



Underlag til søknad om tillatelse for boring av avgrensningsbrønn Dugong Appraisal

Document number :	DW-PL882-S-GA-00002	Well : 34/4-17
Rev. No.	Reason for Issue	Date
01	Issued for Use (IFC)	28.09.2020

Prepared by:	Reviewed by:	Approved By:
Name - Signature & Date	Name - Signature & Date	Name - Signature & Date
Gjermund Valand Wells Environmental Advisor	Tommy Andreassen Head of Well Engineering	Thor A. Løvoll Director of Drilling & Wells
<i>Gjermund Valand</i> 2020-Sep-28 16:48	<i>Tommy Andreassen</i> 2020-Sep-29 09:49	<i>Thor A. Løvoll</i> 2020-Sep-28 17:04

Innholdsfortegnelse

1 Sammendrag	1
2 Generell informasjon	3
2.1 Omfang	4
2.2 Overordnet ramme for aktiviteten	5
2.3 Lokasjon	7
2.4 Planlagte miljørisikoreduserende tiltak	8
2.5 Forkortelser	10
3 Aktivetsbeskrivelse	12
3.1 Boreplan	12
3.2 Brønnndesign	12
3.3 Brønnntesting (Drill Stem Test)	17
3.3.1 Brønnntesteanlegget	17
3.3.2 Gjennomføring av brønnntesten	19
3.3.3 Tiltak for å sikre optimal forbrenning	19
4 Fysisk påvirkning av havbunnen	21
4.1 Oppankring	21
4.2 Borekaks og andre faste partikler	21
5 Planlagt forbruk og utslipp til sjø	23
5.1 Sammendrag av omsøkte utslipp	23
5.1.1 Miljøvurdering av kjemikalier	24
5.1.2 Substitusjon	25
5.2 Bore- og brønnkjemikalier	27
5.2.1 Borevæskeskjemikalier	27
5.2.2 Sementkjemikalier	27
5.2.3 Hjelpekjemikalier	28
5.2.4 Beredskapskemikalier	29
5.2.5 Kjemikalier benyttet ved brønnntest	30
5.3 Oljeholdig vann	30
5.3.1 Drenasjevann	30
5.3.2 Rensing av oljeholdig vann	30
5.3.3 Brønnntesting	30
5.4 Sot og oljenedfall knyttet til formasjonstest	30
5.5 Miljøvurdering av utslipp fra mulig brønnntest	31
5.5.1 Miljøkonsekvenser av sot og oljenedfall	32
6 Utslipp til luft	33
6.1 Utslipp ved kraftgenerering	33
6.2 Utslipp ved brønnntesting	33
6.3 Totale utslipp til luft under boreoperasjonen	34
7 Avfallshåndtering	35
8 Energiproduksjon og energieffektivitet	36
9 Miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning	37

9.1 Krav om miljørisiko- og beredskapsanalyse	37
9.2 Gjennomførte analyser	37
9.3 Akseptkriterier og ytelseskrav	38
9.4 Lokasjon og tidsperiode	39
9.5 Egenskaper til referanseoljen	40
9.6 DFUer og dimensjonerende hendelser	40
9.7 Naturressurser i området	40
9.7.1 Sjøfugl	41
9.7.2 Marine pattedyr	41
9.7.3 Fisk	42
9.7.4 Sensitive strandområder	42
9.7.5 Bunnfauna	42
9.8 Drift og spredning av olje	42
9.9 Miljørisikoanalyse	45
9.9.1 Fisk	45
9.9.2 Sjøfugl	45
9.9.3 Marine pattedyr	46
9.9.4 Sensitive strandområder	46
9.10 Beredskapsanalyse	47
9.11 Forslag til beredskap mot akutt forurensning	49
10 Referanser	51
11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier	53
11.1 Planlagt forbruk og utslipp av vannbasert borevæske	53
11.2 Planlagt forbruk av oljebasert borevæske	53
11.3 Planlagt forbruk av brønntestkjemikalier	53
11.4 Planlagt forbruk og utslipp av sementeringskjemikalier	54
11.5 Planlagt forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier	55
11.6 Planlagt forbruk av kjemikalier i lukkede system	55
12 Vedlegg B - Beredskapskjemikalier	56

Figurliste

2.1 Boreriggen Deepsea Yantai	4
2.2 Neptune Energy HMS retningslinjer	5
2.3 Odfjell Drilling HSE Policy	6
2.4 Lokasjon til Dugong Appraisal og avstand til land	7
2.5 Lokasjon til Dugong Appraisal og omkringliggende brønner	8
3.1 Dugong Appraisal.....	13
3.2 Dugong Appraisal (opsjon med 17 1/2" seksjon)	14
3.3 Dugong Appraisal (P&A)	16
3.4 Generisk brønntesteanlegg	17
8.1 Neptune Energy Norges Energy Policy	36
9.1 Posisjon til Dugong Tail, Dugong Appraisal og nærliggende overflateinnretninger.....	39
9.2 Influensområdet ved tap av brønnkontroll (utblåsning) fra Dugong appraisal for sesongene vinter (øverst til venstre), vår (øverst til høyre), sommer (nederst til venstre) og høst (nederst til høyre).....	43
9.3 Influensområdet på strand ved tap av brønnkontroll (utblåsning) fra Dugong appraisal for sesongene vinter (øverst til venstre), vår (øverst til høyre), sommer (nederst til venstre) og høst (nederst til høyre). .	44
9.4 Miljørisiko som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong.	45
9.5 Miljørisiko for kystsel som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong. (Arten med høyest utslag er vist).	46
9.6 Nøkkelegenskaper for Snorre B (fra NOFOs planverk).....	47

Tabelliste

1.1 Oppsummerende tabell av totalt planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier med stoff i de ulike fargekategoriene	1
2.1 Kontaktdetaljer hos operatør	3
2.2 Miljørisiko- og utslippsreduserende tiltak	9
2.3 Forkortelser	10
3.1 Generell brønnoversikt	12
3.2 Boreplan for Dugong Appraisal	12
3.3 Beskrivelse av utstyr benyttet ved brønntesting	18
4.1 Estimerte mengder borekaks per seksjon for boring av Dugong Appraisal	22
5.1 Omsøkt forbruk og utslipp av kjemikalier på Dugong Appraisal	24
5.2 Miljøvurdering og begrunnelse for bruk av kjemikalier i rød og gul Y2 kategori	25
5.3 Borevæskeskjemikalier	26
5.4 Sementkjemikalier	26
5.5 Estimat på utslipp av sot og oljenedfall under testing av Dugong Appraisal	31
5.6 Faktorer benyttet til beregning av sotedannelse og oljenedfall	31
6.1 Utslipp til luft ved kraftgenerering	33
6.2 Utslipp til luft i forbindelse med brønntesting av 34/4-17 Dugong Appraisal	34
6.3 Utslippsfaktorer for brønntesting anbefalt av Norsk olje og gass	34
6.4 Total mengde utslipp til luft	34
9.1 Verdier for vurderingskriteriene i gapanalysen for henholdsvis Dugong appraisal og Dugong tail	37
9.2 Neptune Energys akseptkriterier for aktiviteten	38
9.3 Neptune Energys ytelseskrav til oljevernberedskap for Hamlet	38
9.4 Rate-/varighetsmatrise for Dugong Appraisal. Disse kombinasjonene av utslippsrater og -varigheter modelleres i OSCAR og danner grunnlaget for videre beregninger (Add Energy, 2020).	40
9.5 Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2 for hver av de fire sesongene	48
9.6 Gangtider og responstider for relevante oljevernressurser for aktiviteten. Gangtid og best oppnåelig responstid avrundet oppad til nærmeste hele time	48
9.7 Beregnet behov for beredskap i barriere 3 for hver av de fire sesongene	48
9.8 Beregnet behov for beredskap i barriere 3 for hvert av eksempelområdene som har en korteste drivtid <20 døgn	49
11.1 Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier i vannbasert borevæske for boring av Dugong Appraisal	53
11.2 Planlagt forbruk av kjemikalier i oljebasert borevæske for boring av Dugong Appraisal	53
11.3 Planlagt forbruk av kjemikalier ved brønntesting ved boring av Dugong Appraisal	53
11.4 Planlagt forbruk og utslipp av sementkjemikalier for boring av Dugong Appraisal	54
11.5 Planlagt forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier for boring av Dugong Appraisal	55
11.6 Planlagt forbruk av kjemikalier i lukket system under boring av Dugong Appraisal	55
12.1 Brannskum	56
12.2 Borevæske, beredskapskjemikalier	56
12.3 Brønntest, beredskapskjemikalier	56

1 Sammendrag

Neptune Energy Norge AS (Neptune Energy) søker om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for boring av avgrensingsbrønn Dugong Appraisal 34/4-17 i PL882. Brønnen er lokalisert nordvest for Snorrefeltet i den nordlige delen av Tampen Spur i Nordsjøen på ca. 330 m vanddyb. Korteste avstand til norsk fastland er omlag 143 km til øya Kinn i Flora kommune i Vestland. Dugong Appraisal er den tredje brønnen som bores på lisensen hvor formålet med brønnen er å påvise hydrokarboner i Draupne/Rannoch formasjonene i en strukturell / stratigrafisk felle fra Midt-Jurassic Brent Group. Det er ikke forventet å finne gass.

Dokumentet er utarbeidet på bakgrunn av Forurensningsloven § 11, Forurensningsforskriften, Aktivitetsforskriften og Miljødirektoratets retningslinjer for søknad om tillatelse etter forurensningsloven for petroleumsvirksomhet til havs (Miljødirektoratet 2016).

Brønnen Dugong Appraisal vil bli boret med den halvt nedsenkbare boreriggen Deepsea Yantai. Tidligste oppstart er 15. januar 2021, og operasjonen er planlagt å vare i maksimalt 71 dager (inkl. logging, kjerneboring og brønntesting).

Søknaden omfatter forbruk og utslipp av kjemikalier til sjø, utslipp av borekaks, utslipp til luft, avfallshåndtering og utslipp av oljeholdig vann. I tillegg er beredskap ved en akutt hendelse presentert.

Oppsummering forbruk og utslipp

Bruk og utslipp av kjemikalier

Ved boring av brønnen søkes det om tillatelse til bruk og utslipp av henholdsvis 3800 og 1425 tonn stoff i grønn kategori, bruk og utslipp av henholdsvis 822 og 104,5 tonn stoff i gul kategori, samt forbruk av 12,8 tonn stoff i rød kategori, se Tabell 1.1.

Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier/komponenter er beskrevet i 5.2 Bore- og brønnekjemikalier og ytterligere detaljer er gitt i 11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier.

Tabell 1.1 Oppsummerende tabell av totalt planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier med stoff i de ulike fargekategoriene

	Forbruk stoff i grønn kategori (tonn)	Utslipp stoff i grønn kategori (tonn)	Forbruk stoff i gul kategori (tonn)				Utslipp stoff i gul kategori (tonn)				Forbruk stoff i rød kategori (tonn)	Utslipp stoff i rød kategori (tonn)	Forbruk stoff i svart kategori (tonn)	Utslipp stoff i svart kategori (tonn)
			104 og 100	101	102	103	104 og 100	101	102	103				
Bore- og brønnekjemikalier	3218	1399	645	14,1	40,4	0,0	100,3	0,7	0,0	0,0	12,8	0	0	0
Hjelpeskjemikalier hele operasjonen	25	25	3	0,6	0,1	0,0	2,8	0,6	0,1	0,0	0,0	0	0	0
Brønntestkjemikalier	557	0	114	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0
Totalt	3800	1425	762	19,0	40,5	0,0	103,1	1,3	0,1	0,0	12,8	0	0	0

Utslipp av borekaks

Den totale mengden utboret borekaks som slippes til sjø er 1318 tonn og nærmere beskrevet i kapittel 4.2 Borekaks og andre faste partikler.

Utslipp til luft

Estimerte utslipp til luft fra boreoperasjonen er beregnet til 14 596 tonn CO₂ og 100 tonn NO_x. Dette inkluderer brønntest i tillegg til kraftgenerering. Se kapittel 6.1 Utslipp ved kraftgenerering og kapittel 6.2 Utslipp ved brønntesting for en detaljert beskrivelse.

Sårbar bunnfauna

Siden det ble gjennomført en visuell kartlegging av det samme området i forbindelse med boring av Dugong letebrønn (34/4-15), er det ikke gjort nye havbunnsundersøkelser i forbindelse med denne boringen. Undersøkelsen fra 2019 viser at området består av muddersand med varierende mengder grus og stein. Det ble observert sjøfjær og svamper, men med lav tetthet faller faunaen ikke inn under OSPARs definisjon for sårbare habitater. Det ble ikke funnet koraller eller korallrev.

Miljørisiko og beredskapsanalyse

Som grunnlag for planlegging og risikostyring ved boring av avgrensningsbrønnen Dugong Appraisal, er det gjennomført en referansebasert analyse av miljørisiko og beredskapsbehov for Dugong Appraisal, basert på nylig utført miljørisiko- og beredskapsanalyse for Dugong Tail (Akvaplan-niva, 2020). En ukontrollert utstrømning fra reservoaret som en følge av tap av brønnskroll er vurdert å være dimensjonerende for den miljørettede risiko- og beredskapsanalysen. Basert på vurderinger av reservoaregenskaper og kunnskap fra nærliggende aktiviteter, har Neptune valgt Snorre B som referanseolje for analysen. Oljen danner stabile olje-i-vann-emulsjoner med høyt vanninnhold. Hendelser med de største utslippsratene og lengste varighetene vil kunne berøre både Nordsjøen og Norskehavet. 95-prosentilen av minste drivtid til land er 9,1 døgn. Drivtiden er kortere enn 20 døgn for 6 av NOFO sine eksempelområder langs norskekysten ved en ukontrollert utstrømning fra reservoaret under boring.

Miljørisikoen er høyest i perioden desember-februar, med 18,3 % av akseptkriteriet i skadekategorien "Moderat" (Lomvi med herkomst Norskehavet). I to av de tre øvrige sesongene er det også norskekystbestanden av lomvi som gir størst utslag, mens det i sommersesongen er havhest med herkomst i Norskehavet. Det er bestanden av havert i området Stad-Lofoten som gir høyest utslag i miljørisiko høst, vinter og vår, mens steinkobbepbestanden Rogaland - Lopphevet har høyest utslag i sommersesongen. Miljørisikoen for fiskeegg og -larver betegnes som relativt begrenset. Neptune Energy vurderer den totale miljørisikoen, på tvers av ressurstypene, som moderat.

Snorre B oljen utvikler en oljeemulsjon som er egnet for mekanisk opptak, primært med overløpsopptakere. Emulsjonens dispergerbarhet er ikke angitt i forvitningsstudien, men det oppgis at det er nødvendig med høy dosering av emulsjonsbryter for å bryte emulsjoner som har forvitret noen dager på sjøen. Basert på gjennomførte analyser og faglige vurderinger legges følgende til grunn for beredskapen mot akutt forurensing for avgrensningsbrønn Dugong Appraisal;

Barriere 1 og 2 (åpent hav)

- Første NOFO-system operativt innen 9 timer
- Fullt utbygd barriere 1 og 2 med 11 NOFO-systemer innen 38 timer

Barriere 3 (kystnær)

En kystnær beredskap med en ytelse tilsvarende totalt 6 Current Buster 4-systemer vil tilfredsstille den planlagte aktivitetens behov for å kunne håndtere operasjoner i de eksempelområdene som har korteste drivtid <20 døgn.

Barriere 4-5 (strandsone)

Behovet kan løses innenfor NOFO sitt eksisterende avtaleverk. Ved et eventuelt påslag eller fare for påslag vil lokaliteter og områder prioriteres for beskyttelse iht. Miljødirektoratets prioriteringskart.

2 Generell informasjon

Aktiviteten det søkes om er å bore avgrensningsbrønn 34/4-17 i utvinningstillatelse PL882. Utvinningstillatelsen PL882 ble tildelt 10.02.2017 i forbindelse med tildeling av forhåndsdefinerte områder (TFO 2016). Neptune Energy overtok som operatør av lisensen 03.12.2018 og har 40 % eierandel. Concedo ASA, Petrolia NOCO AS og Idemitsu Petroleum Norge AS er lisenspartnere med henholdsvis 20 % eierandel hver.

Søknaden er skrevet i samsvar med Aktivitetsforskriften §66 og Forurensningsforskriften kapittel 36. Det er lagt vekt på at søknaden skal følge Miljødirektoratets veileder (Miljødirektoratet 2016). Operasjonen vil omfatte forbruk og utslipp av kjemikalier til sjø, utslipp av borekaks, utslipp til luft, avfallshåndtering, samt utslipp av oljeholdig vann og sot og oljenedfall under brønntesting. Forbruk og utslipp av kjemikalier til sjø er beskrevet i kap. 5 Planlagt forbruk og utslipp til sjø. Utslipp til luft er beskrevet i kap. 6 Utslipp til luft.

Informasjon om kontaktperson hos Neptune Energy er gitt i Tabell 2.1.

Tabell 2.1 Kontaktdetaljer hos operatør

Kontaktdetaljer	
Navn	Wenche R. Helland
Tittel	Environmental Advisor
Adresse	Neptune Energy Norge AS Venstre Svanholmen 6, Sandnes P.O. Box 242, 4066 Stavanger
Organisasjonsnummer	983 426 417
E-post	wenche.helland@neptuneenergy.com
Mobil	99021989

Kontroll, måling og rapportering

All rapportering av forbruk og utslipp av kjemikalier i forbindelse med boreoperasjonen vil bli gjort i henhold til myndighetskrav og interne retningslinjer. De samme krav vil også gjelde for leverandører som leverer tjenester i forbindelse med boring av brønnen. Rapportering av borevæske, sementkjemikalier, kaks og avfall utføres av den enkelte leverandør. Rapportering av riggkjemikalier og forbruk av diesel utføres av boreentreprenør (riggen).

Alle kjemikalier som skal benyttes offshore skal være godkjente og tilgjengelige for Miljødirektoratet i databasen NEMS Chemicals. Sikkerhetsdatablad vil være tilgjengelig for alle kjemikalier, inkludert de hvor HOCNF ikke er påkrevd. Neptune Energy evaluerer alle kjemikalier som er planlagt for bruk og utslipp ved boring av brønnene. Ved eventuelle endringer vil det gjøres miljøvurderinger som sammen med endret forbruk/utslipp vil rapporteres i henhold til HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten.

Neptune Energy benytter miljøregnskapssystemet NEMS Accounter for registrering og rapportering av miljødata. Rapporteringen følges opp i henhold til tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven. Ved utilsiktede utslipp vil disse bli rapportert i selskapets system for hendelsesrapportering (Synergi). Rapporteringspliktige utslipp vil bli varslet og meldt i henhold til de krav som stilles i styrings- og aktivitetstorskriften.

Spesielle lisenskrav

Det er ikke gitt spesielle miljøkrav til PL882. De generelle kravene som omfatter leteboring i lisensområdet er tatt hensyn til i planleggingen av Dugong appraisal.

2.1 Omfang

I henhold til Lov om vern mot forurensing og om avfall (Forurensingsloven) §11 samt HMS forskriftene søker Neptune Energy Norge AS, på vegne av partnere, om tillatelse til virksomhet i forbindelse med boring av avgrensningsbrønn 34/4-17 Dugong Appraisal i utvinningstillatelse PL882.

Aktiviteten som det søkes om er:

- Boring av avgrensningsbrønn med den hensikt å teste og evaluere hydrokarbonpotensialet i Rannoch formasjonen
- Brønntest ved funn
- Permanent tilbakeplugging av brønnen

Denne søknaden omfatter:

- **Forbruk og utslipp av kjemikalier:** borevæsker, sementkjemikalier, kjemikalier i forbindelse med brønntesting, riggkjemikalier, borekaks, oljeholdig vann,
- **Utslipp til luft:** avgasser i forbindelse med kraftgenerering og brønntesting
- **Avfallshåndtering:** sanitærvann og matavfall, borerelatert avfall og annet farlig avfall fra riggen
- **Beredskapskjemikalier**, inkludert brannskum
- **Miljøvurdering** av planlagte utslipp
- **Miljørisiko- og beredskapsplan mot akutt forurensning**

Boreoperasjonene vil bli utført med den flyteriggen Deepsea Yantai som driftes av Odfjell Drilling. Riggen er en halvt nedsenkbar 6. generasjons borerigg, bygget for å operere på norsk sokkel på havdyp inntil 1200 meter. Riggen er designet ut i fra strenge miljømessige kriterier og har CLEAN notasjon i henhold til DNVs klassifisering av nybygg, med fokus på doble barrierer for systemer med risiko for akutte utslipp. Tidligste oppstart er 15. januar 2021 og boretiden er estimert til totalt 71 dager inkludert brønntest.



Figur 2.1 Boreriggen Deepsea Yantai

Forsyningstjenester

For Dugong Appraisal vil to fartøy fungere som forsynings- og beredskapsfartøy. SAGA Fjordbase AS er basekontraktør, med base i Florø. Helikopterflyging til riggen vil bli fra Florø heliport, Florø.

2.2 Overordnet ramme for aktiviteten

Boreoperasjonene vil bli gjennomført i henhold til Neptune Energy sine krav og strategier for boreoperasjoner, og i tråd med gjeldende lovgiving. Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten (Rammeforskriften) § 11 beskriver prinsippene for risikoreduksjon. Miljølovgivningen sier at skade eller fare for skade på det ytre miljø skal forhindres eller begrenses mest mulig. Prinsippene for risikoreduksjon sier at risikoen for miljøskade deretter skal reduseres ytterligere så langt det er praktisk mulig.

Neptune Energy ønsker å være proaktiv i forhold til å håndtere risiko for uønskede hendelser, samt å kontinuerlig forbedre prestasjoner innen helse, miljø, sikkerhet og kvalitet. Neptune Energy har som mål å gjennomføre miljømessige forsvarlige operasjoner og minimere effekten på miljøet, og miljøvurderinger er en integrert del av planleggings- og beslutningsprosessene i alle aktiviteter. For å ivareta selskapets miljømål, skal beste tilgjengelige teknikker (BAT) og beste miljømessige praksis (BEP) benyttes i planlegging og gjennomføring av aktiviteter. Neptune Energy HMS retningslinjer er vist i Figur 2.2.

RETNINGSLINJER FOR HELSE, MILJØ OG SIKKERHET



Suksess innen HMS er vesentlig for det å bli et ledende internasjonalt uavhengig E&P-selskap.

Det er vår viktigste verdi med en målsetting om å være tryggere i dag enn i går, og tryggere i morgen enn i dag.

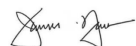
Målet vårt er å sette våre ansatte og våre entreprenører i stand til å oppnå trygge og miljømessig ansvarlige operasjoner. Inkludert myndigheten til og ansvaret for å stoppe arbeidet ved en situasjon som anses som usikker eller potensielt skadelig for miljøet.

Neptune Energy forventer at alle som er tilknyttet virksomheten vår tar et ansvar for HMS.

Sammen vil vi:

1. Ta vare på våre ansatte (inkludert kontraktører og interessenter) i alle arbeidsrelaterte aktiviteter gjennom risikoidentifikasjon og risikostyring. 2. Integre HMS i alle beslutningsprosesser samt overvåking og utførelse av arbeidsprogrammer og muliggjøre dette gjennom et effektivt styringssystem. 3. Forsikre oss om at sikkerhet har forrang over produksjon, kostnader og tidsplaner. 4. Oppnå gode HMS-resultater gjennom profesjonell adferd og overholdelse av alle gjeldende lover og forskrifter. 5. Tilrettelegge for en kultur som fremmer tillit, læring og ansvarlighet. 6. Opprettholde årvåkenhet og gripe inn når det oppstår utrygge situasjoner.	7. Forhindre alvorlige ulykker ved hjelp av en egnet og effektiv implementering av Global Operating Integrity Management Standard (GOIMS). 8. Minimere innvirkningen på miljøet gjennom forebygging av forurensning, reduksjon av ressursforbruk og utslipp, og reduksjon og resirkulering av avfall. 9. Kommunisere åpent med våre interessenter, og sørge for en forståelse av HMS-retningslinjene, -standardene og -resultatene. 10. Forbedre HMS-resultatene kontinuerlig. Hendelser og nestenulykker registreres, etterforskes og analyseres gjennom vårt globale hendelsesstyringssystem. Vi iverksetter tiltak ved ethvert funn for å redusere sannsynligheten for hendelser, samtidig som vi deler våre erfaringer.
---	--

Alle som arbeider på vegne av Neptune Energy skal overholde disse retningslinjene og være proaktive i å etterstrebe vår visjon om null ulykker.



