

Ann Mari Vik Green
Miljødirektoratet
Postboks 5672 Sluppen
7485 Trondheim
Norge

Vår referanse: 2023-020082

26. september 2023

Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for boring av letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

I henhold til Forurensningsloven § 11 og Styringsforskriften § 25 og 26 søker Equinor Energy AS om tillatelse til virksomhet i forbindelse med boring av letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal.

Boringen planlegges utført med den halvt nedsenkbare boreriggen Deepsea Stavanger som opereres av Odfjell. Oppstart vil tidligst være medio desember 2023.

Heisenberg Appraisal er lokalisert i PL827SB i Nordsjøen. Brønnlokasjonen ligger like nordvest for Framfeltet. Korteste avstand til land er omtrent 67 km. Vanndyp på lokasjonen er 364 mMSL.

Vi ber om at svar sendes myndighetskontakt, dwauth@equinor.com

Med vennlig hilsen
Equinor Energy AS

Lars Lerme (678910) *for Ørjan Ellingsen

Ørjan Ellingsen
DW PC2 EXP
Leder Bore- og brønnoperasjoner

Vedlegg:

- Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven ved boring av letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal, Equinor
- Blowout Scenario analysis (BSA) for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal, Equinor
- Miljørisiko- (MRA) og beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje N'Roll i PL293B i Nordsjøen, DNV
- Notat - Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyse for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal, Equinor

**Søknad om tillatelse til virksomhet etter
forurensningsloven for boring av letebrønn
35/10-11 S Heisenberg Appraisal**

PL827SB

Vår ref. 2023-020082

Innhold

1	Innledning	4
1.1	Virksomhet.....	4
1.2	Fakturering.....	4
1.3	Lisensinformasjon.....	4
2	Forutsetninger for aktiviteten	5
2.1	Aktivetsbeskrivelse.....	5
2.2	Miljøforhold.....	7
2.3	Valg av kjemikalier.....	8
3	Utslipp og miljøpåvirkning	9
3.1	Bruk og utslipp av kjemikalier.....	9
3.2	Andre utslipp til sjø og fysisk påvirkning på havbunnen.....	11
3.3	Utslipp til luft.....	12
4	Beredskap mot akutt forurensning	12
4.1	Nøkkelinformasjon om miljørisiko- og beredskapsanalyse.....	12
4.2	Vektet rate og varighet.....	13
4.3	Operatørens vurdering av miljørisiko.....	13
4.4	Operatørens vurdering av beredskapsbehov.....	17
5	Vedlegg	17
5.1	Vedlegg D: Brønnskisse 35/10-11 S Heisenberg Appraisal.....	18
5.2	Vedlegg D: Kjemikaliyetabeller for Heisenberg Appraisal.....	20
5.3	Vedlegg E: Oversikt over utslipp av borevæske og kaks under boring av Heisenberg Appraisal ..	23

1 Innledning

1.1 Virksomhet

Kontaktperson:	Linda Thommesen
E-post:	dwauth@equinor.com
Telefon:	+47 47710856
Firmaepost:	dwauth@equinor.com
Alt. Telefon:	-
Alternativ kontaktperson:	linth@equinor.com

1.2 Fakturering

Fakturaadresse:	Særskilt fakturaadresse
Deres ref. (journalnummer):	2023-020082
Land:	Norge
Adresse:	Equinor ASA fakturaavdeling
Postnummer:	4035
Poststed:	Stavanger

1.3 Lisensinformasjon

Lisensnummer	PL827 SB
Tildelingsrunde	PL827 S i TFO2015 PL827 SB i TFO2022
Spesielle miljøvilkår knyttet til lisens?	Nei
Brønn-nummer og brønn-navn	35/10-11 S Heisenberg Appraisal
Har operatøren medlemskap i NEMS Chemicals?	Ja

2 Forutsetninger for aktiviteten

2.1 Aktivitetsbeskrivelse

Informasjon om aktiviteten

Formålet med brønnen

Formålet med avgrensingsbrønnen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er å avklare ressurspotensialet i Heisenberg. En ønsker å påvise hydrokarboner i injektittsander i Hordalandgruppen og i Balderformasjonen i Rogalandgruppen, dette for å gi underlag til utviklingsstrategien i Troll/Fram-området (Ringvei vest feltutvikling).

Er det planlagt å bruke kjemikalier med stoff i svart kategori?	Nei
Er det planlagt å bruke kjemikalier med stoff i rød kategori?	Ja
Er det planlagt å bruke kjemikalier med stoff i gul UK 3&2?	Ja
Er det planlagt å bore sidesteg?	Nei
Er det planlagt å utføre brønntest?	Nei

Tidlig oppstart	Medio desember 2023
Varighet letebrønn:	48 (ved funn)

Informasjon om borerigg

Navn på borerigg	Deepsea Stavanger
Drivstofforbruk per døgn i tonn	40

Kraftproduksjon på riggen

Boreoperasjonene vil foregå med den halvt nedsenkbare boreriggen Deepsea Stavanger (DSS) som opereres av Odfjell Drilling.

Systemet for kraftproduksjon består av fire separate kraftgenererings- og distribusjonssystemer som hver inneholder to diesel generatorer. Alle de åtte motorene drives av hver sin Wärtsilä 12C32 dieselmotor med en ytelse på 5,76MW. Hovedsakelig går kraftproduksjonen til drift av boreutstyr (drawwork, topdrive, shaker, slam- og sementpumper osv.), trustere og hjelpesystemer som sjøvann- og brannvannspumper, HVAC, kraner o.l.

Rensesystem for oljeholdig vann

DSS har to vannstrømmer med tilhørende renseanlegg:

- et maritimt renseanlegg for lensevann (bilge water treatment unit), egenoperert.
- en vannrenseenhet for oljeholdig vann (sloprenseanlegg), operert av IKM.

Vann fra maskinrom renses i lensevannrenseenheten og slippes til sjø dersom oljeinnholdet er under 15 mg/l i henhold til maritime regler. Øvrig oljeholdig vann renses i sloprenseanlegget. Ved behov benyttes det kjemikalier i denne renseprosessen. Vann fra dette systemet slippes til sjø dersom oljeinnholdet er under 15 mg/l. Drensvann som ikke tilfredsstiller kravene i regelverket vil ikke gå til utslipp, men sendes til land for behandling.

Ankring eller DP

I vurderingen om riggen skal benytte DP eller ankres opp på lokasjon inngår ulike operasjonelle – og miljørisikofaktorer. Heisenberg appraisal skal bores vinterstid, og det er bestemt at operasjonen skal gjennomføres med riggen oppankret. Dette gir en lavere operasjonell risiko og man unngår opphold i operasjonen med tanke på vær. Det er ikke identifisert sårbare miljøressurser på havbunnen som kan skades ved oppankring.

Tiltak for å sikre energieffektivitet

Planlagte og iverksatte utslippsreducerende og energieffektiviserende tiltak for DSS inngår i den riggsesifikke energihandlingsplanen, DSS - Unit Specific Energy Management Plan (USEMP). Det søkes til enhver tid å drifte så få generatorer som mulig og heller ha færre generatorer i drift med høyere last da dette reduserer dieselforbruket.

Følgende energireducerende tiltak ble gjennomført i 2022:

- VFD (Variable Frequency Drive) styrte kjølevannspumper for å optimalisere sjøvannsystemet
- Installert separate VFDer av ankervinsjer
- Skiftet til LED-lys

Følgende prosjekter jobbes med i 2023 og fremover:

- Installasjon av NOV PowerBlade Hybrid™ system som gir muligheten for gunstigere drift av kraftforsyningen og bidrar til å operere dieselgeneratorene på et mer brenseffektivt nivå
- Etter installasjon av PowerBlade er behov for sirkulasjon av kjølevann i Braking resistor redusert. Ny styring av kjølevannspumper reduserer sirkulasjon av kjølevann og videre energiforbruk fra kjølevannspumper.
- Optimalisering av bore-HPU (hydraulic power unit)
- Skifte til LED flombelysning og nødlys
- Optimalisering av operasjoner på lavt dieselforbruk

Alle disse tiltakene vil bidra til ytterligere reduksjon i forbruk av diesel og dermed redusere utslipp til luft.

Equinor gjør en rekke vurderinger rundt optimalisering av boreplanen til riggen for å minimere riggflytt og derav utslipp til luft og drivstoff. Rekkefølgen av brønner på boreplan vurderes ut ifra operasjonell risiko vs. årstid, miljørisiko, rammer og vilkår i lisensen, samt modenhet på prospekt og lokasjon for effektiv drift av operasjoner med minst mulig forflytting av rigg.

Avfallshåndtering

Offshore Norge sine retningslinjer for avfallsstyring vil bli benyttet i forbindelse med avfallshåndtering, og en installasjonsspesifikk avfallsplan vil bli fulgt. Konkrete sorteringsmål er styrende for avfallsarbeidet og flyterigger som opererer for Equinor er underlagt samme sorteringsystem.

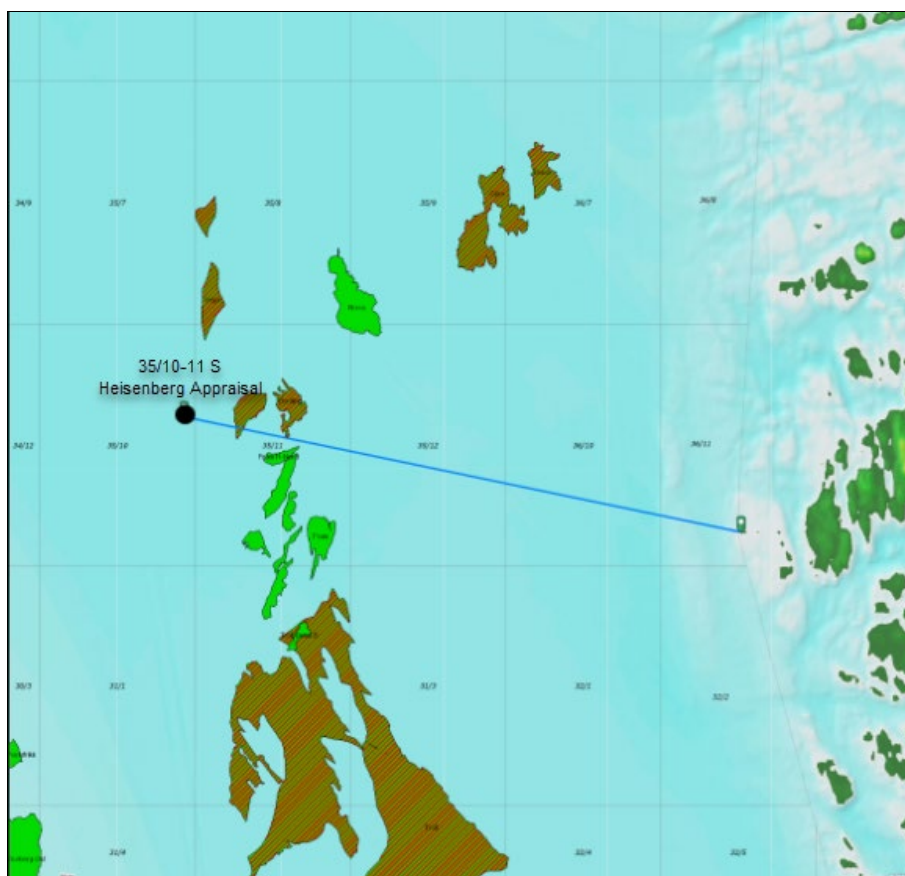
Alt næringsavfall og farlig avfall, bortsett fra fraksjonene som defineres som produksjonsavfall; kaks, brukt oljeholdig borevæske og oljeholdig slop blir håndtert av avfallskontraktør. Avfallskontraktørene sørger for optimal håndtering og sluttbehandling av avfallet i henhold til kontraktene. Alle aktuelle nedstrømsløsninger som velges skal godkjennes av Equinor. Avfallskontraktørene lager også et miljøregnskap for sine valgte nedstrømsløsninger. Hovedfokus for nedstrømsløsningene vil være å sikre høyest mulig gjenvinningsgrad for avfallet som håndteres. Alt avfall kildesorteres offshore i henhold til Offshore Norge sine anbefalte avfallskategorier. Avfall som kommer til land og ikke tilfredsstillende disse sorteringskategoriene blir avvikshåndtert og ettersortert på land. Avfallskontraktørene benyttes også som rådgivere i tilrettelegging av avfallssystemer ute på plattformene.

Egne avtaler er inngått for behandling av boreavfall (borekaks /borevæske, oljeholdig boreslop og tankvask) med borevæskekontraktørene og spesialfirma for håndtering av boreavfall. Det er også utviklet et kompensasjonsformat som skal stimulere til gjenbruk av de brukte borevæskene.

Væske og/eller slop som ikke kan gjenbrukes sendes videre til godkjente avfallsbehandlingsanlegg. Det er en hovedmålsetning at mengde avfall som går til sluttdeponi skal reduseres. Dette skal i størst mulig grad oppnås gjennom optimalisering av materialbruk, gjenbruk, gjenvinning eller alternativ bruk av væsker og materialer innenfor en forsvarlig ramme av helse, miljø og sikkerhet, samt kvalitet.

2.2 Miljøforhold

Borelokalitetens koordinat i nordlig retning, latitude (ED50, UTM31N)	61°09' 9.50 N
Borelokalitetens koordinat i østlig retning, longitude (ED50, UTM31N)	3°18' 17.98 E



Figur 2.1: Lokasjon av 35/10-11 S Heisenberg Appraisal prospekt

Avstand til land i km	~ 67 km (øygrupper i Solund kommune)
Vanddyp i meter Heisenberg appraisal	364 m

Kan sårbare arter, habitater eller SVO påvirkes av leteboringen?	Nei
Er det gjennomført grunnlagsundersøkelser?	Nei
Finnes det sårbar bunnfauna nær lokaliteten?	Nei

Vurdering av lokasjonen for letebrønnen

Heisenberg prospektet er lokalisert i nordlige Nordsjøen, like nordvest for Fram-feltet, og ca. 6 km nord-nordøst for Kveikje N'Roll letebrønn som ble boret i 2022. Prospektet ligger i lisens PL 827SB. Korteste avstand til land er ca. 67 km (øygrupper i Solund kommune).

Grunnlagsundersøkelser

Heisenberg appraisal befinner seg i et kjent område med mye tidligere boreaktivitet og pågående produksjon. Letebrønnen ligger like i nærheten av Fram-feltet. Det er vurdert som ikke sannsynlig å finne sårbar og verdifull havbunnsfauna i umiddelbar nærhet rundt letebrønnen. Det er ikke gjennomført grunnlagsundersøkelser for den planlagte lokasjonen for Heisenberg appraisal.

Beskrivelse av havbunnen

Havbunnsundersøkelser er gjennomført og viser at havbunnen på selve brønnlokasjonen heller mot øst med en gradient på ca. 1.6°. Vanddypet er målt til ~364m MSL.

Innenfor en radius på 2000 m varierer vanddybden mellom 362 m MSL i sør til 370 m MSL i nord-nordøst. Gjennomsnittshelning er mindre enn 0.5°. Det dypeste vanddypet (375 m MSL) er funnet i en forsenkning i nord-nordøst. Det er funnet en rekke krater i området, disse er gjennomsnittlig 50 m brede og 5 m dype. Gradienter høyere enn 10° er funnet på kanten av enkelte kraterer i området. 30 m øst for lokasjonen øker helningen til over 4° på kanten av et krater (pockmark). Dette krateret er 3,5 m dypt og 60 m bredt.

Bunnssubstratet i området er hovedsakelig myk, sandig leire med lokale forekomster av grovere sedimenter. Enkelte steinblokker (boulders) er funnet i området, men ingen er tolket til å være høyere enn 0.3 m innenfor 200 m fra brønnlokasjon.

Brønnlokasjonen for Heisenberg Appraisal har grunn gass klasse 0. Det forventes dermed ikke grunn gass på lokasjonen.

2.3 Valg av kjemikalier

Per søknadstidspunkt foreligger det enda en del usikkerheter rundt brønndesignet. Det planlegges for en vertikal til J-format brønn med et forenklet foringsrørdesign bestående av fire seksjoner (42", 17 1/2", 12 1/4" og 8 1/2") og tre foringsrør (36", 20" x 13 3/8" og 9 5/8" forlengelsesrør). I kjemikalieberegningene har man også inkludert kjemikalier for boring av et pilothull, da det ikke kan utelukkes at det kan bli aktuelt å bore pilothull for datainnsamling.

Dersom videre analyser viser at det likevel er behov for fullt foringsrørdesign i brønnen, vil dette introdusere en ekstra seksjon (26"). Da vil 20" foringsrør bli installert på foreløpig dyp for 13 3/8", slik at både 13 3/8" foringsrør og 9 5/8" forlengelsesrør kan settes dypere. Ved et kommersielt funn vil man installere og sementere et 7" forlengelsesrør i 8 1/2" seksjonen. Brønnen vil da enten bli permanent pluggert med trykk- og temperaturmålere

stående i brønnen for datainnsamling eller midlertid forlatt for å installere trykk- og temperaturmålerne på et senere tidspunkt. I et slikt scenario vil forbruk/utslipp relatert til denne operasjonen omsøkes i en egen søknad. Dersom det viser seg at det ikke er et kommersielt funn, vil brønnen bli permanent plugget uten installering av 7" forlengelsesrør og trykk- og temperaturmålere etter boring. Det er det fulle brønndesignet beskrevet over, i tillegg til et pilothull (vedlegg D) som ligger til grunn for kjemikalieberegningene.

Etter planen vil pilothull og topphullseksjon bli boret med sjøvann og viskøse væskepiller med bentonitt/polymer som vil bli pumpet ved behov for å rense hullet. I kjemikalieberegningene er det derimot tatt høyde for bruk av et vektet vannbasert slam under boring av 26" seksjonen, dersom det av tekniske årsaker skulle bli bruk for det. For å stabilisere borehullet vil det bli pumpet et vektet borevæskesystem før uttrekking av hullet. For å sikre hullstabilitet under boring vil det i resterende seksjoner benyttes oljebasert borevæske.

Håndtering av brukte borevæsker

Ved boring av topphullseksjonene vil ikke stigerør være installert. Sjøvann og høyviskøse piller og evt. brukt vannbasert borevæske med borekaks slippes ut på havbunnen. Resterende seksjoner vil bli boret med oljebasert borevæske og kaks og borevæske vil returneres til riggen via stigerøret. På riggen blir dette separert over shaker, før kaks og overflødig borevæske sendes til land for behandling/gjenbruk. En samlet oversikt over forbruk og utslipp av borevæske er vist i Vedlegg F.

