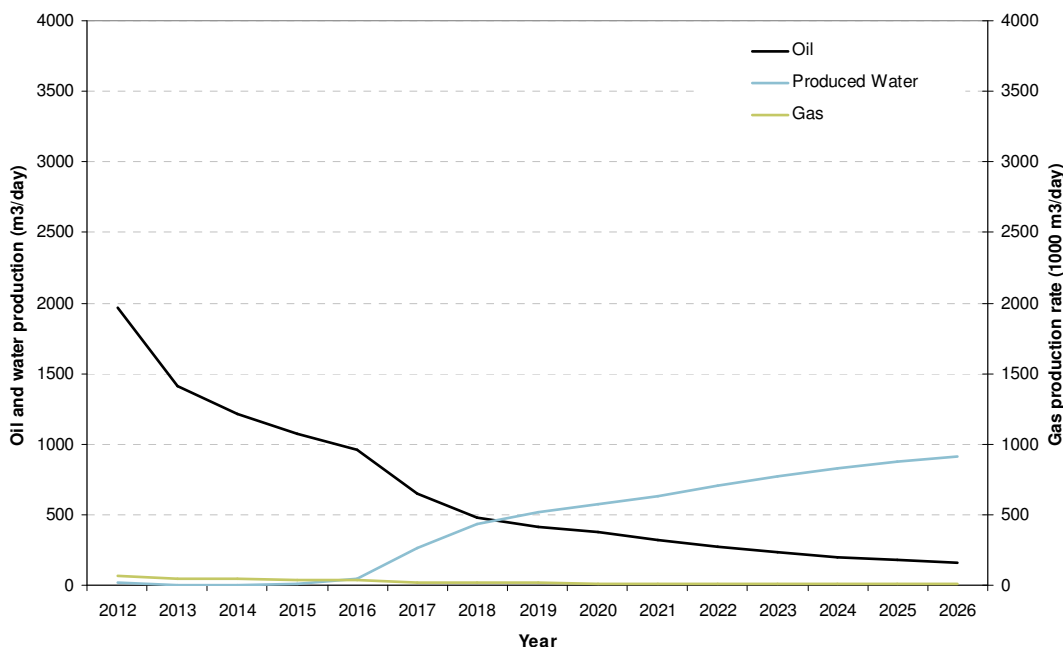
7.3 Production Forecast for Nemo

Production from the Nemo field is expected to begin in 2012; predicted oil, water and gas production figures are currently available up to the year 2026. Oil and gas production is expected to peak in 2012 at 1,965 m³/day for oil and 69,000 m³/day for gas. Thereafter, the average daily production rate for oil and gas is predicted to decrease by 120 m³ oil and ca. 4,200 m³ gas each year until 2026. There is expected to be a water cut of 1% (20 m³/day) for

the first year that Nemo is online; no produced water is expected for 2013, but thereafter the average daily rate of water production is predicted to increase by ca. 65 m³ each year to a maximum rate of 914 m³/day (85% of total fluid production) in 2026.

Based on the production figures described for the Pierce and Nemo Fields, the Nemo Field would contribute 55% of the oil, 5% of the produced water and 2% of the gas produced through the Pierce Hæwene Brim FPSO during the first year that Nemo was brought online (2012).

Figure 7.2: Nemo field forecast production profile (2012 – 2026)



7.4 Haewene Brim FPSO facilities

7.4.1 Installation capacity and modifications

The current capacity of the Pierce Hæwene Brim FPSO production facilities will allow for processing of up to 9,540 m³/day oil, 6,360 m³/day water and 3,287,000 m³/day gas (3,115,000 m³/day gas is re-injected and the rest is used for fuel gas).

Figure 7.3 describes the percentage processing capacity of the FPSO which is expected to be utilised when the Nemo field is first brought to production. During this year (2012), cumulative production from both the Nemo field and Peirce field is predicted to utilise 46% of the processing capacity for oil, and 30% for water. The contribution of gas from the Nemo field is likely to be small, accounting for ca. 2% of the total gas production predicted for 2012. Production figures (see Figures 7.1 and 7.2) indicate that there is the potential to produce more gas than the handling capacity of the Pierce Hæwene Brim FPSO; however gas production will be restricted to within the processing capacity of the facilities; it is expected that gas will be produced at approximately 85% of the FPSO processing capacity as shown in Figure 7.3.

Figure 7.4 shows the predicted utilisation for the FPSO's oil processing capacity as far as the forecast data will allow; the figure indicates that oil process utilisation is expected to decline each year from 46% in 2012, to 8% in 2026. Oil production from the Nemo field is expected to decline at a faster rate than the Pierce field.

Figure 7.5 shows the predicted utilisation for the FPSO's water processing capacity up to 2026; the figure indicates that water treatment utilisation is expected to increase each year from 30% in 2012, to 50% in 2018. Capacity utilisation then reduces to 39% in 2021 where water production from Pierce plateaus. Thereafter, increasing water production from the Nemo field increases the capacity utilisation to 33% (2025 and 2026).

Figure 7.3: Combined Pierce and Nemo field forecast production as a percentage of the total production capacity of the Pierce Hæwene Brim FPSO. Showing oil, water and gas production for 2012