James L. House
Chief Executive Officer Neptune Energy



HOW WE DO THINGS SAFELY.




Figur 2.2 Neptune Energy HMS retningslinjer

Odfjell Drilling sitt mål er gjennom alle operasjoner å opprettholde den høyeste sikkerhetsstandard, beskytte mennesker og minimere miljøpåvirkning. En beskrivelse av virkemidler for å oppnå målene er gitt i Odfjell Drilling sin HSE Policy, se Figur 2.3.

Boring av Dugong Appraisal skal gjennomføres uten at mennesker, miljø og verdier blir skadet som følge av aktiviteten. De viktigste virkemidler i dette arbeidet er:

- Kartlegginger og analyser av naturforhold på borestedet
- Risikostyring gjennom en omfattende og detaljert planleggingsprosess
- Kvalifisering og valg av utstyr og tjenester som er egnet for oppgavene
- Samordning av de leveranser og tjenester som inngår i brønnleveransen
- Trening og forberedelser av involverte enheter og personell
- Åpen kommunikasjon med myndigheter, samarbeidspartnere og eksterne interessenter
- Overvåking, kontroll og tett oppfølging under gjennomføring av aktivitetene
- Rapportering og erfaringsoverføring internt og eksternt etter avsluttende operasjoner



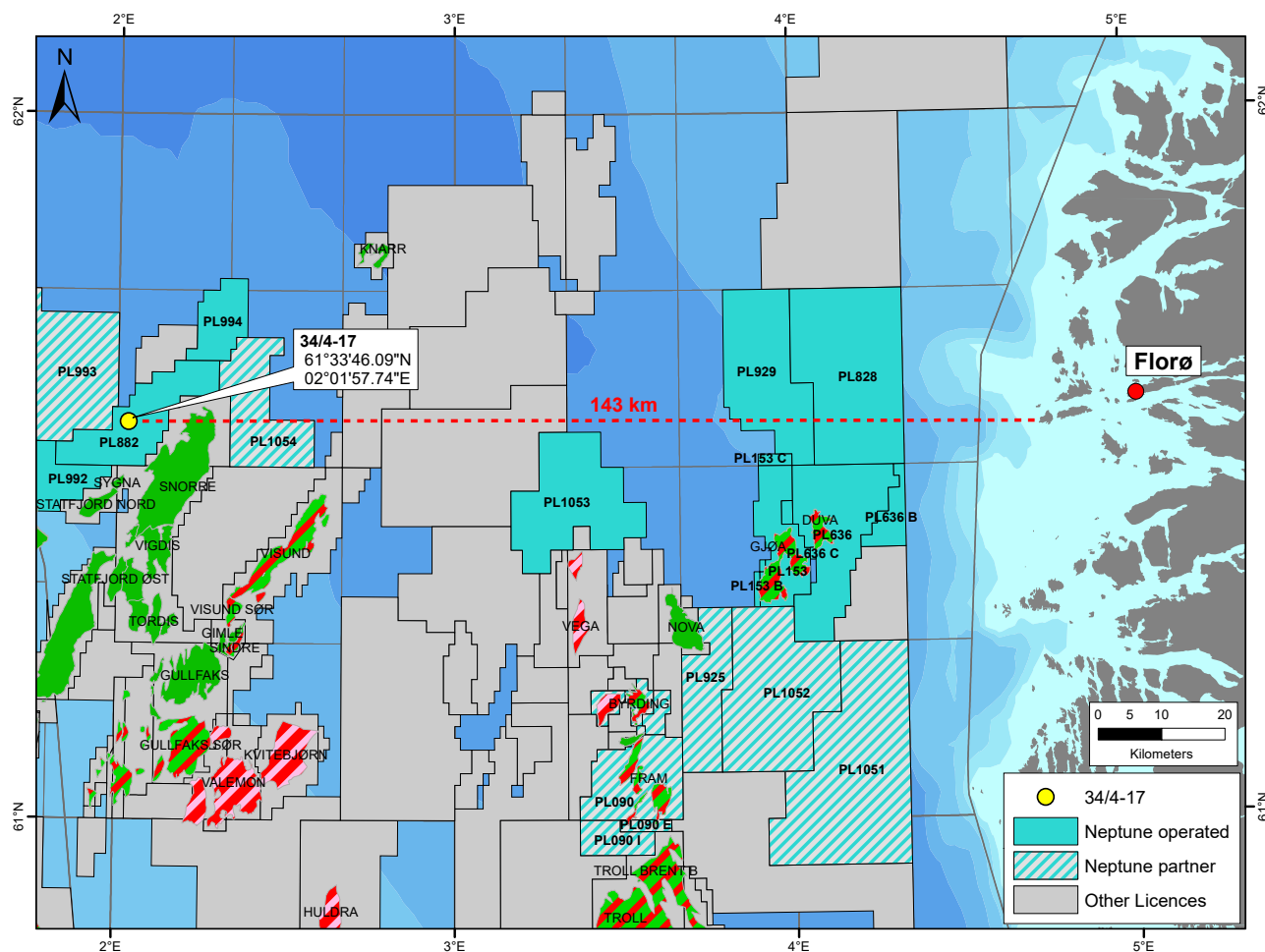
Figur 2.3 Odfjell Drilling HSE Policy

Basert på erfaringer fra tidligere tilsvarende operasjoner med planlagte utslipp, konkluderes det med at den omsøkte boreaktiviteten kun vil ha marginale påvirkninger på bunnfauna lokalt og neglisjerbar påvirkning på det marine miljø i vannmassene. Med de kjemikalievalgene som er tatt, samt generelt høyt fokus på null skadelige utslipp og tiltak som er beskrevet i denne søknaden, vurderer Neptune Energy det slik at boringen kan gjennomføres uten vesentlige negative konsekvenser for miljøet på borestedet og havområdet for øvrig.

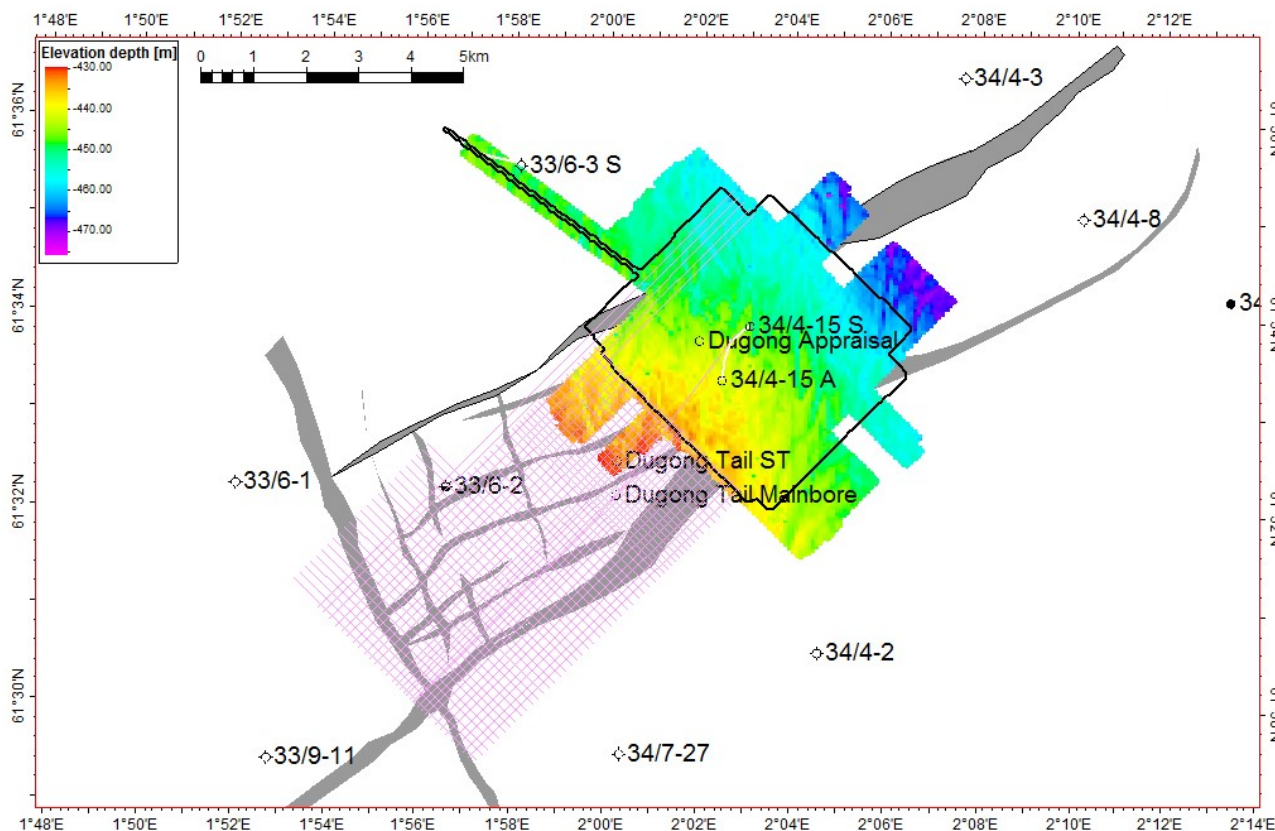
2.3 Lokasjon

Beliggenhet og lisensforhold

Dugong Appraisal ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, omlag 143 kilometer vest for øya Kinn i Flora kommune i Vestland (Figur 2.4), ca 3,5 km nord-nordøst for Dugong Tail (34/4-16) og ca 0,6 km nordvest for Dugong letebrønn (34/4-15). Avgrensingsbrønnens posisjon er 61°33'46.09"N og 02°01'57.74"E og vandypet på lokasjonen er ca. 330 m MSL. Figur 2.5 viser lokasjonen til de tre Dugong-brønnene.



Figur 2.4 Lokasjon til Dugong Appraisal og avstand til land



Figur 2.5 Lokasjon til Dugong Appraisal og omkringliggende brønner

Havbunnsundersøkelser/Miljøforhold ved lokasjonen

Det er ikke gjennomført en separat havbunnsundersøkelse i forbindelse med boring av Dugong Appraisal siden det ble gjennomført en visuell kartlegging av bunnforholdene i forbindelse med boring av 34/4-15 (Fugro, 2019). Undersøkelsen fra 2019 viser at området består av muddersand med varierende mengder grus, stein og større steiner. Det var langt mellom observert fauna. Arter som det ble observert mest av inkluderte sjøfjær (Pennatulacea and Virgularia sp.), svamper (Stylocordyla borealis) og sjøpølser (Parastichopus tremulus). Andre fauna observasjoner inkluderte svamper (Demospongiae inkludert Polymastia sp.), sjøstjerne (Asteroidea including Henricia sp. og Astropecten irregularis), Valvatida sjøstjerner (Valvatida), troll hummer (Munida sp.), sjøpiggsvin (Cidaridae), sjøanemoner (Actiniaria), slangstjerner (Ophiuroidea), langpigget kråkebolle (Gracilechinus acutus) og sylindersjøroser (Ceriantharia). Artene observert i undersøkelsesområdet er typisk for dette området.

Området ble også undersøkt for sjøfjær og gravende megafauna. Tettheten av sjøfjær var varierende over undersøkelsesområdet og hvor det ved to transekter ble registrert >15 sjøpenner per 25m². Det var tydelig spor etter gravende megafauna, men de var sjeldne og generelt små og utgjorde ikke noen tydelig trekk på havbunnen. Mykbunnessvamper ble klassifisert som "ingen svamp / enkeltindivid" (<1% dekning). Det lave antallet svamp og sjøfjær faller derfor ikke inn under OSPARs definisjon for sårbare habitater. Ingen koraller eller korallrev ble observert.

2.4 Planlagte miljørisikoreduserende tiltak

Neptune Energy søker aktivt å inkludere miljøhensyn som en del av beslutningsgrunnlaget på et tidlig stadium i brønnplanleggingen og risikostyring skal være en integrert del av planleggingsarbeidet. Risikoen knyttet til den planlagte boreoperasjonen har blitt vurdert gjennom hele planleggingsfasen frem til innsendelse av utslippssøknaden,

samt gjennom miljørisiko- og beredskapsanalyser, både operasjonelt og med hensyn til HMS og miljøpåvirkning. I det videre arbeidet mot oppstart av boreoperasjonen vil det bli gjennomført ytterligere aktiviteter og tiltak som vil bidra til en robust operasjonell gjennomføring av de planlagte aktivitetene.

Den planlagte boreoperasjonen vil foregå i et område hvor Neptune Energy er godt kjent på grunn av tidligere boreoperasjoner i området, og erfaringer fra tidligere boreoperasjoner er derfor hensyntatt i planleggingen.

Design av brønn og barrierer er gjort i henhold til gjeldende regelverk, industristandarder og interne krav og prosedyrer. Det er lagt vekt på å etablere et robust design som tillater at uforutsette hendelser kan håndteres på en sikker måte. Et risikoregister for prosjektet er opprettet for å dokumentere følgende:

- Risikoidentifisering
- Risikohåndtering
- Oppfølging av identifiserte risiko og tiltak

En oversikt over utslipps- og risikoreduserende tiltak som allerede er implementert, eller vil bli implementert ved gjennomføring av boreoperasjonen, er listet Tabell 2.2.

Tabell 2.2 Miljørisiko- og utslippsreduserende tiltak

Risikoaspekt	Tiltak
Større akutte utslipp av olje (utblåsning/brønnlekkasje)	• Frekvensen for denne type hendelser er svært lav, men miljøkonsekvensene kan være store dersom de inntreffer. Det viktigste bidraget til å redusere risikoen oppnås gjennom systematisk risikostyring i planleggings- og operasjonsfasen, samt fokus på brønnkontroll. Dette inkluderer potensielle nye tiltak i det videre arbeidet med detaljert brønnplanlegging og løpende risikovurderinger under selve boreoperasjonen. • For å redusere risikoen for utblåsningshendelser skal det alltid være minst to uavhengige barrierer tilstede. Når boringen pågår er disse i form av borevæske med tilpasset slamvekt og utblåsningsventil (BOP). • Beredskap mot akutt forurensning utgjør en siste barriere som bidrar til redusert miljørisiko. Oljevernberedskap er omhandlet i 9.3 Akseptkriterier og ytelseskrav. Beredskapskrav og løsninger vil inngå i en brønnspesifikk oljevernberedskapsplan. • En "Blowout and Kill" simuleringstudie er gjennomført.
Mindre akutte utslipp	• Tiltak/barriere for å redusere risiko for mindre akutte utslipp på Deepsea Yantai under boreoperasjonen inkluderer: • Doble fysiske barrierer på alle linjer mot sjø. • Tankkapasitet for oljeholdig vann. • Liquid additive system (LAS) for dosering av sementkjemikalier. • Bruk av ROV for å verifisere retur av sement. • System som gir god nøyaktighet og kontrollert forbruk av kjemikalier. • Alle områder hvor olje- og kjemikaliesøl kan oppstå er koblet til lukket avløpsystem. • To uavhengige systemer for operering av slip-joint pakning på stigerør. • Områder der utslipp normalt kan gå direkte til sjø har kant som forhindrer utslipp til sjø. • Implementering av prosedyrer og operasjonelle rutiner for å forhindre mindre akutte utslipp og for å kunne begrense og samle opp utslipp før de går til sjø. • Daglig "Potential spill point check" er innført på boreriggen.
Utslipp av borekaks	• Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske vil håndteres på riggen og sendes til land for avfallshåndtering. • Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske (hovedsakelig sjøvann og bentonitt) vil slippes ut på havbunnen. • Det er verifisert at riggen har gode systemer for kakhåndtering.
Bruk og utslipp av kjemikalier	• Fokus på bruk av miljøvennlige kjemikalier (miljøkategori gul og grønn) samt minimere kjemikalieforbruk. • Kjemikalievalg basert på vurdering av BAT, teknisk ytelse, erfaring fra tidligere

Risikoaspekt	Tiltak
	operasjoner, hensyn til helsefaktorer og miljømessige hensyn. - Borevæske skal gjenbrukes der det er mulig. - Ubrukte kjemikalier skal ikke gå til utslipp. - Bruk av ROV for å verifisere retur av sement på sjøbunnen under sementering av 36 x 42" topphullseksjon (se 3.2 Brønnndesign for å se til at det er i henhold til plan.
Utslipp av oljeholdig vann	- Lukket drainsystem. - Prosedyrer for opplæring av håndtering av drainsystemet samt for låsing/opplåsing av ventiler for utslipp til sjø er på plass. - Riggen har installert en Rena slopbehandlingsenhet og renser alt vann fra både rene og skitne områder til <15 ppm før utslipp til sjø. - Stor tankkapasitet for oljeholdig vann.
Bruk av gjengefett	Bruk av gjengefett på borestreng, foringsrør og stigerør vil bli begrenset i størst mulig grad, men innenfor operasjonelt akseptable nivåer. Det vil bli benyttet gjengefett i gul kategori.
Utslipp til luft	- Det benyttes diesel med lavt svovelinnhold, som reduserer utslipp av SO_x gass til luft. - Riggen har implementert et system for energiledelse med fokus på energieffektivitet og reduksjon av utslipp fra boreoperasjonene.
Avfall	Det er gode kildesorteringsløsninger for avfall ombord på riggen, og det vil være fokus på å redusere avfallsmengden og følge opp avfallshåndteringen slik at det ikke oppstår avvik.
Oppfølging av kontraktører	- Det er blitt gjennomført en "HMS-dag" hvor miljø har vært på agendaen for alle skift som skal ombord på Deepsea Yantai. - Det gjennomføres bi-weekly HMS møter med riggen. - Det er tidligere gjennomført HMS-revisjoner av kjemikalieleverandører, samt kjemikalieverifikasjon på boreriggen og verifikasjon av avfallskontraktører i 2020.
Påvirkning på andre aktiviteter i området	Det vil bli gitt informasjon til fiskerinæringen og deres organisasjoner om den planlagte boreoperasjonen.

2.5 Forkortelser

Tabell 2.3 Forkortelser

ALARP	As Low as Reasonably Practicable
BAT	Best Available Techniques/Technologies
BEP	Beste miljømessige praksis
BOP	Blow out preventer
CB4	Current Buster 4 system
DFU	Definert fare- og ulykkessituasjon
DNVGL	Det Norske Veritas
DP	Dynamisk posisjonering
DST	Drilling Stem Test
EMW	Equivalent Mud Weight
FG	Fracture Gradient
HI	Havforskningsinstituttet
HMS	Helse Miljø Sikkerhet
HOCNF	Harmonized Offshore Chemical Notification Format
IMO	International Maritime Organisation
LAS	Liquid additive system
MD	Measured Depth
MIRA	Metode for Miljørettet Risikoanalyse
MSL	Mean sea level - Gjennomsnittlig havnivå

NEMS Chemicals	Database for miljødokumentasjon på kjemikalier
NOFO	Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
NOROG	Norsk Olje og Gass
OBM	Oljebasert mud
OR	Oil Recovery (fartøy)
PLONOR	Pose Little or No Risk to the Environment
RKB	Rotary kelly bushing
RMR	Riserless Mud Recovery
ROV	Remotely operated vehicle
RT	Rotary table
sg	Specific gravity
SKIM	Samarbeidsforum offshorekjemikalier, industri og myndigheter
TFO	Tildeling i forhåndsdefinerte områder
THC	Total Hydrocarbon Content
TOC	Top of cement
TVD	True vertical depth
VBM	Vannbasert mud

3 Aktivitetsbeskrivelse

Formålet med avgrensningsbrønnen er å bore gjennom sandsteininformasjonene Draupne/Rannoch og innhente data om hydrokarbonpotensialet og dermed bidra til økt volum til Dugong-lisensen. Det vil bli gjennomført en brønntest (DST) for å verifisere volumene.

Basisinformasjon om 34/4-17 er gitt i Tabell 3.1.

Tabell 3.1 Generell brønnoversikt

Dugong Appraisal			
Brønnidentitet	34/4-17		
Utvinningsstillatelse	PL882		
Tidspunkt for tildeling	2017		
Brønntype	Avgrensningsbrønn		
Operatør	Neptune Energy Norge AS		
Lisenspartnere	Neptune Energy Norge AS (40 %) Concedo ASA (20 %) Petrolia NOCO AS (20 %) Idemitsu Petroleum Norge AS (20 %)		
Vanndyp	ca. 330 m MSL		
Varighet på boreoperasjonen	Boring av brønn ved tørr brønn: 41 dager; Boring av brønn ved funn inkl. brønntest: 71 dager		
Spud lokasjon	Bredde-/Lengdegrad	61°33'46.09"N	02°01'57.74"Ø
Spud lokasjon	ED50-UTM 31N	6826022m N	448610m Ø
Planlagt totale dyp (TD)	3800 m MD/TVD RT		

3.1 Boreplan

Brønnen er planlagt boret ferdig i løpet av ca 71 dager. Ved tørr brønn er anslått boretid 41 dager og ved funn blir det gjennomført brønntest med en varighet på ca 30 dager. Brønnen vil bli permanent tilbakeplugget (NORSOK D-010, 2013).