3 Utslipp og miljøpåvirkning

3.1 Bruk og utslipp av kjemikalier

Forbruk og utslipp av stoff i rød kategori

Bruksområde	Funksjonsgruppe	Maksimal bruk (kg) av	Maksimalt utslipp (kg)
F Hjelpekjemikalier	3 - Avleiringshemmer	14	14
Sum		14	14

Begrunnelse for bruk og miljøvurdering av kjemikalier med stoff i rød kategori

Det er planlagt bruk av ett kjemikalie med innhold av stoff i rød kategori. Dette er et hjelpekjemikalium som inngår i drikkevannsystemet til DSS.

Hjelpekjemikalier

RO Scale Control er et hjelpekjemikalium som benyttes i anlegg for reversert osmose (RO) på riggen for å forebygge og fjerne saltavleiringer. Kjemikalie er kritisk for slikt utstyr og det er ikke identifisert alternative produkter med bedre miljøegenskaper. Alle relevante avleiringshemmere til dette bruket er i klasse rød eller Y2, hvilket er å betrakte som likt. Produktet er 40% aktivt i vann og har ingen målbar gifteffekt og vil ikke kunne akkumulere i næringskjeden. Når avleiringshemmeren benyttes i RO-anlegget, blir kjemikalie værende på skitten side av membranen og tilbakespyles til sjø. Miljølempen med produktet er at aktiv komponent, en fosfonat, er lite bionedbrytbar i marint miljø og derfor er produktet i rød miljøfareklasse. Forbruket er lavt, slik at utover lav nedbrytningsevne er miljøavtrykket lavt.

Forbruk og utslipp av stoff i gul underkategori 2 og 3

Underkategori	Maksimal bruk (kg)	Maksimalt utslipp (kg)
Underkategori 2 (NEMS Gul 102)	52 516	2 244
Underkategori 3 (NEMS Gul 103)	-	-
Sum	52 516	2 244

Begrunnelse for bruk og miljøvurdering av kjemikalier med stoff i gul underkategori 2 og 3

Søknaden omfatter syv kjemikalier med stoff i gul underkategori 2 (Y2). Ved valg av borevæskesystem tas det hensyn til formasjonsstabilitet og datainnsamling i tillegg til HMS og kaks- og avfallshåndtering både på rigg og på land.

Hjelpekjemikalier/riggkjemikalier

Erifon Stack Glykol består av etylenglykol, vann og en liten andel tilsetningsstoffer. Produktet er så nær grønn kategori man kan komme uten å bruke ren MEG. Derfor vil det ikke være noen umiddelbare erstatninger for denne. Rene PLONOR-produkter (Chemicals known to Pose Little Or No Risk to the environment) vil ikke ha tilstrekkelige egenskaper.

Under normale forhold benyttes gjengefettet Jet-Lube NCS-30 ECF og Jet-Lube ALCO EP ECF (begge gul Y1) ved sammenskruing av borerør, foringsrør osv, mens gjengefettet **Jet Lube HPHT** (gul Y2) nyttes når forholdene er mer krevende. Normalt sett vil dette gjengefettet benyttes der utstyr sendes ut ferdig påsmurt fra land. Jevnt over et år registreres det små mengder forbruk av Jet Lube HPHT og det er derfor inkludert i søknaden. Jet Lube HPHT er kjemisk sett svært lik andre gule gjengefett, selv om det er kategorisert som gul Y2. Det er vanskelig å gjøre nøyaktige bionedbrytbarhetstester på gjengefett og feilkildene kan være store. Dette gule gjengefettet har i realiteten like miljøegenskaper som øvrige gjengefett som kategoriseres gult.

Bore- og brønnkjemikalier

Sementkjemikalier

D193 er et tilsetningsstoff som brukes for å redusere væsketapsraten ved å forbedre egenskapene til filterkaken. Stoffet er laget for bruk ved lave til moderate temperaturer (<40°C), mens D168 er laget for moderate til høye temperaturer. Det ene tilsetningsstoffet kan dermed ikke erstatte den andre i sin helhet.

D245 tilsettes miksevannet for å sikre god innblanding. Miksevannet blandes opp med sement slik at det aller meste av kjemikalie fanges i herdet sement og utslippsmengden er minimal. Aktivt stoff i produktet er hverken akkumulerende eller giftig. Likevel regnes stoffet som en substitusjonskandidat fordi det ikke er bionedbrytbart og faller i gul Y2-kategori.

Det finnes for øyeblikket ingen kjemikalier med bedre miljømessige egenskaper som kan erstatte egenskapene til D193 og D245, og bruken av produktene ansees som nødvendig for å gjennomføre operasjonen på en sikker måte.

Oljebasert borevæske

One-Mul NS er en emulgator for oljebaserte borevæsker. Det er ingen planlagt operasjonelt utslipp og det vil være lav eller ingen miljørisiko ved normal operasjon. Emulgatorer for OBM er vanligvis komplekse aminholdige fettsyrer og lite bionedbrytbare, og kategoriseres derfor som gul Y2. Miljørisiko er likevel lav siden slike produkter inngår i oljebaserte system uten planlagte utslipp.

Rheflat-X inngår i oljebasert slam for å sikre stabil viskositet. Produktet brukes i oljebaserte borevæsker og vil derfor ikke slippes til sjø, men resirkuleres. Produktet er delvis bionedbrytbart, og er kategorisert som gul Y2. Komponentene i produktet viser lav eller ingen giftighet noe som kan tilskrives at lav vannløselighetsevne medfører lav eksponering for marine organismer. Produktet er helt oljeløselig og vil tilnærmet utelukkende foreligge i oljefasen. Det finnes så langt ingen miljøvennlige alternativer til dette materialet til dette bruksområdet.

Truvis er et stoff som tilsettes oljebaserte borevæske for å øke viskositeten. Siden borevæsken ikke slippes til sjø, vil det ikke være planlagte utslipp av kjemikalie. Kjemikalie er lite giftig og ikke bioakkumulerende, men stoffet er lite biologisk nedbrytbart. I de tilfeller der organiske leirer er nødvendig, vil det ikke være mulig å erstatte Truvis eller lignende produkter med dagens kjemikalieteknologi.

Utslipp av stoff i gul underkategori 1

Underkategori	Anslått utslipp (tonn)
Uten underkategori (NEMS Gul 100/104)	3,2
Underkategori 1 (NEMS Gul 101)	0,4
Sum	3,6

Miljøvurdering av utslipp av stoff i gul underkategori 1

Gul underkategori 1 omfatter stoffer som ikke omfattes av svart, rød eller grønn kategori. Dette er sterke syrer og baser som er fritatt for krav om økotoksikologisk testing. For gul underkategori 1 vil nedbrytningsstoffene forventes å bionedbrytes fullstendig eller bionedbrytes til stoff som ville falle i gul eller grønn kategori. Gule kjemikalier er syntetiske stoffer med miljøakseptable egenskaper.

Forbruk og utslipp av stoff i grønn kategori

Kategori	Anslått bruk (tonn)	Anslått utslipp (tonn)
Sum	5 175	1 911

Miljøvurdering av utslipp av stoff i grønn kategori

En stor andel av kjemikalier som går til utslipp under operasjonen vil være PLONOR-kjemikalier. Dette er kjemikalier som er vannløselige, bionedbrytbare, ikke-akkumulerende og/eller uorganiske, naturlig forekommende stoffer med minimal eller ingen miljøskadelig effekt. Kjemikalier med grønn miljøklassifisering er valgt fordi de regnes som de mest miljøvennlige produktene.

3.2 Andre utslipp til sjø og fysisk påvirkning på havbunnen

Oljeholdig vann

Det vil ikke være utslipp av annet oljeholdig vann enn drenasjevann.

Kaks

Brønndesignet som er beskrevet i kapittel 2.3 og i vedlegg D og F ligger til grunn for kaksberegningene. Utslipp av kaks til sjø vil kun skje fra de seksjoner som bores med sjøvann eller vannbasert borevæske.

Letebrønn	Borekaks generert	Borekaks utslipp	Enhet
35/10-11 S Heisenberg Appraisal	863	553	tonn

Fysiske påvirkninger på havbunnen

Det er ikke forventet tilstedeværelse av sårbar bunnfauna som vil påvirkes av utslipp av borekaks.

3.3 Utslipp til luft

Utslipp fra kraftgenerering

Gjennomsnittlig dieselforbruk i forbindelse med kraftgenerering (motor og kjel) er estimert til ca. 40 tonn per døgn når riggen ankres opp. Operasjonene på avgrensingsbrønnen har en estimert varighet på 48 døgn ved funn.

Stoff:	Enhet:	Utslipp:	Faktor:	Type faktor:
Flyktige organiske forbindelser uten metan (nmVOC)	Tonn	10	0,005	Offshore Norge standardfaktor
Karbondioksid (CO ₂)	Tonn	6089	3,17	Offshore Norge standardfaktor
Nitrogenoksider (NO _x) - motor	Tonn	83	0,04312	Riggspesifikk utslippsfaktor
Nitrogenoksider (NO _x) - kjel	Tonn	0,148	0,0036	Offshore Norge standardfaktor
Svoveloksider (SO _x)	Tonn	1,919	0,000999	Offshore Norge standardfaktor

For kaldventilering og diffuse utslipp antas det en brønnsesifikk utslippsfaktor på 0,25 tonn CH₄ og 0,25 nmVOC per brønnbane.

4 Beredskap mot akutt forurensning

4.1 Nøkkelinformasjon om miljørisiko- og beredskapsanalyse

Spesielle utfordringer som påvirker miljørisiko og beredskapsbehov?	Nei
Hvilken analyse har dere brukt?	ERA ACUTE – referansebasert mot Kveikje N'Roll
Er det gjort beredskapsmodelleringer i OSCAR?	Gjort for Kveikje N'Roll

Begrunnelse for valg av oljetype til oljedriftssimuleringer og kalkulering av systembehov

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende potensielle miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det forventes å finne flytende hydrokarboner i letebrønnen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal, og Fram-olje er valgt som referanseolje. Referanseoljen er valgt på bakgrunn av områdenærhet og at den har tilnærmet like egenskaper som det forventede fluidet i letebrønnen. Fram-olje har forvitningsstudier fra 2013 utført av Sintef.

Beskrivelse av oljetypens egenskaper

Fram-oljen er en parafinsk råolje med tetthet på 850 kg/m³. Den har et middels asfalten- og voksinnhold (5,3 og 0,1 vekt%) sammenliknet med andre råoljer på norsk sokkel. Det er forventet at de lette komponentene av Fram-oljen vil fordampe lett ved et oljeutslipp til havs, og dette medfører at det relative innholdet av voks og asfalten vil øke raskt i starten av et oljeutslipp. Fram olje har relativt lang levetid på sjøen på grunn av hurtig vannopptak

(maks 80 vol%) og høy viskositet, men ved røffe værforhold (15 m/s vind) forventes oljen å forsvinne fra overflaten etter 1 dag.

4.2 Vektet rate og varighet

Heisenberg Appraisal skal utforske to intervaller med forventede hydrokarboner (reservoarsoner); Heisenberg og Hummer. I henhold til planlagt brønndesign, vil begge disse sonene eksponeres under boring av 8 ½" seksjonen.

Som beskrevet i vedlagt utblåsningsanalyse (BSA)[A] er det beregnet utblåsningsrater under boring av reservoarseksjonen. Disse er basert på forventede reservoarparametere og fluidegenskaper i letebrønnen. Sannsynlighetsfordelingen for utblåsning på overflaten eller sjøbunn er gitt ut fra at den planlagte boreoperasjonen vil gjennomføres med en rigg som er oppankret.

Vektete rater for den planlagte operasjonen er vist i følgende tabell:

Type utblåsning:	Rate i Sm ³ /døgn:	Varighet i døgn:	Sannsynlighet i %:	Kommentar:
Overflateutblåsning	3700	5,5	25%	Vektet rate og varighet
Sjøbunnsutblåsning	2900	13	75%	Vektet rate og varighet
Total vektet rate	3100			

Stranding

Kan olje strande?	Ja
-------------------	----

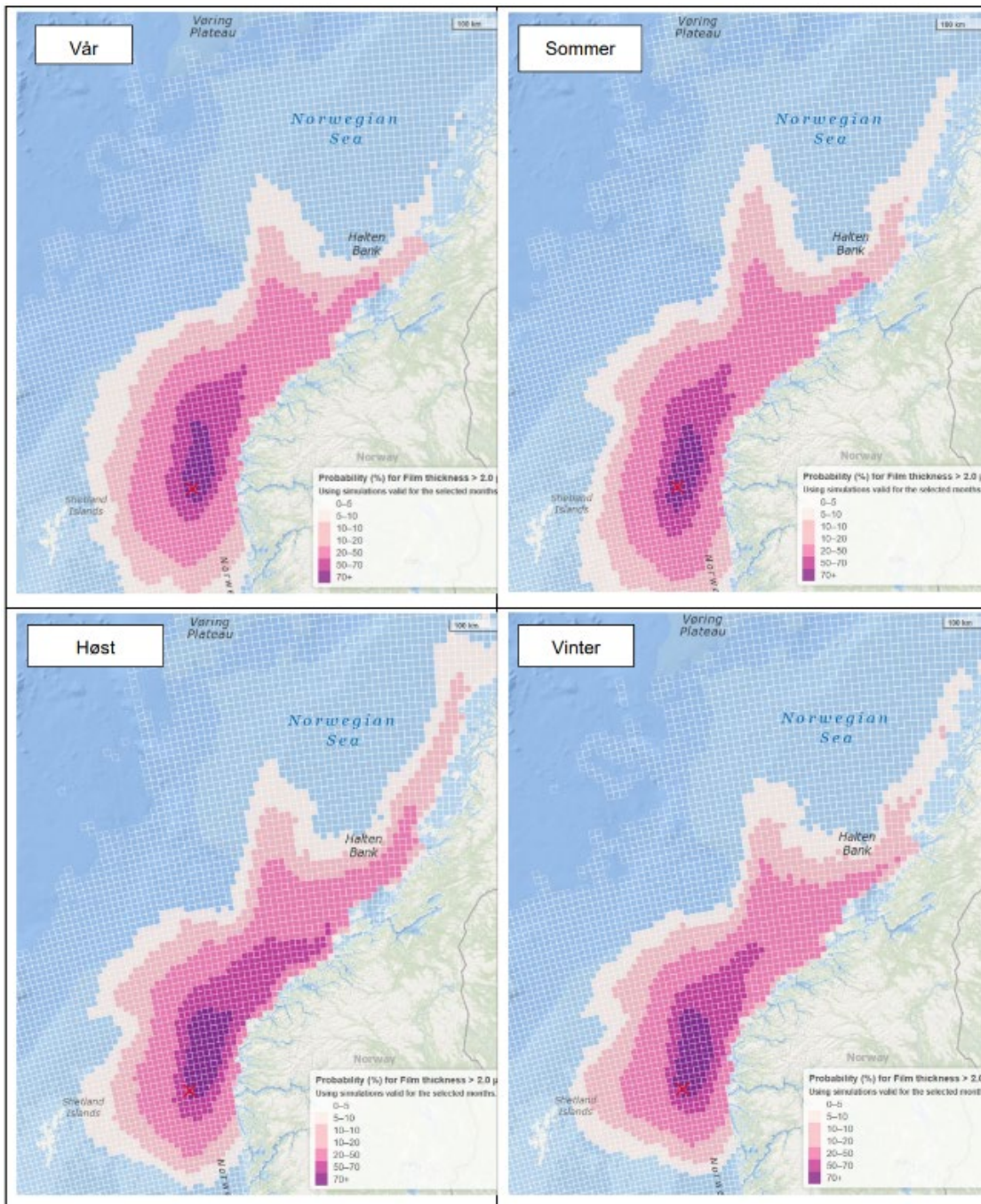
4.3 Operatørens vurdering av miljørisiko

Miljørisikoanalysen (MRA) for Heisenberg Appraisal er gjennomført som en referansebasert analyse, med utgangspunkt i ERA Acute analysen som ble gjennomført av DNV for 35/10-8 S Kveikje N'Roll i 2021[B]. Fram-olje ble også brukt i miljørisikoanalysen for Kveikje N'Roll.

Oppsummering av miljørisikoanalyse for 35/10-8 S Kveikje N'Roll

Oljedriftssimuleringer for Kveikje N'Roll viste at ved en utblåsning vil influensområdene for olje på sjøoverflaten spre seg fra utslippslokasjon og nordover i Norskehavet. Figur 4.1 viser en sesongvis sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm i 10 x10 km ruter gitt en utblåsning fra letebrønnen. Oljedriftsimuleringene indikerte at det var området fra Ytre Sula, Vestland og nordover til Halten, Trøndelag som var mest utsatt.

Maksimal sannsynlighet for stranding i en enkeltrute var Smøla i høstsesongen med 61%. I vår og sommersesongen var det under 50% sannsynlighet for stranding. Strandingsmengdene (uten effekt av oljevernberedskap) var høyest sommerstid, mens drivtidene var kortest vinterstid. Korteste drivtid til land og største strandingsmengde, representert med 95-persentilene, var modellert til 3,6 døgn og ~29 000 tonn.



Figur 4.1 Sesongvis sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 μm i 10 x10 km ruter gitt en utblåsning fra 35/10-8 S Kveikje N'Roll.

En utslippet utblåsning fra Kveikje N'Roll ville også kunne berøre 6 NOFO eksempelområder langs kysten av Vestland til Trøndelag. Eksempelområdene med størst strandet mengde emulsjon og korteste drivtid var henholdsvis Frøya & Froan (~6200 tonn) og Sverslingsosen-Skorpa (5,7 døgn).

Det var gitt 0,1 % sannsynlighet for stor miljøskade på sjøfugl gitt en utblåsning fra Kveikje N'Roll. Risikoen var satt i gult område i risikomatriksen. Frekvensen for svært alvorlig og stor var lavere enn 10^{-6} nivå pr. år og derfor ikke inkludert i risikomatriksen som presenterte VØK-gruppene samlet. På månedsbasis var det i perioden juni – juli begrenset sannsynlighet for stor miljøskade for havhest. For de øvrige månedene varierte den øverste konsekvenskategori fra Mindre (september) til Svært alvorlig (mars-mai og august). Foruten havhest var dimensjonerende sjøfuglarter gjennom året havsule og lomvi.