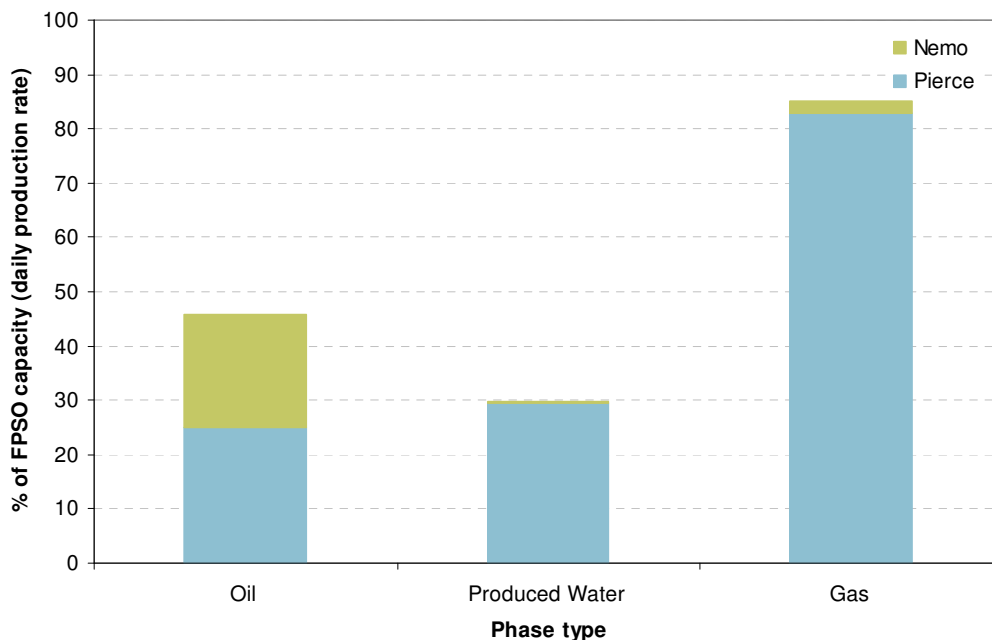


Figure 7.4: Combined Pierce and Nemo field forecast production as a percentage of the total oil production capacity of the Pierce Hæwene Brim FPSO. Showing predicted oil production from 2012-2026.

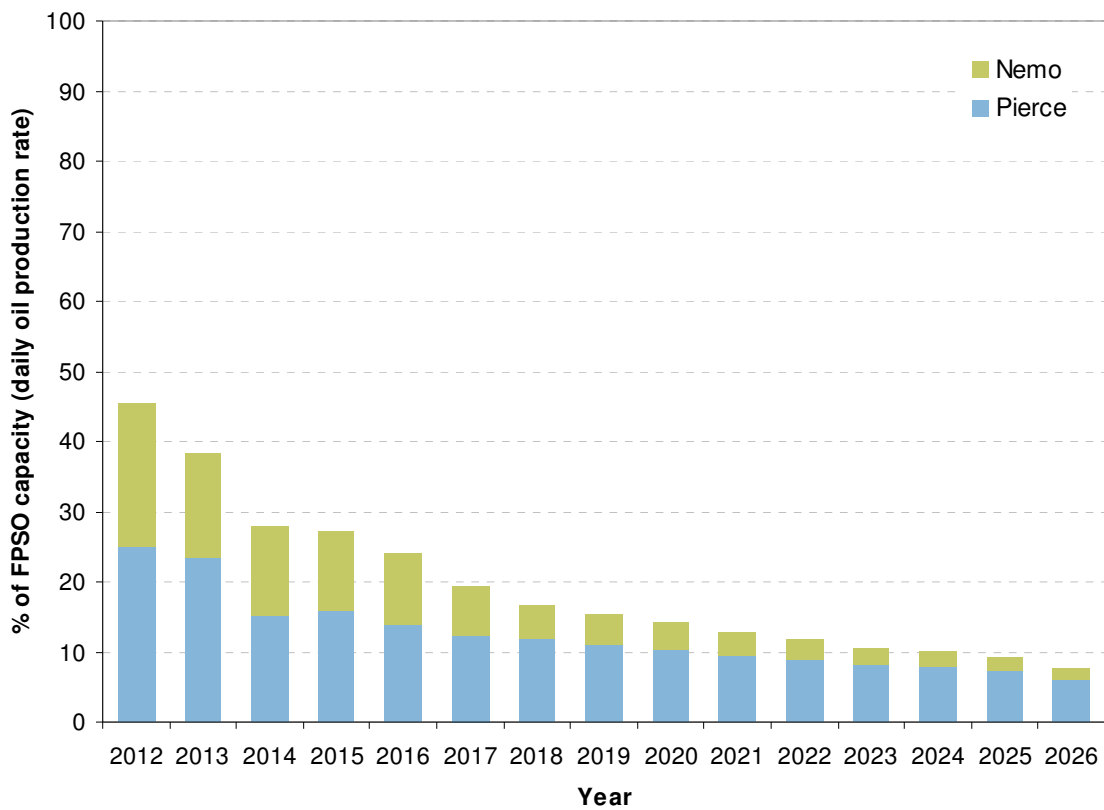
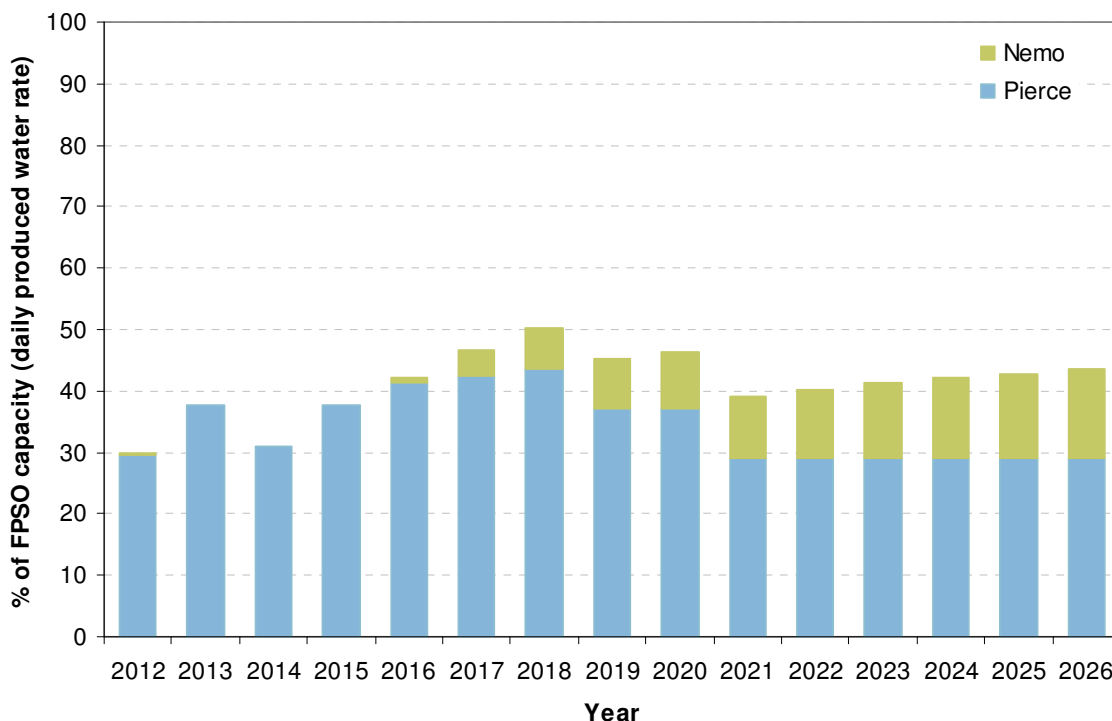


Figure 7.5: Combined Pierce and Nemo field forecast production as a percentage of the total water production capacity of the Pierce Hæwene Brim FPSO. Showing predicted water production from 2012-2026.