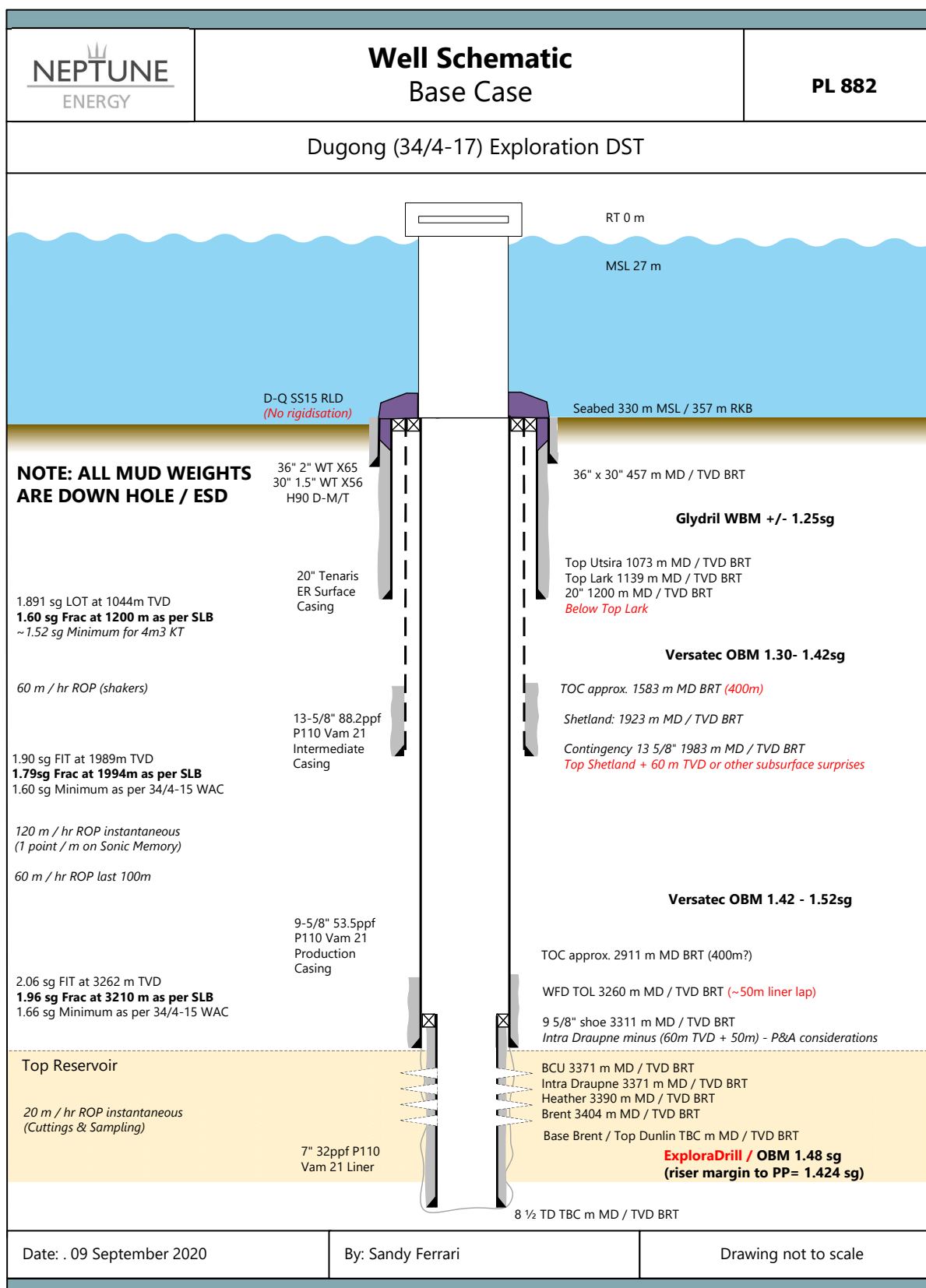
Foreløpig tidsplan for boring er vist i Tabell 3.2

Tabell 3.2 Boreplan for Dugong Appraisal

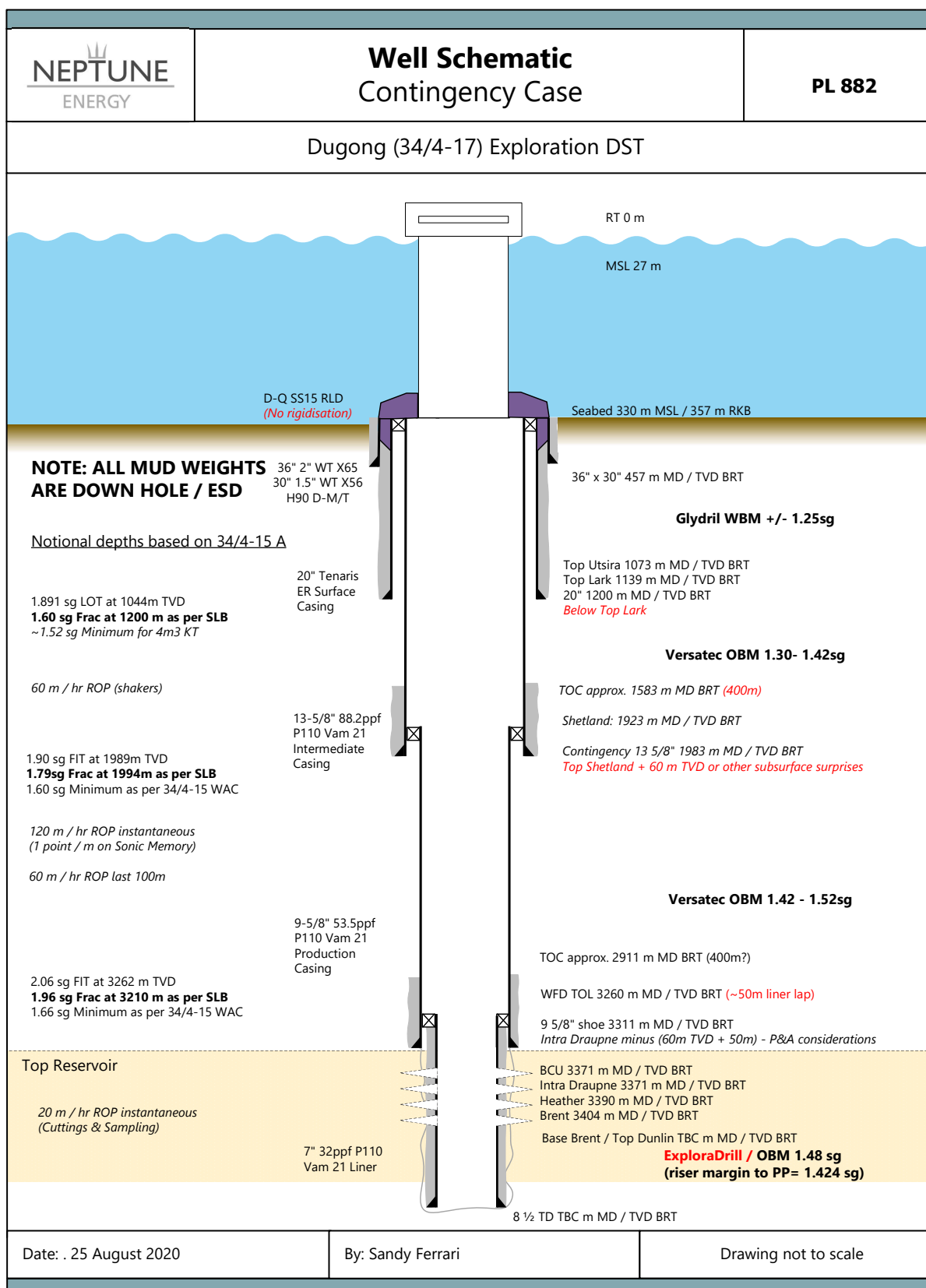
Operasjon	Varighet i dager
Tørr brønn inkl. P&A	41
Funn og brønntesting inkl. P&A	30
Total	71

3.2 Brønndesign

Den planlagte brønnskruksjonen består av følgende seksjoner: 9 7/8" Pilot hull (opsjon), 42" x 36", 26", 17 1/2" (opsjon), 12 1/4" og 8 1/2". Figur 3.1 viser planlagte brønnskisse. Det planlegges for en opsjon der en 13 5/8" foringsrør blir installert slik som beskrevet nedenfor under 17 1/2" - brønnsesksjon. Se Figur 3.2.



Figur 3.1 Dugong Appraisal



Figur 3.2 Dugong Appraisal (opsjon med 17 1/2" seksjon)

Brønnen er planlagt boret i følgende seksjoner:**9 7/8" Pilot hull (opsjon)**

Ved fare for grunn gass, vil seksjonen bli boret med sjøvann og høyviskøse bentonitt piller for rensing av hullet. Borekaks og eventuell overskytende sement slippes ut på havbunnen da stigerør ikke er installert. Boring av pilothull kan utelates dersom planlagt lokasjonsundersøkelse konkluderer med at risikoen for grunn gass er lav.

42" x 36" - brønnseksjon

De øverste hullseksjonene er planlagt boret med sjøvann og bentonitt og bores ned til 457 m MD. For å rense hullet vil høyviskøse piller bli pumpet ned. Etter boring fortrenses hullet til vektet vannbasert væske. 36" x 30" lederør blir kjørt og skumsementert i hele sin lengde.

26"- brønnseksjon

Det planlegges for bruk av vannbasert borevæske (Glydril) i 26" seksjonen sammen med skum-sementering til havbunn. Borekaks og eventuell overskytende sement slippes ut fra rigg ved bruk av mud-retur til rig (RMR) uten bruk av stigerør.

Oljebasert borevæskesystem er planlagt i de neste seksjonene. Ved bruk av oljebasert borevæske vil kaks tas til land. Overflødig borevæske vil bli sendt til land for gjenbruk eller avfallsbehandling.

17 1/2" - brønnseksjon (opsjon)

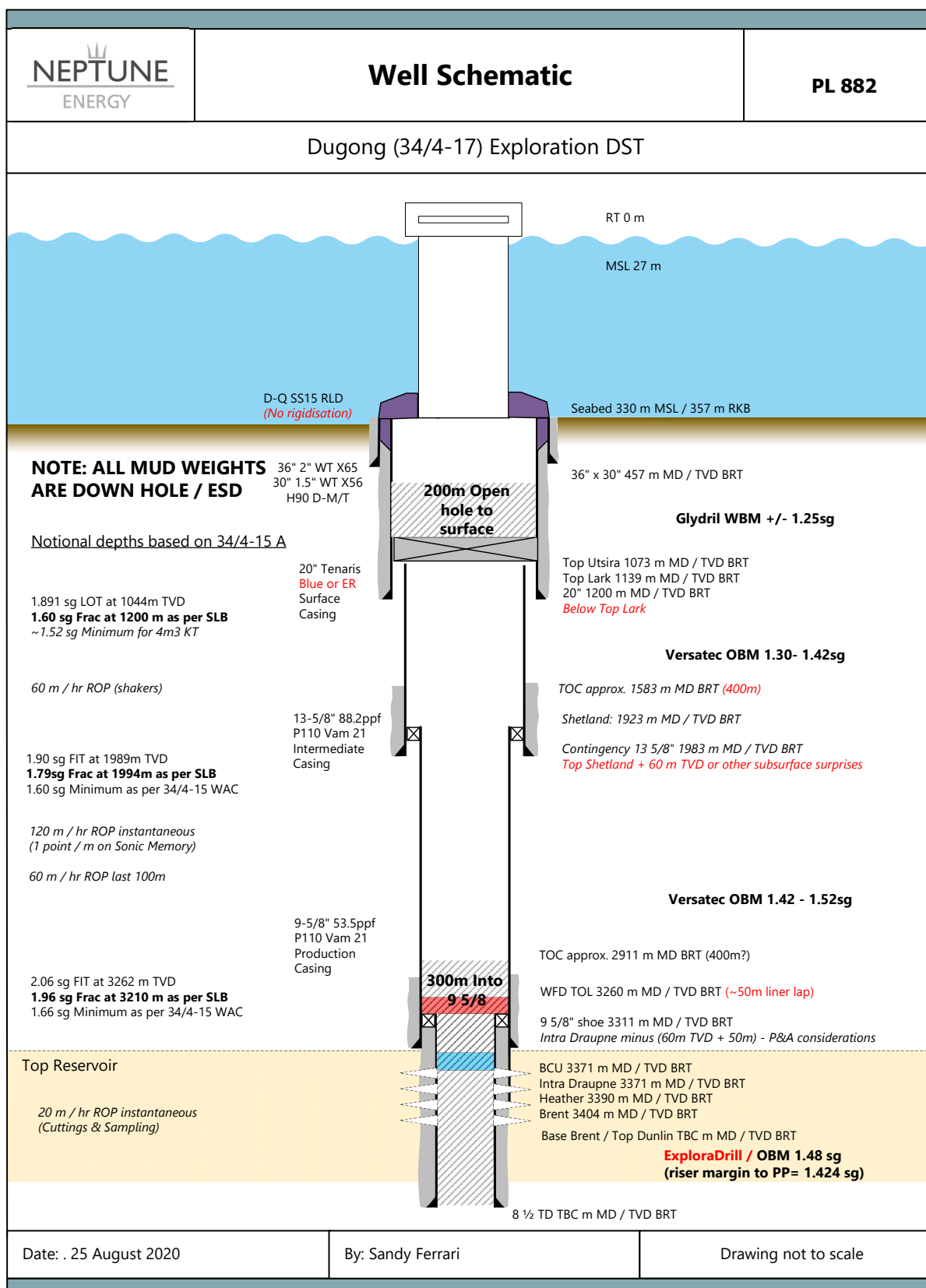
Dersom utfordringer oppleves under 12 1/4" boring vil hullet åpnes opp til en diameter av 17 1/2" med hjelp av en hullåpner. Planlagt lengde er ned til 1983 m MD. Hullet bores med et oljebasert borevæskesystem og foringsrøret på 13 5/8" planlegges sementert 200 - 400 m over settedyp.

12 1/4"- brønnseksjon

Oljebasert borevæske system er planlagt for 12 1/4" seksjonen. Et 9 5/8" foringsrør kjøres og planlegges sementert 300-400 m over settedyp.

8 1/2"- brønnseksjon

Seksjonen er planlagt boret med oljebasert borevæskesystem ned til en dybde av 3800 m MD. Ved funn blir det utført brønntest (DST) og datainnsamling vil bli gjennomført i henhold til eget program og deretter plugget permanent tilbake. Se Figur 3.3



Figur 3.3 Dugong Appraisal (P&A)

3.3 Brønntesting (Drill Stem Test)

Avhengig av brønnresultatet ved boring av Dugong Appraisal, planlegges det å gjennomføre en brønntest (Drill Stem Test, DST). Testen vil kjøres i Rannoch formasjon dersom en betydelig oljekolonne påtreffes og kjerneprøver, wireline logging, og væskeprøver fra reservoarbergarter tilsier gode resultater. En brønntest vil ha stor verdi for forståelsen av reservoars utstrekning og produksjonsegenskaper, og for å bevise kommersiell brønnproduktivitet i Dugong prospektet.

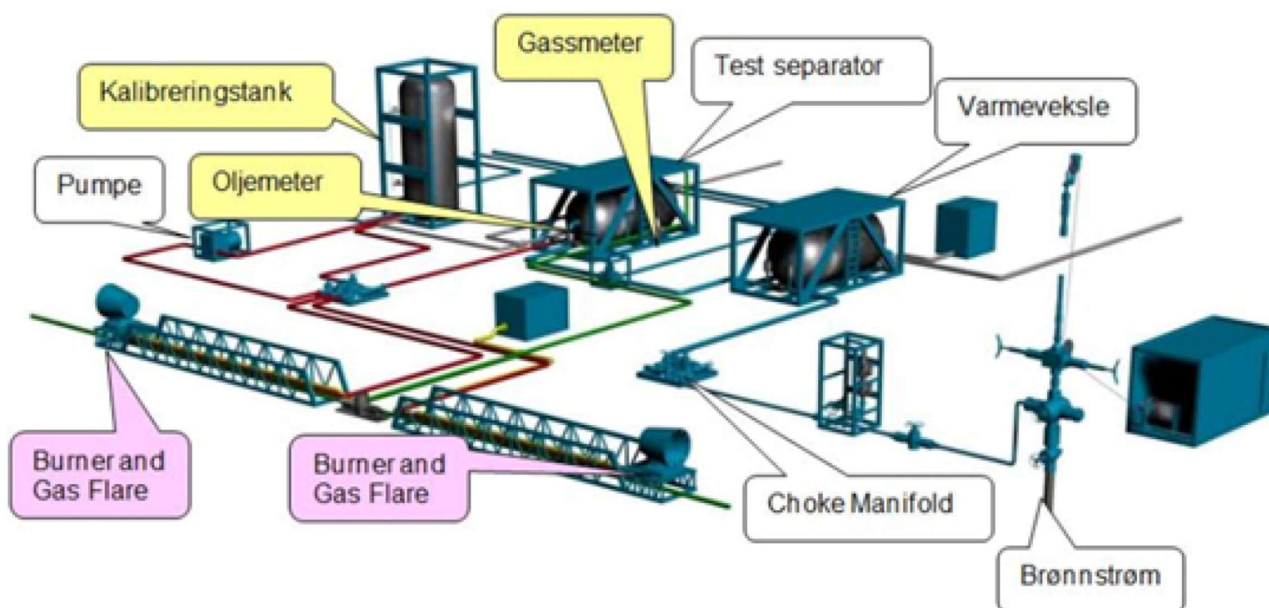
Formål med brønntesting er å:

- Vurdere produktiviteten i Rannoch-reservoaret og verifisere økonomiske produksjonsrater
- Undersøke reservoars utstrekning, kontinuitet og potensielle strømningsgrenser
- Bestemme reservoaregenskaper (k, h og skin) og redusere usikkerhet
- Ta representative væskeprøver (overflate og nedihulls)
- Skaff informasjon om reservoartrykk og -temperatur

Den endelige beslutningen om å teste vil være basert på kjerneprøver, wireline logging og reservoarvæskeprøver som blir skaffet fra MDT.

3.3.1 Brønntesteanlegget

Brønntesting brukes for å samle inn data som brukes som grunnlag for å vurdere om et nytt felt vil være økonomisk forsvarlig å bygge ut. Testeutstyret består av overflateutstyr for brønntesting og en testestreg (DST-streng) som plasseres i brønnen. Figur 3.4 viser et generisk brønntesteanlegg og Tabell 3.3 forklarer de forskjellige komponentene i et brønntesteanlegg. Før DST-strengen installeres blir brønnen rensket og borevæsken fortrent til saltvannsløsning (brine). Brønnen perforeres og produseres til overflaten for innsamling av data. Produsert væske blir samlet i en tank og gass og brennbar væske (hydrokarboner) forbrennes. Det benyttes to brennere som monteres på riggens brennerbom, på hver sin side av riggen. Dette gjør at en kan velge brenner etter værforholdene, for å sikre en god og sikker forbrenning av hydrokarboner. Væsker brukt under brønntesting kan gå til utslipp etter rensing ombord på riggen. Under forbrenning av olje og kondensat kan det forekomme nedfall til sjø. (Se 6.2 Utslipp ved brønntesting)



Figur 3.4 Generisk brønntesteanlegg

Tabell 3.3 Beskrivelse av utstyr benyttet ved brønntesting

Type utstyr	Beskrivelse
Testtre	• Del av primærbarrieren i brønnen. • Lokalisert på boredekk • Dette er et ventiltre som monteres direkte på produksjonsrøret i brønnen. Treet kan variere i størrelse, alt etter størrelsen på produksjonsrøret. Testtreet har sikkerhetsventiler som kan stenge inn produksjonen fra brønnen.
Choke-manifold	• Lokalisert i brønntest-området • Dette er en manifold med blokkeringsventiler og faste (utbyttbar) og justerbar strupeventil. • Det er på denne enheten at brønnstrømmen reguleres.
Varmeveksler	• Lokalisert i brønntest-området • Hensikten med varmeveksleren er å kunne justere separator-temperaturen. Målet er å ha en optimal temperatur i separatoren for best mulig separasjon. • Størrelsen på varmevekslerene varierer mye, alt etter energibehovet for å oppnå ønsket temperatur i separatoren.
Testseparator	• Lokalisert i brønntest-området • I testseparatoren separeres olje, gass og eventuelt vann fra hverandre. Dette ved hjelp av gravitasjonsseparering. • Separatoren inneholder bølgedempere, gass-utskillere, innløpsanordninger, overløpsplater etc. • Eksternt har enheten gass- og væskemålere, pluss normalt en enhet for å måle oljevolum-krymping.
Kalibreringstank	• Lokalisert i brønntest-området • Dette er en tank med kalibrert volum som brukes til å verifisere oljemålerne på testseparatoren under operasjon. Korreksjonsfaktorene benyttes direkte i målerapportene fra jobbene for å få best mulig målenøyaktighet under jobbene. • Tanken finnes i to hovedtyper, enkelt kammer, og dobbeltkammer. Bruken av enkelteller dobbeltkammer avhenger av brønnen sin beskaffenhet og operatørselskap preferanse.
Pumpe	• Lokalisert i brønntest-området • Hovedpumpen brukes til å pumpe kalibreringstanken tom. Pumpen pumper normalt oljen til brennerhodene på brennerbommen. • Pumpen har også mulighet for å pumpe oljen til lager- og transporttanker dersom det er behov for dette. • Pumpestørrelsen varierer en del, avhengig av hvordan brønnen forventes å oppføre seg. Alle pumpene er av sentrifugal type, og har girboks og elektromotor.
Brennerbom	• 2 stk. lokalisert på hver sin side av riggen. • Brennerbommen benyttes til å montere oljebrennerne på, samt rigg-kjøleutstyr ved behov. I tillegg har bommen gass flare linjer, en for separator gass og en lavtrykks gass linje fra kalibrerings tank • Brenner-bommene er typisk ca. 25 meter lange og kan håndtere en vekt på 750-1500 kg ytterst • Brennerbommene har normalt følgende linjer; oljelinje, høytrykksgass, lavtrykksgass, kjølevann, luft og på en del rigger en ekstra linje for sirkulering av olje til tank etter en jobb.
Brennerhode	• Lokalisert på brennerbom (ett på hver bom)
Høytrykks-gass flare	• Lokalisert på brennerbom (en på hver bom) • Selve høytrykks-flaren er normalt en del av det faste utstyret på en rigg. I noen tilfeller leveres spesial-flare tupper. • Alle høytrykks-flarene er av høyhastighets type.
Atmosfærisk lagertank	• Lokalisert i brønntest-området, eller i eget lagertank område • Lagertank for væske som ikke kan brennes. • Antall tanker varierer fra jobb til jobb, alt etter behov. • Væske-innholdet blir pumpet over på små transporttanker for transport til land. • Tankene inneholder spylesystemer for å fjerne bunnsedimenter.
Hjelpepumpe	• Lokalisert i brønntest-området, eller i eget lagertankområde • Brukes til å overføre væske mellom lagertanker, og fra lagertank til transporttank. • Denne typen pumper er alltid av membrantype, som tåler å bli eksponert for urene væsker.
Lavtrykks og/eller høytrykks væskeutskiller (knock-out pot)	• Tilleggsutstyr, lokalisert nedstrøms kalibreringstank. • Benyttes som ekstra sikringstiltak mot mindre væskemengder som kan følge med gassen fra kalibreringstanken til lavtrykks-gass flare på brennerbommen, hvis oljen kan danne skum som nivåkontrollen på kalibreringstanken ikke kan fange opp. • Lavtrykks væskeutskilleren skal normalt alltid være tørr innvendig. Hvis væske kommer ut av gassutløpet på kalibreringstanken vil en nivåbryter som sitter i bunnen av væskeutskilleren gi signal om overfylling av kalibreringstanken, slik at korrektivt tiltak kan iverksettes, eller anlegget stenges ned. • Volumet i væskeutskilleren er tilpasset tiden det tar å stenge ned brønnen, slik at ingenting går til sjøen hvis overfylling skjer.

Neptune Energys valg av testutstyr er basert på at det beste tilgjengelige utstyret og de beste teknikkene benyttes for å redusere forurensning. Testoperasjonen vil bli utformet og forvaltet på en slik måte at en best mulig forbrenning av brønnstrømmen oppnås og utslipp til sjø minimeres. En viktig komponent er brennerhoder med høy effektivitet og god

forbrenning av typen Sea Emerald Burner (Expro). Denne type brenner produserer mindre hydrokarbondråper enn konvensjonelle brennere, noe som reduserer potensialet for at hydrokarboner faller ut ved flammen. Brennerne har blitt mye brukt i Nordsjøen, og har vist seg å være meget effektive. Brenneren kan håndtere vannkutt på opp til 10-30 %, men det er ikke forventet noen vannproduksjonen under brønntesten. Under oppstart av brønnstrømmen, vil produserte væsker bli samlet i en tank. Rene brennbare væsker (hydrokarboner) vil bli brent, mens resten av væskene vil bli sendt til land for forskriftsmessig avhending.

3.3.2 Gjennomføring av brønntesten

Dersom brønnen blir testet, vil en 7" liner bli kjørt og sementert. Før installering av testestrengen vil BOP og stigerøret bli rensset og skrapet før det sirkuleres og fortrent med et lavpartikkel vannbasert kompletteringsvæskesystem som brukes gjennom hele testefasen. Såpekjemikaliene som brukes til rengjøring av brønnen vil ikke bli sluppet til sjø.

Valg av borevæskesystem er basert på følgende:

- Hindre hydratdannelse
- Redusere friksjon ved kjøring av testestreng
- Optimalisere for bruk av nedihulls testeventiler

Før perforering, vil testestrengen bli fortrent til baseolje for å generere et underbalansert trykk over reservoarintervallet. Baseoljen vil bli faklet, mens den tar inn brønnen på produksjon etter perforering av reservoaret. MEG vil bli injisert undervanns inn i brønnstrømmen tidlig i hver strømningsperiode for å forhindre eventuelle hydrater dannes på grunn av kalde «statistiske» brønntemperaturer. Når brønnen starter å strømme vil baseoljen produseres først. Men før rene hydrokarboner kommer til overflaten vil en blanding av baseolje, saltlake (NaCl brine) og borevæske komme frem. Denne blandingen vil bli samlet opp og sendt til land for destruksjon

Hele testeoperasjonen er planlagt å vare i 16 dager, men selve strømmingen av brønnen vil foregå i flere korte perioder med påfølgende innestengning og trykkoppbygging for å analysere reservoaret. Totalt er det derfor estimert at brønnen skal strømme i 48 timer, som er basis for utslippsberegningene. Forventet produksjon ved gjennomføring av brønntesten er 2700 Sm³ olje og med en tilhørende gassproduksjon på 566000 Sm³.