Miljørisiko for strandflora viste 0,2 % sannsynlighet for katastrofal miljøskade og 0,2 % sannsynlighet for stor miljøskade gitt en utblåsning fra Kveikje N'Roll. Risikoen for katastrofal var i gult område i risikomatriksen. Frekvensen for Katastrofal er på 10^{-7} nivå mens den for kategoriene Alvorlig – Stor var 10^{-6} og for konsekvenskategoriene Ubetydelig – Moderat var 10^{-5} . For strandflora var det for samtlige måneder bidrag fra alle konsekvenskategoriene, men med 10^{-7} frekvens for de to øverste kategoriene Stor og Katastrofal. Dette innebar at fauna var dimensjonerende for kytshabitat.

For fisk (tobis) var det for perioden mars – august bidrag fra konsekvenskategorien mindre, mens det i resten av året var ubetydelig miljøskade.

Høyeste konsekvensnivå over 10^{-6} pr. år ble oppsummert i risikomatriksen i figur 4.2 for alle kompartiment (sjøfugl og marine pattedyr, strand og fisk) og viste risiko i konsekvenskategori Stor for kytshabitat, Alvorlig for sjøfugl/ marine pattedyr og Ubetydelig for fisk. Risikoene lå i gult og grønt område i Equinor sin risikomatrikse. Det er verdt å bemerke at all miljørisiko er vist uten effekt av avbøtende tiltak som for eksempel oljevernberedskap.

IMPACT	SANNSYNLIGHET / returperiode	Ukjent i industrien	Veldig sjelden men har skjedd i industrien (1)	Sjelden men har skjedd (1-3) i industrien	Har skjedd flere ganger (4-20) i industrien	Har skjedd i regionen/selskapet	Har skjedd flere ganger i regionen/selskapet	Har skjedd lokalt / på fasiliteten	Skjer ofte
		> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		< 10^{-5}	10^{-5} - 10^{-4}	10^{-4} - 10^{-3}	10^{-3} - 10^{-2}	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
1/ Ubetydelig									
2/ Ubetydelig			F						
3/ Liten									
4/ Moderat									
5/ Alvorlig	S								
6/ Svært Alvorlig									
7/ Stor	K								
8/ Katastrofal									
9/ Ekstrem									

Figur 4.2 Miljørisiko for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje N'Roll. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

I vurderingen om det kunne gjøres en referansebasert tilnærming av miljørisiko- og oljevernberedskap for 35/10-8 S Kveikje N'Roll, for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal er nøkkelparametere for de to brønnene holdt opp mot vurderingskriterier som er vesentlige for miljørisiko og oljevernberedskap. Disse er vist i følgende tabell;

Tabell 4.1 Miljørisiko- relevante data for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal sammenholdt med tilsvarende data i miljørisikoanalysen til 35/10-8 S Kveikje N'Roll

Parameter	Kriterie	Letebrønnen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal	35/10-8 S Kveike n'Roll 2022	Sammenligning
Geografisk lokasjon	< 50 km fra sammenlignet felt/operasjon	61° 09' 9,5" N 003° 18' 17,98" Ø	61° 06' 33,16" N 003° 15' 07,32" Ø	Ok, tilsvarende Heisenberg Appraisal ligger 6 km nord-nordøst for 35/10-8 S Kveike n'Roll
Avstand til land	Ikke vesentlig nærmere land	67 km	75 km	Ok, se 2.4
Dyp (m)	Tilsvarende	364	362	Ok, tilsvarende vanndybde
Sannsynlighet for utslipp	Tilsvarende, og innen samme kategori i risikomatrisen	1,01E-04	1,23E-04	Ok
GOR/GCR (Sm ³ /Sm ³)	Tilsvarende	GOR 120	GOR 149	Ok, tilsvarende. Karakterisert som oljebrønn.
Rater overflate/sjøbunn	Tilsvarende eller lavere	3654/2895 Sm ³ /d	5583/4525 Sm ³ /d	Ok, lavere
Vektet Utblåsningsrate	Tilsvarende eller lavere	3100 Sm ³ /d	4800 Sm ³ /d	Ok 35% lavere utblåsningsrate på Heisenberg Appraisal
Lengste varighet (døgn)	Tilsvarende eller lavere	56 (1,6 % sannsynlighet)	63 (2,5 % sannsynlighet)	Ok Lavere utblåsningsvarighet på Heisenberg Appraisal
Vektet varighet (døgn) overflate/sjøbunn	Tilsvarende eller lavere	5/13	15,4/17,7	Ok, lavere på Heisenberg Appraisal
Vektet volum (m ³) (rate x vektet varighet sjøbunn (lengste))	Tilsvarende eller lavere	37635 m ³	80092 m ³	Ok Lavere volum på Heisenberg Appraisal
Oljetype	Tilsvarende eller kortere levetid på sjø	Framolje (850 kg/m ³)	Framolje (850 kg/m ³)	Ok Samme olje
Årstid		Q4 2023 – Q1 2024	Helårlig analyse	Ok

Basert på belyste parametere over er vurderingen at det vil være dekkende å bruke miljørisiko- og beredskapsanalysen for Kveikje N'Roll fra 2021 for de planlagte operasjonene på Heisenberg Appraisal. På grunn av 35% lavere vektete utblåsningsrater, samt kortere vektete varigheter gitt en utblåsing på Heisenberg Appraisal anses også resultatene fra Kveikje N'Roll MRA å være konservative for Heisenberg Appraisal.

Nærmere vurderinger finnes i vedlagte *Notat - Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal* [C]

4.4 Operatørens vurdering av beredskapsbehov

Oljevernberedskapsanalysen [B] for 35/10-8 S Kveikje N'Roll ble gjort av DNV i 2021. Beredskapsbehovet for barriere 1-4 ble beregnet med Barkal. Ressursbehovet ble beregnet for utblåsningshendelse med vektet utblåsningsrate for sjøbunnsutblåsing på 4525 Sm³/d, og vektet varighet på 17,7 døgn. 95-persentilen av korteste modellerte drivtid til land (5,1 døgn sommerstid og 3,6 døgn vinterstid) lå til grunn for dimensjonering av responstid og 95-persentiler for strandet emulsjonsmengde (29 171 tonn sommerstid og 19 467 tonn vinterstid) dimensjonerte beredskapsbehovet for kyst- og strandsoneberedskap.

Det ble i satt krav til 6 havgående systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 24 timer. Det ble konkludert med at dispergering kunne være et egnet tiltak for å minimalisere miljørisiko, spesielt i perioden oktober-desember. Ved en hendelse må oljetype og dispergerbarhet verifiseres før det settes i gang en potensiell dispergeringsaksjon.

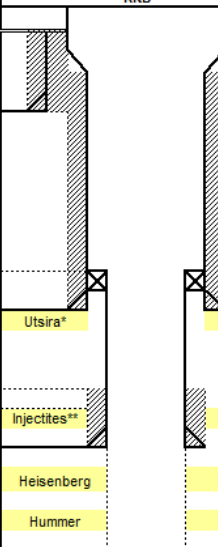
For barriere 3 og 4 ble det stilt krav til en kapasitet tilsvarende 6 systemer i barriere 3 og 6 systemer i barriere 4, med responstid på 3,6 døgn som er korteste drivtid til land.

Med samme forventede oljetype, lavere utblåsningsrater og -varigheter og tilnærmet samme lokasjon vurderes oljevernberedskapsanalysen og anbefalt beredskapsløsning for letebrønn 35/10-8 S Kveikje N'Roll [A] å være dekkende og konservativ for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal.

5 Vedlegg

Vedlegg		Utført av
A	Blowout Scenario analysis (BSA) for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal	Equinor
B	Miljørisiko- (MRA) og beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje N'Roll i PL293B i Nordsjøen	DNV
C	Notat - Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal	Equinor
D	Brønnskisse for 35/10-11 S Heisenberg Avgrensningsbrønn	Equinor
E	Kjemikalielister	Equinor
F	Utslipp av borevæsker og kaks	Equinor

5.1 Vedlegg D: Brønnskisse 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Well: NO 35/10-11 Heisenberg App. Field: Exploration Rig: Deepsea Stavanger													WELL SCHEMATIC Mainbore				All depths refer to RKB. RKB-MSL = 30 m Date: 21.09.2023		
HOLE		CASING/LINER			LOT / FIT	TOC/TOL		CSG. SHOE		RKB	PP EXP	FG EXP (shoe)	Fluid						
SIZE	TVD MD	SIZE	TYPE / RAD. MARKERS	CENTRALIZERS	[SG]	TVD	MD	TVD	MD		[SG]	[SG]	[SG]						
SB	394																		
42" 56	450 450	36"	Interval: 394 m - 450 m Type: 553.4lb/ft, X-56, TSH BD 70 ELS Drift: 32.004"		N/A	Seabed	Seabed	450	450		0.96	1.05	SW+Disp mud 1.3						
17 1/2" 358	808 808	13 3/8"	Interval: 450 m - 798 m Type: 72lb/ft, P-110, Vam 21 CWD S Drift: 12.258"		TBA	749	749	798	798	Utsira*	0.99	1.47	SW+Disp.mud 1.3						
12 1/4" 746	1548 1554	9 5/8"	Interval: 808 m - 1553 m Type: 53.5lb/ft, P-110, Vam 21 CWD ST Drift: 8.508"		TBA	1350	1353	1547	1553	Injectites**	1.05	1.61	OBDF01 1.20						
8 1/2" 284	1828 1838	OH	Interval: 1554 m - 1838 m Max TD 1853 mMD/1843 mTVD							Heisenberg Hummer	1.05		OBDF06 1.20						

* Utsira prognosed at 828 +/-10 m TVD RKB

**Risk of thin subseismic injectite sand stringers associated fractures and faults, increasing in abundance with proximity to reservoir

Planlagt brønndesign for 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Søknad om tillatelse til virksomhet etter
forurensningsloven for boring av letebrønn
35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Dok. nr. 2023-020082

Trer i kraft
26.09.2023

Rev. nr. 0

Well: NO 35/10-11 Heisenberg App.												WELL SCHEMATIC			All depths refer to RKB.		
Field: Exploration												Mainbore			RKB-MSL = 30 m		
Rig: Deepsea Stavanger												Date: 14.09.22					
HOLE		CASING/LINER			LOT / FIT	TOC/TOL		CSG. SHOE					Max PP	Min FG	Fluid		
SIZE	TVD MD	SIZE	TYPE / RAD. MARKERS	CENTRALIZERS	[SG]	TVD	MD	TVD	MD	RKB			[SG]	[SG]	[SG]		
SB	394																
42" 56	450 450	36"	Interval: 394 m - 450 m Type: 553.4lb/ft, X-56, TSH BD 70 ELS Drift: 32.004"		N/A	Seabed	Seabed	450	450						SW+PAD 1,3		
26" 359	809 809	20"	Interval: 450 m - 799 m			Seabed	Seabed								SW+PAD 1,3		
					FIT	749	749	799	799								
17 1/2" 491	1298 1300	13 3/8"	Interval: 809 m - 1290 m Type: 72lb/ft, P-110, Vam 21 CWD S Drift: 12.258"		TBA			1089	1090		Utsira*				OBDF01 1,2		
											Injectites**						
12 1/4 335	1628 1635	9 5/8"	Interval: 1300 m - 1635 m Type: 53.5lb/ft, P-110, Vam 21 CWD ST Drift: 8.508"		TBA						Heisenberg				OBDF01 1,2		
8 1/2" 256	1880 1891	7"	Interval: 1635 m - 1891 m Type: 29lb/ft, L-80, Vam 21 CWD ST Drift: 6.059"								Hummer				OBDF06 1,2		
								1879	1890								

Brønndesign som ligger til grunn for kjemikalieberegninger for 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

5.2 Vedlegg D: Kjemikalietabeller for Heisenberg Appraisal

Tabellene i dette vedlegg gir en oversikt over kjemikalieforbruk og utslipp for letebrønnen

Tabell D-1 Totalt forbruk og utslipp av kjemikalier

Tabell	Bruk (tonn)	Utslipp (tonn)	Bruk Rød	Bruk Gul 102	Bruk Gul 101	Bruk Gul 104/100	Bruk Grønn	Utslipp Rød	Utslipp Gul 102	Utslipp Gul 101	Utslipp Gul 104/100	Utslipp Grønn
01 - Borekjemikalier	4596,88	1387,51	0,00	44,47	8,80	967,32	3576,29	0,00	0,00	0,00	0,00	1387,51
02 - Sementeringskjemikalier	1602,83	512,71	0,00	7,94	1,84	9,15	1583,90	0,00	2,17	0,14	1,00	509,40
03 - Riggkjemikalier	17,35	17,00	0,01	0,11	0,20	2,51	14,51	0,01	0,07	0,20	2,21	14,51
Sum	6217,05	1917,22	0,01	52,52	10,84	978,98	5174,71	0,01	2,24	0,34	3,22	1911,41

Tabell D-2 Totalt forbruk og utslipp av riggekjemikalier

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjonsgruppe	Miljøfarge	Bruk [kg]	Utslipp [kg]	% andel stoff i kategori					Forbruk stoff i kategori [kg]					Utslipp stoff i kategori [kg]				
						Rød	102	104/100	101	Grønn	Rød	102	104/100	101	Grønn	Rød	102	104/100	101	Grønn
Bioguard Plus	F - Hjelpekjemikalier	02 - Korrosjonshemmer	Gul	83	83	0	0	30	0	70	0	0	24,9	0	58,1	0	0	24,9	0	58,1
ERIFON HD 603 HP (NO DYE)	F - Hjelpekjemikalier	10 - Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	Gul Y1	3945	3945	0	0	40	5	55	0	0	1578	197,25	2169,75	0	0	1578	197,25	2169,75
ERIFON STACK GLYCOL	F - Hjelpekjemikalier	10 - Hydraulikkvæske (inkl. BOP væske)	Gul Y2	9863	9863	0	0,6583	0	0	99,3417	0	64,928	0	9798,072	0	64,928	0	0	9798,072	0
JET-LUBE® ALCO EP ECF	A - Bore- og brønnkjemikalier	23 - Gjengefett	Gul	95	9	0	0	100	0	0	0	0	95	0	0	0	0	9	0	0
JET-LUBE® HPHT™ THREAD COMPOUND	A - Bore- og brønnkjemikalier	23 - Gjengefett	Gul Y2	72	7	0	60	30	0	10	0	43,2	21,6	0	7,2	0	4,2	2,1	0	0,7
JET-LUBE® NCS-30ECF	A - Bore- og brønnkjemikalier	23 - Gjengefett	Gul	214	21	0	0	99,4838	0	0,5162	0	0	212,895	0	1,105	0	0	20,892	0	0,108
Microsit Polar	F - Hjelpekjemikalier	27 - Vaske- og rensemidler	Gul	2762	2762	0	0	18,8229	0	81,1771	0	0	519,888	0	2242,112	0	0	519,888	0	2242,112
RenaClean A	F - Hjelpekjemikalier	27 - Vaske- og rensemidler	Gul	118	118	0	0	10	0	90	0	0	11,8	0	106,2	0	0	11,8	0	106,2
RenaClean B	F - Hjelpekjemikalier	27 - Vaske- og rensemidler	Gul	158	158	0	0	30	0	70	0	0	47,4	0	110,6	0	0	47,4	0	110,6
RO Scale Control	F - Hjelpekjemikalier	03 - Avleiringshemmer	Rød	35	35	40	0	0	0	60	14	0	0	0	21	14	0	0	0	21
Sum				17345	17001						14	108	2511	197	14514	14	69	2214	197	14507