7.4.2 Additional facilities

The Nemo development concept has yet to be finalised pending the outcome of a detailed engineering assessment. However, as the efficiency of the existing three phase separation vessels is dependant on fluid inlet temperature, there is the potential that an inlet heater, inter-stage heater and crude cooler will be required. A dedicated chemical injection package and methanol pump will be required to deliver any required chemicals to the producing wellheads. An additional hydraulic power unit will be utilised to control the wellhead valves and surface controlled sub-surface safety valves.

7.5 Atmospheric emissions

7.5.1 Power generation potential environmental impacts

Emissions to air arise from combustion equipment such as gas turbines, emergency generators, firepumps and cranes. The principal emissions from these sources include carbon dioxide (CO₂), methane (CH₄), oxides of nitrogen (NO_x), oxides of Sulphur (SO_x), nitrous oxide (N₂O), carbon monoxide (CO) and volatile organic compounds (VOCs).

The main power consumers are the water injection and gas re-injection systems required to maintain the pressure of the Pierce reservoir. The water injection system will be required for the Nemo development and this will generate a small increase in the power requirement.

Other confirmed power requirements for the Nemo development are for chemical injection and hydraulic utility purposes. The potential for a new inlet heater, inter-stage heater and crude cooler could also place increased demand on the heating and cooling systems. This will generate a small incremental increase in power requirement which will be met within the existing operating envelope of the generators and ship's boilers on the FPSO.

Generator fuel efficiency per unit power produced increases as the power load reaches the design specification. As the FPSO is currently operating at production rates below the maximum operating design capacity, any increases in power requirements from the current rates will lead to an increase in fuel efficiency from the generators.

7.5.2 Management and Mitigation

No significant additional emissions are expected. The environmental impacts associated with power generation will therefore remain unchanged. Furthermore, all combustion equipment will be subject, under the conditions of the PPC permit, to monitoring and inspection to ensure an effective maintenance regime is in place and to ensure that all combustion equipment runs as efficiently as possible.

7.6 Flaring

7.6.1 Potential environmental impacts

The main environmental impacts resulting from flaring are an increase in gases that both contribute to the production of acid rain and, cumulatively, result in a rise in global temperatures through action as 'greenhouse gases'.

The FPSO is provided with pressure relief systems which provide safe disposal of gases during emergency relief and blowdown of the process systems, and separator off-gas during compressor shutdown. Under normal operations flaring only takes place during compressor shutdown. The frequency of such events will not increase as a result of the predicted change in reservoir fluid volumes.

7.6.2 Management and mitigation

Flaring is used as a safety measure to disperse of gas in an emergency and/or during operational difficulties. The FPSO has a flare management strategy in place to continually review flaring against consent limits. Historically, flaring emissions from the FPSO have been well below the flaring consent. This trend is not expected to change.

7.7 Venting

7.7.1 Potential environmental impacts

In terms of CO₂ equivalence unburned methane is 21 times that of burned methane, thus venting of gas has a larger impact than combusted gas. During shuttle tanker loading, gas is vented to avoid pressurising the tanker, hence when oil production increases, the number of shuttle loads and the volume of gas vented will also increase. Cold venting also occurs infrequently to relieve pressure for maintenance events. The frequency of these events will not increase. Currently venting is estimated based on emissions factors and oil production rates, it is not directly measured.

7.7.2 Management and mitigation

The venting consent will need to be revised in light of the additional tanker export runs as a result of processing the Nemo fluids, and will be requested once the production Nemo development concept and expected date of first production have been confirmed. Venting is monitored daily against the vent consent and variations to ensure compliance.

7.8 Vessel presence

7.8.1 Potential environmental impacts

Stabilised crude is offloaded into tandem moored shuttle tankers. Using the typical exported crude parcel size of 600,000 barrels, peak production from the Nemo development will result in an additional 7 to 8 tanker offloads per

year. This will decrease to less than 2 tanker offloads per year in latter field life. Tankers are dynamically positioned when they are being loaded which will have residual impacts in terms of noise (cetacean disturbance) and atmospheric emissions. This will lead to an increase in the overall emissions from vessel movements. Localised impacts may include elevated levels of atmospheric emissions in the immediate area. However, it is considered that these elevated concentrations will be short lived and are unlikely to be detectable within a short distance of each of the vessels due to the dispersive nature of the winds in the area.

The presence of support vessels is not predicted to increase as a result of the processing of Nemo fluids.

7.8.2 Management and mitigation

Although vessel emissions will increase, the frequency of tanker offloads and associated emissions from the FPSO will be less than during peak production in 2005. Furthermore with oil production forecast to decrease, tanker offloads, and therefore vessel emissions will decrease each year over the life span of the Nemo development.

7.8.3 Residual and cumulative impacts

Elevated concentrations are not expected but should they occur then they are likely to be temporally restricted and undetectable out with a short distance from the FPSO due to the dispersive nature of the winds in the area.

The revised fluid volumes that will be processed are lower than historic maximums, and would be considered as part of routine operations. As such no significant additional emissions and cumulative or transboundary impacts are expected over those already stated in the PPC permit.

7.9 Underwater noise

7.9.1 Potential environmental impacts

There will be an increase of a maximum of 7-8 tanker offloads per year to meet the production from the Nemo development. Tankers are dynamically positioned (DP) when they are being loaded. As noise is readily transmitted underwater there is potential for the sound produced to have a detrimental impact to cetaceans in the vicinity of the FPSO.

As outlined in the environmental description (Section 3.3.5), in the immediate vicinity of the FPSO, six species of cetacean namely; harbour porpoise, minke whale, white-beaked dolphin, Atlantic white-sided dolphin, common dolphin and killer whales have been recorded (UKDMAP, 1998). Based on the available information, only Atlantic white-sided dolphin is recorded in high density during July. Overall Blocks 23/22 and 23/27 are not considered to be significant for feeding, breeding, nursery or migrating cetaceans.