Testeanlegget består blant annet av separasjonsutstyr, hvor det er mulig å injisere bereskapkjemikalier for en forenklet behandling. I tillegg til selve prosessutstyret brukes det også lagertanker slik at man har tilstrekkelig kapasitet til å separere og mellomlagre produserte væsker som ikke kan brennes. Væske som har vært i kontakt med olje eller reservoaret og som er vanskelig å brenne, samles opp i transporttanker og sendes til land for forskriftsmessig behandling.

Et eventuelt utslipp av olje fra brønntesten vil bli observert fra riggen og fra fartøy dedikert til operasjonen. Om en hendelse skulle inntreffe og olje observeres på havoverflaten, vil nødvendige tiltak gjennomføres ihht. utslippets størrelse.

3.3.3 Tiltak for å sikre optimal forbrenning

Brønntesting vil bli planlagt og styrt på en måte som gjør at man reduserer totalforbruket av olje og gass mest mulig og sikrer høyeffektiv forbrenning for å minimalisere utslipp:

- For å redusere forbruk av olje og gass benyttes det nedihullssensorer i brønnen som formidler sanntidsdata (reservoartrykk og temperatur) til riggen og gjør det mulig å optimalisere strømming og kutte produksjonsperioder så snart nødvendige data er innsamlet.
- Kortere testvarigheter betyr mindre volum av forbrent gass og olje og dermed mindre utslipp. I tillegg reduseres total tid riggen er i bruk.

- Forbrenningen i oljebrennerne og gassfaklene overvåkes kontinuerlig for å sørge for optimal forbrenning og umiddelbar deteksjon av eventuelt oljesøl.
- Det er et overordnet mål å gjennomføre brønntesten med så små utslipp som praktisk mulig, inkludert å minimalisere røykdannelse. Skulle oljeutfall til sjø eller sotutfelling inntreffe, vil forbrenningsparameterne bli justert for å optimalisere forbrenningen. Hvis dette ikke kan gjøres umiddelbart, vil produksjonen bli stanset og ikke startet opp igjen før problemet er løst.
- Under oppstart av brønnstrømmen vil produserte væsker bli samlet opp i en tank. Den delen av væsken som er brennbar (hydrokarboner) vil bli brent, mens resten av væsken (ikke brennbar) vil bli rensset eller sendt til land for destruksjon.
- For å sikre best mulig forbrenning er det planlagt å bruke brennerhode av typen Sea Emerald Burner (Expro) som har forbrenningseffektivitet på 99,993 %.

Barrierer som skal forhindre oljesøl på dekk under testing inkluderer:

- Automatisk prosessnedstengningssystem som er ihht. NORSOK D-007.
- Nødstopp knapper flere plasser på riggen som stenger ned produksjonen. Det blir informert at det er alles plikt å stenge ned produksjonen om noen blir oppmerksom på forurensing.
- Spillkanter rundt hele brønntestområdet, ihht. NORSOK D-007. Dette kan håndtere et utslipp som tilsvarer minimum 110 % av volumet i den største tanken i anlegget (i tilfelle en av tankene ved et uhell blir mekanisk skadet og tømmes på dekk).
- Dekkdreneringspunkter som er mekanisk blokkert og forseglet for å hindre eventuelt oljesøl på dekk fra å komme ned i riggens dreneringssystem.
- Kontinuerlig bemanning av brønntestanlegget i drift for å sikre optimal operasjon av brennerne.
- Rutine for tømming av kalibreringstanken for ikke-brennbar væske før pumping av olje til brennerbom og oppstart av brønnopprensning.
- Lavtrykks væskeutskiller (knock-out pot) forhindrer overfylling av kalibreringstanken og eventuelt utslipp til sjø.
- Nitrogenspylte avlastningsventiler. Disse hindrer utslipp til luft og sjø ved oppstart av prosessanlegget.

4 Fysisk påvirkning av havbunnen

Fysisk påvirkning av havbunnen inkluderer oppankring av borerigg samt utslipp av borekaks og andre faste partikler. En vurdering av konsekvenser knyttet til disse aktivitetene er gitt i dette kapittelet.

4.1 Oppankring

Dugong Appraisal befinner seg på 330 meter havdyp, hvilket gjør at Deepsea Yantai kan opereres både i DP-modus og i Posmoor ATA. For boring på vinterstid planlegges det for at boreriggen Deepsea Yantai skal ligge oppankret siden dette vil gi bedre stabilitet samt lavere risiko for planlagt frakobling av stigerøret. Oppankring av Deepsea Yantai vil medføre fysiske påvirkninger av havbunnen når anker og ankerkjetting treffer havbunnen. Negative konsekvenser for bunnfauna kan både være relatert til direkte påvirkning fra anker/ankerkjettinger og oppvirvling og resedimentering av partikulært materiale. Fordypninger på havbunnen som skyldes påvirkninger fra ankerkjettinger vil typisk kunne være i størrelsesorden 2 meter brede og 1 meter dype (DNVGL, 2019). Som beskrevet i 2.3 Lokasjon består sedimentene av muddersand med et mindre antall sjøfjær og svamper. En naturlig utjevning og rekolonisering av havbunnen forventes i løpet av få år (OSPAR, 2009). Negative konsekvenser for sårbare miljøverdier ved oppankring av borerigg er derfor ikke forventet.

4.2 Borekaks og andre faste partikler

Borekaks

Borekaks generert ved boring av 9 7/8" pilothull og 42" x 36" seksjon vil bli sluppet til sjø på havbunnen, mens borekaks fra 26" seksjonen slippes ut fra riggen ved bruk av RMR. Borekaks med vedheng av vannbasert borevæske vil etter utslipp fra rigg spres og fordeles i vannmassene avhengig av partikkelstørrelse, strømstyrke og retning. Partiklene vil sedimentere i varierende avstand fra borelokasjonen. Utslipp av borekaks fra boring med vannbasert borevæske vil i hovedsak medføre negative konsekvenser på bunnlevende organismer som følge av lokal nedslamming og er forventet å være begrenset til et området på et par hundre meter fra borelokasjonen (DNVGL, 2019).

For seksjoner som bores med oljebasert borevæske vil borekaket med vedheng av oljebasert borevæske bli samlet sammen på vibrasjonsristen og deretter sendes til land som farlig avfall.

Spredningsanalyse for kaks er ikke utført for Dugong Appraisal da tettheten av sårbare arter (svamp og sjøfjær) er veldig lav (Se 2.3 Lokasjon). Det er ikke forventet negativ påvirkning på fisk eller bunnsamfunn som følge av utslipp av kaks og vannbasert borevæske med lavt organisk innhold og lav toksisitet.

Det søkes om å slippe ut 1318 tonn vannbasert borekaks til havbunnen mens 945 tonn oljebasert borekaks blir tatt til land for videre behandling. Oversikt over mengde kaks fra de ulike seksjonene er vist i Tabell 4.1. Det er benyttet Norsk olje og gass sin omregningsfaktor på 3,0 tonn kaks pr. m³ teoretisk utboret hullvolum.

Tabell 4.1 Estimerte mengder borekaks per seksjon for boring av Dugong Appraisal

Brønntype	Brønnseksjon	Estimert lengde (m)	Totalt hullvolum (m ³)	Borevæske	Håndtering av borekaks		
					Utslipp fra sjøbunn (tonn)	Utslipp fra rigg (tonn)	Transport til land (tonn)
Avgrensningsbrønn	9 7/8" pilothull (opsjon)	870	47	Sjøvann/Bentonitt	142		
	42"	127	125	Sjøvann/Bentonitt	375		
	26"	743	267	VBM Glydrill		802	
	17 1/2" (opsjon)	783	128	OBM Versatec			383
	12 1/4"	2111	169	OBM Versatec			506
	8 1/2"	489	19	OBM Versatec			56
Total					516	802	945

Sement

Sementering av brønnen vil som vist i Tabell 11.4 i medføre et totalt utslipp på opptil 101 tonn sementkjemikalier til sjø fordelt mellom 99 tonn grønne kjemikalier og resten gule. Sementkjemikaliene som slippes ut vil delvis sedimentere raskt i nærområdet rundt brønnen, mens mindre partikler kan fraktes lenger avsted. Noen av komponentene er vannløselige og vil fortynnes og løses i vann ved utslipp.

Utslipp av borekaks med vedheng av vannbasert borevæske og sement fra boreoperasjonen på Dugong Appraisal er vurdert å medføre små og forbigående konsekvenser for bunnfauna i form av lokal nedslamming begrenset til nærområdene rundt borelokaliteten.

5 Planlagt forbruk og utslipp til sjø

I forbindelse med planlagt boreaktivitet på Dugong Appraisal (34/4-17) søker Neptune Energy om tillatelse til følgende:

- Bruk og utslipp av bore- og brønnkjemikalier (vannbasert borevæske og sementkjemikalier)
- Bruk og utslipp av riggkjemikalier (riggvask, gjengefett, vannbehandlingskjemikalier og BOP-væsker)
- Utslipp av sanitærvann og organisk kjøkkenavfall
- Utslipp og håndtering av borekaks
- Utslipp av oljeholdig vann (drenasjevann)
- Bruk av kjemikalier i forbindelse med brønntesting
- Bruk av kjemikalier i lukket system* (hydraulikk)
- Bruk av oljebasert borevæske
- Tilstedeværelse og mulig bruk av beredskapskjemikalier

*Identifiserte kjemikalier i lukket system med krav til HOCNF og et mulig forbruk over 3000 kg pr. år, inkludert første fylling, etter krav i Aktivitetsforskriften § 62.

Det søkes kun om utslipp av kjemikalier i gul og grønn/PLONOR kategori. Detaljert beskrivelse av kjemikalier i de ulike miljøklassifiseringene er vist i 11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier.

Omsøkt bruk av kjemikalier i svart kategori er kjemikalier i lukket system. Disse vil under normale omstendigheter ikke gå til utslipp. Neptune Energy vil begrunne og rapportere eventuelt økt forbruk og utslipp av kjemikalier i forhold til anslagene, iht. HMS-forskriftene. Ved betydelig økning, vil behovet for ny søknad avklares med Miljødirektoratet.

Klassifisering av kjemikaliene som planlegges benyttet er utført iht. Aktivitetsforskriften § 63, med økotoksikologisk dokumentasjon i form av HOCNF. Basert på stoffenes iboende egenskaper er de gruppert som følger:

- Svarte: Kjemikalier som det kun unntaksvis gis utslippstillatelse for
- Røde: Kjemikalier som skal prioriteres spesielt for substitusjon
- Gule: Kjemikalier som har akseptable miljøegenskaper
- Grønne: PLONOR-kjemikalier

Kjemikalier som er klassifisert som gule og som har moderat bionedbrytbarhet (BOD mellom 20 % og 60 %), er videre klassifisert i følgende Y-kategorier utfra farepotensialet til degraderingsproduktene:

- Y1: Kjemikaliene forventes å være fullstendig biodegraderbart
- Y2: Kjemikaliene forventes å biodegraderes til produkter som ikke er miljøfarlige
- Y3: Kjemikaliene forventes å biodegraderes til produkter som kan være miljøfarlige

5.1 Sammendrag av omsøkte utslipp

Det søkes om et totalt utslipp av 1 425 tonn grønne kjemikalier og 104,5 tonn gule kjemikalier. Det søkes ikke om utslipp av røde eller svarte kjemikalier. Et sammendrag av omsøkte mengder forbruk og utslipp fordelt på bruksområder er vist i Tabell 5.1. En detaljert oversikt over forbruk og utslipp av kjemikalier fremgår av tabeller i 11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier. Kjemikaliemengder er beregnet ut fra informasjon fra HOCNF som er tilgjengelig i databasen NEMS Chemicals. Kjemikalier i gul eller rød kategori er valgt dersom det ikke er tilgjengelig produkter i grønn/PLONOR kategori som er teknisk akseptable. Det foreligger ingen planer om utslipp av kjemikalier i kategorien svart eller rød. Det blir ikke benyttet kjemikalier i kategori gul Y3.

En miljøvurdering av kjemikalier i kategori gul Y2 og rød er gitt i kapittel 5.1.1 Miljøvurdering av kjemikalier.

Tabell 5.1 Omsøkt forbruk og utslipp av kjemikalier på Dugong Appraisal

	Forbruk (tonn)			Utslipp (tonn)		
	Grønn	Gul	Rød	Grønn	Gul	Rød
Vannbasert borevæske	1 301	99	0	1 301	99	0
Oljebasert borevæske	914	577	12,8	0	0	0
Sementkjemikalier	1 004	23	0	99	1,7	0
Hjelpekjemikalier	25	3,8	0	25,4	3,5	0
Brønntestekjemikalier	557	118,6	0	0	0	0
Sum total	3 800	822	12,8	1 425	104,5	0

5.1.1 Miljøvurdering av kjemikalier

Neptune Energy legger vekt på å velge kjemikalier som gir minst mulig miljøskade ved utslipp til sjø. Fokus er å velge kjemikalier basert på vurdering av beste tilgjengelige teknikker (BAT), teknisk ytelse, erfaring fra drift, hensyn til helsefaktorer og miljømessige hensyn (beste miljøpraksis - BEP).

Kategoriseringen av kjemikalier og stoffer i kjemikaliene som planlegges benyttet under boringen er gjennomført på bakgrunn av økotoksikologisk dokumentasjon i form av HOCNF og er utført i henhold til Aktivitetsforskriften §§ 62 og 63.

Omsøkte kjemikalier er vurdert opp mot HOCNF-data mottatt fra de ulike kjemikalieleverandørene via databasen NEMS Chemicals. Den økotoksikologiske informasjonen fra HOCNF-databladene er benyttet til å vurdere stoffenes kategori (svart, rød, gul eller grønn) i henhold til aktivitetsforskriften § 63 og til å utføre en miljørisikovurdering. Gule kjemikalier er i tillegg kategorisert på bakgrunn av forbindelsene som dannes ved nedbrytning av kjemikaliene (Y1, Y2, Y3). Inndelingen av gule komponenter i underkategorier er basert på SKIM-veiledningen.

Kjemikalier kategorisert som grønne, gule og gule Y1 er alle fullt akseptable kjemikalier som utgjør veldig lav miljørisiko. Gule Y2 kjemikalier medfører også lav miljørisiko, mens gule Y3 medfører moderat miljørisiko - begge kategorier vurderes for substitusjon og har spesiell fokus. Kjemikalier i rød og svart kategori medfører hhv. høy og veldig høy/alvorlig miljørisiko, og skal, i henhold til Neptune Energys interne prosedyrer, forsøkes unngå brukt.

En miljøvurdering av produkter i kategoriene gul Y2 og rød er gitt i Tabell 5.2. Det er ikke benyttet kjemikalier i kategori gul Y3. Kjemikalier i grønn, gul og gul Y1 kategori er ikke beskrevet i tabellen, da miljørisiko ved bruk av disse kjemikaliene er vurdert som lav.

Tabell 5.2 Miljøvurdering og begrunnelse for bruk av kjemikalier i rød og gul Y2 kategori

Borevæskeskjema	Miljø-kategori	Miljøvurdering	Begrunnelse for bruk av kjemikalier i gul Y2 og rød kategori
Versatrol M	Rød	Produktet består av komponent som ikke har potensial for bioakkumulering, men som brytes sakte ned i marint miljø. Svært lite giftig.	Versatrol M sikrer de beste filtertapsegenskapene for å optimalisere for kjerne- og kabeloperasjoner. Komponenten, som er klassifisert rødt, må benyttes på grunn av temperaturen i brønnen, og stabilitet for å sikre kontroll på potensiell væsketap til formasjonen.
One-Mul NS	Gul Y2	One-Mul inneholder et langtkjedet fettsyrederivat og tilsettes oljebasert borevæske for å sikre stabilitet og brønnkontroll. Kjemikallet er lite giftig for vannlevende organismer og middels nedbrytbart. Noe potensial for bioakkumulering.	Komponenten, som er klassifisert Y2, må benyttes for å ha kontroll på mud stabilitet og sikre stabil trykkkolonne i brønnen.
Truvis	Gul Y2	Produktet består av kvartære ammoniumsforbindelser og har en moderat nedbrytning. Forventes å biogradere til stoff som ikke er miljøfarlig. Er ikke giftig for vannlevende organismer.	Komponenten, som er klassifisert Y2, må benyttes på grunn av temperaturen i brønnen og sikre kontroll for sin stabilitet og hullrensing.
Sementkjemikalier			
SCR-100L NS	Gul Y2	Benyttes som retarder i sementering. Produktet har moderat bionedbrytbarhet og er dermed på substitusjonslisten. For øvrig er kjemikallet biologisk inert ved å ikke bioakkumulere eller være giftig slik at miljørisiko vil være knyttet til marin kontaminering. Produktet brukes i sementblandinger og blir fanget i herdet sement slik at reell miljøeksponering er liten.	SCR-220L (gul Y1) vil delvis kunne erstatte SCR-100 L NS og bruken av kjemikallet er økende. Bruk av SCR-200L vil kreve et sterkere dispergeringsmiddel enn hva som finnes på markedet i dag.
Hjelpeskjema			
Erifon Stack Glycol	Gul Y2	Benyttes i BOP væske. Produktet har lav akutt giftighet og er ikke bioakkumulerende. Moderat bionedbrytbarhet.	Erifon stack Glykol som brukes på BOP har en liten tilsetning i gul Y2 klasse. Erifon stack Glykol er nødvendig i henhold til tekniske krav til BOP på Deepsea Yantai og er med på å sikre at den kan operere på en trygg og sikker måte.

Under boreoperasjonen på Dugong Appraisal vil det kun slippes ut kjemikalier i gul og grønn miljøkategori. Av disse kjemikaliene er størst miljørisiko knyttet til kjemikalier i kategori gul Y2, dvs. produkter som brytes langsomt ned og gir opphav til stabile komponenter som ikke er farlige for miljø. Disse kjemikaliene vurderes som akseptable, men Neptune Energy har fokus på denne type produkter som er en del av føre-var prinsippet. Videre vil det benyttes røde og svarte stoffer i forbindelse med hhv. oljebasert borevæske og i lukkede system. Disse stoffene vil ikke slippes ut til sjø.

5.1.2 Substitusjon

Ved kontraktsinngåelse og gjennom de ulike fasene av brønnarbeidet vil Neptune Energy følge opp leverandørene med hensyn til valg av kjemikalier, substitusjon eller utfasing av farlige kjemikalier som går til utslipp. Leverandørene har selv utarbeidet substitusjonsplaner for sine kjemikalier (i svart, rød eller gul Y2/Y3 kategori) og Neptune Energy vil i samarbeid med dem gjøre nødvendige vurderinger om mulighet for substitusjon eller utfasing. Videre er det utarbeidet prosesser for boreriggen knyttet til både substitusjon og kvalitetssikring av kjemikalier mhp. boretekniske problemstillinger og den totale miljøgevinsten. En substitusjonsplan for boreriggen vil bli utarbeidet.

Schlumberger er leverandør av borevæsker og Halliburton er leverandør av sementprogram til Dugong Appraisal. Tabell 5.3 og Tabell 5.4 viser en oversikt over kjemikalier som Schlumberger og Halliburton jobber med å finne mer miljøvennlige erstatninger for.

Substitusjonsplan for borevæsker planlagt benyttet for boring av Dugong Appraisal

Tabell 5.3 Borevæskeskjemikalier

Produkt/kjemikal	Funksjon	Miljøklassifisering	Helsefareklasse	Kommentar
ONE-MUL NS	Emulsifier	Gul Y2	H317	Testing av nye produkter pågår
TRUVIS (Bentone 128)	Viscosifier	Gul Y2	-	Ingen erstatning identifisert
VERSATROL M	Fluid Loss Control	Rød	-	Søker etter alternativer

Substitusjonsplan for sementkjemikalier planlagt benyttet for boring av Dugong Appraisal

Tabell 5.4 Sementkjemikalier

Produkt	Funksjon	Miljøklassifisering	Helsefareklasse	Foreslått substitusjon	Substitusjon kommentar
SCR-100 L NS	Retarder	Gul Y2	-	Delvis SCR-220L	SCR-220L er en mulig delvis erstatning, miljøklassifisering gul Y1. Har fått erfaring med å bruke produktet i 2015 - 2019. Økt anvendelse men trenger et sterkere dispergeringsmiddel for å kunne fullt ut bruke SCR-220L. Forskning og utvikling for å identifisere sterkere dispergeringsmiddel vil fortsette.

5.2 Bore- og brønnkjemikalier

5.2.1 Borevæskeskjemikalier

En oversikt over omsøkte mengder forbruk og utslipp av borevæske er vist i Tabell 5.1 og en detaljert oversikt over forbruk og utslipp av borevæskeskjemikalier fremgår av tabeller i kap. 11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier.

Brønnen er planlagt boret med vannbasert borevæske i de to øverste seksjonene mens det benyttes oljebasert borevæske i de tre nederste seksjonene, inkludert reservoarseksjonen. Brønnens kompleksitet øker med høy vinkel. Oljebasert borevæske vil gi bedre hullstabilitet også ved høyere temperatur og gi lavere risiko for svelling. Det er tidligere erfart gode resultater med bruk av OBM på brønner som er boret i området med tanke på hullkvalitet.

Schlumberger er valgt som leverandør av borevæsker. Tabeller i kapittel 11.1 Planlagt forbruk og utslipp av vannbasert borevæske og 11.2 Planlagt forbruk av oljebasert borevæske viser beregnet forbruk og utslipp av kjemikalier i vannbaserte og oljebaserte borevæsker, samt gir en oversikt over andelen av grønne, gule og røde stoffer. En miljøvurdering av borevæskeskjemikalier i kategori gul Y2 og rød, og begrunnelse for bruk, er gitt i 5.1.1 Miljøvurdering av kjemikalier.

Utslipp av borevæske skal i størst mulig grad begrenses ved gjenbruk og resirkulering. Borevæske brukt i brønn kan under operasjoner kontamineres med sement eller additiver slik at borevæsken havner utenfor spesifikasjonen og ikke kan rekondisjoneres for gjenbruk. Som målsetting er det satt 80% gjenbruk på oljebasert borevæske og 70% gjenbruk på vannbasert borevæske.

Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske som renses og samles opp på riggen vil bli sendt til godkjent avfallsmottak på land.

Dersom det under boring oppstår vesentlige utfordringer (hullrenskning, fastkjørt borestreng, brønnustabilitet osv.), er det identifisert beredskapskjemikalier som vil bli benyttet i boreslammet. For detaljer om beredskapskjemikalier, se 12 Vedlegg B - Beredskapskjemikalier.

5.2.2 Sementkjemikalier

I bore- og brønnoperasjoner benyttes sement hovedsakelig for å fundamentere lederør og brønnhodet ved havbunnen, samt støpe fast foringsrør slik at det oppnås trykklisolering mellom de forskjellige formasjonene som man borer gjennom.

Hovedkomponentene i sementblandingen er sement og vann. I tillegg er det nødvendig å tilsette forskjellige kjemikalier for å tilpasse de fysiske og kjemiske egenskapene til både sementblandingen og den ferdig herdede sementen. Disse kjemikaliene omtales som additiver og tilsettes vanligvis i vannet som blandes med sementen. Når man lager en sementblanding på riggen er det en rekke væsker som blandes med sement i en jevn strøm, samtidig som den ferdige blandingen pumpes ned i brønnen. Når blandingen er plassert i brønnen, vil sementen størkne. Det er kun planlagt bruk av kjemikalier i gul og grønn miljøkategori, hvor ett av de gult klassifiserte produktene har en andel Y2-komponent. En miljøvurdering av borevæskeskjemikalier i kategori gul Y2, og begrunnelse for bruk, er gitt i Tabell 5.2.

Sement vil under boring av brønnen komme i retur til sjøbunn ved sementering av 36"x30" lederør og 20" foringsrør. Det er planlagt med et overskudd av 300% sement for sementering av 36"x30" lederør og 100% for 20" foringsrør. Overskuddet av sement er nødvendig for å sikre tekniske krav som gir brønnhodet den strukturelle støtte det kreves for operasjonen. Det er dette sementvolumet som utgjør hoveddelen av utslippene til sjø. Volumet av sement som brukes er avhengig av faktisk hullstørrelse og sementvolum brukt på selve jobben.

Sementering av 9 5/8" foringsrør (og eventuell 13 5/8" foringsrør) vil ikke bli sementert opp til sjøbunn. Derfor vil det ikke bli utslipp av sement fra disse seksjonene, men vaskevann med rester av sement og sementkjemikalier vil slippes ut til sjø.