Tabell D-3 Totalt forbruk og utslipp av borevæsker

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjonsgruppe	Miljøfarge	Bruk [kg]	Utslipp [kg]	% andel stoff i kategori				Forbruk stoff i kategori [kg]				Utslipp stoff i kategori [kg]		
						102	104/100	101	Grønn	102	104/100	101	Grønn	104/100	101	Grønn
BARITE (All Grades)	A - Bore- og brønnekjemikalier	16 - Vekstoffer og uorganiske kjemikalier	Grønn	1610284	922972,5	0	0	0	100	0	0	0	1610284	0	0	922972,5
Bentonite Ocma	A - Bore- og brønnekjemikalier	18 - Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lig	Grønn	158480,1	158480,1	0	0	0	100	0	0	0	158480,1	0	0	158480,1
CALCIUM CHLORIDE BRINE	A - Bore- og brønnekjemikalier	16 - Vekstoffer og uorganiske kjemikalier	Grønn	459981,5	0	0	0	0	100	0	0	0	459981,5	0	0	0
CITRIC ACID	A - Bore- og brønnekjemikalier	11 - pH regulerende kjemikalier	Grønn	3000	0	0	0	0	100	0	0	0	3000	0	0	0
CMC POLYMER (All Grades)	A - Bore- og brønnekjemikalier	18 - Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lig	Grønn	5559	5559	0	0	0	100	0	0	0	5559	0	0	5559
DUO-VIS NS	A - Bore- og brønnekjemikalier	18 - Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lig	Grønn	1500	1140	0	0	0	100	0	0	0	1500	0	0	1140
GLYDRIL MC	A - Bore- og brønnekjemikalier	21 - Leirskiferstabilisator	Gul	40075,2	0	0	100	0	0	0	40075,2	0	0	0	0	0
LIME	A - Bore- og brønnekjemikalier	11 - pH regulerende kjemikalier	Grønn	3000	0	0	0	0	100	0	0	0	3000	0	0	0
LIME	A - Bore- og brønnekjemikalier	11 - pH regulerende kjemikalier	Grønn	32528,94	0	0	0	0	100	0	0	0	32528,94	0	0	0
MB-5111	A - Bore- og brønnekjemikalier	01 - Biosid	Gul	2062,5	0	0	96,5116	0	3,4884	0	1990,552	0	71,948	0	0	0
NULLFOAM	A - Bore- og brønnekjemikalier	04 - Skumdemper	Gul	1650	0	0	100	0	0	0	1650	0	0	0	0	0
ONE-MUL NS	A - Bore- og brønnekjemikalier	22 - Emulgeringsmiddel	Gul Y2	34687,97	0	69,565	30,4348	0	0	24130,8	10557,21	0	0	0	0	0
POTASSIUM CHLORIDE BRINE	A - Bore- og brønnekjemikalier	16 - Vekstoffer og uorganiske kjemikalier	Grønn	296174,7	296174,7	0	0	0	100	0	0	0	296174,7	0	0	296174,7
RHEFLAT X	A - Bore- og brønnekjemikalier	18 - Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lig	Gul Y2	2245,16	0	20	80	0	0	449,032	1796,128	0	0	0	0	0
SAFE-CARB (All Grades)	A - Bore- og brønnekjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Grønn	516000	0	0	0	0	100	0	0	0	516000	0	0	0
SAFE-COR EN	A - Bore- og brønnekjemikalier	02 - Korrosjonshemmer	Gul	2362,5	0	0	20	0	80	0	472,5	0	1890	0	0	0
SAFE-SCAV CA	A - Bore- og brønnekjemikalier	05 - Oksygenfjerner	Gul Y1	750	0	0	0	100	0	0	0	750	0	0	0	0
SAFE-SCAV HSN	A - Bore- og brønnekjemikalier	33 - H2S Fjerner	Gul	2062,5	0	0	50	0	50	0	1031,25	0	1031,25	0	0	0
SAFE-SCAV NA	A - Bore- og brønnekjemikalier	05 - Oksygenfjerner	Grønn	1125	0	0	0	0	100	0	0	0	1125	0	0	0
SAFE-SOLV 148	A - Bore- og brønnekjemikalier	37 - Andre	Gul	16800	0	0	100	0	0	0	16800	0	0	0	0	0
SAFE-SURF Y	A - Bore- og brønnekjemikalier	26 - Kompletteringskjemikalier	Gul Y1	12000	0	0	40,9091	40,9091	18,1818	0	4909,092	4909,1	2181,816	0	0	0
Saraline G100	A - Bore- og brønnekjemikalier	29 - Oljebasert basevæske	Gul	161262,8	0	0	100	0	0	0	161262,8	0	0	0	0	0
Saraline R130	A - Bore- og brønnekjemikalier	29 - Oljebasert basevæske	Gul	161262,8	0	0	100	0	0	0	161262,8	0	0	0	0	0
Saraline R130	A - Bore- og brønnekjemikalier	29 - Oljebasert basevæske	Gul	555253,6	0	0	100	0	0	0	555253,6	0	0	0	0	0
SODA ASH	A - Bore- og brønnekjemikalier	11 - pH regulerende kjemikalier	Grønn	3180	3180	0	0	0	100	0	0	0	3180	0	0	3180
SODIUM BICARBONATE	A - Bore- og brønnekjemikalier	11 - pH regulerende kjemikalier	Grønn	3000	0	0	0	0	100	0	0	0	3000	0	0	0
SODIUM CHLORIDE BRINE	A - Bore- og brønnekjemikalier	16 - Vekstoffer og uorganiske kjemikalier	Grønn	468000	0	0	0	0	100	0	0	0	468000	0	0	0
SUGAR	A - Bore- og brønnekjemikalier	37 - Andre	Grønn	3187,5	0	0	0	0	100	0	0	0	3187,5	0	0	0
TRUVIS	A - Bore- og brønnekjemikalier	18 - Viskositetsendrende kjemikalier (ink. Lig	Gul Y2	19888,95	0	100	0	0	0	19889	0	0	0	0	0	0
VERSATROL M	A - Bore- og brønnekjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Grønn	6115,52	0	0	0	0	100	0	0	0	6115,52	0	0	0
VERSAWET	A - Bore- og brønnekjemikalier	21 - Leirskiferstabilisator	Gul	6065,52	0	0	100	0	0	0	6065,52	0	0	0	0	0
Y-TROL	A - Bore- og brønnekjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Gul Y1	7331,92	0	0	57,1429	42,8571	0	0	4189,672	3142,2	0	0	0	0
			Sum	4596878	1387506					44469	967316	8801	3576291	0	0	1387506

Tabell D-4 Totalt forbruk og utslipp av sementeringskjemikalier

Handelsnavn	Bruksområde	Funksjonsgruppe	Miljøfarge	Bruk [kg]	Utslipp [kg]	% andel stoff i kategori				Forbruk stoff i kategori [kg]				Utslipp stoff i kategori [kg]			
						102	104/100	101	Grønn	102	104/100	101	Grønn	102	104/100	101	Grønn
B151 - High-Temperature Retarder B151	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	300	300	0	0	0	100	0	0	0	300	0	0	0	300
B557 - Surfactant B557	A - Bore- og brønnkjemikalier	27 - Vaske- og rensemidler	Gul Y1	4395	300	0	40,9091	40,9091	18,1818	0	1797,955	1798	799,09	0	122,727	122,73	54,545
D075 - Silicate Additive D75	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	24533,96	7521,4	0	0	0	100	0	0	0	24533,96	0	0	0	7521,4
D077 - Liquid Accelerator D077	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	15980,82	6121,25	0	0	0	100	0	0	0	15980,82	0	0	0	6121,25
D081 - Liquid Retarder D81	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	9627,15	3377,96	0	0	0	100	0	0	0	9627,15	0	0	0	3377,96
D095 Cement Additive	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	1575	315	0	0	0	100	0	0	0	1575	0	0	0	315
D155- Low-Temperature Liquid Extender D155	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	128495,1	27211,04	0	0	0	100	0	0	0	128495,1	0	0	0	27211,04
D168 - UNIFLAC* L D168	A - Bore- og brønnkjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Gul	12012,6	300	0	19,4175	0	80,5825	0	2332,547	0	9680,053	0	58,252	0	241,748
D176 - High Temperature Expanding Additive D176	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	300	300	0	0	0	100	0	0	0	300	0	0	0	300
D193 Fluid Loss Additive D193	A - Bore- og brønnkjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Gul Y2	22179	3496,62	3,5907	0,6583	0	95,751	796,381	146,004	0	21236,61	125,55	23,018	0	3348,049
D194 Liquid Trifunctional Additive	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Gul	300	300	0	10,4478	0	89,5522	0	31,343	0	268,657	0	31,343	0	268,657
D240 – Environmentally Friendly Dispersant D240	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	30880,31	7445,95	0	0	0	100	0	0	0	30880,31	0	0	0	7445,95
D241A - Spacer Solvent	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Gul	3616,95	300	0	100	0	0	0	3616,95	0	0	0	300	0	0
D242 – Liquid Antifoam D242	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Gul Y1	1267,08	483,41	0	96,6851	3,3149	0	0	1225,078	42,002	0	0	467,385	16,025	0
D244 - Viscosifier for MUDPUSH II Spacer	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	1770	870	0	0	0	100	0	0	0	1770	0	0	0	870
D245 – Dispersant D245	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Gul Y2	19840,2	5692,17	36	0	0	64	7142,47	0	0	12697,73	2049,2	0	0	3642,989
D31 - BARITE D31	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	240057	90282	0	0	0	100	0	0	0	240057	0	0	0	90282
D903 Cement Class C D903	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	322500	154920	0	0	0	100	0	0	0	322500	0	0	0	154920
D907 - Cement Class G D907	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	753000	195375	0	0	0	100	0	0	0	753000	0	0	0	195375
D956 - Class G - Silica Blend D956	A - Bore- og brønnkjemikalier	25 - Sementeringskjemikalier	Grønn	7500	7500	0	0	0	100	0	0	0	7500	0	0	0	7500
SHIELD BOND	A - Bore- og brønnkjemikalier	17 - Kjemikalier for å hindre tapt sirkulasjon	Grønn	2700	300	0	0	0	100	0	0	0	2700	0	0	0	300
			Sum	1602830	512712					7939	9150	1840	1583901	2175	1003	139	509396

5.3 Vedlegg E: Oversikt over utslipp av borevæske og kaks under boring av Heisenberg Appraisal

Hullseksjon	Dybde m (MD)	Seksjonslengde	Type borevæske- system	Borevæske	Kaks generert (beregnet)		Kakshåndtering (utslipp til sjø, sendt til land etc.)
				Resipient			
	Utslipp til sjø	[m3]		[m3]	[tonn]		
8,5 pilot	398-1200	802	BENTONITE SPUD SYSTEM	401	30,9	80,34	Utslipp til sjø
42	398-454	56	BENTONITE SPUD SYSTEM	185	52,6	136,76	Utslipp til sjø
26	450-809	359	BENTONITE SPUD SYSTEM / WBM	545	129,2	335,92	Utslipp til sjø
17,5	799-1300	501	VERSATEC SYSTEM	0	81,6	212,16	Sendes til land
12,25	1290-1635	345	EXPLORADRILL	0	27,5	71,5	Sendes til land
8,5	1634-1891	257	EXPLORADRILL	0	9,9	25,74	Sendes til land
Totalt	-	2320	-	1131	331,7	862,42	-

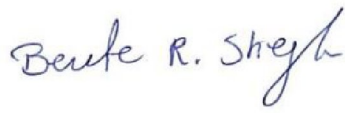
Blowout scenario analysis, 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well

Title: Blowout scenario analysis, 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well		
Document no.: ST-23046	Contract no.:	Project: 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Classification: Internal	Distribution:
Expiry date:	Status: Final

Distribution date: 22.09.2023	Rev. no.: 0	Copy no.:
---	-----------------------	-----------

Author(s)/Source(s): Bente Røiland Stiegler	
Subjects: Blowout frequency, rate and duration for the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well	
Remarks:	
Valid from:	Updated:
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Prepared by (Organisation unit / Name): TDI OG FOS SAPT ST/ Bente Røiland Stiegler	Date/Signature: 
Responsible (Organisation unit/ Name):	Date/Signature:
Recommended (Organisation unit/ Name): Leading advisor O&M/ Helge Myrland	Date/Signature: Helge Myrland (459190)
Approved by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature:

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Summary

This note presents the assessment of blowout frequency, rate, and duration for the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well. The analysis is based on input from the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal project, available blowout statistics and internal guidelines.

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given. For 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well, the blowout frequency is judged to $1,01 \times 10^{-4}$ per year. The weighted blowout rate for the well is 3100 Sm³/d.

Maximum probable duration is 56 days with a 1,6 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 5 days and for seabed releases it is 13 days

1 Introduction

In this document, the blowout frequency, rates and possible duration of a blowout is discussed, and results given for the 35/10-11 Heisenberg Appraisal S well. This is performed as input to the Environmental Risk Analysis and the oil spill analysis.

2 Abbreviations

BSA	Blowout Scenario Analysis
BOP	Blowout preventer
DMA	Dead-man anchor
GOR	Gas Oil Ratio
LMRP	Lower Marine Riser Package
MSL	Mean Sea Level
NCS	Norwegian Continental Shelf
ROV	Remotely Operated Vehicle

3 System description

3.1 General

This blowout scenario analysis (BSA) of blowout frequencies, rates and duration, are based on GL0498 [3] and the following:

- Statistics for blowout and well leak frequencies [1]
- Input from 35/10-11 S Heisenberg Appraisal project, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI OG FOS SAPT ST and in dialogue with 35/10-11 S Heisenberg Appraisal organisation

Only wells producing some extents of oil are relevant to include in the BSAs as the sole purpose of the BSA is to be input to oil spill preparedness and environmental risk analysis. For the same reason, shallow gas and well releases are excluded, due to minimal environmental impact.

3.2 Well specific information

The 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well is in the Norwegian Sea, with ED50 coordinates 61°09'9.50N 3°18'17.98E. For the drilling, a semi-sub rig on anchors is assumed. Water depth is about 368m. The GOR is estimated to Reservoir 1: 54,3 Sm³/Sm³ and Reservoir 2: 120Sm³/Sm³. See App.B for further details.

Table 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Parameter	Value
Surface location (coordinates in ED50 datum)	X: 516417.4m Y: 6779988.5m 61°09'9.50N 3°18'17.98E
Distance to shore (km)	<100km
Name of oil (with valid weathering study)	Fram oil (Fram 2013)
Expected oil density at surface conditions (kg/m3)	843.1
Gas density/gravity (sg)	0.59
Casing or liner design	9 5/8" liner
ID of surface casing (in)	8,535" (825m), 12,347" (401m)
OD of drill string (in)	5 7/8"
Water depth (m)	368
Estimated time for drilling (month)	December/January
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5 years)? Distances (km)?	35/10-9 2.2km 35/10-8 S Kveikje 35/10-4 S 1.2km

3.3 Assumptions/limitations

It is assumed a rig on anchors for this study.

The Heisenberg Appraisal well is planned as one well, with two reservoir zones.

The GOR is different between the two reservoirs. Assumption is based on 50% chance of Reservoir 1 and 50% on Reservoir 2.

The capping stack evaluation is based on Kveikje and n'Roll project.

4 Blowout probabilities and scenarios

Frequency

The 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well is assumed by the project to be a "normal well" (i.e. not HPHT), as well as an appraisal well. As the GOR is 120/45 Sm³/Sm³, the well is defined as an oil well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of 1,01x10⁻⁴ per year.

A rig on anchors will be used for drilling the well. Based on information in [2] and an overall evaluation of different scenarios and sort of vessel from the database [1], a probability distribution between surface and seabed release scenarios is set to 25 % and 75 % in order of appearance. This results in the following probabilities:

- P(blowout with surface release) = 0,25 · 1,01 · 10⁻⁴ = 2,53 · 10⁻⁵
- P(blowout with seabed release) = 0,75 · 1,01 · 10⁻⁴ = 7,58 · 10⁻⁵

Location of incident

During a drilling operation, a blowout may occur if a reservoir is penetrated while well pressure is in underbalance with the formation pore pressure, and a loss of well control follows. Three different scenarios for exploration drilling are defined:

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

- Top penetration: Kick and loss of well control after 5 m into the reservoir, typically due to higher reservoir pressure than expected.
- Drilling ahead: Kick and loss of well control after penetration of half the pay zone depth. Represents various causes of underbalance while drilling ahead.
- Tripping: Kick and loss of well control after full reservoir penetration, typically due to swabbing during tripping.

As per 3, the following probabilities are recommended:

- $P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = 0,30$
- $P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,30$

Given the above definition of scenarios:

- $P(\text{Drilling ahead} \mid \text{blowout}) = 1 - P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) - P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,40$

Flow path scenarios

Annulus flow path only is recommended for a basic analysis, for a more detailed analysis of blowout scenarios, the following flow path scenarios and probabilities can be applied for all depths, ref. [3]:

- Open hole 10 %
- Annulus 80 %
- Drill pipe 10 %

The present BSA is carried out on a basic level, i.e. all blowouts are considered having flow through annulus.

Flow restriction scenarios

A significant number of recorded blowouts experienced/varying degree of restrictions such as:

- Almost closed BOP (pipe ram or blind/shear ram)
- Solids blocking the open hole section due to sand aggregation or formation collapse
- Deformed tubulars, including riser, BOP, casing, drill string

Based on ref. [3] a 60/40 % distribution between full and restricted flow is recommended. The flow restriction is modelled as a circular disc on top of the wellhead with the following hole sizes:

- Open hole 2"
- Annulus 1,5"
- Drill pipe 1"

5 Blowout rates

In the tables below, relevant distribution parameters and the originally calculated blowout rates [4] are given, in addition to the weighted blowout rate. The values are given for surface and seabed releases.

Table 2 Blowout rates – initial and weighted rates

Scenario distribution	Scenario	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Surface		Seabed	
					Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)	Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)
30 %	Top penetration	Open	60 %	0,18	1612	290	1026	185
		95 % restr	40 %	0,12	1273	153	976	117
40%	Drilling ahead	Open	60 %	0,24	4562	1095	3330	799
		95 % restr	40 %	0,16	2630	421	2484	397
30 %	Tripping	Open	60 %	0,18	7143	1286	5520	994
		95 % restr	40 %	0,12	3412	409	3354	402
				Total		3654		2895

Thus, the weighted surface blowout rate is 3700 Sm³/d and weighted seabed blowout rate is 2900 Sm³/d. Using the distribution 25 % / 75 % for surface /seabed releases for a rig on anchors (ch.4), the total weighted rate is estimated to 3100 Sm³/d.

6 Blowout duration, 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well

6.1 General

An oil blowout can be stopped by:

- Operator actions – mechanical (*capping*)
- Wellbore collapse and/or rock material plugging the well – (*bridging*)
- Altered fluid characteristics resulting from *water* or *oil coning* during a blowout
- Drilling a *relief well* and pumping kill mud
- For drilling and completion on Central template – use of capping stack

6.2 Blowout stopping mechanisms

6.2.1 Operator action [5]

Capping (without capping stack) is an operator action involving closing off the flow from the wellbore at the mudline, rather than downhole, using equipment available on the installation. This is either a mechanical shut-in of the well or killing the well with various types of mud and cement.

Depending on the type of operation, capping can involve closing one or more valves in the well's permanent barrier system, such as:

- one of the BOP valves
- valves in the Xmas tree
- valves in the drill or operation string

- downhole valves. This could be a possibility, for example, if one of the causes of the blowout was a failure in the valve's control system which subsequently proves to be repairable.

The ability to run a work string or having one already in place is a precondition for pumping mud down the well. A distinction can be made between hydraulic or dynamic killing. In the first case, a heavy mud is used which provides sufficient hydrostatic pressure to stop the flow from the reservoir. Dynamic killing involves circulating mud in the well at high pumping rates, so that the frictional pressure loss makes a substantial contribution to the counterpressure against the reservoir. A killing operation can also be a combination of these two methods.

Bullheading is another approach. In principle, this involves pumping liquid at high rates and under high pressure through the BOP's choke and kill lines. That presses the formation fluid back into the formation and eventually fills the well with sufficiently heavy kill mud. This method consequently again requires the ability to pump with sufficient rates and pressure to drive more mud into the well. Cement can be used in a kill process either by filling all or part of the well with this material, in the same way as with a kill mud, or by driving cement slurry into the formation.

6.2.2 Bridging [5]

Bridging is a natural mechanism which cause the wellbore to collapse, or the well is plugged or filled up with produced sand, unconsolidated material or formation fragments.

Bridging is a collective term for mechanisms which alter downhole conditions so that the flow ceases. The following can be distinguished:

1. Accumulation of unconsolidated material in the well to block the flow.
2. Well collapse
3. Formation of a hydrate plug in the flow path.