7.9.2 Management and mitigation

Unlike other offshore activities (i.e. chemical risk assessment, VSP operations etc.), standard mitigation measures cannot be applied to DP thrusters. This is because disengaging DP thrusters in response to marine mammal presence would introduce unacceptable safety risks as the vessel position would no longer be controlled. As a result the potential risk of collision and spills would be increased. Little is known with regards to the auditory effects of DP thrusters on cetaceans, although it is understood that moderate levels of underwater noise may cause short-term reductions in hearing sensitivity marine mammals (Kastak *et al.*, 2005), whilst there is potential for permanent damage with higher levels of underwater noise (Finneran *et al.*, 2005). A report produced by LGL (2001) gave source levels used for dynamic positioning thrusters to be 162 to 180 dB re 1_Pa @ 1 m. This is around the level highlighted by Macaulay *et al.*, 2000 as the threshold of avoidance by most whales and fish.

Vessel noise will not increase but the frequency of vessel presence will increase; based on forecast production a load will be taken from the FPSO up to a maximum of 1 to 2 times per month. As the sound produced by the tanker will be continuous and its movement gradual, animals will be able to avoid the zone of elevated noise levels. It is therefore anticipated that any effects of increased vessel activity will be minor. Previous work at Shell Cormorant using dynamically positioned vessels recorded no impact on cetacean numbers or behaviour from this activity (Shell, 2008).

8 DISCHARGES TO SEA (PRODUCTION)

8.1 Chemical use and discharge

8.1.1 Potential environmental impacts

Current chemical injection facilities are provided to inject three specific chemical treatments to the Pierce reservoir fluids: a demulsifier, hydrate inhibitor and scale inhibitor. Higher than expected gas production results in the formation of strong emulsions within the produced fluids, requiring the separation process to be enhanced by a demulsifier. The operation of the seawater injection system creates the potential for mixing of incompatible formation water and seawater. It is therefore required to continually inject a scale inhibitor to each producing wellhead to prevent the deposition of calcium and barium salts. At well start-up, the subsea pressure, temperature and fluids/gas composition indicate that the well fluids remain within the hydrate envelope. A hydrate inhibitor is therefore injected at the start-up of each production well. There is also a requirement for various utility and maintenance chemicals.

A new chemical injection package will be installed to support any required chemical treatment to the Nemo development. At present, Methanol is the only confirmed requirement to provide hydrate inhibition. Methanol is registered with DECC / CEFAS for use on the UKCS as a non CHARMable product and is classified as OCNS group E. Non CHARMable products are assigned an OCNS grouping A – E, with A being the greatest potential environmental hazard and E being the least. Methanol is also listed on the OSPAR list of substances / preparations used and discharged offshore which are considered to pose little or no risk to the environment (PLONOR). Methanol is awarded PLONOR status as it has a low aquatic toxicity of >100 mg/l, is readily biodegradable and does not have the potential to bioaccumulate as the oil to water partitioning coefficient is <3. Any related discharges of Methanol are not expected to have any significant impact on the surrounding marine environment.

It is expected that a scale inhibitor will be required to prevent salt deposition within the subsea flowlines, particularly later in field life as the water cut increases. A wax inhibitor may also be required to prevent the deposition and accumulation of wax on flowline walls flowline, and to negate associated flow assurance issues within the production infrastructure. Subsea flowlines will be constructed of corrosion resistant, 13% chromium carbon steel and it is not expected that a corrosion inhibitor will be required; however corrosion activity will be monitored throughout the life of the flowlines and chemical mitigation implemented should it be necessary to maintain their integrity. At present all topside production process pipework and equipment is made from corrosion resistant alloys and does not require the addition of corrosion inhibitors.

8.1.2 Management and mitigation

The treatment philosophy for the existing chemicals is not predicted to change as a result of additionally producing the Nemo fluids. As the Nemo fluids have a lower gas to oil ratio there is the potential that the comingling of Nemo and Pierce fluids will improve the separation process. However, until the development concept has been confirmed this can not be confirmed. Chemical selection will be made to ensure compatibility with incumbent products, and if required small scale field trials will be performed to ensure no adverse impacts on the topsides process. All chemical additions will be managed through the PON15D variation process, where the relevant risk based and technical justifications will be provided as necessary.

8.2 Produced water discharges

8.3 Discharge of hydrocarbons

The discharge of reservoir hydrocarbons from the Pierce Haewene FPSO is covered by an OPPC life permit (L0089.21) in accordance with the Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations 2005. Permit holders have an obligation to continually review their oil discharge permits to ensure that they adequately cover their discharges. If any changes are required, for example to take account of a process modification or to add additional activities/discharge streams, permit holders must apply for an oil discharge permit variation.

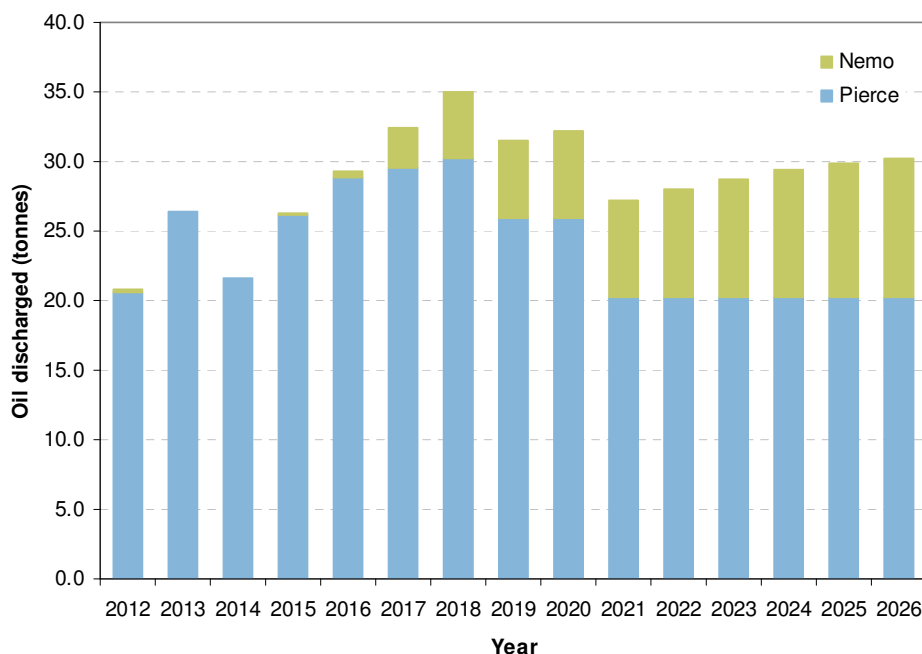
The nature of hydrocarbon discharges currently covered by the OPPC permit includes produced water, drainage water, sand and scale. At this stage of the Nemo field development it is not possible to provide a realistic estimate of the potential effect the additional production from the Nemo field would have on the discharges of drainage water, sand and scale. However, production data from 2012 to 2026 do allow for an estimate as to the contribution the Nemo field may make in terms of hydrocarbons within the produced water. This will be in addition to hydrocarbons already discharged with the Pierce produced water. The normal arrangement for produced water treatment on Pierce utilises in-line coalescers, hydrocyclones and a flash drum, to maintain oil in produced water discharges to within regulatory requirements.