Det planlegges for bruk av skum-sement ved sementering av 20" foringsrør. Dette inngår i sementutslipp beregningene.

Vaskevann med rester av sement og sementkjemikalier vil slippes ut til sjø for hver enkel sementeringsoperasjon. Dette volumet er inkludert i søknaden.

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for å beregne utslippsmengder til sjø:

- Ved sementering av topphullseksjonene (lederør og foringsrør) er det lagt til grunn et utslipp av sement på cirka 300 prosent av hullvolumet for lederøret og 100 prosent av hullvolumet for foringsrøret som følge av retur til sjøbunn.
- Utslippsmengdene inkluderer også utslipp av vaske- og blandevann for hver jobb. Dette volumet kommer som følge av spyling av linjer, forskyvningstank og miksekar, samt vasking av sementenheten. Utslippsmengden er basert på erfaringsmessige forhold, og rutiner er etablert for å redusere utslipp av blandevann mest mulig.
- I utslippsmengden for sement er det også inkludert et mulig utslipp av tørr sement. Denne utslippsmengden er grunnet fjerning av sement fra "surgetanken" etter jobben for å hindre den i å stivne. Så langt det er praktisk mulig blir mesteparten av mengden tørr sement samlet opp for gjenbruk eller sendt til land.

Halliburton er valgt som leverandør av sementkjemikalier. Tabeller i 11.4 Planlagt forbruk og utslipp av sementeringskjemikalier gir detaljert oversikt over beregnet forbruk og utslipp av sementkjemikalier, samt oversikt over andelen av grønne og gule stoffer.

En miljøvurdering av kjemikalier i kategori gul Y2, samt begrunnelse for bruk, er gitt i Tabell 5.2.

5.2.3 Hjelpekjemikalier

Forbruk og utslipp av riggekjemikalier på Deepsea Yantai omfatter BOP-kontrollvæske, riggvaskemiddel, gjengefett og vannbehandlingskjemikalier. I tillegg brukes det kjemikalier i lukkede systemer samt brannskum. Mengden kjemikalier som planlegges forbrukt og sluppet ut fra Deepsea Yantai er estimert ut fra de planlagte operasjonene og boreriggens tekniske utstyr, med en total varighet på inntil 71 dager. Tabell 11.5 gir en detaljert oversikt over beregnet forbruk og utslipp av hvert enkelt hjelpekjemikalie. Smøremidler som ikke medfører utslipp, og som dermed ikke har krav til HOCNF ihht § 62 i aktivitetsforskriften, er ikke inkludert.

BOP-væsker

BOP-enheten er plassert på sjøbunnen og styres ved hjelp av hydraulisk signaloverføring. BOP-væsken Erifon HD603HP, klassifisert som gul, brukes ved aktivering og testing av ventiler og systemer på BOP-en. BOP-væsken blandes ut i vann sammen med frostvæsken Erifon Stack Glycol i gul Y2-kategori. 100% av forbruk av disse kjemikaliene vil slippes til sjø.

Riggvaskemiddel

Vaske- og rengjøringskjemikalier brukes til rengjøring av dekk, tanker og olje-/fett-holdig utstyr m.m. Vaskemidlene er overflateaktive væsker som har til hensikt å øke løseligheten av olje i vann. Vaskemiddel som planlegges benyttet på Deepsea Yantai er Microsit Polar, kategorisert som gult. Alt brukt vaskemiddel vil slippes til sjø etter at vannet er rensset i rensanlegget.

Gjengefett

Gjengefett benyttes som smøring ved sammenkobling av borestreng, foringsrør og marine stigerør for å beskytte gjengene, og for å sikre korrekt sammenkobling slik at farlige situasjoner unngås. Valg og bruk av gjengefett foretas etter vurdering av beste tilgjengelige teknologi (BAT), inkludert teknisk ytelse, erfaring fra drift, hensyn til helsefaktorer og miljømessige hensyn. For borestreng og stigerør planlegges det å bruke gjengefettet Jet-Lube NCS 30 ECF, kategorisert som gult med hensyn til miljøpåvirkning. For foringsrørene planlegges det å bruke gjengefettet Bestolife 4010 NM, kategorisert som gult med hensyn til miljøpåvirkning.

Utslipet av gjengefett anslås til 10% av forbruket ved bruk av vannbasert borevæske. Ved boring med oljebasert borevæske vil overskytende gjengefett følge borekaks til rigg og bli sendt i land. Det vil dermed ikke være utslipp av gjengefett under boring med oljebasert borevæske.

Brannskum

Kjemikalier i brannvannsystemet inngår som beredskapskjemikalier på riggen. Deepsea Yantai benytter brannskummet RE-HEALING RF1-AG, 1% Foam Concentrate. Det skal ikke søkes om utslippstillatelse for beredskapskjemikalier, men produktet er vurdert og godkjent ihht interne krav og Aktivitetsforskriften §§62 - 64. Kjemikallet innehar HOCNF og er klassifisert som gult. Et eventuelt forbruk og utslipp av brannskum på riggen vil være i forbindelse med testing av systemet eller utløsning av anlegget ved en reell hendelse og vil bli registrert og rapportert.

Kjemikalier i lukkede systemer

Det er gjort en vurdering av hvilke hydraulikkvæsker/oljer i lukkede systemer som omfattes av Aktivitetsforskriften §62 og kravet om HOCNF ut fra et forventet årlig forbruk høyere enn 3000 kg per år per innretning, inkludert første oppfylling samt utskiftning av all væske i systemet. På boreriggen Deepsea Yantai er det to kjemikalier som kommer inn under dette kravet: Hyspin AWH-M 46 og Alpha SP150. For boreoperasjonen som inkluderer boring av et hovedsteg og et sidesteg vil forbruket være mindre enn 3000 kg.

Kjemikalieproduktene som benyttes i de lukkede systemene vil under normale omstendigheter ikke slippes ut. Avhending av disse produktene ved utskiftning gjøres i henhold til plan for avfallshåndtering og de spesifikke kravene som er gitt for avfallsbehandling.

Vannbehandlingskjemikalier

Det planlegges bruk av to kjemikalier til behandling av oljeholdig vann, Rena Clean A og Rena Clean B. Begge har gul miljøklassifisering.

5.2.4 Beredskapskjemikalier

Av tekniske og operasjonelle sikkerhetsmessige årsaker kan beredskapskjemikalier komme til anvendelse dersom det skulle oppstå uventede situasjoner av bore- eller brønnteknisk art. Dette er kjemikalier som ikke er planlagt brukt, men som kan bli nødvendig under operasjonen. Det er etablert operasjonelle prosedyrer gitt et behov for disse kjemikaliene.

En oversikt over beredskapskjemikalier knyttet til boring på Dugong Appraisal er vist i 12 Vedlegg B - Beredskapskjemikalier. Det skal ikke søkes om utslippstillatelse for beredskapskjemikalier og forbruk av disse kjemikaliene vil gå utover det som er omsøkt av planlagte kjemikalier. Produktene er vurdert og godkjent i henhold til

interne krav og Aktivitetsforskriften §§ 62 og 64, og HOCNF er tilgjengelig i databasen NEMS Chemicals. Et eventuelt bruk og utslipp av beredskapskemikalier vil bli rapportert i den årlige utslippsrapporten til Miljødirektoratet.

5.2.5 Kjemikalier benyttet ved brønntest

Det vil være forbruk av borekemikalier inkludert monoetylglykol (MEG) under operasjonen. Planlagt forbruk og utslipp er oppgitt i Tabell 11.3. For å unngå hydrattdannelse ved lave temperaturer/trykkdifferensialer vil MEG bli blandet inn i brønnstrømmen ved sjøbunnen i oppstarten av hver opprensning, og ellers ved behov.

Det vil i tillegg være beredskapskemikalier ombord på riggen som tas i bruk dersom behovet oppstår (Tabell 12.3). Kjemikaliene går ikke til utslipp, men følger brønnstrømmen opp til riggen.

5.3 Oljeholdig vann

5.3.1 Drenasjevann

Det vil være utslipp av drenasjevann fra boreriggen. Drenasjesystemet ombord på riggen kan settes i lukket modus, slik at vannet går til slop tanker i stedet for til utslipp. Alle avløpsystemer har doble barrierer, inkludert sementenhet. Drenasjesystemet styres fra kontrollrommet på boreinnretningen, og mengder loggføres. Utslipp går gjennom en automatisk måler for å kontroll av olje-i-vann innhold. Ved høyere verdier enn 15 ppm vil vannet automatisk rutes til lagertanker i stedet for til utslipp. (Se 5.3.2 Rensing av oljeholdig vann).

5.3.2 Rensing av oljeholdig vann

Riggen har installert en RENA slopbehandlingsenhet som renser slop og sikrer <15 mg olje per liter vann før utslipp til sjø. Åpne avløp blir ledet gjennom oppsamlingstanker, hvor to sensorer i hver tank måler oljeinnholdet. Ved oljeinnhold >15 ppm lukkes den doble overbordventilen og drenasjevannet ledes til olje-vann separator. Vann fra boreområder og andre områder hvor det kan forekomme vann med hydrokarboner er knyttet til et lukket avløpssystem og rutes til slop tank og videre til slopbehandlingsenheten som renser slop og sikrer <15 mg olje per liter vann før utslipp til sjø.

Måleprogram for boreriggen som inkluderer måling og beregning av utslipp til sjø er utarbeidet (Odfjell Drilling, 2020).

5.3.3 Brønntesting

Utslipp til sjø forutsetter akseptabel renhetsgrad. Væsker som ikke kan brennes eller er forurensset med hydrokarboner, vil bli sendt til land som farlig avfall.

5.4 Sot og oljenedfall knyttet til formasjonstest

Utslipp av sot og oljenedfall kvantifiseres basert på estimert forbruk av gass, olje og baseolje i forbindelse med brønntest av brønnen. Olje med lavt svovelinnhold vil ved forbrenning generelt gi mindre utslipp av sot og støv og lavest utslipp fra naturgass. Generering av sot fra naturgass er beregnet av Carbon Limits AS og strekker seg fra 0,167 til 0,684 g sot/Sm³ gass. (Carbon Limits, 2013 og 2015). Den eneste tilgjengelige utslippsfaktoren fra sot ved forbrenning av råolje har vært 25 g sot/kg forbrent olje (Norsk Energi, 1994) noe som må anses å være svært konservativ siden den ikke representerer dagens teknologi. Maritim sektor har forøvrig benyttet faktoren 0,35 g sot/kg

brennstoff i ved forbrenning i motorer. SINTEF har de senere år utført målinger av utslippene fra to formasjonstester fra to ulike brønner, både i 2018 og 2019. Her ble utslippene målt til mellom 0,42 - 0,98 g sot/kg forbrent olje, noe som er mer likt faktoren som er benyttet i maritim sektor.

Det finnes ingen nyere faktor for beregning av oljenedfall til sjø. Standardfaktor fra Norsk olje og gass for beregning av oljenedfall til sjø er på 0,05 % av oljevolumet ved formasjonstesting noe som må anses som svært konservativ. Dette er betraktelig høyere enn informasjonen innhentet fra utstyrsleverandøren som opererer med en nedfallsfaktor på <0,007 %. Samtidig som SINTEF foretok målinger av sot, overvåket de også havoverflaten fra supplybåt og droner. I løpet av de tre dagene hvor brønnen ble testet ble det ikke observert oljenedfall på overflaten noe som bekrefter at oljenedfallet er svært lavt under normale operasjonsbetingelser.

I Tabell 5.5 er resultatene presentert som et område med et lavt anslag basert på de laveste verdiene og et konservativt anslag med de høyeste verdiene.

Tabell 5.5 Estimert på utslipp av sot og oljenedfall under testing av Dugong Appraisal

Komponent	Enhet	Estimert mengde	Sot lavt (tonn)	Sot høyt (tonn)	Ufullstendig forbrent olje - lavt (tonn)	Ufullstendig forbrent olje - høyt (tonn)
Naturgass	Sm ³	566 000	0,09	0,39	-	-
Olje	tonn	2252	0,95	2,21	0,1577	1,13
Baseolje	tonn	14	0,01	0,01	0,00098	0,007
Total			1,05	2,61	0,159	1,13

Tabell 5.6 Faktorer benyttet til beregning av sotdannelse og oljenedfall

Faktorer	lav	høy	Kilde
Oljenedfall (%)	0.007 %	0.050%	EXPRO (Sea Emerald Burner), NOROG 2020 (Standardfaktor 1992)
Sot fra gassfakling (g/Sm ³)	0.167	0.684	Carbon Limits AS 2013; 2015
Sot fra oljefakling (kg/tonn)	0.42	0.98	SINTEF 2018; 2019

5.5 Miljøvurdering av utslipp fra mulig brønntest

Gitt at all ufullstendig forbrent olje fra brønntestingen når sjøoverflaten, kan det dannes tynne oljefilmer. En tynn oljefilm antas å ha en varighet som strekker seg fra minutter til timer før den brytes opp, avhengig av vind- og bølgeforhold. Forbedringer i teknologi, prosedyrer og miljøbevissthet er alle måter å redusere mengde uforbrent olje på sjøoverflaten. Observasjonene som ble gjort av SINTEF (Se 5.4 Sot og oljenedfall knyttet til formasjonstest) viser at oljeflak på havoverflaten ikke dannes så lenge brønntesten foregår normalt.

Forvarming (for å unngå at kald væske kommer til brenneren) og prosedyrer i den innledende prosessen er kritiske for en suksessfull testing. Så derfor vil Neptune Energy:

- Se til at prosedyrer er optimalisert slik at mindre søl i den innledende fasen unngås helt ved at væske som ikke det ikke kan garanteres brenner, sendes på land.
- Sørge for at eventuell olje kommer opp til riggen og testeanlegget for første gang når det er gode lysforhold.
- Påse at prosedyrer er dokumentert i sjekkliste for preperforering og etterstrømningskontroll, samt i miljøsjekkliste brønntest.

5.5.1 Miljøkonsekvenser av sot og oljenedfall

Sot

Utslipp av sot vil redusere den reflekterende albedoeffekten på hvite og isdekte områder som igjen medføre absorbering av lysenergi og dermed gi økt oppvarming og ismelting i Arktis. (Faglig forum for norske havområder, 2019). Erfaringsmessig vil det kun være kortere perioder med sotedannelse i løpet av brenneperiodene med det valgte utstyret. Det er derfor lite sannsynlig at utslipp av sot fra formasjonstesten vil ha miljøpåvirkning av betydning. Per dags dato foreligger det ikke gode modeller for sotutslipp fra brønntester eller fakling. Derfor har ingen modellering blitt gjennomført for sotutslippene fra brønntest på brønnen.

Oljenedfall

Med de planlagte avbøtende tiltak for å forsikre optimal forbrenning (Se 3.3.3 Tiltak for å sikre optimal forbrenning), vil olje fra eventuelt oljenedfall raskt naturlig dispergeres og det vil ikke dannes et utslippsflak på overflaten. Derfor forventes det ingen akutt effekt på miljøressursene i området, og heller ikke noen effekt på populasjonsnivå. Mulig miljørisikobidrag fra oljenedfall anses som neglisjerbare. Oljenedfall nedblandet i vannsøylen vil kunne føre til økte hydrokarbonkonsentrasjoner lokalt. Dette kan bidra til en midlertidig forringelse av den lokale sjøvannkvaliteten. Basert på resultatene fra miljørisikoanalysen, anses mulige konsekvenser for fisk som svært små/neglisjerbare.

Miljørisiko

Før brønntesting igangsettes, blir brønnen godt sikret med installasjon av liner og foringsrør. Trykk- og temperaturforhold er kjent. I tillegg er et nedihullsverktøy installert med en 2,25" indre diameter, noe som reduserer den potensielle strømningshastigheten fra brønnen. I tillegg er standard låsing/failsafe-tekniske systemer på plass. Sannsynligheten for en utblåsning under brønntesting er derfor lavere enn i andre faser og operasjoner under boring av brønnen.

Basert på historiske kilder kan utblåsninger forekomme i forbindelse med brønntesting. Det er registrert 7 hendelser i forbindelse med leteboringsoperasjoner av totalt 223 utblåsninger i tilknytning til selve leteboringen (Sintef, 2011). Basert på SINTEF data har brønntesting et begrenset bidrag til den totale utblåsningsfrekvensen for leteboring (ca. 3 %). Dette betyr at utblåsningsfrekvensen som benyttes som grunnlag for miljørisikoanalysen for brønnen inkluderer brønntestingsfasen, og at antall brønntester planlagt for brønnen har begrenset bidrag til det totale risikonivået.

Hvis vi antar en oljefilmtykkelse på 10 µm som den nedre grense for skader på sjøfugl, er området for potensiell virkning mindre enn 0,1 km² selv for et konservativt estimert område. Gitt den lave tilstedeværelsen av sjøfugl i området, vil dette føre til en meget liten potensiell effekt. Som en konklusjon, regnes den potensielle effekten av brønntest på sjøfugl som svært lav.

Det antas at den potensielle strømningshastigheten av olje til sjø, gitt en brønntestingsutblåsning, er innenfor utfallsrommet av strømningshastigheter som er lagt til grunn for miljørisikoanalysen. Risikoen for utblåsning i forbindelse med brønntesting er dermed inkludert i miljørisikoanalysen.

6 Utslipp til luft

Utslipp til luft omfatter avgasser fra kraftgenerering i form av forbrenning av diesel samt utslipp i forbindelse med en eventuell brønntest. Kraft genereres ved hjelp av dieseldrevne motorer og kjeler. Total mengde utslipp til luft er vist i Tabell 6.4

6.1 Utslipp ved kraftgenerering

Energianlegget om bord på Deepsea Yantai omfatter 6 dieselmotorer (generatorer) og 2 kjeler med en total ytelse på 45,6 MW. Gjennomsnittlig dieselforbruk i forbindelse med kraftgenerering på Deepsea Yantai er estimert til 27 tonn per døgn ved oppankring. Tetthet til diesel er satt til 0,855 tonn/m³ og typen diesel som leveres til riggen har et lavt svovelinhold på 0,05 %. For boreoperasjonen på Dugong Appraisal vil det være utslipp til luft under normal drift. Oversikten inkluderer ikke utslipp som følge av maritim drift av boreriggen, som er regulert gjennom internasjonale maritime avtaler (IMO-krav).

For beregning av utslipp til luft er Norsk olje og gass' standardfaktorer, (Norsk olje og gass, 2020) benyttet for estimering av utslipp, med unntak av NOx som er riggsesifikk (Odfjell Drilling, 2020). Følgende utslippsfaktorer er benyttet:

- CO₂: 3,17 tonn/tonn diesel
- NO_x: 43,55 kg/tonn (riggsesifikk)
- nmVOC: 0,005 tonn/tonn diesel
- SO_x: 0,001 tonn/tonn diesel

Måling og kontroll av dieselforbruk på Deepsea Yantai vil gjøres i henhold til måleprogrammet for riggen (Odfjell Drilling, 2020).

Beregnet utslipp til luft fra kraftgenerering under boreoperasjonene er vist i Tabell 6.1.

Tabell 6.1 Utslipp til luft ved kraftgenerering

Aktivitet	Varighet (dager)	Dieselforbruk (tonn)	CO ₂ (tonn)	NO _x (tonn)	nmVOC (tonn)	SO _x (tonn)
Forbruk per døgn	-	27	87	1,2	0,14	0,03
Boring av hovedbrønn	41	1 122	3 556	48,9	5,6	1,1
Brønntest (DST)	30	821	2602	35,7	4,1	0,8
Totalt	71	1 943	6 158	84,6	9,7	1,9

6.2 Utslipp ved brønntesting

Det planlegges for å utføre en brønntest ved avbrenning av brønnstrøm ved eventuelle funn i Dugong Appraisal. Det vil bli benyttet brennerteknologi som maksimiserer forbrenning og minimaliserer uforbrent nedfall. Estimert forbrent mengde er totalt maksimum 566 000 Sm³ naturgass og 2700 Sm³ olje. Den totale produksjonstiden under oljetesten er beregnet til 48 timer.

Estimerte produserte mengder for brønntesten samt utslipp til luft i forbindelse med brønntesten er vist i Tabell 6.2. Utslippsfaktorer anbefalt av Norsk olje og gass er benyttet i søknadsfasen (Tabell 6.3), med unntak av SO_x. Her er det konservativt antatt at det er inntil 5 ppm H₂S og 10 mg/l svovel som samsvarer en olje med lavt svovelinhold.

Tabell 6.2 Utslipp til luft i forbindelse med brønntesting av 34/4-17 Dugong Appraisal

Utslipp av	Mengde (Sm ³)	CO ₂ (tonn)	NO _x (tonn)	nmVOC (tonn)	SO _x (tonn)	CH ₄ (tonn)
Naturgass	566 000	1324	6,79	0,034	0,008	0,14
Baseolje	17	44	0,05	0,046	0,045	n/a
Olje	2 700	7 069	8,25	7,360	-	n/a
Totalt	568 717	8 438	15,1	7,4	0,052	0,14

Tabell 6.3 Utslippsfaktorer for brønntesting anbefalt av Norsk olje og gass

Energivare	CO ₂	NO _x	nmVOC	SO _x	CH ₄
Naturgass	2,34 tonn/1000 Sm ³	0,012 tonn/1000 Sm ³	0,00006 tonn/1000 Sm ³	0,000000014 tonn/1000 Sm ³	0,00024 tonn/1000 Sm ³
Olje	3,17 tonn/tonn	0,0037 tonn/tonn	0,0033 tonn/tonn	0,00002 tonn/tonn	-

Neptune Energy vil tilstrebe å innhente utstys-, olje- og gassspesifikke utslippsfaktorer for brønntest utført ved et eventuelt funn på Dugong Appraisal. Endelige utslippsfaktorer som skal benyttes ved rapportering vil bli utarbeidet i samarbeid med leverandør.

6.3 Totale utslipp til luft under boreoperasjonen

Den totale mengden utslipp til luft fra boring og brønntesting er vist i Tabell 6.4.

Tabell 6.4 Total mengde utslipp til luft

Aktivitet	Utslipp i tonn				
	CO ₂	NO _x	SO _x	nmVOC	CH ₄
Utslipp ved kraftgenerering	6 158	85	1,9	9,7	-
Utslipp ved brønntesting	8 438	15	0,05	7,4	0,14
Totale utslipp	14 596	100	2,0	17,2	0,14

7 Avfallshåndtering

I forbindelse med boreoperasjonen vil generert avfall bli kildesortert, og det vil være generell fokus på avfallsreduksjon. NOROG sine retningslinjer for avfallsstyring (Norsk olje og gass, 2019) vil bli benyttet ved håndtering av alt avfall. Prinsippet om reduksjon av avfallsmengder ved kilden vil bli fulgt. Riggens mål er at ~95% av avfallet blir sortert.

Næringsavfall og farlig avfall vil bli håndtert i henhold til Forskrift om gjenvinning og behandling av avfall (Klima- og Miljødepartementet, 2018).

Gjenbruk av materialer og borevæsker vil bli gjennomført der hvor det er mulig.

Avfall vil bli sortert i containere og transportert til land for forsvarlig håndtering og sluttbehandling iht. gjeldende regler. Avfallet sorteres i følgende kategorier:

- Papp og papir
- Treverk
- Glass
- Plast
- EE-avfall
- Metall (jern og stål)
- Matbefengt og brennbart avfall
- Restavfall
- Farlig avfall

Sanitærvann og organisk kjøkkenavfall

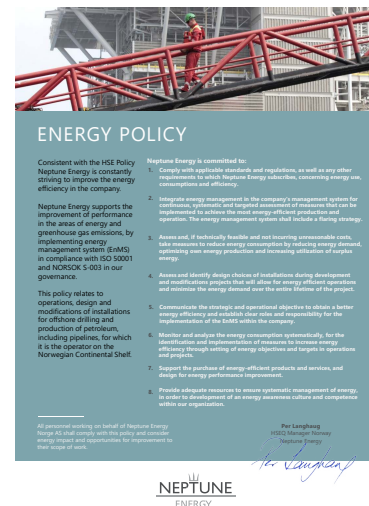
Sanitært avløpsvann behandles og slippes til sjø. Våtorganisk avfall (matavfall) kvernes og slippes til sjø.