Unconsolidated materials can derive from sand accompanying formation fluid out of the reservoir (sand production) or be loosened from the well walls by the production flow or as a result of stress changes in the formation surrounding the well. Relatively unconsolidated sandstone reservoirs with good permeability can give rise to substantial sand production. Depending on flow rates, the sand can accumulate over time in the well to restrict and eventually halt the flow. If blowout rates are high, however, the sand will accompany the oil stream out of the well. A combination of a brittle formation, friction from the fluid flow along the well wall and stress changes in the well wall could cause formation fragments large and small to flake off and plug the well. Should the drainage of formation fluid during a blowout cause formation pressure to fall to a level below the formation's collapse gradient, the well may collapse or implode. The flow will then be sharply reduced or cease completely.

Factors which could contribute to well collapse include:

- high flow rates which yield rapid drainage of the reservoir and pressure drop
- a small reservoir or poor communication between various reservoir areas, which gives rapid pressure drop per unit volume of liquid drained
- a high collapse gradient (loosely consolidated formation).

6.2.3 Coning [5]

If gas or water coning is a relevant mechanism in a well, this phenomenon could convert a blowout which initially conducts oil to the surface into a pure gas and/or water discharge. Three phases lie one above the other in the reservoir – gas on the top, water at the bottom and oil in between. The thickness of these layers and the extent to which all are present vary from reservoir to reservoir. When producing from the oil layer, a local pressure reduction arises in that part of this zone which is closest to the well. Depending on such factors as:

- thickness of the oil layer
- viscosity of the oil
- reservoir flow properties horizontally compared with vertically
- production rate, the interface between the three fluid layers during production will differ from the original in the vicinity of the well.

The water phase is pulled up and the gas phase down. With vertical wells, these changes form cones centred in the well. That increases water and/or gas cuts during oil production. Concern about water/gas coning could govern the design of the well path for producers and subsequently the actual production process. Production from an oil layer could convert entirely in this way to water or gas output. Water and gas coning could thereby be a mechanism which halts uncontrolled oil flow during a blowout.

6.2.4 Drilling a relief well [5]

A relief well will be spudded where it is difficult for various reasons to conduct effective kill measures from the rig. This is drilled in towards the bottom of the blowing well. If effective communication can be established between the two wells, control could be restored over the blowout with the aid of dynamic and hydraulic kill methods.

6.2.5 Capping stack [3]

A capping stack can be considered as a contingency BOP which is launched from one or more vessels, lowered, and installed on the BOP or wellhead of the blowing well. Clearance operations to remove equipment and debris from the BOP or wellhead may be necessary before the installation. When the capping stack is successfully installed, the capping stack blind rams are closed to stop the blowout.

Depending on the scenario, two installation methods may be used: vertical or offset installation. Vertical installation is comparable to installation of a subsea BOP. An important difference is that when installing the capping stack, the marine operation and closure of the BOP is disturbed by the flowing well, both at the wellhead and on the surface. Vertical installation is carried out using one vessel positioned directly above the well. Conditions that may challenge vertical installation include shallow waters, high gas rate, limited sea current.

If dictated by the scenario, in particular disturbance from the blowout plume, offset installation will be applied. Offset installation is carried out using the offset installation carrier to position the capping stack on the blowing well. This is done in combination with two vessels towing the carrier with the capping stack subsea on tensioned wires from both vessels and additional equipment used to manoeuvre the stack in position, including concrete dead man's anchors (DMAs). Offset installation is generally considered more complex and time consuming than vertical installation of the capping stack.

6.3 Background for duration calculations

6.3.1 Historical data

In [1], the Sintef database for blowouts are treated statistically. In addition to frequencies, also durations are collected and treated. The results of this are used for the following duration calculations.

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in [2]. Water and oil coning are not considered in the assessment. Historical data for establishing distributions for stop mechanisms active measures from rig and bridging are found in tab.4 in [2] (updated annually):

Table 3 Weibull parameters for calculating duration of blowout

	α	β	Asymptote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,80	2,30	0,62
CapSubsea	0,85	6,00	0,45
ReliefWell ¹	15	80	1

$T_{\text{ReliefWell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping Subsea}}$ has Weibull distributions. Note that for Relief well and Capping stack, specific input values are used (Table 4 and 6.4.2).

6.4 Duration of the blowout

6.4.1 Estimation of relief well duration

Well specific input about time to drill a relief well is given by the project and presented in Table 4. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Also, the relief well is assumed to drill into a horizontal well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

Table 4: Time to drill a relief well (days)

	Min ^{*)}	Most likely	Max	Comments
1- Decision to mobilize	0.5	1	2	
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	4	8	12	
3- Drilling down to the specific depth	12	15	18	Drilling top hole and 12 ¼" section
4- Geo magnetic steering into the well ²	7	12	30	Vertical well
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	24,5	38	67	

² default values for horizontal/vertical wells (in order of appearance) are provided based on expert judgement. An argument must be provided for alterations in these numbers.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

6.4.2 Capping stack input

Based on the information provided by the project ([4] and App. A) and the methodology presented in App. A in [3], the probability of successfully stopping the blowout by use of capping stack is 49 %.

The duration of the different parts of a vertical capping stack installation for the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal operations are given in the tables below. The Kveikje n'Roll well is used as reference well for Heisenberg Appraisal as the Kveikje n'Roll well is located in the same area in the North Sea and the GOR and blowout rates are comparable. Grey cells are default values (as in App. A), and these are based on expert judgement from the discipline ladder and several capping stack workshops for exploration wells. Neither number of days nor the probabilities listed in App. A are exact values but a best estimate. Since several factors are added to give a statistical distribution, inaccuracies in single value do not affect the total result in a significant way.

Bad weather conditions can lead to delays and decrease the probability of success for landing the capping stack. Water depth and sea current also affects the success.

The probability of vertical installation, $P(\text{vertical})$ is based on well specific evaluations and comparison with Kveikje n'Roll, and set to 0,6 for the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well, ref. Appendix A.

Table 5 Vertical capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells. Values from Kveikje n'Roll , applied for Heisenberg Appraisal

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore <i>Justification: Typical values for NCS</i>		8	10	14
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 1-3 days for the NCS). <i>Justification: Typical values for NCS. The area is in the North Sea</i>		1	2	3
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful). <i>Justification: Typical values for NCS</i>	P(add time) = 2 %	2	2	2
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well <ul style="list-style-type: none"> • Transit stack to WH/BOP • Connect • Shut in well <i>Justification: Typical values for NCS for this water depth</i>		Hours a) 8 b) 1 c) 8	Hours a) 12 b) 1,5 c) 8	Hours a) 24 b) 2 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g., mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) <i>Justification of probability: Well will be drilled during winter period</i>	P(delay winter) = 10 %	2	3	5

Table 6 Offset capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells. Values from Kveikje n'Roll , applied for Heisenberg Appraisal

Part	Description	Offset lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore		14	18	28
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 4-6 days for the NCS)		2	4	6
Prepare offset installation system	Plan subsea layout, establish wet storage area (mooring corridors, dead man anchors etc.), typically 15 runs. Restrict to additional time beyond mobilization and deployment.		2	3	4
Set up offset installation system	Deploy equipment in wet storage area and set up offset installation system (3 x DMA installations, air systems using wires/tug lines between two boats). Sensitive weather conditions (through splash zone).		3	4	8
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful).	P(add time) = 2 %	2	3	4
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well <ul style="list-style-type: none"> • 7a. Transit stack to WH/BOP • 7b. Connect • 7c. Shut in well 		Hours a) 24 b) 8 c) 8	Hours a) 27 b) 12 c) 8	Hours a) 36 b) 24 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels)	P(delay summer) = 2 % P(delay winter) = 15 %	2	5	20

6.4.3 Calculated blowout duration (including capping stack)

The probability distribution in Table 7 is constructed by a combination of the well specific input on capping stack installation and relief well drilling together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging.

Table 7 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days)

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	36,6 %	23,1 %	42		7,1 %
2	14,8 %	11,5 %	49		4,1 %
5	18,5 %	18,6 %	56*		1,6 %
7	10,0 %	6,8 %			
10	9,5 %	6,4 %			
14	3,4 %	7,2 %			
21	3,9 %	7,9 %			
28	3,3 %	1,5 %			
35		4,2 %			

* For blowout duration exceeding 56 days the probability less than 0,2% is added to 56 days duration.

Table 8 Weighted duration, including capping stack

Surface				Seabed			
Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability	Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability
1	1 to 2 days	1,3	51,5 %	1	1 to 5 days	2,6	53,2 %
2	5 to 7 days	5,7	28,5 %	2	7 to 21 days	13,4	28,3 %
3	10 to 14 days	11,0	12,9 %	3	28 to 42 days	38,1	12,8 %
4	21 days	21,0	3,9 %	4	49 days	49,0	4,1 %
5	28 days	28,0	3,3 %	5	56 to 63 days	56,4	1,6 %
Sum weighted surface				12,97			
				5,44			

As presented in Table 7, the maximum blowout duration is 56 days for surface and seabed release, while Table 8 indicates a weighted duration of 5 and 13 days for surface and seabed releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

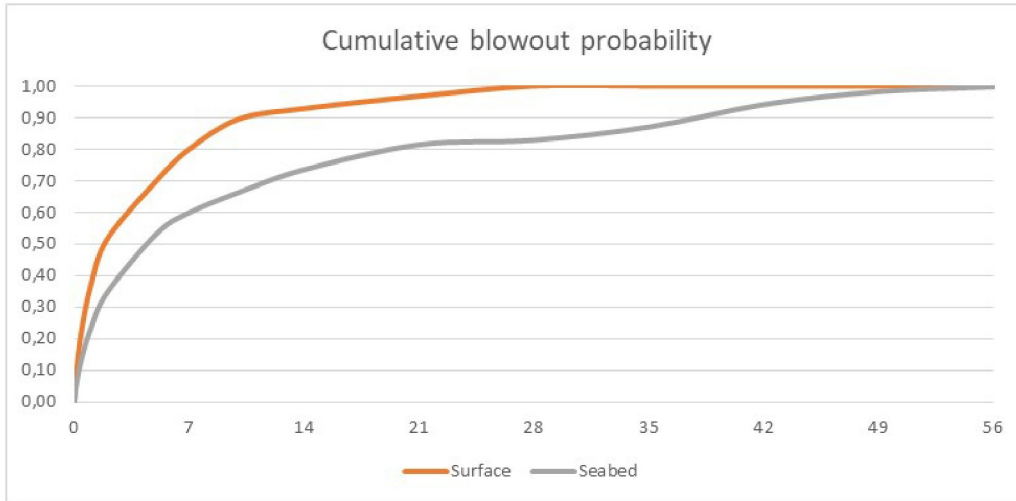


Figure 1 Blowout duration described by cumulative distributions, including capping stack

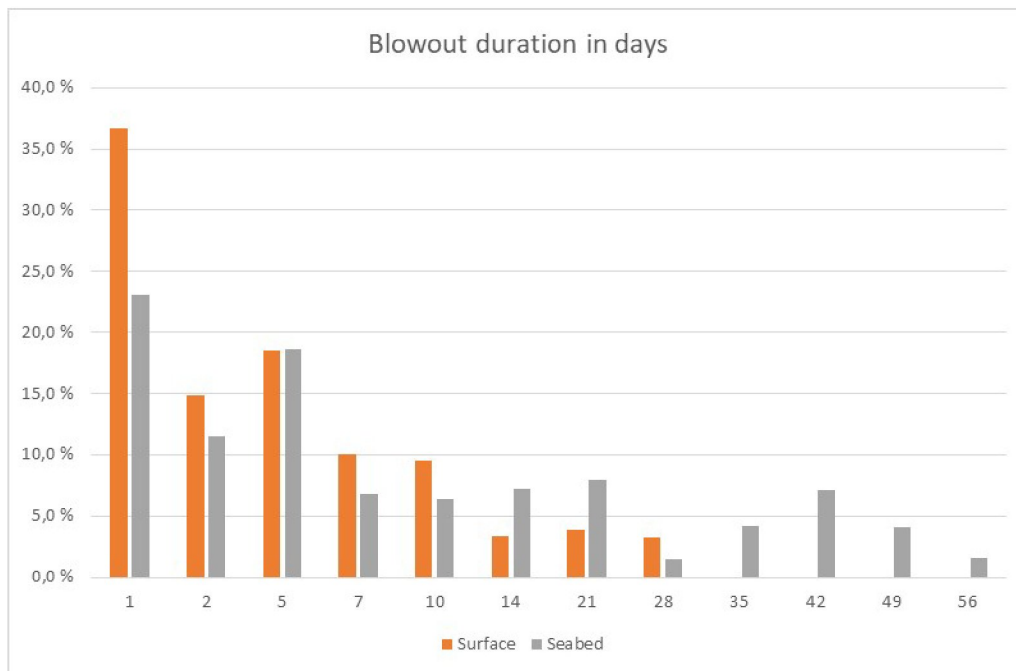


Figure 2 Blowout duration described by probability distributions, including capping stack

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

7 Uncertainties

This report is based on statistical values from [1]. These values are studies and treated in [2]. The blowout frequency is thus a statistical value but assumed to give a rather correct range of the expected blowout frequency.

Rate calculations are assumed correct based on present knowledge. Some values are estimated values and the uncertainty in the final result due to these estimates is considered small.

8 Summary

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given. For 35/10-11 S Heisenberg Appraisal well, the blowout frequency is judged to $1,01 \times 10^{-4}$ per year. The weighted blowout rate for the well bore is 3100 Sm³/d.

Maximum probable duration is 56 days with a 1,6 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 5 days and for seabed releases it is 13 days.

9 References

1. Sintef: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2020", Dok.nr. 2021:00131, Final rev., Jan 2021,
2. Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2020", report 19101001-8/2021/R3, rev Final, April 2021
3. Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis" rev.2
4. Information from the 35/10-11 S Heisenberg Appraisal project in "Exploration input scheme 35/10-11 S Heisenberg Appraisal BSA and ERA input"
5. NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014

Appendix A Probabilities related to use of capping stack. Values from Kveikje n'Roll , applied for Heisenberg Appraisal

The table below is the result of a capping stack workshop with mainly relevant project personnel and the discipline ladder. It shows the probability for the different aspects of the use of capping stack. Grey cells are set default values for capping stack operations.

Blue and green cells are calculated values. The value in the green cell is used as input in the duration calculation.

Success, P(capping stack)		0.4923
P(blowout not through WH/BOP)		0.3
P(outside spec)		0.1585
P(outside technical spec)	The technical spec has limitations like - water depth > 12500 ft/3810 m - max wellhead pressure (15K psi / ca 1000 bar) - GOR (liquid rate 15900 Sm ³ /d with GOR 356)	0.01
P(outside operational window)	Capping operation not undertaken due to restrictions related to environmental conditions, blowout rate and medium (uplift forces from flowing well) and vessel capabilities. E.g., · Water depth · Weather · Sea current · Vessel condition · Blowout flow rate · Blowout medium composition (GOR) <i>(Justification of value: generic value of 0,1 for NCS)</i>	0.15
P(Landing point not available)		0.0685
P(damaged landing points)	Most likely cause is failure of emergency disconnect to LMRP in case of loss of position	0.03
P(tilted wellhead)		0.03
P(no access)	The probability of this scenario is low and could be excluded if there are not specific conditions that suggest otherwise (e.g. subsea installations) makes installation impossible even after debris clearance.	0.01
P(failed operation)		0.1028
P (Failed operation vertical)		0.0689
P(vertical)	The probability of vertical installation, P(vertical) should be based on well specific evaluations on the most probable installation method based on e.g. surface conditions (plume, induced currents, water depth). <i>(Justification of value: well is at 368m water depth)</i>	0.6
P(inflct critical damage to landing point vertical)	The probability of damaging landing point (connectors, wellhead/BOP) during the deployment and installation phase is dependent on the type of installation method. The probability of this occurring during vertical installation is low and comparable to BOP installation.	0.01
P(failed well integrity)	The probability of failed well integrity during the capping stack installation (i.e. blowout outside casing) is studied in the well planning phase (casing collapse study) and should be based on well specific input. <i>(Justification of value: Not HPHT well, standard design, assumed casing collapse probability low)</i>	0.05
P(capping blind shear ram not sealing)	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not accounted for in the model.	0.01
P (Failed operation offset)		0.1536
P(offset)	(max water depth 600 m)	0.4
P(inflct critical damage to landing point offset)	The probability for damaging the landing point during offset installation is less compared to vertical installation method. However, overall operations prior to landing capping stack is more complex than vertical.	0.1

Appendix B Parameters for blowout and kill simulations 4

Table B-1 Reservoir properties

Reservoir data	Unit	Heisenberg	Hummer	GeoX mean? Y/N	Comment
GeoX ID			786571		
Geo prognosis					
Trajectory (Compass name)		35/10-11 S R00	35/10-11 S R00		
Deviation through reservoir		10	10		
Hole size		8 ½"	8 ½"		
Top reservoir	mTVD MSL	1568	1719	N/A	<At well penetration point (not apex)>
Base reservoir	mTVD MSL	1582	1749	N/A	
Gas Oil Contact (GOC)	mTVD MSL	1563	-		Res1: Estimated from seismic. Observed 1558 in 35/10-9. Res2: See comment under Net Pay about modelling 2 m gas column.
Oil Water Contact (OWC)	mTVD MSL	1579	1737.5	Res 1: Y Res 2: Y	
Gas Water Contact (GWC)	mTVD MSL	-	-		
Net/Gross	ratio	0.7	0.88		As 0.7 mean in original Heisenberg eval.
Net pay	mTVD	7.7	16		Model with 2 m gas on top of Heisenberg and 3 m on top of Hummer to account for
					possible gas cap. See own column for Hummer gas leg in Fluid properties table.
Net pay	mMD				
Porosity	v/v	0.34	0.32	Res 1: N Res 2: Y	<In the HC-bearing interval>
Absolute permeability	mD	1500	793	Res 1: N Res 2: Y	<In net pay interval.>
Effective permeability	mD	400	634		R1: Due to high Sw
Sw, Water saturation	fraction	0.4	0.4		<In the HC-bearing interval>
Kv/Kh	ratio				<Default value 0.1>
Reservoir pressure	bar	164	181	N/A	At top reservoir
Depleted pressure	bar	N/A	N/A	N/A	<State how many days depletion>
Reservoir temperature	°C	57	60	N/A	Temperature at OWC depth
Radius (r _e) (if X&Y not given)	m			N/A	<Drainage area (HC-filled reservoir)>
Length along well (X)	m	1700	1550	N/A	<Rectangular outline of reservoir drainage area (HC-filled only)>
Width across well (Y)	m	950	1270	N/A	
Position of well within reservoir (X ₁)	m	200	500	N/A	
Position of well within reservoir (Y ₁)	m	750	400	N/A	

1) Effective permeability = absolute permeability x 0.85. Incorporates effect from the formation's water saturation.