Currently the monthly legislative limit for oil in produced water is 30 mg/l, with any individual oil in produced water discharge not being able to exceed 100 mg/l. However, it is assumed that the daily average oil produced is 30 mg/l and this assumption is used to calculate the quantity of oil in produced water from the Nemo field for each year of production (Figure 8.1).

When Nemo is first brought to production in 2012 it would contribute 0.2 tonnes of oil to the annual OIW figure for the Pierce Haewene Brim FPSO, assuming an oil in water (OIW) content of 30 mg/l. This equates to 1% of the annual figure for oil discharged to sea via the Pierce Haewene Brim FPSO, with the Pierce field contributing the remaining 99% (20.8 tonnes) in 2012. Water production at Nemo is predicted to rise through to the end of the forecasted data in 2026. As produced water production increases, so would the discharge of hydrocarbons; this is assuming that the level of recovery of oil from the produced water stream remains unchanged at the Pierce Haewene Brim FPSO until 2026.

Water production from the Peirce field is proportionally greater than from the Nemo field; total water production and therefore OIW discharge is predicted to peak in 2018 when water production from the Pierce field is at its greatest. The total annual figure for oil discharged from OIW in 2018 is 35 tonnes with the Pierce field contributing 87%, and Nemo the remaining 13%. Peak water production for the Nemo field is predicted for 2026; the total annual figure for oil discharged from OIW in 2026 is 30.3 tonnes, with the Nemo field contributing 10 tonnes (33%) of the total predicted discharge of oil from OIW in 2026.

Figure 8.1: Nemo annual discharge of oil via produced water (assuming 30 mg/l)



Injection water breakthrough is observed in the Peirce reservoir fluids from both the main drill site and satellite drill site wells. In 2012 when the Nemo fluids are predicted to come on-line, the water cut of the Peirce reservoir fluids

will be approximately 44%, generating an average volume of 1881 m³ per day. The produced water treatment facilities have a capacity of 3,500 m³ per day so this equates to approximately 54% of capacity. Very low water cuts of <5% are predicted for the Nemo fluids in the first five years of production. Throughout production, Nemo fluids are predicted to have a maximum water content of less than 1,000 m³ per day. Total produced water (Pierce and Nemo combined) is not expected to exceed 3200 m³, and it is therefore anticipated that existing capacity of the Haewene Brim FPSO will be sufficient for handling the additional water from the Nemo field. Current water flow rates on the FPSO require a portion of the produced water to be recycled and returned to the hydrocyclone as feed to ensure the minimum flow required for the hydrocyclones to operate effectively. Additional produced water from the Nemo fluids will reduce the requirement for water recycling and therefore has the potential to improve the efficiency of the process.

8.3.1 Management and mitigation

The normal arrangement for produced water treatment on Pierce utilises in-line coalescers, hydrocyclones and a flash drum. The use of more than one stage of water treatment, multiple hydrocyclones and additional water treatment capabilities provides a robust system. FPSO operating procedures ensure the system is operated within system limitations and the discharge concentration is minimised. If sampling reveals the oil content of the produced water exceeds the maximum permissible value then the produced water can be routed to the slops tank for additional processing. The equipment installed can be considered to represent the Best Environmental Practice as sampling has shown that the average discharges are below the regulatory limit of 30 mg/l.

8.4 Accidental events

8.4.1 Oil spill risks

All offshore oil developments carry with them some risk of accidental oil or chemical spills. The likelihood of any oil spill having an impact on the coastal environment depends upon the possibility of any oil spill occurring, together with the probability of that oil beaching, and the environmental sensitivities that would be present at the time of beaching. The nearest Transboundary line (UK/Norway) is 2.2 km from the FPSO and with the dominant wind direction being from the south, south west and west, a large oil spill would be expected to reach the Norwegian Sector.

The Oil Pollution Emergency Plan (OPEP) for the Pierce field system details that the most frequently occurring spills are small scale crude oil spills originating from process equipment. Processing of the Nemo fluids on the FPSO will not affect the reliability of the process system so there will be no impact on this category of potential spill.

Diesel spills originating from utility and supply operations are also rated as the second highest category of potential spill. The frequency of utility and supply operations will be unchanged so there will be no impact on this category of potential spill.

8.4.2 Management and mitigation

As it is recognised that an oil spill could result in an environmental impact, Shell has a number of management, control and mitigation measures in place to ensure that any impact is avoided or minimised. An approved Pierce Field System platform Oil Pollution Emergency Plan (OPEP) has been developed in accordance with the Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations 1998. This details the actions to be taken in the event of a spill as well as the resources available to deal with it. This includes dispersants available on the standby vessel and membership of Oil Spill Response Limited (OSRL).

If there is an unexpected oil spill or sheen within the UKCS during the installation and commissioning operations it will be reported immediately to the UK statutory authorities using the PON1 system. Activities within the NCS including well operations, and any oil discharges will be regulated under the relevant Norwegian legislation.

8.4.3 Chemical spill risks

With regards to chemical spillage, the main risks are from misuse and technical failure. Any chemicals selected for routine operational use and their potential for environmental risk will be discussed in the PON15D chemical permit.

The fate of chemicals in the environment is dependent on the partitioning of individual components between dissolved and particulate phases in the water column (DTI, 2001). A spill may cause a localised acute impact depending on chemical properties such as biodegradation, bioaccumulation and toxicity. The main potential sources of a chemical spill are from misuse and technical failure, particularly during transfer of chemicals between the vessel and the FPSO.