8 Energiproduksjon og energieffektivitet

I henhold til Neptune Energys HMS retningslinjer (Figur 2.2) jobber Neptune Energy kontinuerlig med å forbedre energieffektiviteten i selskapet, og har implementert et energistyringssystem iht ISO 50001 og NORSOK S-003. Energipolitikken (Figur 8.1) gjelder for drift, design og modifikasjoner av innretninger for boring og produksjon av petroleum, inkludert rørledninger, hvor Neptune Energy er operatør på norsk kontinentalsokkel.

Neptune Energy er gjennom sin Energi Politikk forpliktet til å:

- Overholde gjeldende standarder og forskrifter, samt eventuelle andre relevante krav, vedrørende energiforbruk og effektivitet.
- Integrere energiledelse i selskapets styringssystem for kontinuerlig, systematisk og målrettet vurdering av tiltak som kan implementeres for å oppnå den mest energieffektive produksjonen og driften. Energistyringssystemet skal inneholde en strategi for faking.
- Vurdere og, hvis teknisk gjennomførbart uten urimelige kostnader, implementere tiltak for å redusere energiforbruket ved å redusere energibehovet, optimalisere egen energiproduksjon og øke utnyttelsen av overskuddsenergi.
- Vurdere og identifisere designvalg som i utbyggings- og modifikasjonsprosjekter gir mulighet for energieffektiv drift og minimerer energibehovet over prosjektets levetid.
- Kommunisere det strategiske og operasjonelle målet for å oppnå bedre energieffektivitet og etablere klare roller og ansvar for implementeringen av energistyringssystemet innen selskapet.
- Definere mål relatert til energi i drift og prosjekter og deretter systematisk overvåke og analysere energiforbruket for å identifisere og gjennomføre tiltak for å øke energieffektiviteten.
- Støtte anskaffelse av energieffektive produkter/tjenester/design som medfører forbedring av energiforbruket.
- Ha tilstrekkelig med ressurser tilgjengelig for å sikre systematisk energistyring samt utvikling av kompetanse og en kultur for energibevissthet innenfor organisasjonen.



Figur 8.1 Neptune Energy Norges Energy Policy

Alt personell som arbeider på vegne av Neptune Energy Norge AS skal overholde denne energipolitikken og vurdere energipåvirkning og muligheter for forbedring innenfor eget arbeidsområde.

Odfjell Drilling har implementert energiledelse i sin HMS Policy og sine Environmental Principles. I tillegg er energiledelse identifisert som en av hovedprioriteringene i selskapets HSEQ program for 2019.

Det er utarbeidet en riggs spesifikk energiledelsesplan for Deepsea Yantai (Odfjell drilling, 2019). Målet for planen er å optimalisere energiutnyttelse og redusere driftskostnader ved å aktivt og ansvarlig styre energiforbruk på riggen.

9 Miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning

Dette kapittelet omfatter et sammendrag av miljørisiko- og beredskapsanalysen for avgrensingsbrønn Dugong Appraisal i PL882 (Akvaplan-niva, 2020), samt Neptune Energy sitt forslag til beredskap mot akutt oljeforurensning.

9.1 Krav om miljørisiko- og beredskapsanalyse

Regelverkskrav til miljørettede risiko- og beredskapsanalyser ved akutt oljeforurensning er ivarettatt i analysene for Dugong Appraisal. Spesielt relevante deler er:

- Forurensningslovens § 40 om beredskap og § 41 om beredskapsplaner
- Styringsforskriftens § 16, som blant annet beskriver krav til analyser, kriterier for oppdatering og sammenheng mellom analyser
- Styringsforskriftens § 17, om risikoanalyser og beredskapsanalyser
- Rammeforskriftens § 11, om prinsipper for risikoreduksjon, § 20 om samordning av beredskap til havs, § 21 om samarbeid om beredskap samt § 48 om plikten til å overvåke og fjernmåle det ytre miljøet
- Aktivitetsforskriftens kapittel 10, om overvåkning av det ytre miljøet, som også omhandler overvåkning relevant for akutte utslipp
- Aktivitetsforskriftens kapittel 13, om beredskap

9.2 Gjennomførte analyser

Akvaplan-niva har gjennomført en referansebasert analyse av miljørisiko og beredskapsbehov for Dugong Appraisal, basert på nylig utført miljørisiko- og beredskapsanalyse for Dugong Tail (Akvaplan-niva, 2020). Tabell 9.1 gir en oversikt fra GAP-analysen mellom Dugong Appraisal og Dugong Tail. Avstand til land og nærmeste SVO er marginalt kortere for Dugong Appraisal sammenlignet med Dugong Tail, og avstanden til nærmeste beredskapsressurs marginalt større. Disse forskjellene vurderes som ubetydelige med hensyn til miljørisiko og oljevernberedskap.

Da alle øvrige vurderingskriterier for Dugong Appraisal er identiske med Dugong Tail er konklusjonen at miljørisiko- og beredskapsanalyse utført for Dugong Tail også er gyldig for boringen av Dugong Appraisal.

Tabell 9.1 Verdier for vurderingskriteriene i gapanalysen for henholdsvis Dugong appraisal og Dugong tail

Parameter	Dugong Appraisal	Dugong Tail
Hendelsessannsynlighet (10^{-4})	1.06	1.06
Fluidtetthet (kg/Sm ³)	826	826
GOR (Sm ³ /Sm ³)	116	116
Vektet rate (Sm ³ /d)	6580	6580
Vektet varighet (dager)	7	7
Tid for boring av avlastningsbrønn (dager)	60	60
Avstand til nærmeste land (km)	144	146
Avstand til nærmeste SVO (km)	109	111
Avstand til nærmeste beredskapsressurs (km)	37	34

Analysene av miljørisiko og beredskapsbehov er gjennomført iht. Norsk olje og gass sine veiledninger for denne typen analyser (OLF, 2007; Norsk Olje og Gass, 2013). Analysene er gjennomført på en transparent og etterprøvable måte.

9.3 Akseptkriterier og ytelseskrav

Neptune Energy har utarbeidet akseptkriterier for miljørisiko, samt ytelseskrav for oljevernberedskapen som er anvendt i analysen av beredskapsbehov og dimensjoneringen av beredskapsnivået.

Akseptkriterier for miljørisiko

Akseptkriteriene angir en akseptgrense for frekvensen av miljøskade i ulike alvorlighets kategorier. Prinsippet som anvendes er at restitusjonstiden skal være ubetydelig i forhold til forventet frekvens av en hendelse som fører til miljøskade. Dermed aksepteres lavere sannsynlighet for at hendelser som kan føre til miljøskade i de høyere konsekvenskategoriene inntreffer (Tabell 9.2).

Miljørisiko som overstiger selskapets akseptkriterier vurderes som miljømessig uakseptabel og risikoreduserende tiltak skal da gjennomføres. Selv om miljørisikoen ikke overstiger akseptkriteriet, skal miljørisiko reduseres etter ALARP-prinsippet (As Low as Reasonably Practicable), med hovedfokus på tiltak som reduserer sannsynligheten for en hendelse.

Tabell 9.2 Neptune Energys akseptkriterier for aktiviteten

Betegnelse	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
Varighet av miljøskade	0,1-1 år (1)	1-3 år (3)	3-10 år (10)	> 10 år (20)
Operasjonsspesifikt akseptkriterium (pr. operasjon)	1,00 x 10 ⁻³	2,50 x 10 ⁻⁴	1,00 x 10 ⁻⁴	2,50 x 10 ⁻⁵

Ytelseskrav for oljevernberedskap

Neptune Energy har etablert ytelseskrav for oljevernberedskap som angitt i Tabell 9.3. Disse danner grunnlaget for beredskapsanalysen.

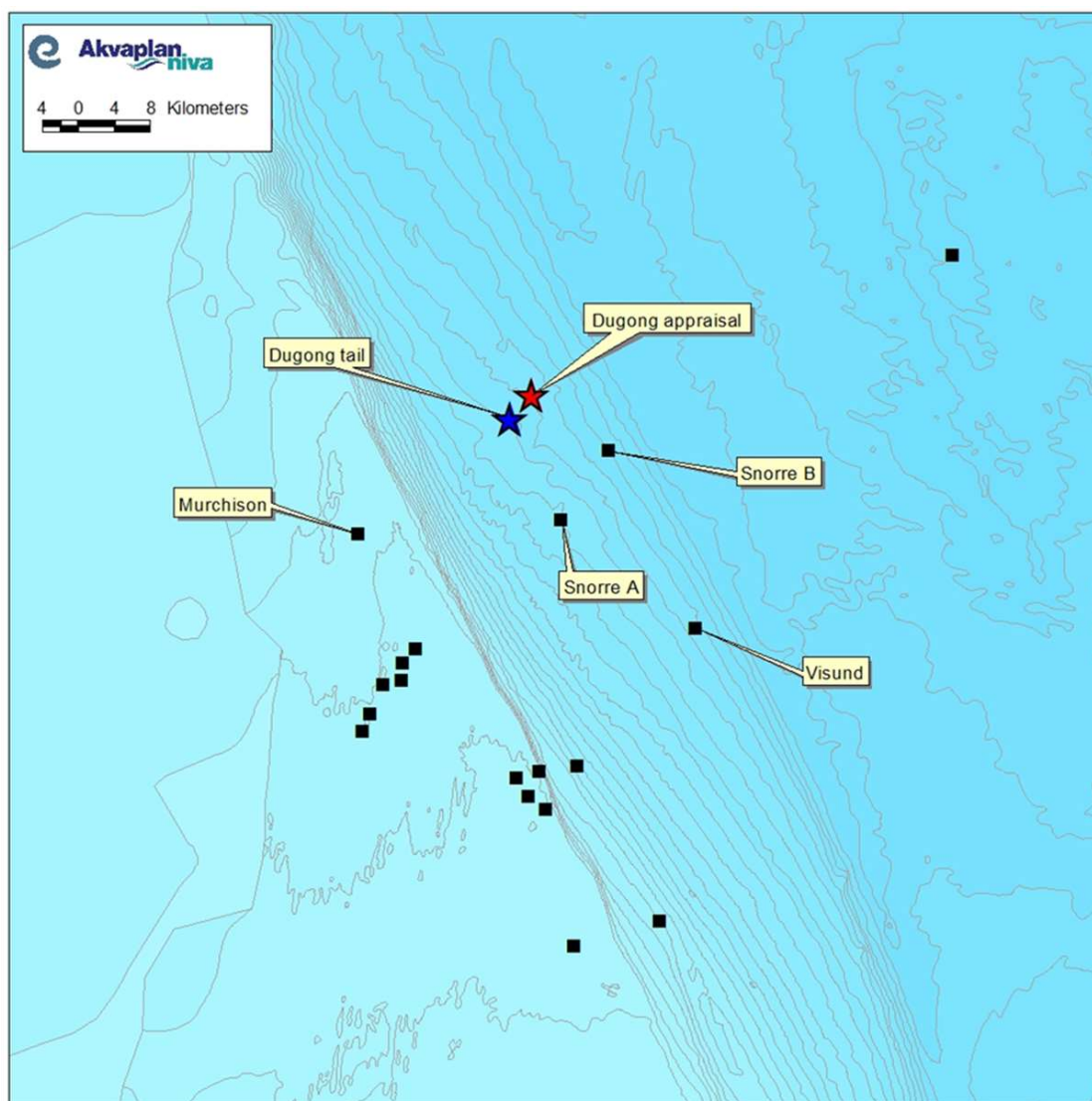
Tabell 9.3 Neptune Energys ytelseskrav til oljevernberedskap for Hamlet

Element	Effektkrav	Kommentar
Dimensjonerende hendelse		Tap av brønnkontroll. Utblåsning med olje
Dimensjonerende rate	Vektet utstrømningsrate (lete og avgrensningsbrønn)	Tall fra den brønnsesifikke utblåsningsanalysen
Første aksjonsplan	Innen 2 timer	Sendes til Kystverket
Kartlegging	Kartlegging bla. mht. utbredelse, drivretning og utslippsmengde skal settes i gang snarest mulig etter at den akutte forurensningen er oppdaget. Tykkelsesfordeling på oljeplak på havoverflaten skal kartlegges	
Kapasitet i barriere 1 og 2	Kunne håndtere den emulsjonsmengden som kan tilflyte barriereren ved vektet utstrømningsrate	Aktivitetsforskriften § 73
Responstid for system #1	Operasjonsavhengig. Best oppnåelig responstid	Avhengig av oljeegenskaper og miljørisiko, samt kost/ nytte-vurdering
Responstid for full barriere	Operasjonsspesifikk. Innen 95-prosentil av korteste drivtid til land	Komplett barriere 1
Kapasitet i barriere 3 og 4 (kystnær beredskap)	Operasjonsspesifikk. Kunne håndtere den emulsjonsmengden som kan tilflyte barrieren etter at effekten	Aktivitetsforskriften § 73

Element	Effektkrav	Kommentar
	av forutgående barriere er lagt til grunn.	
Responstid for systemene i barriere 3 og 4	Innen 95-prosentil av korteste drivtid til land, iht. operasjonsspesifikke oljedriftssimuleringer	
Kapasitet i barriere 5 (strandrensing)	Operasjonsspesifikk. Kunne håndtere den emulsjonsmengden som kan tilflyte barrieren etter at effekten av forutgående barriere er lagt til grunn.	Aktivitetsforskriften § 73
Responstid for systemene i barriere 5	Personell og utstyr skal være tilgjengelig innen 95-prosentil av korteste drivtid	Gjelder prioriterte områder
Miljøundersøkelser	Snarest mulig og senest innen 48 timer etter at forurensningen ble oppdaget	

9.4 Lokasjon og tidsperiode

Brønnens geografiske plassering er vist i Figur 9.1 De dominerende strømforholdene i området vil medføre at influensområdet for et eventuelt større utilsiktet oljeutslipp i hovedsak vil ligge i Norskehavet.



Figur 9.1 Posisjon til Dugong Tail, Dugong Appraisal og nærliggende overflateinnretninger

Simuleringer av oljens drift og spredning er gjennomført for hele året, for et sett utstrømningsrater og -varigheter. Resultatene presenteres separat for hver av de fire sesongene vinter (desember-februar), vår (mars-mai), sommer (juni-august) og høst (september-november).

9.5 Egenskaper til referanseoljen

Basert på vurderinger av reservoaregenskaper og kunnskap fra nærliggende aktiviteter har Neptune Energy valgt Snorre B som referanseolje for denne miljørettede risikoanalysen.

Snorre B har en tetthet på 826 kg/m³. Oljen danner stabile olje-i-vann-emulsjoner med høyt vann-innhold. Fullt vannopptak er inntil 80%, som nås etter 6 timer ved 15 m/s vindstyrke og >5 døgn ved 2 m/s vindstyrke (ved 5 °C vanntemperatur/vinterforhold). Emulsjon av Snorre B har relativt lang levetid på overflaten under lave til moderate vindforhold. Ved 10 m/s vind og 5 °C vanntemperatur er volumet av emulsjon 176 % av utslippsvolumet av olje.

Det er ikke angitt dispergerbarhet av emulsjon i forvitningsstudiet, men det oppgis at det er nødvendig med høy dosering av emulsjonsbryter for å bryte emulsjoner som har forvitret noen dager på sjøen.

For detaljert massebalanse og endringer i ulike egenskaper som en funksjon av tid etter utslipp, vann-temperatur og vindforhold vises det til forvitningsstudien (SINTEF, 2004). Oljens nøkkelegenskaper mht. olje-vernberedskap er sammenfattet i [NOFOs Planverk](#).

9.6 DFUer og dimensjonerende hendelser

Av de definerte fare- og ulykkessituasjonene (DFU-ene), så er ukontrollert utstrømning fra reservoaret som en følge av tap av brønnsk kontroll vurdert å være dimensjonerende for den miljørettede risiko- og beredskapsanalysen. For Dugong Appraisal er det benyttet en standard utblåsningsfrekvens for avgrensingsboring på 1.06 x 10⁻⁴ pr. brønn (Lloyd's, 2020).

Tabell 9.4 viser de utstrømningsratene og -varighetene som ligger til grunn for oljedriftsberegningene.

Tabell 9.4 Rate-/varighetsmatrise for Dugong Appraisal. Disse kombinasjonene av utslippsrater og -varigheter modelleres i OSCAR og danner grunnlaget for videre beregninger (Add Energy, 2020).

	Rate (Sm ³ /d)	Sannsynlighet for raten	Sannsynlighet for varigheten		
			2 døgn	15 døgn	52 døgn
Overflate-utblåsning	2631	0,5995	0,90	0,05	0,05
	11286	0,351	0,85	0,10	0,05
	17893	0,03465	0,75	0,15	0,10
	28470	0,01485	0,75	0,15	0,10
	Rate (Sm ³ /d)	Sannsynlighet for raten	Sannsynlighet for varigheten		
			2 døgn	15 døgn	60 døgn
Sjøbunns-utblåsning	2362	0,5995	0,50	0,25	0,25
	11179	0,351	0,50	0,25	0,25
	17893	0,03465	0,25	0,25	0,50
	27643	0,01485	0,25	0,25	0,50

9.7 Naturressurser i området

En utfyllende beskrivelse av natur- og miljøressurser i området er gitt i vedlegg 2 (kapittel 11) i den miljørettede risiko- og beredskapsanalysen til Duong Tail (Akvaplan-niva, 2020).

Analysene er gjennomført med best tilgjengelige datasett egnet for kvantitative miljørisikoanalyser etter MIRA-metoden;

- Seks arter av sjøfugl – SEATRACK (2019), modellert fordeling
- Øvrige arter av sjøfugl – Norsk Institutt for Naturforskning (SEAPOPOP-data, 2019)
- Kystsel – Havforskningsinstituttet (2009), Hval – HI og APN (2013)
- Gyteområder for fisk – Havforskningsinstituttet (2020)
- Strand – Akvaplan-niva (2018)

9.7.1 Sjøfugl

I den miljørettede risikoanalysen beskrives artene med utgangspunkt i atferdsinndelingen i økologiske grupper. Der gis det en generisk beskrivelse av de ulike gruppenes sårbarhet og tilstedeværelse i havområdet, samt en kortfattet artsbeskrivelse for utvalgte nøkkelarter. Denne beskrivelsen av artenes utvikling tar utgangspunkt i SEAPOPs nøkkellokaliteter.

Endringene i bestandsfordelingen for artene gjennom året er ivare tatt i analysene, da datasettene har månedlig oppløsning.

Sjøfugl i analyseområdet

Pelagiske dykkere

Artene alke, lomvi og lunde er blant de pelagiske dykkerne som er tilstede i analyseområdet hele året. Hekkingen foregår i store kolonier i den ytre kystsonen fra april til juli, typisk i fugle fjell. Resten av året tilbringer gruppen mye tid på havoverflaten i næringssøk.

Kystbundne dykkere

Kystbundne dykkere, som flere arter av lommer, ender og dykkere, er tilstede i kystområdene. Artene i denne gruppen har ulik utbredelse i hekkesong, trekk- og myteperiode, og ved overvintring. Noen av artene har tilstedeværelse sommerstid, men ikke vinterstid, eller er fraværende i enkeltmåneder iht. datasettet. Tilstedeværelsen angitt for artene i SEAPOP-datasettene er individuell og måneds-oppløst.

Pelagiske og kystbundne overflatebeitere

Gråmåke, havhest, krykkje og svartbak er tilstede i analyseområdet i åpent hav hele året. Måkeartene har sterk tilstedeværelse sommerstid. Tilstedeværelsen vinterstid er lavere, da mange trekker sørover til Europa.

9.7.2 Marine pattedyr

Marine pattedyr har svært ulik sårbarhet, og de enkelte artene kan også ha varierende sårbarhet gjennom året.

Kystsel

Haverten er utbredt langs store deler av kysten, fra Rogaland i sør til Finnmark i nord. I kasteperioden (september-desember) og hårfellingsperioden (februar-mars) er arten mer sårbar for forurensning av olje, når dyrene samles i større antall på skjær og holmer i den ytre kystsonen.

Steinkobben er utbredt i hele analyseområdet, hovedsaklig inne i fjordene. Artens sårbarhet er høyest i kasteperioden (juni-juli). Hårfellingen foregår etter kastingen (juli-august). I denne perioden går arten nødig i vannet og sårbarheten er noe høyere.

Hval

Både spekkhogger, spermhval og vågehval har viktige leveområder i analyseområdet. Disse vil kunne berøres av et større utilsiktet oljeutslipp ifm. den planlagte boringen av Dugong Appraisal. Graden av overlapp, i tid og rom, er vurdert i den miljørettede risikoanalysen (Akvaplan-niva, 2020).

9.7.3 Fisk

Norskehavet er viktig både som gyte-, oppvekst- og leveområde for flere fiskeslag. De sist oppdaterte datasettene fra Havforskningsinstituttet (HI) er benyttet i vurderingene av mulige konsekvenser og miljørisiko for fisk. Vi gjør oppmerksom på at gyteområder for fisk varierer fra år til år, og områdene angitt i datasettene vil være å anse som områder der gyting kan foregå.

9.7.4 Sensitive strandområder

Kysttypene innenfor analyseområdet er nærmere beskrevet i ressursbeskrivelsen i den miljørettede risikoanalysen (Akvaplan-niva, 2020). Det er i hovedsak strandberg (skjærgårdskyst) som dominerer. Dette er en mindre sensitiv kysttype med tanke på sårbarhet overfor oljeforurensning. Det er noe sandstrender og steinstrender, samt blokk- og klippestrender, i analyseområdet.

9.7.5 Bunnfauna

Den vanligste revdannende korallen i norske farvann er steinkorallen *Lophelia pertusa*. Norge har de største kjente forekomstene av kaldtvannskorallrev i verden. Korallrevene vokser svært sakte, fra noen millimeter til maksimalt 2 centimeter i året. De eldste delene av korallrevene er således flere tusen år gamle. De komplekse revstrukturene er levested for talløse marine arter og vurderes som meget viktige yngle- og oppvekstområder.

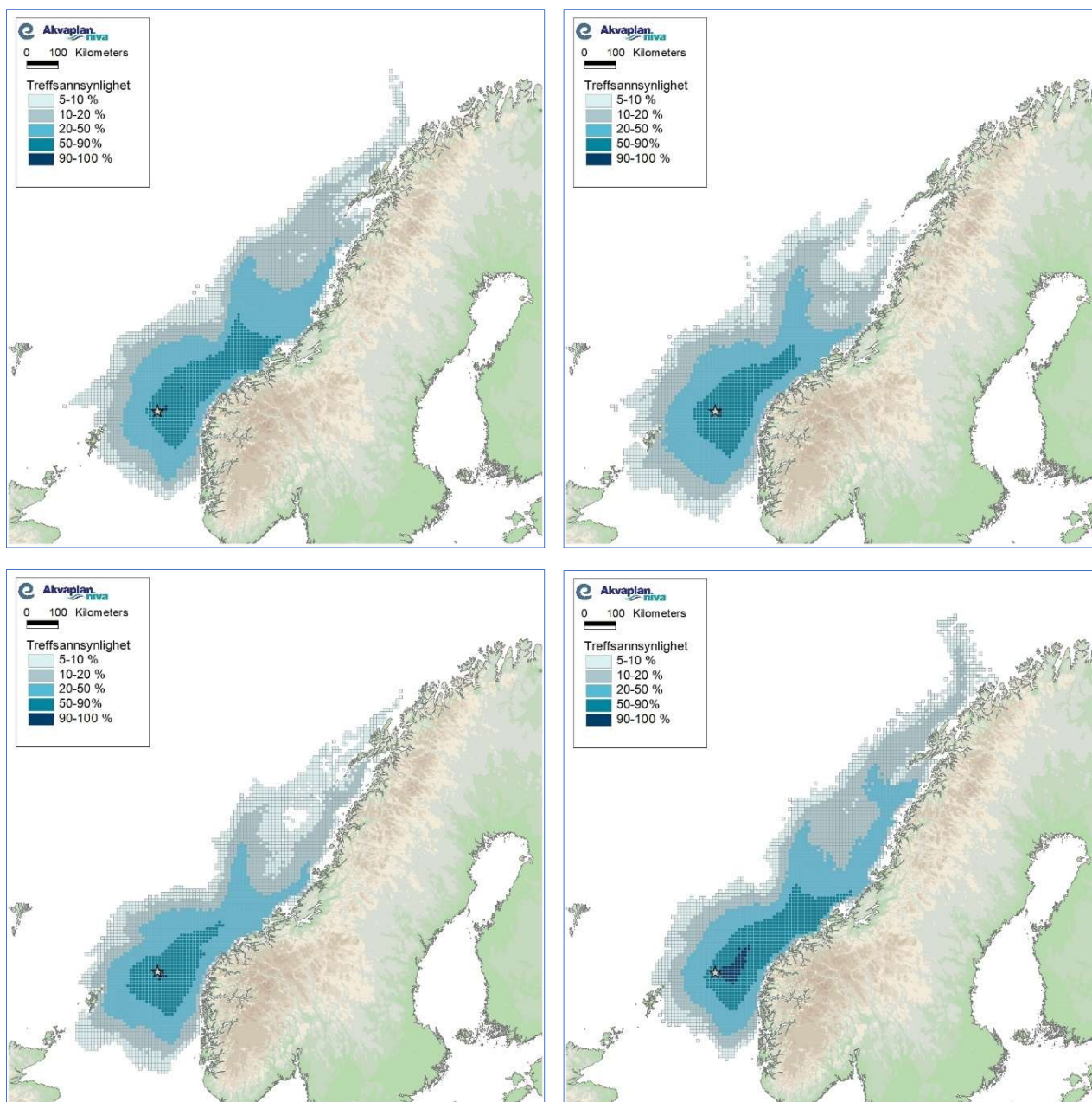
De viktigste korallrevene i Norskehavet finner vi i dyprennene utenfor Møre og Romsdal, Trøndelag, Vesterålen og Lofoten.