Table B-2 Fluid properties oil

Fluid data	Unit	R1: Heisenberg oil leg	R1: Heisenberg gas cap	R2: Hummer oil leg	R2: Hummer gas cap	GeoX mean? Y/N	Comment
Reference field/well for fluid properties (PVT)		35/10-9	35/10-9	35/10-8S	35/10-8S		
Reference fluid properties at surface conditions (15°C and 1 bar)							
Gas gravity (air=1)	sg	0.625	0.588	0.864	0.692	n/a	
Oil /condensate density	kg/m3	894.5	803	843.1	793	n/a	
GOR / GCR	Sm3/Sm3	54.3	~190000	120	47261		
Calculated fluid properties at initial reservoir conditions (at top reservoir depth)							
Reservoir pressure	bar	164	164	181	181		
Reservoir temperature	°C	57	57	60	60		
Reservoir fluid density	g/cc	0.8249		0.7208			
Gas density	g/cc		0.116		0.163		
Bubble point (oil) / Dew point (gas)	bar	164	164	181	181		Assumes close to equilibrium at reservoir pressure i.e therefore the dew point is assumed to be equal to reservoir pressure
Viscosity	cP	6.25	0.0175	0.49	0.0207		
Formation Volume Factor. Bo/Bg oil/gas ¹⁾	Rm ³ /Sm ³	1.135	0.006	1.359	0.005		
CO ₂ Oil/gas	mol%	0.45	0.652	0.499	0.623		
N ₂ Oil/gas	mol%	0.01	0.479	0.053	0.206		
H ₂ S Oil/gas	mol%	0	0	0	0		

¹⁾ At dew point.

MRABA KVEIKJE N'ROLL

Miljørisiko- (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll i PL293B i Nordsjøen

EQUINOR ENERGY AS

Rapportnr.: 2021-0995, Rev. 01

Dokumentnr.: 1282902

Dato: 2021-10-15



Prosjektnavn:	MRABA Kveikje n'Roll	DNV AS Oil & Gas
Rapporttittel:	Miljørisiko- (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll i PL293B i Nordsjøen	Environmental Risk Mgt Nordics-4100-NO
Oppdragsgiver:	EQUINOR ENERGY AS, Forusbeen 50 4035 Stavanger Norway	Veritasveien 1 1363 Høvik Norway
Kontaktperson:	Øystein Rantrud	Tel: +47 67 57 99 00
Dato:	2021-10-15	945 748 931
Prosjektnr.:	10310660	
Org. enhet:	Environmental Risk Mgt Nordics-4100-NO	
Rapportnr.:	2021-0995, Rev. 01	
Dokumentnr.:	1282902	

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er): Rammeavtale 4600022577 og PO 4590282937.

Oppdragsbeskrivelse:

Miljørisikoanalyse (BA) for letebrønn Kveikje n'Roll i Nordsjøen.

Utført av:

**Tvedt, Harald
Bjarne**
Digitally signed by Tvedt, Harald Bjarne
Date: 2021.10.15 07:12:11 +02'00'

Harald Bjarne Tvedt
Principal Consultant

**Rudberg,
Anders**
Digitally signed by Rudberg, Anders
Date: 2021.10.14 15:55:11 +02'00'

Anders Rudberg
Principal Specialist

Verifisert av:

**Brude,
Odd Willy**
Digitally signed by Brude, Odd Willy
Date: 2021.10.14 15:44:49 +02'00'

Odd Willy Brude
Senior Principal Consultant

Godkjent av:

**Dahlslett, Hans
Petter**
Digitally signed by Dahlslett, Hans Petter
Date: 2021.10.14 15:47:17 +02'00'

Hans Petter Dahlslett
Group leader

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2021. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller viderefordre hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning.

DNV GL distribusjon:

- ÅPEN. Fri distribusjon, internt og eksternt.
- INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.
- KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste.
Distribution within DNV according to applicable contract. *
- HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

*Distribusjonsliste:

Nøkkelord:

Leteboring, Fram olje, BarKal, miljørisiko, miljøkonsekvens og oljevernberedskap

Rev.nr.	Dato	Arsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
A	2021-10-05	Utkast	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL
00	2021-10-13	Endelig rapport	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL
01	2021-10-15	Justert miljøkonsekvens	HABT, ARUD	BRUDE	HPDAHL

Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON	7
1.1	Aktivitetsbeskrivelse	7
1.2	Hensikt/formål	8
1.3	Equinors risikomatrixe	9
1.4	Gjeldende regelverkskrav	9
2	UTSLIPPSCENARIER	10
2.1	Dimensjonerende DFU	10
3	OLJEDRIFTSMODELLERING	12
3.1	Oljetyper og oljens egenskaper	12
3.2	Oljedriftsmodellen	12
3.3	Oljedriftsmodellering – Resultater	12
4	METODIKK FOR MILJØRETTET RISIKOANALYSE	18
4.1	Usikkerhet i miljørisikoanalyser	20
5	MILJØRESSURSER	21
5.1	Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)	21
5.2	Utvalgte VØK for analysen	21
6	MILJØKONSEKVENSER OG RISIKO	26
6.1	Konsekvenser for sjøfugl og sjøpattedyr	26
6.2	Konsekvenser for kyst og strand	34
6.3	Konsekvenser for fisk	35
6.4	Miljørisiko	37
7	BEREDSKAPSANALYSE	41
7.1	Barrierebeskrivelse	41
7.2	Analysegrunnlag	43
7.3	Beredskapsbehov og responstider i Barriere 1 og 2	50
7.4	Beredskapsbehov og responstider i Barriere 3 og 4	52
7.5	Oppsummering beredskapsanalyse	53
8	REFERANSER	54

Vedlegg A Utblåsningsstudie for Kveikje n'Roll

KONKLUDERENDE SAMMENDRAG

Kveikje n'Roll 35/10-8 er en letebrønn lokalisert i nordlige Nordsjøen, ca. 75 km fra Ytre Sula i Vestland fylke. Vanndybden er 362 meter. Planen er å bore brønnen i februar/mars 2022.

Equinor er operatør på Kveikje n'Roll og har engasjert DNV til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønnen.

Miljørisiko

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en skadebasert analyse i henhold til ERA Acute metodikken (NOROG, 2020). For studien er versjon 1.1.1.2 benyttet.

Drift og spredning av olje basert på utblåsningsscenarioet for Kveikje n'Roll er modellert med SINTEFs OSCAR modell (Oil Spill Contingency And Response), MEMW v.11.0.1. Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (NOROG, 2020). I modelleringen er Fram olje benyttet.

Vektet rate for en overflateutblåsning fra Kveikje n'Roll er på 4525 Sm³/døgn (mellom 1252 og 9668 m³/d) og vektet rate for en sjøbunnsutblåsning er på 5583 Sm³/døgn (mellom 961 og 7545 m³/d). Sannsynlighetsfordelingene for de ulike varighetene er hentet fra Equinor (2021). Vektet varighet for overflateutblåsning er 15,4 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning er 17,7 døgn.

Konsekvensen av en eventuell utblåsning er størst for kysthabitat med begrenset sannsynlighet for *Katastrofal* og *Stor* miljøskade. Sannsynligheten for *Stor* og *Katastrofal* miljøskade havner i gult område i Equinors riskomatrise mens øvrig risiko haver i grønt område. Som følge av en nedre terskelverdi for frekvens på 10⁻⁶ i samlematrisen blir øverste konsekvenskategori *Stor*. Det er svært liten sannsynlighet for konsekvenskategoriene *Stor* og *Katastrofal* i alle månedene med unntak av *Katastrofal* i juli måned (Tabell 0-1).

Tabell 0-1 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for kysthabitat gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Kveikje n'Roll. Equinor sine konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	31,3 %	32,8 %	29,1 %	34,8 %	46,3 %	47,8 %	42,7 %	34,3 %	22,3 %	19,0 %	23,2 %	25,7 %
Mindre	32,7 %	32,8 %	32,5 %	28,5 %	23,0 %	21,5 %	22,8 %	27,8 %	34,9 %	36,1 %	35,1 %	32,9 %
Moderat	23,7 %	23,0 %	25,2 %	24,2 %	20,0 %	19,0 %	20,6 %	22,5 %	25,9 %	28,8 %	27,8 %	28,1 %
Alvorlig	6,9 %	6,3 %	6,9 %	7,1 %	5,7 %	6,9 %	7,8 %	8,8 %	9,8 %	10,0 %	8,7 %	7,9 %
Svært alvorlig	3,8 %	3,4 %	4,6 %	4,2 %	4,3 %	4,3 %	5,7 %	6,0 %	6,0 %	5,0 %	4,2 %	4,0 %
Stor	1,3 %	1,4 %	1,4 %	1,1 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	0,8 %	0,7 %	1,0 %
Katastrofal	0,3 %	0,4 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %		0,1 %	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,4 %

For sjøfugl er den mest utsatte bestanden havhest i Norskehavet (Nh) etterfulgt av havsule. Det er begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade for havhest i perioden juni-juli (Tabell 0-2). For sjøfugl er all risiko i grønt område i riskomatrisen med unntak av sannsynligheten på 1,1 % for stor konsekvens i juni som er i gult område. Settes nedre grenseverdi for frekvens på 10⁻⁶ på årsbasis så resulterer det i maksimalt *Alvorlig* miljørisiko (grønt område) i Equinor sin riskomatrise.

Tabell 0-2 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til boring av letebrønn Kveikje n'Roll.

	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	58,0 %	59,8 %	53,9 %	73,8 %	76,3 %	48,6 %	58,0 %	64,1 %	93,7 %	82,9 %	53,2 %	55,0 %
Mindre	29,8 %	29,1 %	32,1 %	16,1 %	11,7 %	22,0 %	20,9 %	19,1 %	6,3 %	14,7 %	32,1 %	30,4 %
Moderat	9,4 %	8,8 %	10,5 %	7,0 %	6,3 %	10,6 %	10,4 %	8,5 %		2,4 %	11,5 %	11,7 %
Alvorlig	2,7 %	2,4 %	3,4 %	3,1 %	4,3 %	11,3 %	7,7 %	7,1 %			3,1 %	2,9 %
Svært Alvorlig			0,1 %	0,1 %	1,4 %	6,3 %	2,7 %	1,3 %				
Stor						1,1 %	0,3 %					
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havsule	havsule	havsule	havhest	havsule	havhest	havhest	havsule	havsule	lomvi	havsule	havsule

For fisk er det begrenset utslag som resulterer i *ubetydelig* miljøskade for de modellerte artene (torsk, sild og tobis). For tobis er det beregnet *mindre* miljøskade i perioden mars-august, men som følge av nedre grenseverdi på 10^{-6} i er denne ikke med i samlematrisen (10^{-7}).

Oljevernberedskap

Det er gjennomført en miljørettet beredskapsanalyse for Kveikje n'Roll basert på Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser fra NOROG. Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal basert på forutsetninger angitt i NOFOs planverk.

Beredskapsbehovet for barrierene 1-4 er beregnet ved bruk av BarKal (versjon 15) og statistikk fra oljedriftsmodelleringen. Ressursbehovet er beregnet for utblåsningshendelse på 35/10-8 Kveikje n'Roll med vektet utblåsningsrate for sjøbunnsutblåsning på 4525 Sm³/d, og vektet varighet på 17,7 døgn. Korteste modellerte drivtid til land (95-persentil) legges til grunn for dimensjonering av responstid og 95-persentiler for strandet emulsjonsmengde dimensjonerer beredskapsbehovet for kyst- og strandsoneberedskap (Tabell 0-1). Eksempelområdene med størst strandet mengde emulsjon og korteste drivtid er henholdsvis Frøya & Froan og Sverslingsosen-Skorpa.

Tabell 0-1 Strandingsmengder og kortest drivtid til land gitt utblåsning fra Kveikje n'Roll (95-persentiler).

Strandet oljeemulsjon (tonn) 95 persentil		Korteste drivtid (døgn) 95 persentil	
Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
29171	19467	5,1	3,6

Basert på BarKal beregninger er beredskapsbehovet for havgående NOFO OR-systemer tre systemer i barriere 1 og tre system i barriere 2 i vintersesongen mens det i sommerhalvåret er behov for henholdsvis tre og to systemer. Første

system kan være klar til operasjon innen 5 timer og fullt utbygd barriere 1 og barriere 2 kan være på plass innen 24 timer i begge sesonger, inkludert tilgjengelighetsfaktor. Dette er innenfor 95-persentilen for korteste drivtid til land som er 3,6 døgn i vinterhalvåret.

Kystnært (barriere 3 og 4) er det behov for ni og fire systemer, henholdsvis vinter- og sommersesong. Legges berørte eksempelområder til grunn økes systembehovet til 12 systemer, uavhengig av sesong. Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres på NOFO-basene innen 120 timer (5 døgn). Dette sikrer at kravet til kapasitet og responstid for barriere 3 og 4 er ivarettatt i sommerhalvåret (5,1 døgn). For vintersesongen er korteste drivtid (95-persentil) 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for fullt utbygd kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO base. Samtidig er tidligst iverksettelse 48 timer. Dette innebærer at systemer må hentes fra minimum 2 NOFO-baser, eksempelvis Sløvåg og Kristiansund for å tilfredsstille kravet.

Legges eksempelområde tilnærmingen til grunn innebærer dette at de ni første systemene er på plass innen 3, 6 døgn mens de øvrige tre har en responstid lenge enn 10 døgn.

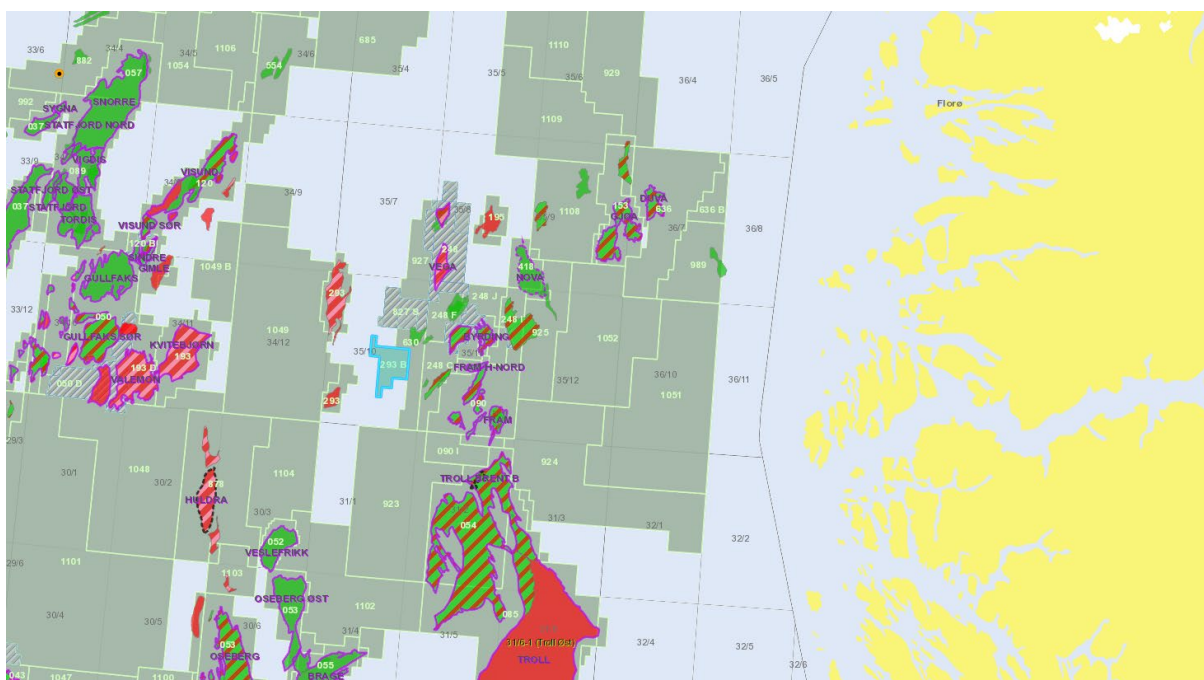
DEFINISJONER OG FORKORTELSER

Akseptkriterier	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
Analyseområde	Området som er basis for miljørisikoanalysen og som er større enn influensområdet. Ressursbeskrivelsen dekker analyseområdet.
Bestand	Gruppe individer innen en art som er reprodusert isolert innen et bestemt geografisk område.
Bestands-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for sjøfugl, sjøpattedyr og fiskeegg og -larver. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
Kilometer-år	Enhet for RDF konsekvenskategorier for strandhabitat. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
cP	Centipoise, måleenhet for viskositet
DFU	Definerte fare- og ulykkeshendelser
DSHA	Defined Situation of Hazard and Accident. Som DFU over
ERA Acute	Ny metodikk for miljørettet risikoanalyse (NOROG, 2020)
Eksponeeringsgrad	Benyttes for å beskrive hvorvidt kysten er eksponert, moderat eksponert eller beskyttet mht. bølgeeksponering
ESI-klassifisering	Environmental Sensitivity Index. Inndeling av kystlinje i ulike predefinerte sårbarhetskategorier, fra 1 – 10, der 1 er minst følsom og 10 mest. Langs Norskekysten er kategoriene 2-4, 5 og 10 ikke benyttet.
Forvitring	Nedbrytning av olje i miljøet. Forvitringsanalysen måler fysiske og kjemiske egenskaper for oljen til stede i miljøet over tid.
GOR	Forkortelse for Gass/Olje forhold. Forholdet mellom produsert gass og produsert olje i brønnen.
Influensområde	Område som med en viss sannsynlighet kan bli berørt av et akutt utslipp. For olje på havoverflaten avgrenses influensområdet gjerne av de 10x10 km kartruter der det er mer enn 5 % sannsynlighet for filmtykkelse over 2 µm.
Korteste drivtid	Tiden det tar fra utslippets start til den første oljen når kyst- og strandsonen.
Miljø	Et ytre miljø som kan bli berørt av oljeutslipp til sjø, dvs. det marine miljø.
Miljørisikoanalyse	Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
Miljøskade	Direkte eller indirekte tap av liv for en eller flere biologiske ressurser på grunn av oljeutslipp som kan beskrives på individ- eller bestandsnivå. For at et oljeutslipp skal kunne gi en miljøskade må restitusjonstiden for den mest sårbare bestanden være lengre enn 1 måned.
Miljøkonsekvenskategorier	Kategorisering av miljøskader i hhv. ubetydelig, mindre, moderat, betydelig, alvorlig, svært alvorlig og katastrofal på grunnlag av bestandstap og restitusjonstid.
MRA	Miljørettet risikoanalyse
NOROG	Norsk olje og gass.
Operasjon	En enkel, tidsbegrenset arbeidsoperasjon som kan medføre akutt utslipp, f.eks. boring av en letebrønn, som inkluderer all aktivitet fra leteriggen er på borelokasjonen til den forlater lokasjonen.
OSCAR	Oil Spill Contingency Analysis and Response (SINTEF modell for oljedriftssimuleringer)
Persentil	P-persentil betyr at p prosent av observasjoner i et utfallsrom er nedenfor verdien for p-persentilen. En 25-persentil er da slik at 25 % av data/observasjoner er under den gitte verdien.
PL	Utvinningsstillatelse (Produksjonslisens)
Ppb	Parts per billion / deler per milliard

1 INTRODUKSJON

1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Kveikje n'Roll 35/10-8 er en letebrønn lokalisert i nordlige Nordsjøen, ca. 75 kilometer fra Ytre Sula, Vestland fylke (Figur 1-1). Vanndybden på lokasjonen er 362 meter. Planen er å bore brønnen i februar/mars 2022.