8.4.4 Management and mitigation

Shell U.K. Limited has specific procedures in place for the use of bulk flexible hoses which are implemented for all transfers of chemicals to FPSO. In summary the following will be undertaken to ensure the prevention of chemical spills:

- Bunkering operations to be minimised;
- Pre-transfer checks of the hoses (including visual inspections);
- Communications maintained between the supply vessel and the rig throughout the transfer; and
- An observer must be present on the supply vessel to identify any leaks.

Shell U.K. Limited has response procedures in place in the event of a chemical spill and HSE Management Processes in place for crew safety. With the above procedures in place it is therefore considered that the probability and therefore the risk of a chemical spill is low.

8.4.5 Residual and cumulative risks of oil

Due to the close proximity of the FPSO to the median line (2.2 km), it is appreciated that in the event of an oil spill this could be expected to impact on the Norwegian sector. The estimated time of beaching on the South West Norwegian coastline stated in the OPEP is 94 hours, however the probability of such an oil spill occurring is extremely low and, therefore the overall transboundary impact is considered low.

The distance between the Pierce FPSO and North East coastline of Scotland is 245 km, the OPEP for the Pierce FPSO indicates that in the event of an oil spill, the time to beaching would be 79 hours. Although the impact from an oil spill has a potentially high significance, the probability of a spill is considered low. The total fluid volumes that will be processed are lower than historic maximums, and would be considered as part of routine operations. As such no significant additional residual or cumulative environmental impacts are expected.

A small oil spill will have a localised impact on the environment.

8.4.6 Residual and cumulative risks of chemicals

Chemical properties vary between each product and therefore the severity of a chemical spill will vary. The main risks of a chemical spill are from mishandling and equipment failure, however Shell U.K.Limited has procedures in place to minimise the risks of a chemical spill occurring. The possibility of a chemical spill occurring is low and the addition of the Nemo tie-back is unlikely to contribute significantly to the overall risk of a spill in the area.

9 CONCLUSIONS

Assessing the operations to be conducted, the location and seasonal sensitivities, the main potential impacts from the proposed will be from;

- Installation of subsea facilities; and
- The production increase at the Haewene Brim FPSO.

9.1.1 Subsea facilities

Limited information is known about the subsea facilities which will be installed in the UK sector of the North Sea as Lundin have not completed their detailed design and engineering studies for the Nemo development.

The main potential impacts associated with installation of the subsea facilities are from the trenching, backfilling and rock covering of pipelines and control umbilical. However, these methods are considered to be best practice for the installation of pipelines on the seabed and will prevent snagging and fishing gear being caught on them. The T Structure is expected to weigh 5 tonnes and cover an area less than 10 m² and the Nemo riser tie-in is expected to weigh 50 tonnes and cover an area of less than 75 m². The presence of new structures on the seabed will have a direct impact on the seabed. The physical disturbance on the seabed can cause mortality or displacement of benthic species in the impacted zone. However, it is expected that any epifaunal and encrusting animals present in the area will start to colonise the new seabed structures once they have been put in place.

The increase in vessel presence will result in a minimal increase in the risk of collisions in the area and an increase in atmospheric emissions. However, the types of vessels are unknown and therefore a quantitative assessment on emissions could not be undertaken.

Impacts on the marine species and habitats protected under international legislation are not expected to be significant. No habitats as defined by international legislation have been found in the area. Protected species that may be found in the area occur in low densities or occur only occasionally or are casual visitors. An assessment on noise could not be undertaken until more is known about how the subsea facilities will be installed. This information is not expected to be available until detailed design and engineering studies have been completed by Lundin.

9.1.2 Production increase

The Nemo tie-back will result in an associated increase in oil and gas production from the Haewene Brim FPSO. Additional facilities will be required for the FPSO such as a dedicated chemical injection package and methanol pump to deliver any required chemicals to the producing wellheads. An additional hydraulic power unit will be utilised to control the wellhead valves and surface controlled sub-surface safety valves.

The increase in production from the Nemo field has also been assessed against environmental impacts previously identified for the Pierce Haewene Brim FPSO. These include;

- Atmospheric emissions;
- Power generation;
- Underwater noise;
- Discharges to sea; and
- Accidental events.

For these issues, appropriate management and mitigation measures are in place. In addition to these the legal consents required to be in place will ensure that all impacts and discharges are minimised where possible. Regular tracking and monitoring of emissions and dischargers, and ongoing modifications / improvements to facilities, ensures that the Nemo field is run efficiently, while minimising environmental impacts.

The Nemo development is likely to cause an increase in the FPSO's power generation which will have an incremental impact of the amount of emissions released. There will be a small increase in the number of tanker offloads and hence underwater noise. The risk of an accidental oil or chemical spill will remain low during the development of the Nemo field.

10 REFERENCES

Beare, D.J., Batten, S., Edwards, M. & Reid, D.G., 2002. Prevalence of boreal Atlantic, temperate Atlantic and neritic zooplankton in the North Sea between 1958 and 1998 in relation to temperature, salinity, stratification intensity and Atlantic inflow. *Journal of Sea Research*, 48, p 29 - 49.

BODC, 1998. United Kingdom Digital Marine Atlas, Third Edition. British Oceanographic Data Centre.

Cordah, 2001. Human activities in the North Sea relevant to SEA2. Technical report produced for SEA 2. Technical report TR_007.

Coull, K.A., Johnstone, R. & Rogers, S.I. (1998). Fisheries Sensitivity Maps in British Waters. UKOOA Ltd., London.

DECC, 2009a. Future leasing for offshore wind farms and licensing for offshore oil and gas storage. Environmental Report. Available online at http://www.offshore-sea.org.uk/consultations/Offshore_Energy_SEA/index.php [Accessed 04/06/10]

DECC, 2009b. Appendix 3h - Other users and material assets (infrastructure, other natural resources). Offshore Energy SEA. Available online at http://www.offshore-sea.org.uk/consultations/Offshore_Energy_SEA/OES_A3h_Other_Users.pdf [Accessed 04/06/10]

DEFRA, 2007. National Statistics: 2005 UK climate change sustainable development indicator and greenhouse gas emissions final figures.

Department of Trade and Industry (DTI) (2001). Technical Report TR_001. A review of pockmarks in the UK part of the North Sea, with particular respect to their biology. School of Ocean Sciences, University of Wales – Bangor.

EPI, 2007. Cetacean report – Marine 3D Seismic Survey. Report by EPI to BP Exploration and Production. EPI Report No., 0801-MMO.