9.8 Drift og spredning av olje

Oljedriftsberegninger er gjennomført med versjon 11.0.1 av MEMW (OSCAR), med data for vind og strøm fra 2007-2016, iht. beste praksis ved start av analysene.

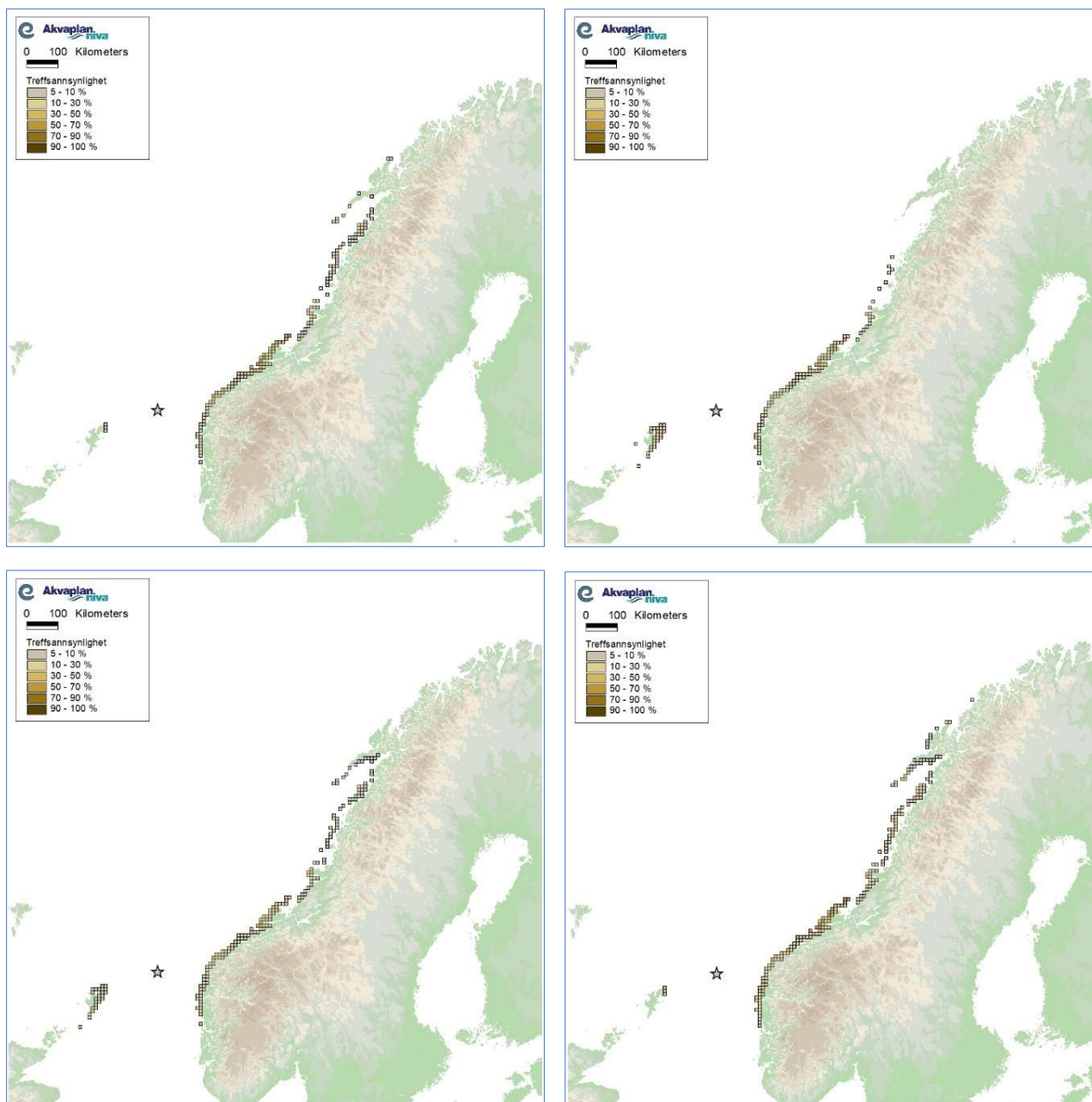
Det er gjennomført modellering av 24 kombinasjoner av utslippsrater, varigheter og utslippsdyp, tilsammen 5760 simuleringer av overflate- og sjøbunnsutslipp fordelt over hele året (1416 simuleringer for vinteren, 1456 for våren, 1456 for sommeren og 1432 for høsten).

Figur 9.2 viser det aggregerte influensområdet, for hver av årets 4 sesonger. (Akvaplan-niva, 2020).



Figur 9.2 Influensområdet ved tap av brønnkontroll (utblåsning) fra Dugong appraisal for sesongene vinter (øverst til venstre), vår (øverst til høyre), sommer (nederst til venstre) og høst (nederst til høyre).

Figur 9.3 viser påslagsområdet på land ved en sjøbunnsutblåsning under boringen av Dugong Appraisal.



Figur 9.3 Influensområdet på strand ved tap av brønnkontroll (utblåsning) fra Dugong appraisal for sesongene vinter (øverst til venstre), vår (øverst til høyre), sommer (nederst til venstre) og høst (nederst til høyre).

En utblåsning, med de strømningsratene som ligger til grunn for dette studiet, har en sannsynlighet for stranding på 63-87 %, avhengig av sesong. Et større utilsiktet utslipp under boring vil kunne berøre deler av norskekysten fra Hordaland til Troms. Hendelser med de største ratene og lengste varighetene vil kunne berøre både Nordsjøen og Norskehavet.

95-prosentilen av størst strandet mengde i vintersesongen er 23 166 tonn emulsjon (ikke medregnet effekten av beredskapen som etableres for brønnen). 95-prosentilen av minste drivtid til land i vintersesongen er 9,1 døgn. 8 av NOFOs eksempelområder har mer enn 5 % sannsynlighet for treff gitt en utblåsning under boringen av brønnen. 6 av disse har en 95-prosentil for minste drivtid som er kortere enn 20 døgn.

9.9 Miljørisikoanalyse

Miljørisikoanalysen (Akvaplan-niva, 2020) er gjennomført etter MIRA-metoden (Norsk Olje og Gass, 2013) for sjøfugl kystnært og i åpent hav, for marine pattedyr med datasett som er egnet for kvantitative analyser, for strand og for utvalgte arter av fisk. Samtlige resultater fra oljedriftsberegningene (alle utslippsrater og varigheter) ligger til grunn for analysene, noe som gir et omfattende resultatsett. De nyeste kvalitetssikrede data-settene er benyttet for samtlige ressurser.

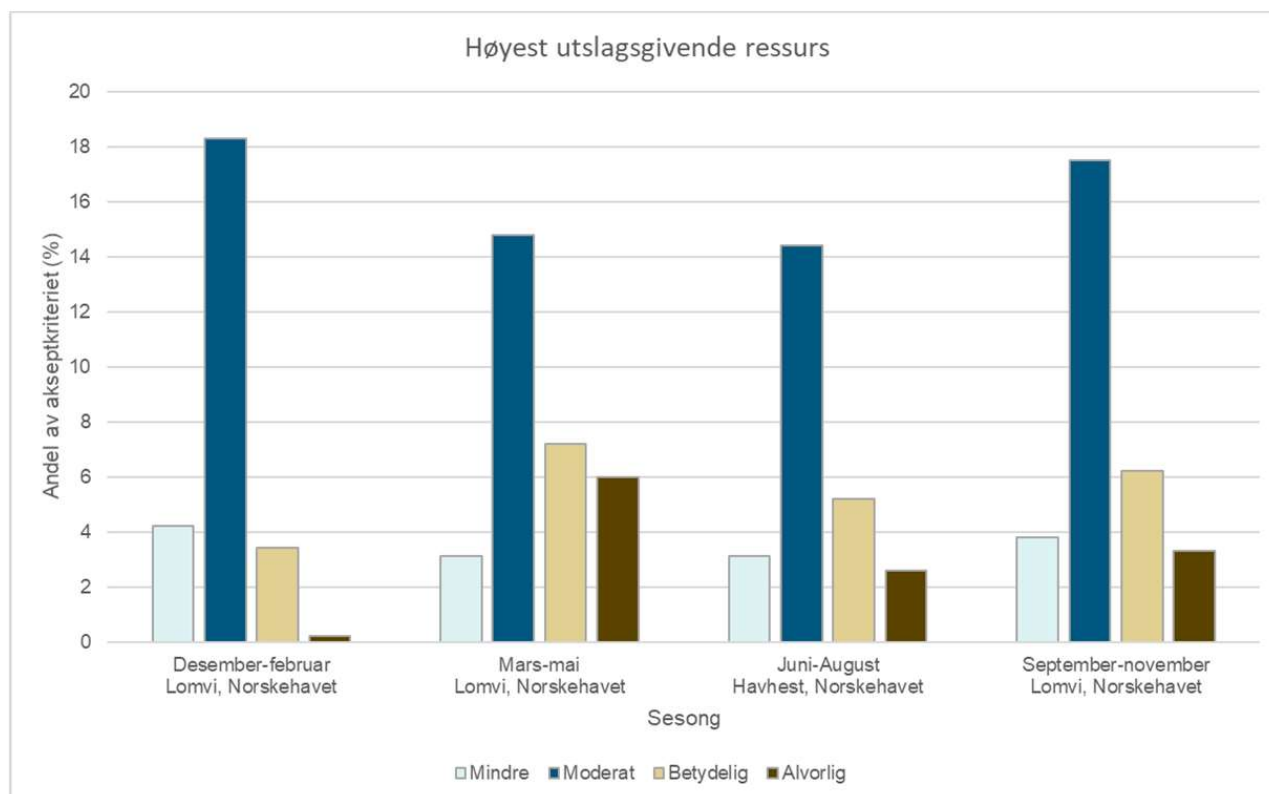
9.9.1 Fisk

Egg og larver er de mest sårbare livsstadiene for fisk.

Miljørisiko for fisk er analysert med grenseverdi på 50 ppb THC med unntak av overfor hyse, hvor en grenseverdi på 10 ppb er benyttet. Resultatene viste en begrenset miljørisiko for fiskeressurser, med lave larvetap.

9.9.2 Sjøfugl

Som det fremgår av Figur 9.4, så er miljørisikoen høyest i perioden desember-februar, med 18,3 % av akseptkriteriet i skadekategorien "Moderat" (Lomvi med herkomst Norskehavet). I to av de tre øvrige sesongene er det også norskehavsbestanden av lomvi som gir størst utslag, mens det i sommersesongen er havhest med herkomst i Norskehavet.



Figur 9.4 Miljørisiko som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong.

Den miljørettede risikoanalysen for Dugong Appraisal (Akvaplan-niva, 2020) inneholder et mer detaljert figurmateriale, hvor de artene som gav utslag i miljørisiko > 1 % av akseptkriteriet i hver sesong, presentert separat for sjøfugl i SEATRACK og SEAPOP datasettene, inngår.

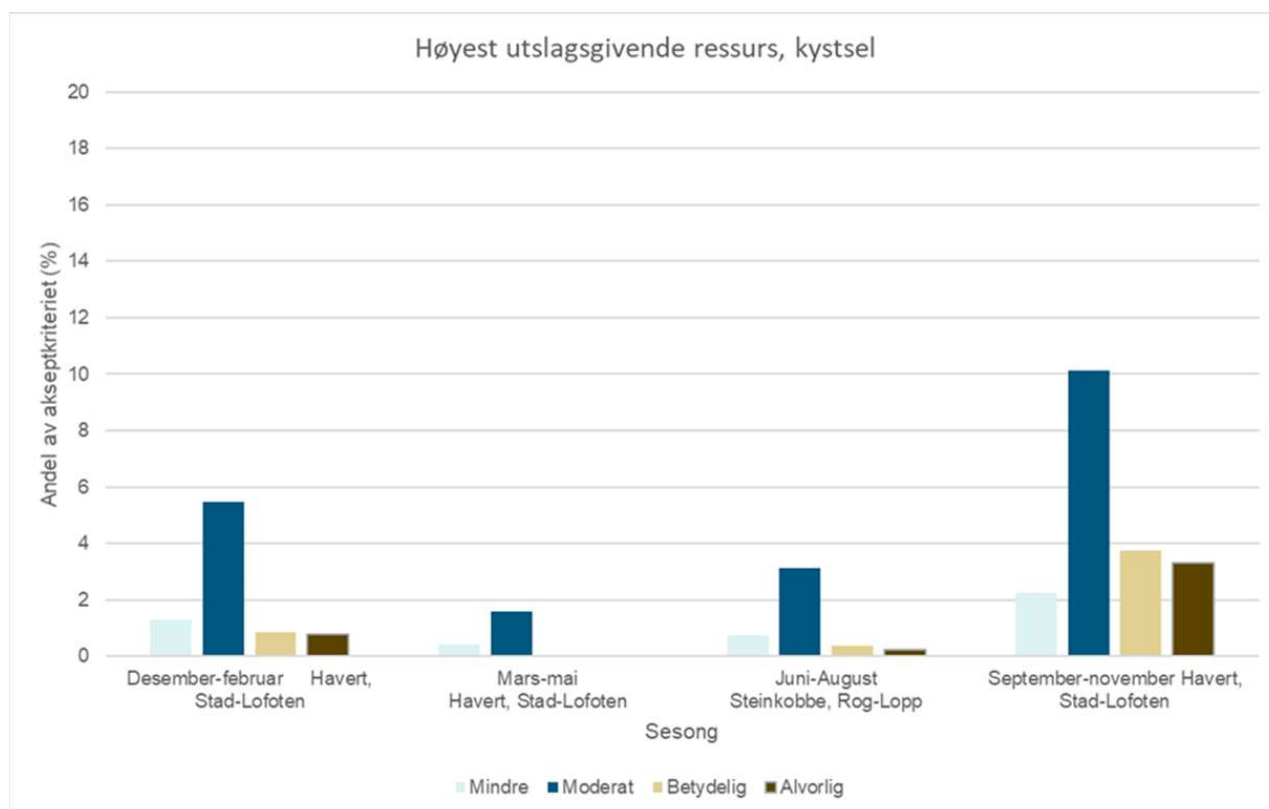
9.9.3 Marine pattedyr

Det er gjennomført en kvantitativ miljørettet risikoanalyse etter MIRA-metoden for både steinkobbe og havert. Miljøriskoen for kystsel varierer med artenes sårbarhet, som er høyest i kasteperioden og ved hårfelling. Det er bestanden av havert i området Stad-Lofoten som gir høyest utslag i miljørisiko høst, vinter og vår, mens steinkobbebestanden Rogaland - Lophavet har høyest utslag i sommersesongen

- havertens kasteperiode er i september-desember, mens hårfellingen skjer i februar-mars

- steinkobbens kasteperiode er i juni-juli, mens hårfellingen skjer i juli-august

Figur 9.5 viser Miljørisiko for kystsel som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong. Arten med høyest utslag er vist.



Figur 9.5 Miljørisiko for kystsel som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong. (Arten med høyest utslag er vist).

Med unntak av kystselartene havert og steinkobbe, så finnes det ikke datasett for de øvrige marine pattedyrene som egner seg for kvantitative miljørettede risikoanalyser. For disse er det foretatt en kvalitativ og/eller semikvantitativ vurdering av mulighetene for overlapp mellom influensområdet for brønnen og de ulike artenes viktigste leveområder.

Influensområdet for Dugong Appraisal overlapper i begrenset grad med viktige leveområder for spekkhogger, spermhval og vågehval. Et større utilsiktet utslipp ifm. boringen av brønnen vil kunne påvirke enkelt-individer av alle tre arter, men det forventes ikke større konsekvenser på bestandsnivå.

9.9.4 Sensitive strandområder

Det er gjennomført en kvantitativ miljørisikoanalyse med utgangspunkt i et datasett hvor norskekysten er klassifisert iht. ESI (Environmental Sensitivity Index), og hvor de ulike ESI gruppene behandles med samme skadenøkkel som sjøfugl. Utslaget i miljørisiko i vintersesongen var maksimalt 6 % av akseptkriteriene.

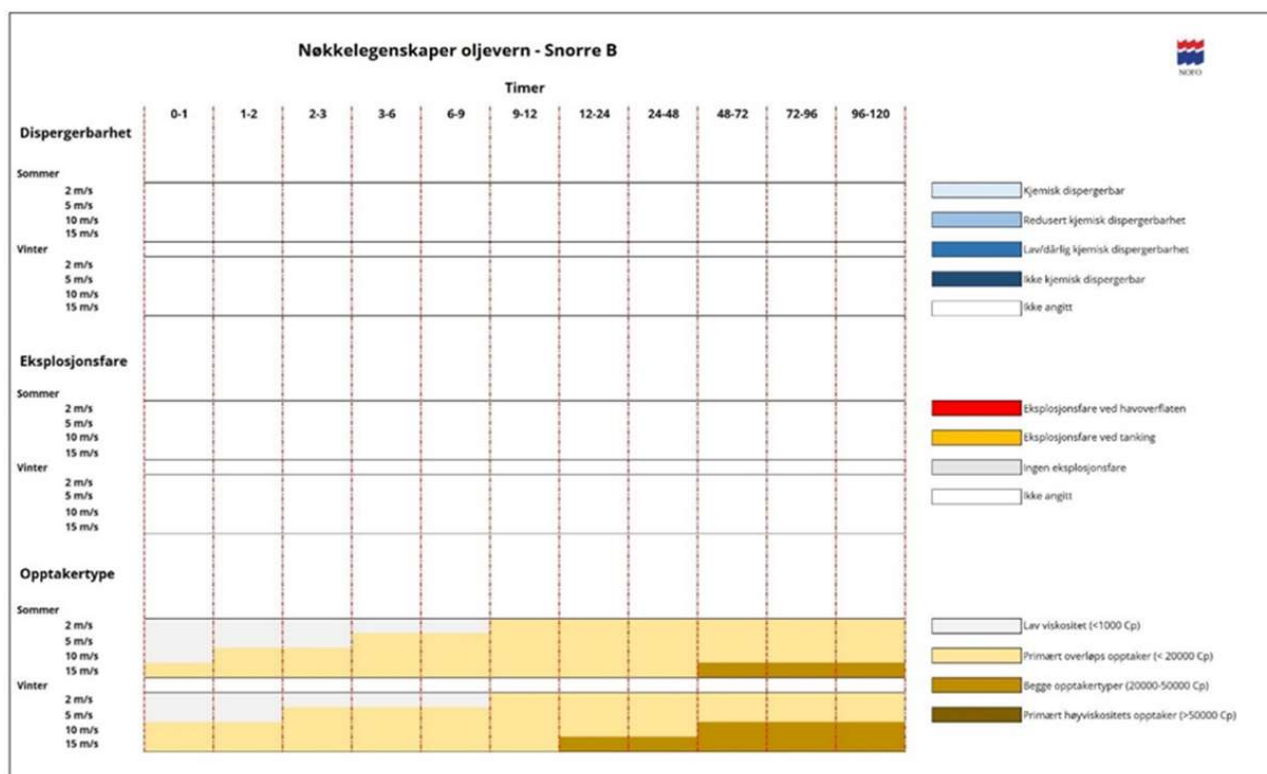
9.10 Beredskapsanalyse

Beredskapsanalysen er gjennomført innen rammene av Norsk olje og gass' veiledning for miljørettet beredskapsanalyse (Norsk Olje og Gass, 2013). Tekniske og operative forutsetninger for analysen er i tråd med NOFOs Planverk. Analysen har identifisert beredskapsløsninger som kan møte de ytelseskravene operatøren har satt for aktiviteten.

Dimensjonerende rate og referanseoljens egenskaper

En ukontrollert utstrømning av olje fra Dugong Appraisal kan medføre flere ulike nivåer av utstrømningsrater (Add Energy, 2019). I tråd med operatørens ytelseskrav for aktiviteten er vektet rate ved en overflateutblåsning valgt som dimensjonerende for beregningen av beredskapsbehov (6580 m³/døgn). Vektet rate for en overflateutblåsning er noe høyere enn vektet rate for en sjøbunnsutblåsning.

Beregningen av beredskapsbehov er gjennomført med bakgrunn i forvitringsegenskapene til oljetypen Snorre B. (Se Figur 9.6) Denne oljen har et hurtig og høyt vannopptak, relativt sakte avdampning og lang levetid på overflaten ved lave time moderate vindstyrker. Det er ikke angitt dispergerbarhet av emulsjon i forvitringsstudiet, men det oppgis at det er nødvendig med høy dosering av emulsjonsbryter for å bryte emulsjoner som har forvitret noen dager på sjøen.



Figur 9.6 Nøkkelegenskaper for Snorre B (fra NOFOs planverk)

Det er ikke angitt hvorvidt det er eksplosjonsfare ved havoverflaten etter utslipp til sjø.

Beredskapsbehovet i åpent hav

Behovet for havgående beredskap varierer over året Tabell 9.5. Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2 for hver av de fire sesongene. Referansestasjonen ved angivelse av effektivitet = 13. En total ytelse tilsvarende 11 NOFO J-systemer med overløpsopptaker vil dekke det beregnede ressurs-behovet i åpent hav i planlagt boreperiode.

Tabell 9.5 Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2 for hver av de fire sesongene

Sesong	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2, gitt som NOFO J m/overløpssystemer	B1: 5 B2: 6	B1: 4 B2: 4	B1: 4 B2: 3	B1: 3 B2: 3
Total reell ytelse av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (Sm ³ /d)	5315	7462	5961	4918
Beregnet effektivitet av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (%)	27	48	64	41

Tabell 9.6 viser gangtider og responstider for relevante oljevernressurser for aktiviteten.

Tabell 9.6 Gangtider og responstider for relevante oljevernressurser for aktiviteten. Gangtid og best oppnåelig responstid avrundet oppad til nærmeste hele time.

Ressurs/plassering	Avstand (km)	Avstand (n. m.)	Mobilisering og klargjøring, frigivelse og utsetting (timer)	Gangtid (timer)	Total responstid (timer)
Tampen	34	18	7	2	9
Gjøa	94	51	5	4	9
Troll/Oseberg	114	62	7	5	12
Utsira Nord	254	137	7	10	17
NOFO-base, Mongstad, System #1	184	99	11	7	18
Utsira Sør	350	189	7	14	21
NOFO-base, Kristiansund, System #1	346	187	11	14	25
NOFO-base, Stavanger, System #1	353	191	11	14	25
Haltenbanken	479	259	7	19	26
Ekofisk	581	314	7	23	30
Aasta Hansteen	623	337	7	24	31
NOFO-base, Mongstad, System #2	184	99	31	7	38
NOFO-base, Kristiansund, System #2	346	187	31	14	45
NOFO-base, Stavanger, System #2	353	191	31	14	45
Oljevern fartøy til sleping					
NSSR, Måløy	162	88	3	5	8
Oljevern fartøy fra NOFOs fartøyspool, inkl. oppkobling					25

Beredskapsbehovet kystnært

Behovet for beredskap i barriere 3 og 4 (kystnært) er beregnet for sesongene vinter, vår, sommer og høst vha. NOFOs beredskapskalkulator (BarKal). Resultatene er oppsummert i Tabell 9.7.