Figur 1-1 Beliggenhet av Kveikje n'Roll i lisens 293B i Nordsjøen. Kilde: Oljedirektoratet.

Equinor er operatør på Kveikje n'Roll og har engasjert DNV til å gjennomføre en miljørisiko- og beredskapsanalyse for brønnen. Basisinformasjon for aktiviteten er oppsummert i Tabell 1-1.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for letebrønn Kveikje n'Roll.

Koordinater	61° 06' 33.16" N 03° 15' 07.32" Ø
Vandybde	362 meter
Avstand til nærmeste kystlinje	75 km fra Ytre Sula i Vestland fylke
Oljetype	Fram
GOR (Sm³/Sm³)	149
Vektet rate (Sm³/d)	5583 overflate 4525 sjøbunn
Vektet varighet (d)	15,4 overflate 17,7 sjøbunn
Tid for boring av avlastningsbrønn	63 døgn
Aktiviteter	Leteboring
Utslippsscenarioer	Utblåsning (overflate/sjøbunn)

1.2 Hensikt/formål

Gjennomføring av miljørisikoanalyse knyttet til leting og produksjon av olje og gass på norsk sokkel er påkrevd i henhold til norsk lovverk (se kapittel 1.4).

Miljørisikoanalysen er gjennomført som en ERA Acute analyse i henhold til Norsk olje og gass sin reviderte tilnærming for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteter på norsk sokkel (NOROG, 2020). En kort beskrivelse av metoden er gitt i Kapittel 4. For ytterligere informasjon henvises det til veiledningen.

Miljørisikoen vurderes opp mot Equinors risikomatrix. I en skadebasert analyse vil konsekvensene av oljeutslipp knyttes opp mot sannsynligheten (frekvensen) for en slik hendelse, for å tallfeste risikoen et akutt oljeutslipp kan ha på ulike ressurser i området. Ressursene i området som benyttes i analysen omtales som Verdsatte Økosystem Komponenter (VØK) og er en sammensetning av ulike populasjoner (sjøfugl, sjøpattedyr, fiskearter) og habitater (kystsonen). For å bli betraktet som en VØK i analysen må ulike krav tilfredsstilles (se avsnitt 5.1).

Når en leser miljørisikoanalyser får en gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Bak tallene ligger en rekke parametere som rommer større eller mindre grad av usikkerhet. Usikkerhet i miljørisikoanalysen er omtalt i avsnitt 4.1.

1.3 Equinors risikomatrise

Equinor har som en integrert del av sitt styringssystem definert akseptkriteriene for miljørisiko. For letebrønn Kveikje n'Roll er Equinor sin risikomatrise RM100 benyttet i forbindelse med gjennomføringen av miljørisikoanalysen (Tabell 1-2).

Tabell 4-3 angir koblingen mellom resultatene av miljørisikoanalysen og konsekvenskategoriene i risikomatrisen.

Tabell 1-2 Equinor's risikomatrise RM100 for vurdering av miljørisiko (Equinor, 2020).

SANNSYNLIGHET / returperiode	Ukjent i industrien	Veldig sjelden men har skjedd i industrien (1)	Sjelden men har skjedd (1-3) i industrien	Har skjedd flere ganger (4-20) i industrien	Har skjedd i regionen/ selskapet	Har skjedd flere ganger i regionen/ selskapet	Har skjedd lokalt / på fasiliteten	Skjer ofte
	> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
	< 0,001% <10 ⁻⁵	0,001-0,01% 10 ⁻⁵ -10 ⁻⁴	0,01-0,1% 10 ⁻⁴ -10 ⁻³	0,1-1% 10 ⁻³ -10 ⁻²	1-5% 0,01-0,05	5-25% 0,05-0,25	25-50% 0,25-0,5	> 50% > 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig							
	2/ Ubetydelig							
	3/ Mindre							
	4/ Moderat							
	5/ Alvorlig							
	6/ Svært Alvorlig							
	7/ Stor							
	8/ Katastrofal							
	9/ Ekstrem							

Rød	Risiko tolereres ikke og risikoreduserende tiltak må iverksettes så raskt som mulig
Oransje	Risiko tolereres generelt ikke og risikoreduserende tiltak skal iverksettes
Gul	Risiko kan tolereres dersom det er vurdert og iverksatt risikoreduserende tiltak basert på ALARP (As Low as Reasonably Practicable) prinsippet, BAT (Best Available Technology) prinsippet e.l.
Grønn	Risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP prinsippet gjelder også her.

1.4 Gjeldende regelverkskrav

Myndighetskrav til HMS (helse, miljø og sikkerhet) for petroleumsvirksomhet til havs omfatter følgende lover og forskrifter; forurensingsloven, rammeforskriften, styringsforskriften, innretningsforskriften og aktivitetsforskriften.

2 UTSLIPPSCENARIER

De fleste former for uhellsutslipp i forbindelse med en leteboring er begrensede utslipp, med små mengder og begrenset skadepotensial. De hendelsene som har de største potensielle miljøkonsekvensene er ukontrollerte utslipp fra brønnen under boring (utblåsning), og omtales som definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU). Slike hendelser anses dimensjonerende for foreliggende analyse.

2.1 Dimensjonerende DFU

Letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll skal bores som en vertikal letebrønn. Formålet med brønnen er å teste formasjonene for hydrokarboner. Dimensjonerende DFU vil i den forbindelse være en ukontrollert utblåsning av olje fra brønnen under boring. Equinor har utført en risikovurdering med hensyn til utblåsning av olje fra brønnen og beregnet mulige utblåsningsrater og -varigheter med tilhørende sannsynlighetsfordeling (Equinor, 2021).

Kveikje n'Roll er en letebrønn hvor det forventes å finne olje. Basert på SINTEF offshore blowout database 2020, er den totale utblåsningsfrekvensen vurdert til $1,23 \times 10^{-4}$ for en wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) (Vysus Group, 2021).

Brønnen er planlagt boret med en halvt nedsenkbar borerigg med BOP plassert på sjøbunn, noe som tilsier at en utblåsning mest sannsynlig vil forekomme på sjøbunnen. Sannsynlighetsfordelingen mellom utblåsninger på overflate kontra sjøbunn under boring er beregnet til henholdsvis 25 % / 75 % (Equinor, 2021).

Lengste utblåsningsvarighet er satt til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. For letebrønn Kveikje n'Roll er denne 63 døgn, fordelt på mobilisering av rigg, boring inn i reservoar og stopping av utblåsning (Equinor, 2021).

Rate-/varighetsmatrisen som er lagt til grunn for oljedriftsmodelleringen og miljørisikoanalysen for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll, er presentert i Tabell 2-1. Utblåsningsstudien fra Equinor (2021) er basis for matrisen, men flere av ratene er vektet sammen for å få en mer komprimert matrise for modelleringen. Vektet rate for en overflateutblåsning er 5583 Sm³/døgn og vektet rate for en sjøbunnsutblåsning er 4525 Sm³/døgn. Sannsynlighetsfordelingene for de ulike varighetene er hentet fra Equinor (2021). Vektet varighet for overflateutblåsning er 15,4 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning er 17,7 døgn.

For modellering av sjøbunnsutblåsning benyttes utslippsdiameter for utblåsning uten restriksjoner (open), i henhold til Beste Praksis oppsett av OSCAR (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020).

Tabell 2-1 Rate- og varighetsfordeling med tilhørende sannsynligheter for overflate- og sjøbunnsutblåsning for letebrønn Kveikje n'Roll (Equinor, 2021).

Lokasjon	Sannsynlighet	Rate (m ³ /d)	Sannsynlighet rate	Sannsynlighet for varigheter (dager)				
				2	5	14	35	63
Overflate	25 %	1252	30,0 %	47,6 %	18,0 %	13,9 %	4,7 %	15,8 %
		5293	20,0 %					
		6814	20,0 %					
		8715	12,0 %					
		9668	18,0 %					
Sjøbunn	75 %	961	30,0 %	36,0 %	17,3 %	19,5 %	13,3 %	13,9 %
		4226	20,0 %					
		5642	20,0 %					
		7545	30,0 %					

3 OLJEDRIFTSMODELLERING

I modelleringen av oljedrift gitt en utblåsning fra Kveikje n'Roll er det brukt Fram olje. Bakgrunnsinformasjonen er innhentet fra forvitningsstudie gjennomført av SINTEF (2013). I dette kapitlet blir oljetypenes egenskaper, oljedriftsmodellen og dens begrensninger, samt resultater fra oljedriftsmodelleringen beskrevet.

3.1 Oljetyper og oljens egenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende mulige miljøeffektene avhenger av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse). For utblåsning på Kveikje n'Roll er det modellert med Fram olje (SINTEF, 2013).

Fram er en parafinsk råolje med en tetthet på 850 kg/m³. Oljen har medium voks- og asfalteninnhold, henholdsvis 5,3 og 0,1 vekt%. Den initielle fordampningen er 24 % etter en dag på sjø ved lav vindstyrke (5 m/s) i sommersesongen. Andelen olje på vannoverflaten er 73 % og andelen nedblandet olje er 2 %, gitt de samme betingelsene. Maksimalt vanninnhold er på 80 vol.%. Gitt sterk vind (10-15 m/s) i sommerhalvåret oppnås dette nivået etter 9-12 timer mens det under rolige vindforhold (5 m/s) tar ca.1døgn. Maksimal viskositet forekommer vinterstid med 26300 cP etter 5 døgn og sterk vind (15 m/s). I sommerperioden er maksimal viskositet 20100 cP etter 5 døgn ved sterk vind. Under roligere vindforhold (5 m/s) i sommerhalvåret er viskositeten 6880 cP etter 5 døgn.

Karakteristikker for Fram olje er sammenfattet i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 Parametere for Fram olje benyttet i spredningsberegningene for letebrønn Kveikje n'Roll (SINTEF, 2013).

Parameter	Fram olje
Oljetetthet [kg/m ³]	850
Maksimum vanninnhold sommer/vinter [%]	80
Voksinnhold, fersk olje [vekt %]	5,3
Asfalteninnhold (harde), fersk olje [vekt %]	0,1
Viskositet ved 13 °C og 10 s ⁻¹ [cP], fersk olje	69

3.2 Oljedriftsmodellen

Oljedriftsmodellen som er anvendt er SINTEFs OSCAR modell v. 11.0.1 (Oil Spill Contingency And Response). Modelloppsettet av OSCAR er basert på beste praksis (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020).

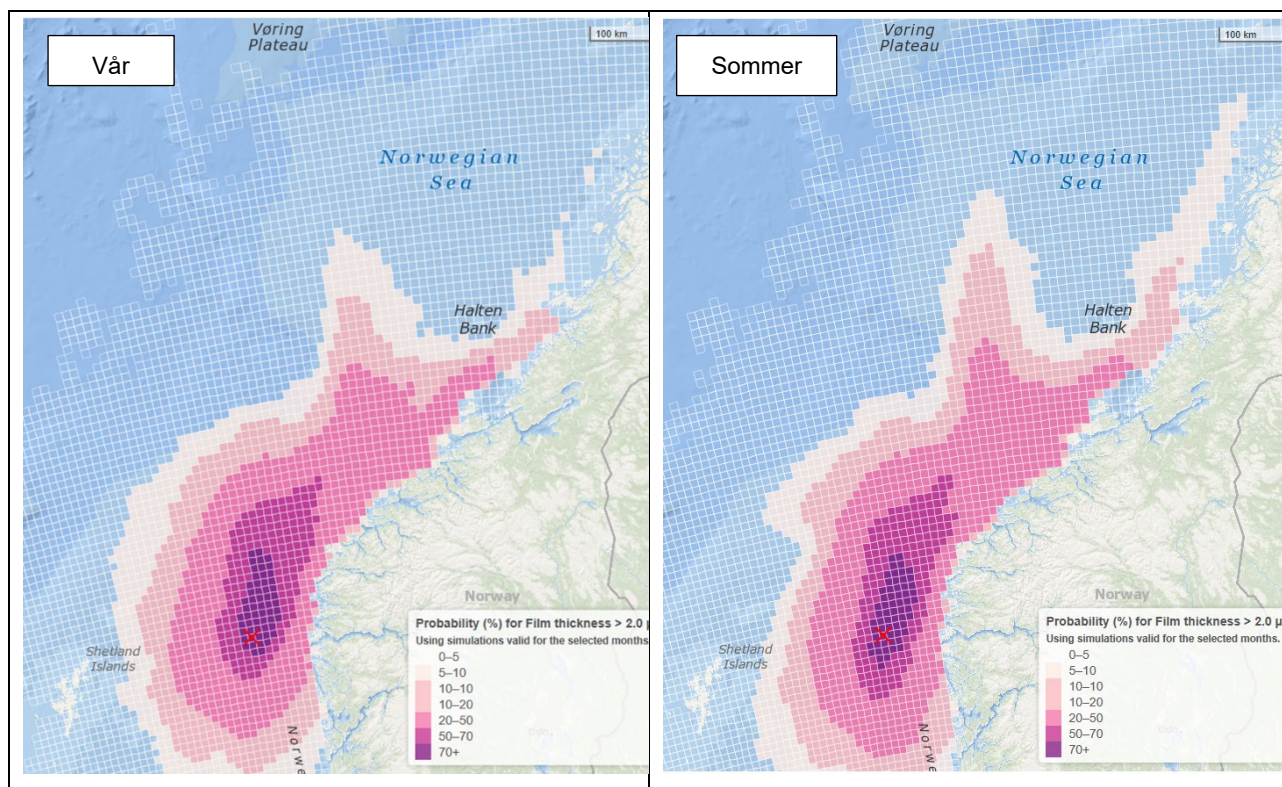
Spredningsmodelleringer er gjennomført for overflate- og sjøbunnsutblåsninger fra letebrønn Kveikje n'Roll. Eksempel på overflatestrøm fra SVIM arkivet som er benyttet er vist i Figur 3-2.

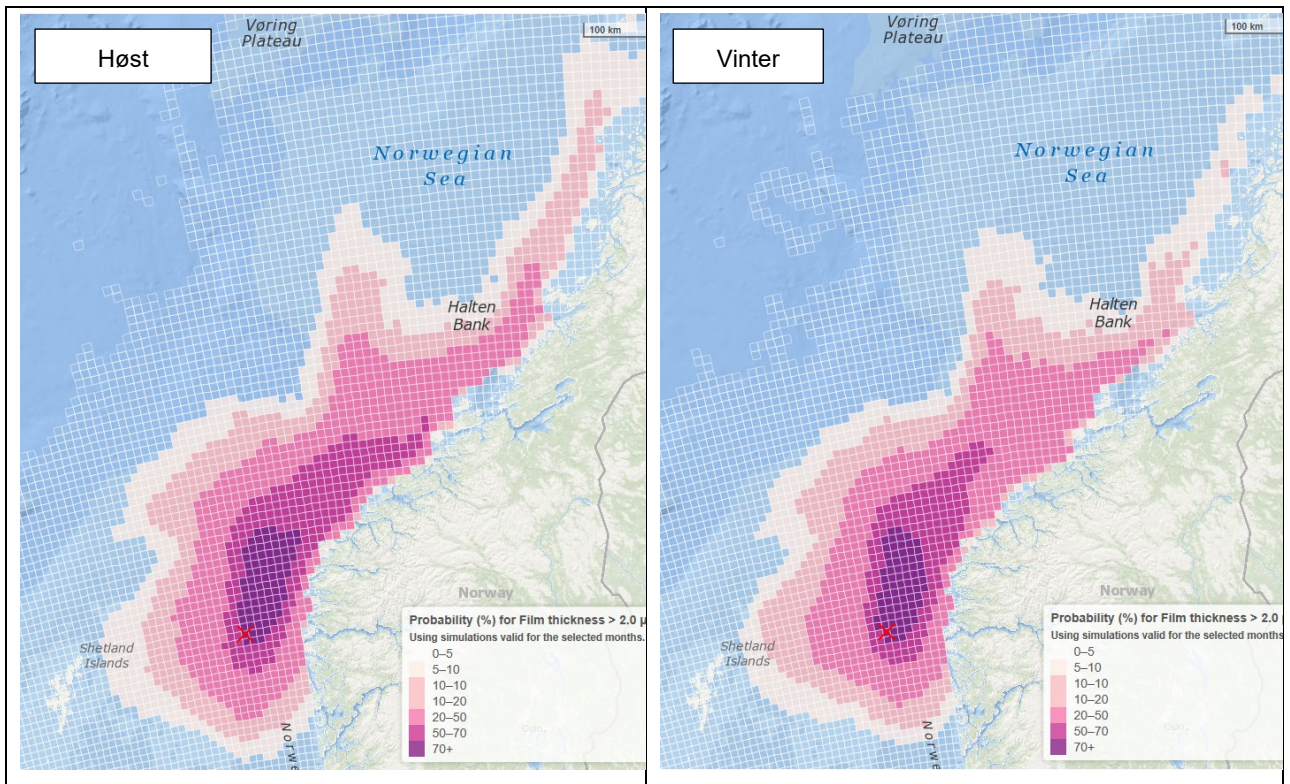
3.3 Oljedriftsmodellering – Resultater

Resultater fra oljedriftssimuleringene er vist med helårsfigurer for overflate- og sjøbunnsutblåsninger basert på sammenvektning av alle rater og varigheter som gitt i Tabell 2-1.