Finneran, J.J., Carder, D.A., Schlundt, C.E. and Ridgway, S.H. (2005). Temporary threshold shift in bottlenose dolphins (*Tursiops truncatus*) exposed to mid-frequency tones. *Journal of the Acoustical Society of America*, 118(4), 2696 - 2705.

Forteath, G.N.R., Picken, G.B., Ralph, R. and Williams, J., (1982). Marine growth studies on the North Sea oil platform Montrose Alpha. *Marine Ecology Progress Series*, 8, 61 – 68.

FRS, 2004. Zooplankton and climate change – the Calanus story. Available online at <http://www.marlab.ac.uk/FRS.Web/Uploads/Documents/Zooplankton.pdf> [Accessed 04/06/10]

Fugro, 2001 Wind and wave frequency distributions for sites around the British Isles. Offshore Technology Report 2001/030. Prepared by Fugro for the Health and Safety Executive.

Gardline Surveys (1997). Environmental Site Survey of the Sediments around UKCS

Gardline Surveys (1997). Environmental Site Survey of the Sediments around UKCS 23/26 & 23/27 (Pierce Field). Surveys Ref: NO-D-01013-MAN.

Gardline, 2009a. Devenick project pipeline route and field area surveys. Environmental habitat assessment report. Report for BP Exploration Ltd by Gardline Environmental Ltd. Report No.7872.

Hammond, P.S., Gordon, J.C.D., Grellier, K., Hall, A.J., Northridge, S.P., Thompson, D. and Harwood, J., 2001. Background information on marine mammals relevant to Sea2. Report to the Department of Trade and Industry. Available online at http://www.offshore-sea.org.uk/consultations/SEA_2/TR_SEA2_Mammals.pdf [Accessed 04/06/10]

Heath, M.R., Dunn, J., Ellersten, B., Gaard, E., Gislason, A., Gurney, W.S.C., Hind, A.T., Irigojen, X., Melle, W., Niehoff, B., Olsen, K., Skreslet, S. and Tande, K.S., 2000. Comparative analysis of *Calanus finmarchicus* demography at locations around the northeast Atlantic. *ICES Journal of marine science*, 57(6), 1562 – 1580.

http://www.shell.com/static/gbr/downloads/exploration_production/Code%20of%20Practice/pierce2010.pdf Code of Practice on Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure [accessed 06/06/2010]

Hydrographer of the Navy (1999). North Sea, Central Sheet. (Chart number 2182B)

Joint Nature Conservation Committee (JNCC) (2009), UK SAC / SCI sites summary. Available online at: <http://www.jncc.gov.uk/page-1456> [accessed 06/06/2010]

Johns D.G. & Reid P.C. (2001). An overview of plankton ecology in the North Sea: SEA2 Technical Report 005.

JNCC, Undated. SAC Selection - 1180 Submarine structures made by leaking gases. Available online at <http://www.jncc.gov.uk/ProtectedSites/SACselection/habitat.asp?FeatureIntCode=h1180> [Accessed 06/06/10]

JNCC, 2008a. Marine sites consultation. Available online at <http://www.jncc.gov.uk/page-4169> [Accessed 04/06/10]

Joint Nature Conservation Committee, JNCC (2002). Natura 2000 in UK Offshore Waters: Advice to support the implementation of the EC Habitats and Birds Directives in UK offshore waters. JNCC Report 325. Joint Nature Conservation Committee.

Kastak, D., Southall, B.L., Schusterman, R.J. and Reichmuth Kastak, C. (2005). Underwater temporary threshold shift in pinnipeds: Effects of noise level and duration. *Journal of the Acoustical Society of America*, 118(5), 3154 - 3163.

Kastelein, R.A., Wensveen, P.J., Hoek, L., Verboom, W.C. and Terhune, J.M., 2009. Underwater detection of tonal signals between 0.125 and 100 kHz by harbor seals (*Phoca vitulina*). *Journal of the Acoustical Society of America*, 125, 1222 – 1229.

KIS-CA, 2008. Submarine cable routes of the North Sea north and west. Kingfisher Information Service - Cable Awareness. Available online at <http://www.kisca.org.uk/charts.htm> [Accessed 04/06/10]

Künitzer, A., Basford, D., Craeymeersch, J.A., Dewarumez, J.M., Dörjes, J., Duineveld, C.A., Elftheriou, A., Heip, C., Herman, P., Kingston, P., Niermann, U., Rachor, E., Rumohr, H. & de Wilde, P.A.J. (1992). The Benthic Infauna of the North Sea: Species Distribution and Assemblages. *ICES Journal of Marine Science* 49, 127-143.

LGL (2001). Assessment of noise issues relevant to marine mammals near the BP Clair development. Report from LGL Ltd., King City, Ontario for BP, Burnside Road, Dyce, Aberdeen, Scotland. 177p.

Matthiopoulos, J., McConnell, B., Duck, C. and Fedak, M., 2004. Using satellite telemetry and aerial counts to estimate space use by grey seals around the British Isles. *Journal of Applied Ecology*, 41, 476 – 491.

McConnell, B.J., Fedak, M.A., Lovell, P. and Hammond, P.S., 1999. Movements and foraging areas of grey seals in the North Sea. *Journal of Applied Ecology*, 36, 573 – 590.

McHugh, R., McLaren D., and Hayes, S., 2005. Hydroacoustic monitoring of piling operations in the North Sea submitted to Underwater Acoustic Technologies and Results, International Conference, Crete, June 2005.

Nemo Field Design Basis, doc.id: 21480-LUN-FD-0003

Nemo-Pierce Pipeline Route Survey (report in preparation). Survey LN 1054 Nemo-Pierce UKCS23/27 [undertaken July 2010].

Northridge, S.P., Tasker, M.L., Webb, A. and Williams, J.M., 1995. Distribution of relative abundance of harbour porpoises (*Phocoena phocoena*), white-beaked dolphin (*Lagenorhynchus albirostris* Gray), and minke whale (*Balaenoptera acutorostrata* Lacepede) around the British Isles. *ICES Journal of Marine Science*, 52(1), 55 – 66.

OSPAR Commission, 2000. Quality Status report 2000, region II – Greater North Sea. OSPAR Commission, London, 136 pp.

Pollock, C.M., Mavor, R., Weir, C.R., Reid, A., White, R.W., Tasker, M.L., Webb, A. and Reid, J.B., 2000. The Distribution of Seabirds and Marine Mammals in the Atlantic Frontier, North and West of Scotland. Peterborough, UK.