Tabell 9.7 Beregnet behov for beredskap i barriere 3 for hver av de fire sesongene

Sesong	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Beregnet behov for beredskap i barriere 3, gitt som standard Current Buster 4-systemer	6	5	3	6
Total reell ytelse av beredskapsløsningen i barriere 3 (Sm ³ /d)	310	242	106	364
Beregnet effektivitet av beredskapsløsningen i barriere 3 (%)	79,5	83,2	89,2	83,1

En kystnær beredskap med en ytelse tilsvarende totalt 6 Current Buster 4-systemer vil tilfredsstille aktivitetens ytelseskrav mht. å kunne håndtere den emulsjonsmengden som kan tilflytte barrierene etter at effekten av forutgående barrierer er lagt til grunn.

For å kunne håndtere den emulsjonsmengden som tilflyter hvert av de 6 eksempelområdene som har en korteste drivtid <20 døgn kreves det totalt 6 systemer Tabell 9.8.

Tabell 9.8 Beregnet behov for beredskap i barriere 3 for hvert av eksempelområdene som har en korteste drivtid <20 døgn

Eksempelområde	Emulsjonsmengde, 95-prosentil			
	Uten effekten av beredskap (tonn totalt)	Med effekten av beredskap (tonn/døgn)	Minste drivtid, 95-prosentil (døgn)	Behovet for beredskap i barriere 3 (#CB4-systemer)
Ytre Sula	27	<1	17,8	1
Sverslingsosen-Skorpa	52	<1	15,8	1
Runde	26	<1	13,0	1
Sandøy	21	<1	14,5	1
Frøya/Froan	93	<1	17,2	1
Smøla	64	<1	15,7	1

Bekjempelsesstrategi

Snorre B utvikler en emulsjon som er egnet for mekanisk opptak, primært med overløpsopptakere. Emulsjonens dispergerbarhet er ikke angitt i forvitringsstudien, men det oppgis at det er nødvendig med høy dosering av emulsjonsbryter for å bryte emulsjoner som har forvitret noen dager på sjøen. Valg av tiltaksalternativ blir en operativ beslutning, basert på bla. en netto miljøgevinstvurdering.

9.11 Forslag til beredskap mot akutt forurensning

Basert på resultatene av beredskapsanalysen planlegges det en beredskapsløsning for avgrensningsbrønn Dugong Appraisal med hovedelementer som beskrevet nedenfor. Denne løsningen vil møte Neptune Energys ytelseskrav for aktiviteten.

Havgående beredskap

En havgående beredskap med en ytelse tilsvarende totalt 11 NOFO-systemer (med overløpsopptakere) vil tilfredsstille aktivitetens ytelseskrav. Det første NOFO-systemet vil kunne være operativt innen 9 timer (OR-fartøy fra den stående beredskapen på Tampen og oljevernartøy fra Redningsselskapets base i Måløy), og fullt utviklet barriere kan være operativ innen 38 timer.

Beredskap kystnært

En kystnær beredskap med en ytelse tilsvarende totalt 6 Current Buster 4-systemer vil tilfredsstille den planlagte aktivitetens behov for å kunne håndtere operasjoner i de 6 eksempelområdene med en korteste drivtid <20 døgn, og dekke Neptune Energy sitt ytelseskrav om å kunne håndtere den totale emulsjons-mengden (95-prosentilen) som vil kunne strande i influensområdet. Ved en eventuell utslippshendelse vil Neptune Energy vurdere å mobilisere flere systemer, for å ivareta den antatt geografiske spredningen av utslippet i kystsonen. Det første systemet skal være på plass innen 95-prosentilen av korteste drivtid til land, altså 7 døgn.

NOFO vil kunne mobilisere 10 komplette kystsystem til nærmeste NOFO-base innen 5 døgn. 10 system innbefatter 16 fartøy; 10 til oppsamling av olje/emulsjon, 4 til opptak, samt 2 til kommando og støtte. Disse systemene vil kunne dekke behovet for beredskap i barriere 3 for denne aktiviteten.

Beredskap i strandsonen

Behovet for beredskapsressurser i barriere 5 er vurdert å være innenfor NOFO sitt eksisterende avtaleverk.

Ved et eventuelt påslag eller fare for påslag vil lokaliteter og områder prioriteres for beskyttelse iht. Miljødirektoratets MOB-modell, operasjonalisert i deres prioriteringskart.

Deteksjon og fjernmåling

Relevante ressurser til deteksjon og overvåking av et utilsiktet oljeutslipp er synliggjort i analysen. En kartlegging bla. mht. utbredelse, drivretning og utslippsmengde skal settes i gang snarest mulig etter at den akutte forurensningen er oppdaget. Tykkelsesfordelingen på oljeflak på havoverflaten skal kart-legges.

Miljøundersøkelser

Miljøundersøkelser skal kunne startes senest 48 timer etter at utslippet er varslet.

Beredskapsplan

En brønnspesifikk beredskapsplan, med tilhørende koblingsdokumenter, utarbeides i detalj i god tid før boringen starter. Denne planen beskriver på fartøys-/system-/basenivå hvilke ressurser som inngår i beredskapsløsningen, på en slik måte at den danner grunnlag for en verifikasjon og aksjonering.

Kompetanse

Det sikres nødvendig kommunikasjon og opplæring for at Neptune Energys beredskapsorganisasjon skal være kjent med analyser, planverk og forutsetninger, slik at denne effektivt kan ivareta strategisk ledelse av en oljevernaksjon og tilpasse kapasiteten til scenariet.

Verifikasjon

Beredskapsløsningen som etableres for aktiviteten verifiseres sammen med NOFO, med utgangspunkt i den brønnspesifikke beredskapsplanen og ressursene som beskrives i denne.

10 Referanser

Add Energy, 2019. Blowout Simulations. Dugong Appraisal Well 34/4-16. Aug 28, 2020.

Akvaplan-niva, 2020. Miljørisiko- og beredskapsanalyse – boringen av avgrensingsbrønn 34/4-16 og sidesteg 34/4-16 A (Dugong tail) i PL 882. Dokumentnr. 62406.01.

Akvaplan-niva, 2020. Referansebasert miljørisiko- og beredskapsanalyse for avgrensingsbrønn 34/3-17 (Dugong Appraisal). Dokumentnr. 62461.01.

Carbon Limits, 2013. Evaluering av faklingsstrategi, teknikker for reduksjon av fakling og faklingsutslipp, utslippsfaktorer og metoder for bestemmelse av utslipp til luft fra fakling.

Carbon Limits, 2015. Black Carbon emissions from gas and oil flares (PowerPoint Presentasjon).

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

DNVGL, 2019. Handbook. Species and Habitats of Environmental Concern. Mapping, Risk Assessment, Mitigation and Monitoring. In relation to Oil and Gas Activities. Report No. 2019-007, Rev. 0

Faglig forum for norske havområder (2019) Samlet påvirkning og miljøkonsekvenser – Faggrunnlag for revisjon av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten M-1299 2019

Fugro, 2019. Site Survey at Dugong NCS 34/4 PL 882, NEP19303, Planned well location PWL Dugong, Volume 3: Environmental Habitat Assessment Report, Fugro Document No.:133212.V03, Rev.0, Date: 03.07.2019

Klima- og Miljødepartementet, 2018. Forskrift om gjenvinning og behandling av avfall (avfallsforskriften).

Lloyd's Register, 2020. Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2019.

Miljødirektoratet, 2016. Veileder for innhold i søknad om tillatelse etter forurensningsloven for petroleumsvirksomhet til havs. M-593.

NORSOK D-007, Well testing systems. Rev. 2 Sept. 2013

NORSOK, 2013. NORSOK Standard D-0007. Well testing systems. Rev. 2.

Norsk olje og Gass, 2013. Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.

Norsk olje og gass, 2019. 093 - anbefalte retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten

Norsk olje og gass, 2020. 044 - anbefalte retningslinjer for rapportering for utslippsrapportering v18

NORSOK D-010, 2013. Well integrity in drilling and well operations

Odfjell Drilling, 2019. DSY Unit specific energy management plan – USEMP, L4-MODU-DSY-E-MA-801

Odfjell Drilling, 2020. Rig Specific Measurement Program - DSY, L4-MODU-DSY-E-MA-506

Oljedirektoratet, 2011. Miljøteknologi - Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumindustrien på norsk sokkel.

OLF, 2007. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). Revisjon 2007. DNV Rapport 2007-0063.

OSPAR, 2009. Summary assessment of sand and gravel extraction in OSPAR maritime area.

SINTEF, 2004. Forvitringsegenskaper – Snorre TLP, Snorre B og Vigdis oljene. Forvitringsegenskaper relatert til beredskapstiltak. SINTEF STF66 F04041.

SINTEF, 2011. Offshore Blowout Database.

11 Vedlegg A - Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier

11.1 Planlagt forbruk og utslipp av vannbasert borevæske

Tabell 11.1 Planlagt forbruk og utslipp av kjemikalier i vannbasert borevæske for boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	% andel stoff i kategori				Forbruk av stoff i kategori (kg)				Utslipp av stoff i kategori (kg)			
						Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn
Soda Ash	Bore- og brønnekjemikalie	pH	Grønn	2 261	2 261				100	0	0	0	2 261	0	0	0	2 261
Bentonite OCMA	Bore- og brønnekjemikalie	Viscosifier	Grønn	36 990	36 990				100	0	0	0	36 990	0	0	0	36 990
Barite	Bore- og brønnekjemikalie	Weighting materi	Grønn	897 369	897 369				100	0	0	0	897 369	0	0	0	897 369
Potassium Chloride	Bore- og brønnekjemikalie	Shale inhibitor	Grønn	330 900	330 900				100	0	0	0	330 900	0	0	0	330 900
PolyPac ELV	Bore- og brønnekjemikalie	Fluid loss additive	Grønn	24 818	24 818				100	0	0	0	24 818	0	0	0	24 818
Duo-Tec NS	Bore- og brønnekjemikalie	Viscosifier	Grønn	8 273	8 273				100	0	0	0	8 273	0	0	0	8 273
Glydrit MC	Bore- og brønnekjemikalie	Shale inhibitor	Gul	99 270	99 270	100				99 270	0	0	0	99 270	0	0	0
Totalt per kategori				1 399 880	1 399 880					99 270	0	0	1 300 610	99 270	0	0	1 300 610

11.2 Planlagt forbruk av oljebasert borevæske

Tabell 11.2 Planlagt forbruk av kjemikalier i oljebasert borevæske for boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	% andel stoff i kategori					Forbruk av stoff i kategori (kg)					Utslipp av stoff i kategori (kg)				
						Red	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Red	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Red	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn
Barite	Bore- og brønnekjemikalie	Weighting materi	Grønn	707 775	0					100	0	0	0	0	707 775	0	0	0	0	0
Calcium Carbonate (all grad)	Bore- og brønnekjemikalie	LCM Material	Grønn	60 000	0					100	0	0	0	0	60 000	0	0	0	0	0
Calcium Chloride Powder	Bore- og brønnekjemikalie	Salinity	Grønn	61 830	0					100	0	0	0	0	61 830	0	0	0	0	0
Duo-Tec NS	Bore- og brønnekjemikalie	Viscosifier	Grønn	750	0					100	0	0	0	0	750	0	0	0	0	0
EDC 95/11	Bore- og brønnekjemikalie	Base Oil	Gul	501 300	0		100				0	501 300	0	0	0	0	0	0	0	0
G-Seal	Bore- og brønnekjemikalie	LCM Material	Grønn	60 000	0					100	0	0	0	0	60 000	0	0	0	0	0
Lime	Bore- og brønnekjemikalie	Alkalinity	Grønn	20 610	0					100	0	0	0	0	20 610	0	0	0	0	0
One-Mul NS	Bore- og brønnekjemikalie	Emulsifier	Gul Y2	25 763	0		33		67		0	8 587	0	17 175	0	0	0	0	0	0
Safe-Solv 148	Bore- og brønnekjemikalie	Solvent	Gul	15 000	0		100				0	15 000	0	0	0	0	0	0	0	0
Safe-Surf Y	Bore- og brønnekjemikalie	Surfactant	Gul	15 000	0		41	41		18	0	6 136	6 136	0	2 727	0	0	0	0	0
Truvis	Bore- og brønnekjemikalie	Viscosifier	Gul Y2	22 671	0				100		0	0	0	22 671	0	0	0	0	0	0
Versatrol M	Bore- og brønnekjemikalie	Fluid loss additive	Red	12 778	0	100					12 778	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totalt per kategori				1 503 477	0						12 778	531 024	6 136	39 846	913 692	0	0	0	0	0

11.3 Planlagt forbruk av brønntestkjemikalier

Tabell 11.3 Planlagt forbruk av kjemikalier ved brønntesting ved boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	% andel stoff i kategori				Forbruk av stoff i kategori (kg)				Utslipp av stoff i kategori (kg)			
						Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn
MB-5111	Bore- og brønnekjemikalie	Biocide	Gul	336	0	97				3	324	0	0	12	0	0	0
Duo-Tec NS	Bore- og brønnekjemikalie	Viscosifier	Grønn	1125	0					100	0	0	0	1125	0	0	0
EDC 95/11	Bore- og brønnekjemikalie	Base Oil	Gul	90 000	0	100				90 000	0	0	0	0	0	0	0
Star-Lube II	Bore- og brønnekjemikalie	Water based lubri	Gul	22500	0	19	3			78	4378	655	0	17467	0	0	0
Safe-Cor EN	Bore- og brønnekjemikalie	Corrosion Inhibitor	Gul	4 194	0	20				80	839	0	0	3 355	0	0	0
SafeScav NA	Bore- og brønnekjemikalie	Oxygen Scavenger	Grønn	623	0					100	0	0	0	623	0	0	0
Safe-Solv 148	Bore- og brønnekjemikalie	Solvent	Gul	15 000	0	100				15 000	0	0	0	0	0	0	0
Safe-Surf Y	Bore- og brønnekjemikalie	Surfactant	Gul	9 000	0	41	41			18	3 682	3 682	0	1 636	0	0	0
Sodium Bromide Brine	Bore- og brønnekjemikalie	Oxygen Scavenger	Grønn	333000	0					100	0	0	0	333000	0	0	0
Sodium Chloride Brine	Bore- og brønnekjemikalie	Biocide	Grønn	180000	0					100	0	0	0	180000	0	0	0
Monoetylglykol	Bore- og brønnekjemikalie	Hydrathemmer	Grønn	20000	0					100	0	0	0	20000	0	0	0
Totalt per kategori				675 778	0					114 223	4 337	0	557 218	0	0	0	0

11.4 Planlagt forbruk og utslipp av sementeringskjemikalier

Tabell 11.4 Planlagt forbruk og utslipp av sementkjemikalier for boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	% andel stoff i kategori				Forbruk av stoff i kategori (kg)				Utslipp av stoff i kategori (kg)			
						Gul 104 og 109	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 109	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 109	Gul 101	Gul 102	Grønn
BARITE	Bore- og brønnkjemikalie	Weighting Agent	Grønn	191 067	32 955				100	0	0	0	191 067	0	0	0	32 955
CALCIUM CHLORIDE BRINE	Bore- og brønnkjemikalie	Brine	Grønn	7 717	933				100	0	0	0	7 717	0	0	0	933
CFR-8L	Bore- og brønnkjemikalie	Dispersant	Gul	9 129	161		36		64	0	3 286	0	5 843	0	58	0	103
Deep Water Flo-Stop NS V Blend	Bore- og brønnkjemikalie	Cement	Grønn	491 435	56 063				100	0	0	0	491 435	0	0	0	56 063
EcoSpacer II	Bore- og brønnkjemikalie	Cement Additive	Gul	743	180		100			0	743	0	0	0	180	0	0
ExpandaCem HT D Blend / ExpandaCem H	Bore- og brønnkjemikalie	Cement	Grønn	248 944	4 067				100	0	0	0	248 944	0	0	0	4 067
Foamer 1316 cement additive	Bore- og brønnkjemikalie	Cement Additive	Gul	8 704	993	83			17	7 253	0	0	1 451	827	0	0	166
GASCON 469 / GASCON 469G	Bore- og brønnkjemikalie	Gas-Control	Grønn	16 614	1 572				100	0	0	0	16 614	0	0	0	1 572
Halad-400L	Bore- og brønnkjemikalie	Fluid Loss	Gul	16 509	2 079		24		76	0	3 884	0	12 625	0	489	0	1 590
HR-SL	Bore- og brønnkjemikalie	Retarder	Grønn	10 004	730				100	0	0	0	10 004	0	0	0	730
MicroSilica Liquid	Bore- og brønnkjemikalie	Gas-Control	Grønn	15 564	501				100	0	0	0	15 564	0	0	0	501
MUSOL SOLVENT	Bore- og brønnkjemikalie	Mutual solvent	Gul	4 185	0	100				4 185	0	0	0	0	0	0	0
NF-6	Bore- og brønnkjemikalie	Defoamer	Gul	1 186	173	90	3		7	1 063	35	0	88	155	5	0	13
SCR-100L NS	Bore- og brønnkjemikalie	Retarder	Gul Y2	2 727	95			20	80	0	0	545	2 182	0	0	19	76
SEM-8	Bore- og brønnkjemikalie	Emulsifier	Gul	2 372	0	100				2 372	0	0	0	0	0	0	0
Totalt per kategori				1 026 900	100 502					14 873	7 949	545	1 003 532	983	732	19	98 768

11.5 Planlagt forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier

Tabell 11.5 Planlagt forbruk og utslipp av hjelpekjemikalier for boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	% andel stoff i kategori				Forbruk av stoff i kategori (kg)				Utslipp av stoff i kategori (kg)			
						Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn
Microsit Polar	Bore- og brønnkjemikalie	Vaske- og rense	Gul	3 600	3 600	19			81	676	0	0	2 924	676	0	0	2 924
ERIFON STACK GLYCOL	Bore- og brønnkjemikalie	Hydrathemmer	Gul Y2	18 849	18 849			1	99	0	0	124	18 725	0	0	124	18 725
ERIFON HD 603 HP (NO DYE)	Bore- og brønnkjemikalie	Hydraulikkvæske	Gul	5 735	5 735	35	11		55	1 979	602	0	3 154	1 979	602	0	3 154
RenaClean A	Bore- og brønnkjemikalie	Vaske- og rense	Gul	357	357	10			90	36	0	0	321	36	0	0	321
RenaClean B	Bore- og brønnkjemikalie	Vaske- og rense	Gul	354	354	30			70	106	0	0	248	106	0	0	248
Jet-Lube NCS-30 ECF	Bore- og brønnkjemikalie	Gjengefett	Gul	227	23	99			1	226	0	0	1	23	0	0	0
Bestolife 4010 NM	Bore- og brønnkjemikalie	Gjengefett	Gul	95	0	78			22	75	0	0	20	0	0	0	0
Totalt per kategori				29 217	28 918					3 097	602	124	25 394	2 819	602	124	25 372

11.6 Planlagt forbruk av kjemikalier i lukkede system

Tabell 11.6 Planlagt forbruk av kjemikalier i lukket system under boring av Dugong Appraisal

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjon	Farge-kategori	Forbruk (kg)	Utslipp (kg)	Forbruk av stoff i kategori (kg)		Utslipp av stoff i kategori (kg)	
						Svart	Rød	Svart	Rød
Castrol Hyspin AWH-M 46	Bore- og brønnkjemikalie	Hydraulikkvæske (inkl. BOP-væske)	Svart	4 214	0	346	3 869	0	0
Castrol Alpha SP 150	Bore- og brønnkjemikalie	Hydraulikkvæske (inkl. BOP-væske)	Svart	2 563	0	54	2 509	0	0
Totalt per kategori				6 778	0	399	6 378	0	0

12 Vedlegg B - Beredskapskjemikalier

Brannskum

Tabell 12.1 Brannskum

Handelsnavn	Funksjon	Fargekategori	% andel stoff i kategori			
			Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn
RE-HEALING(™) RF1-AG, 1% FOAM CONCENTRATE	Brannskum	Gul Y1	33	10		57

Borevæske

Tabell 12.2 Borevæske, beredskapskjemikalier

Handelsnavn	Funksjon	Fargekategori	Rød	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Conc.	Comments
Calcium Carbonate All Grades	Bridging / Lost Circulation	Grønn					100	20 - 350	For LCM pills and bridging material
Citric Acid	pH Control	Grønn					100	2	For cement contamination, bit balling and and stuck pipe prevention
CMC Polymer (All Grades)	Fluid Los Control/Viscosifier	Gul		97			3	18	Contingency viscosifier for spud mud
ECF-2513 (DeepWash)	Rig wash	Gul		97			3	100	Soap for cleaning OBM around drill floor
Escaide 120 ULA	Base Oil	Gul		100			0	810	Alternative base oil in case of supply problems
FLC 2000	Lost Circulation	Grønn					100	15000 kg	LCM provided by Impact-Fluids - NOT MI FLUIDS PRODUCT
FLC EXTREME	Lost Circulation	Gul		20			80	0 - 5000 kg	LCM provided by Impact-Fluids - NOT MI FLUIDS PRODUCT
FLC SUPREME	Lost Circulation	Grønn					100	0 - 3000 kg	LCM provided by Impact-Fluids - NOT MI FLUIDS PRODUCT
G-Seal/G-Seal Fine All Grades	Bridging / Lost Circulation	Gul Y1		41	41		18	20 - 350	For LCM pills and bridging material
MB-5111	Biocide	Gul		97			3	0	Biocid for slop treatment
M-I PAC (All Grades)	Fluid loss control	Grønn					100	15	Fluid loss chemicals alternative for PolyPac ELV
Nullfoam	Defoamer	Gul		100			0		Defoamer for WBM
Optiseal II	Lost Circulation	Grønn					100	20 - 350	For LCM pills and bridging material
Optiseal IV	Lost Circulation	Grønn					100	20 - 350	For LCM pills and bridging material
Safe Scav HSN	H2S Scavenger	Gul		50			50	1	H2S scavenger for treatment of slop and mud containing H2S
Safe Solv 148	Well wash/Stuck pipe	Gul		100			12		Wash pills for wellbore clean-out
Safe Surf Y	Well wash	Gul Y1		41	41		18	4	Wash pills for wellbore clean-out
Safe-Carb All Grades	Lost Circulation	Grønn					100	20 - 350	For LCM pills and bridging material
Safe-Cor EN	Corrosion inhibitor	Gul		20			80	4	Corrosion inhibitor for completion or water based P&A fluid left in well
SafeScav NA	Oxygen Scavenger	Grønn					100	1	Oxygen scavenger for Water Based P&A fluid left in well.
Sodium Bicarbonate	Cement contamination	Grønn					100	2	For cement contamination
Sugar	Cement contamination	Grønn					100	1	Used for treating wet cement to avoid set up
Ultralube II (E)	Lubricant	Rød	100				30		Lubricant for OBM
VK (All Grades)	Lost Circulation	Grønn					100	20 - 350	For LCM pills and bridging material
Xanthan Gum	Viscosifier	Grønn					100	5	Alternative for Duo-Tec NS

Borevæske

Tabell 12.3 Brønntest, beredskapskjemikalier

Handelsnavn	Funksjon	Fargekategori	Rød	Gul 104 og 100	Gul 101	Gul 102	Grønn	Volume	Comments
DF-9020	Skumbryter	Rød	7	93				25 ltr	Hindre skumming og stabilisere brønnen.
PI-70058	Voksinhibitor	Rød	22	75	3			25 ltr	Fjerne voksinnskudd eller kontrollere avsetning av voks i brønntestsystemet.
EB-89056	Emulsjonsbryter	Gul Y1		57	39	4		25 ltr	Brukes for å forbedre separasjon.