Reid, J.B., Evans, P.G.H. & Northridge, S.P. (Eds.) (2003). Atlas of Cetacean Distribution in North-west European Waters. JNCC, Peterborough.

Richardson, J.W., Greene Jr., C.R., Malme, C.I. & Thomson D.H. (eds.), 1995. Marine Mammals and Noise. Academic Press, Inc. San Diego, California, 576 pp.

Sea Around Us, 2008. The Sea Around Us Project – Fisheries and Biodiversity. Available online at www.seaaroundus.org [Accessed 04/06/10]

Shell (2008). Technical note for appropriate assessment. Replacement of pipeline supports Cormorant 'A' – Sullom Voe N0101 pipeline Yell Sound. Shell document number N1010/2008/Z301.

Southall, B.L., Bowles, E.A., Ellison, W.T., Finneran, J.J., Gentry, R.L., Greene, C.R., Kastak, D., Ketten, D., Miller, J.H., Nachtigall, P.E., Richardson, W.J., Thomas, J.A. and Tyack, P.L., 2007. Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations. *Aquatic Mammals*, 33(4), 411 - 521.

Tyack, P.L., 2008. Implications for marine mammals of large-scale changes in the marine acoustic environment. *Journal of Mammalogy*, 89(3), 549 – 558.

Thomsen, F., Ludemann, K., Kafemann, R. and Piper, W., 2006. Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish. Biola, Hamburg, Germany on behalf of COWRIE Ltd.

Thompson, P. M., McConnell, B., Tollit, D. J., Mackay, A., Hunter, C. & Racey, P. A., 1996. Comparative distribution, movements and diet of harbour and grey seals from the Moray Firth, NE Scotland. *Journal of Applied Ecology*, 33, 1572 – 1584.

Turrell W.R., Henderson, E.W., Slessor, G., Payne, R. and Adams, R.D., 1992. Seasonal changes in the circulation of the northern North Sea. *Continental Shelf Research*, 12, 257 – 286

UK Benthos Database. Version 2.1. UKOOA (2009).

UK Digital Marine Atlas (UKDMAP) (1998). Software third edition compiled by British Oceanographic Data Centre, Birkenhead.

UKOOA, 2006. Report on the analysis of DTI UKCS oil spill data from the period 1975 - 2005. October 2006. A report prepared by TINA consultants.

Van Dalssen, J. A., Essink, K., Toxvig Madsen, H., Birklund, J., Romero, J. and Manzanera, M., (2000). Differential response of macrozoobenthos to marine sand extraction in the North Sea and the Western Mediterranean. *ICES Journal of Marine Science*, 57, 1439 – 1445

Williams J.M., Tasker M.L., Carter I.C. & Webb A., 1994. A method of assessing seabird vulnerability to surface pollutants. *Ibis*, 137, S147 – S152.

Adresseliste for høringsinstansene

Postadresse	E-post adresse
Arbeids- og inkluderingsdepartementet, Postboks 8004 Dep, 0030 Oslo	postmottak@aid.dep.no
Fiskeri- og kystdepartementet, Postboks 8118 Dep, 0032 Oslo	postmottak@fkf.dep.no
Forsvarsdepartementet, Postboks 8126 Dep, 0032 Oslo	postmottak@fd.dep.no
Miljøverndepartementet, Postboks 8013 Dep, 0030 Oslo	postmottak@md.dep.no
Utenriksdepartementet, Pb 8114 Dep. 0032 Oslo	post@mfa.no
Direktoratet for arbeidstilsynet, Statens Hus, 7013 Trondheim	direktoratet@arbeidstilsynet.no
Direktoratet for naturforvaltning, 7485 Trondheim	postmottak@dirnat.no
Fiskeridirektoratet, Postboks 2009 Nordnes, 5817 Bergen	postmottak@fiskeridir.no
Havforskningsinstituttet, Postboks 1870 Nordnes, 5817 Bergen	post@imr.no
Kystverket, Serviceboks 2, 6025 Ålesund	post@kystverket.no
Oljedirektoratet, Postboks 600 Sentrum, 4003 Stavanger	postboks@npd.no
Petroleumstilsynet, Postboks 599 Sentrum, 4003 Stavanger	postboks@ptil.no
Riksantikvaren, Postboks 8196 Dep, 0034 Oslo	postmottak@ra.no
Klima- og forurensningsdirektoratet, Postboks 8100 Dep, 0032 Oslo	postmottak@klif.no
Vest-Agder fylkeskommune, Serviceboks 517, 4605 Kristiansand	postmottak@vaf.no
Fylkesmannen i Vest-Agder, Serviceboks 513, 4605 Kristiansand	postmottak@fmva.no
Rogaland fylkeskommune, Postboks 130 Sentrum, 4001 Stavanger	firmapost@rogfk.no
Fylkesmannen i Rogaland, Postboks 59 Sentrum, 4001 Stavanger	postmottak@fmro.no
Hordaland fylkeskommune, PB 7900, 5020 Bergen	hfk@post.hfk.no
Fylkesmannen i Hordaland, Postboks 7310, 5020 Bergen	postmottak@fmho.no
Sogn og Fjordane Fylkeskommune, Askedalen 2, 6863 Leikanger	postmottak.sentraladm@sfj.no
Fylkesmannen i Sogn og Fjordane, Njøsavegen 2, 6863 Leikanger	post@fmsf.no
Norges Fiskarlag, Postboks 1233, 7462 Trondheim	fiskarlaget@fiskarlaget.no
Norges Naturvernforbund, Grensen 9B, 0159 Oslo	naturvern@naturvern.no
Natur og Ungdom, Postboks 4783 Sofienberg, 0506 Oslo	info@nu.no
Miljøstiftelsen Bellona, Postboks 2141 Grünerløkka, 0505 Oslo	info@bellona.no
Norsk institutt for by og regionsforskning, Postboks 44 Blindern, 0313 Oslo	nibr@nibr.no
Norges Miljøvernforbund, Postboks 593, 5806 Bergen	nmf@nmf.no
Greenpeace, Postboks 6803, 0130 Oslo	bente@nordic.greenpeace.org
WWF, Postboks 6784, 0130 Oslo	info@wwf.no
Norsk Ornitologisk Forening, Sandgata 30 B, 7012 Trondheim	nof@birdlife.no
Olje- og energidepartementet, Postboks 8148 Dep, 0033 Oslo	Postmottak@oed.dep.no