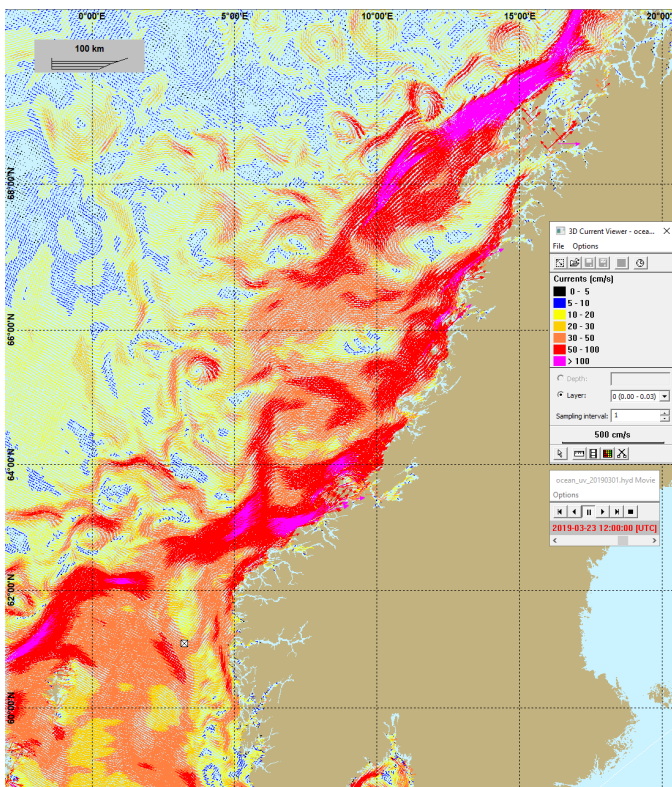
3.3.1 Spredning av olje på overflaten

For modellerte utblåsninger er det produsert helårlig oljedriftsstatistikk på 10×10 km ruter. Sannsynlighet for å overstige effektgrensen på 2 µm oljefilmtykkelse på sjøoverflaten er vist sesongvis i Figur 3-1 og viser en spredning av olje rundt utslippslokasjon og nordover i Norskehavet. Høstsesongen er perioden med lengst utstrekning nordover. I tillegg er det perioden med størst område for >50 % sannsynlighet for filmtykkelse på sjøoverflaten på 2 µm. 2 µm oljefilmtykkelse er grenseverdien i ERA Acute for effekter på sjøfugl.





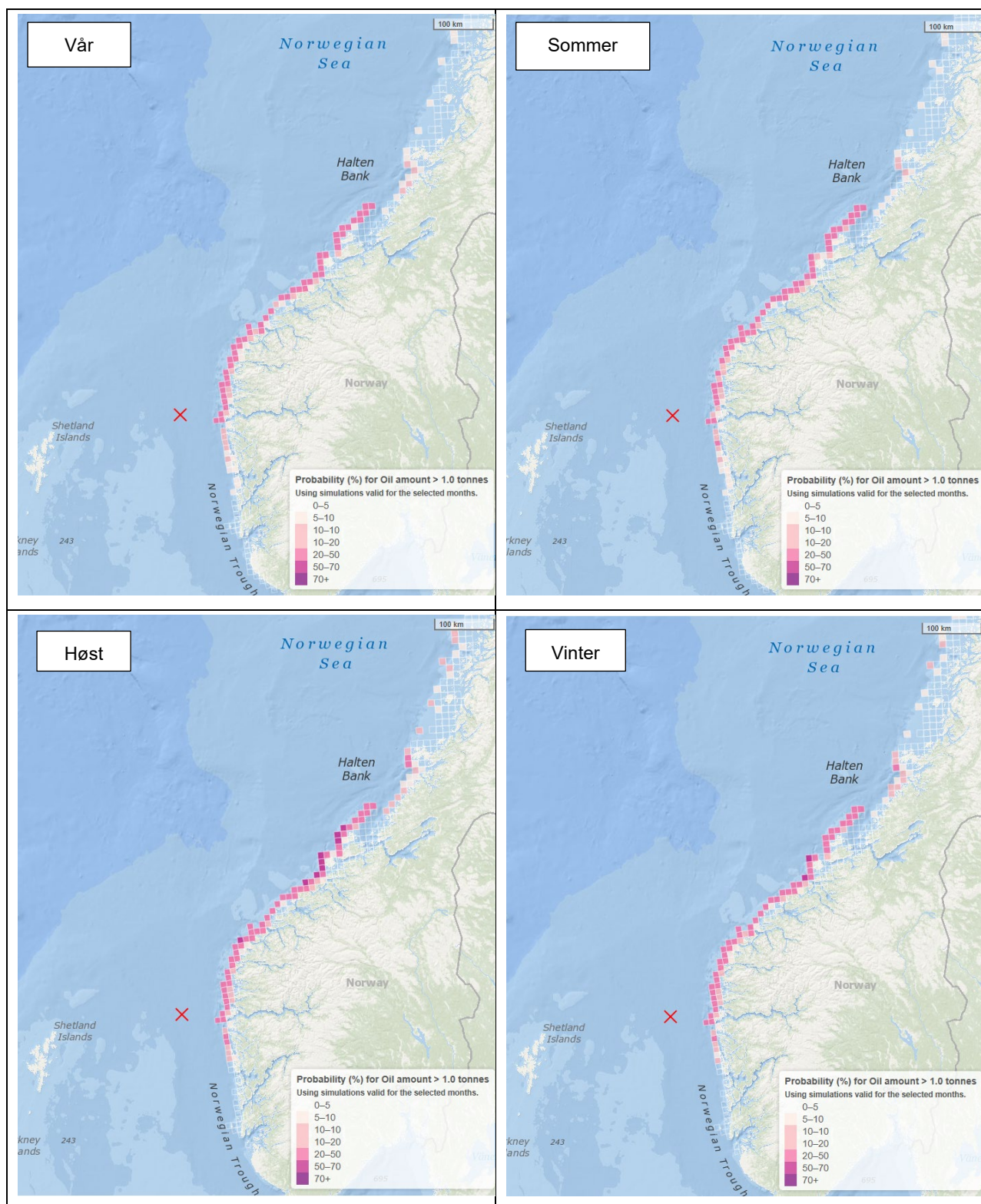
Figur 3-1 Sesongvis sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm i 10×10 km ruter gitt utblåsning fra letebrønn Kveikje n'Roll. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet.



Figur 3-2 Øyeblikksbilde av overflatestrømmer i Nordsjøen 23.03.2016 (Meteorologisk Institutt: SVIM arkivet for strøm- og isdata: <ftp://ftp.met.no/projects/SVIM-public/SVIMresults/>). Lokasjon for Kveikje n'Roll er merket inn med en firkant med kryss i.

3.3.2 Olje i kyst- og strandsonen

I Figur 3-5 er det presentert sannsynlighet for stranding av oljemengde over 1 tonn fra de statistiske oljedriftsberegningene.

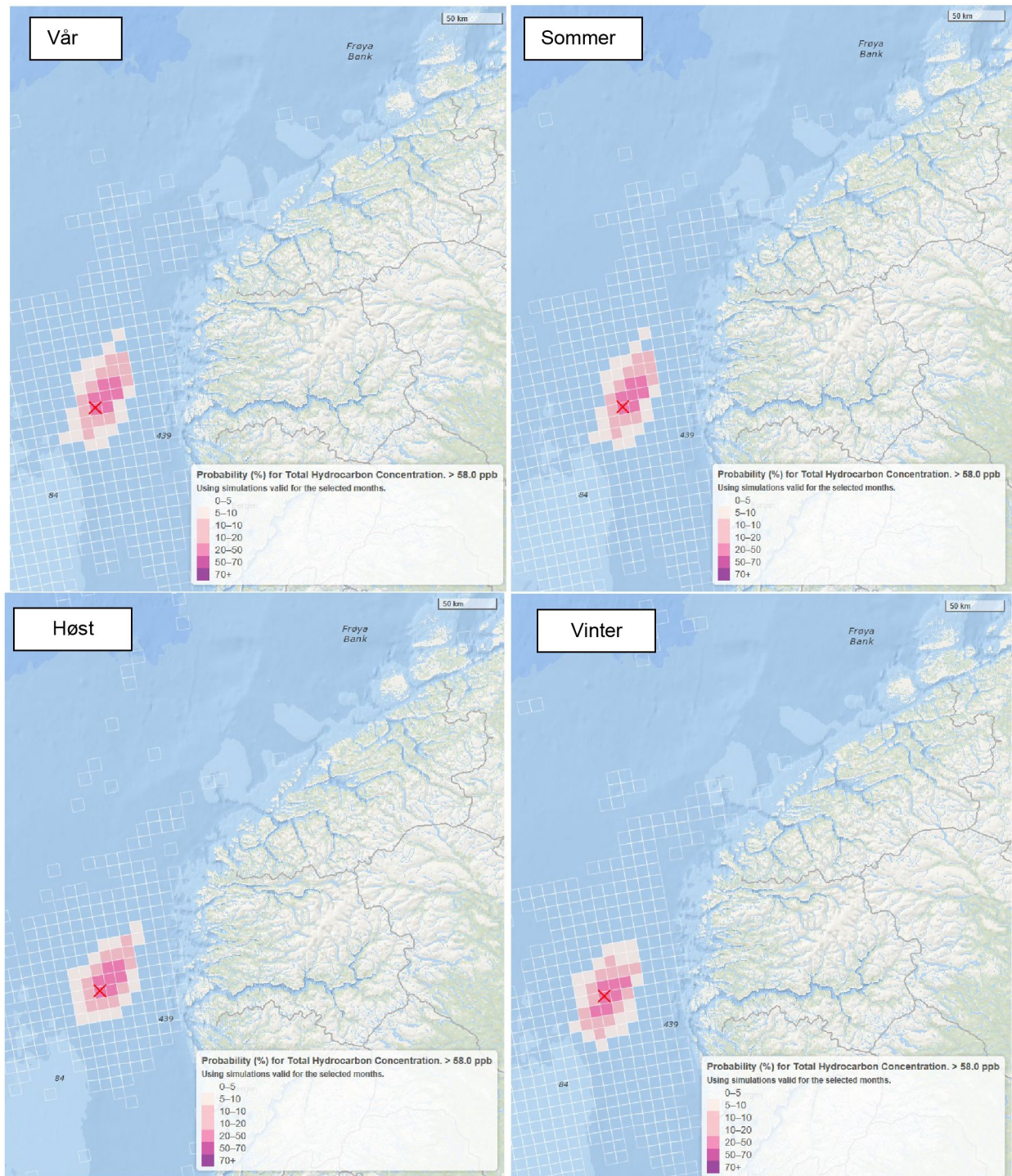


Figur 3-3 Sesongvis sannsynlighet for oljemengder >1 tonn i 10x10 km ruter gitt utblåsning fra letebrønn Kveikje n'Roll. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet.

Gitt en utblåsning i forbindelse med leteboring av Kveikje n'Roll er det i hovedsak fra Ytre Sula, Vestland og nordover til Halten, Trøndelag, som er mest utsatt. Maksimal sannsynlighet for stranding i enkelt 10x10 km ruter langs kysten er ved Smøla i høstsesongen, 61 %. I vår- og sommersesongen er det ingen sannsynlighet for treff over 50 %.

3.3.3 Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, det vil si både dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden. Sannsynlighet for å overstige effektkonsentrasjon på 58 ppb THC i vannsøylen er gitt sesongvis i Figur 3-7. Gitt en utblåsning er effektområdet begrenset til de nærmeste 10x10 km rutene rundt lokasjonen, ut til 50-60 km fra utblåsningspunktet. Det er ingen sannsynlighet over 50 % for konsentrasjon på 58 ppb i en enkelt 10x10 km rute.

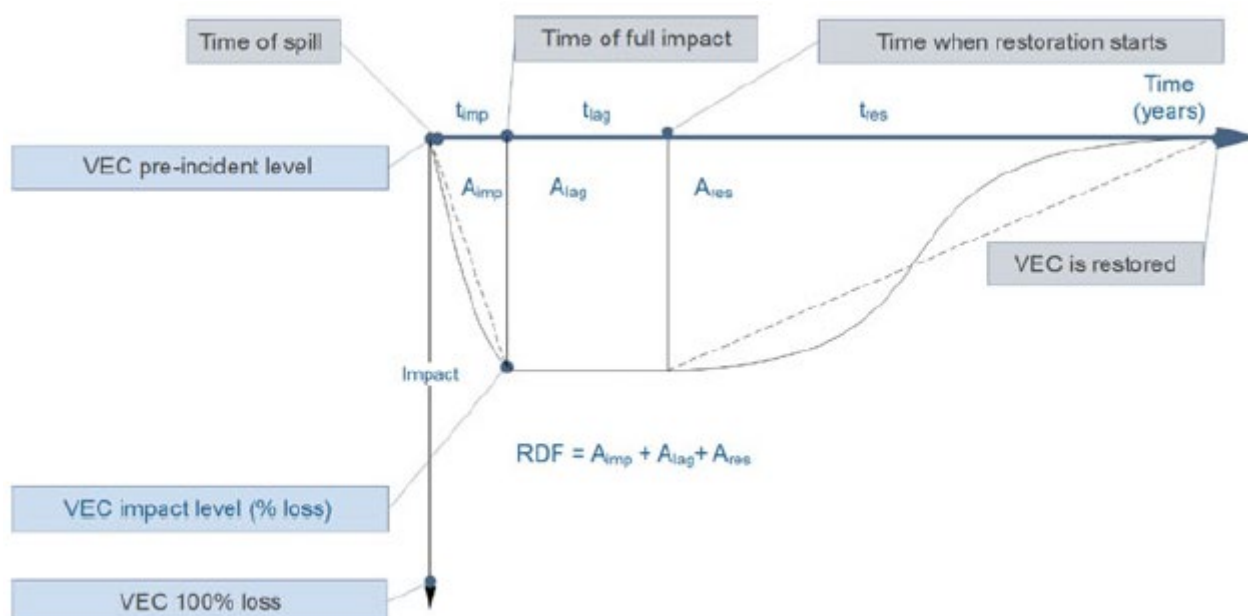


Figur 3-4 Sesongvis sannsynlighet for tidsmidlede maksimale oljekonsentrasjoner (THC) over 58 ppb i 10×10 km ruter gitt en utblåsning fra letebrønn Kveikje n'Roll.

4 METODIKK FOR MILJØRETET RISIKOANALYSE

Analysen utføres i henhold til Norsk olje og gass veiledning for ERA Acute miljørisikoanalyse tilnærming (NOROG, 2020). For Kveikje n'Roll er det valgt å gjennomføre en skadebasert analyse for de antatt mest sårbare miljøressursene. Et sammendrag av metodikken i miljørisikoanalysen er beskrevet nedenfor med fokus på VØK bestander, mens det henvises til veiledningen for mer utfyllende informasjon.

I ERA Acute beregnes det først bestandstap for sjøfugl/sjøpattedyr og larvetap for fisk, samt antall kilometer påvirket strandflora og -fauna som følge av overlapp med oljedriftsimuleringene. Deretter beregnes restitusjonstid som følge av en slik påvirkning, og skaden oppsummeres med en ressurskadefaktor RDF (Resource Damage Factor). RDF er målt som tapte bestands-år for sjøfugl/sjøpattedyr og fisk og som tapte habitat-år (km-år) for strandflora og -fauna (Figur 4-1). Ressurskadefaktoren RDF benyttes som mål for miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko og risikonivåer, og bedømmer om operatørens akseptkriterier for skade på ytre miljø er oppfylt.



Figur 4-1 Illustrasjon av bruk av bestandstap og restitusjonstid for å beregne ressurskadefaktoren (RDF). VEC = Valued Ecosystem Component.

Kategorisering av RDF og de andre endepunktene er en viktig del av arbeidet med presentasjon av resultater og kommunisering av miljørisiko. Tabell 4-1, Tabell 4-2 og

Tabell 4-3 viser anbefalte skadekategorier for endepunktene «påvirkning», «restitusjonstid» og miljøskade i ERA Acute. Skadekategoriene basert på RDF benyttes som endepunkt i analysen og er samkjørt med konsekvenskategoriene i Equinors risikomatrix RM100 (se kapittel 1.3). Det understrekes at konverteringen fra ERA Acute til Equinors konsekvenskategorier foretas utelukkende for risikomatrixene. I konsekvensgrunnlaget er inndelingen i henhold til ERA Acute verktøyet. ERA Acute kategoriene presentert i Tabell 4-4 viser opprinnelig kategorioppsett (2020) i samsvar med Tabell 4-3 og er en revidert versjon av kategoriene (forslag 2021). Basert på innspill fra Equinor er det den reviderte versjonen som er lagt til grunn for innværende studie.

Tabell 4-1 Anbefalte kategorier for påvirkning for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Påvirkningskategorier (impact)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr	% bestandstap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Fiskeegg/-larver	% larvetap	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	50-100
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	km	0-1	1-50	50-250	250-500	500-1000	1000-2000	>2000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	km	0-1	1-30	30-150	150-300	300-600	600-1200	>1200

Tabell 4-2 Anbefalte kategorier for restitusjonstid for illustrasjon av ERA Acute resultater.

VEC	Enhet	Skadekategorier (recovery)						
		Kat. 1	Kat. 2	Kat. 3	Kat. 4	Kat. 5	Kat. 6	Kat. 7
Sjøfugl, sjøpattedyr og fisk	År	0-1	1-5	5-10	10-20	20-30	30-50	40-200
Strandhabitat, Invertebrater og flora	År	0-1	1-3	3-5	5-7	7-9	9-11	11-13

Tabell 4-3 Anbefalte kategorier for klassifisering av skade basert på RDF (ressursskadefaktor) i ERA Acute.

VEC	Enhet	Skadekategorier (RDF)						
		Ubetydelig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Svært alvorlig	Katastrofal
Sjøfugl, sjøpattedyr	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Fiske-egg/larver	Bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Strandhabitat, Invertebrater (ESI 1-10)	Kilometer-år	0-10	10-350	350-2000	2000-4000	4000-8000	8000-16000	>16000
Strandhabitat, Flora (ESI 8-10)	Kilometer-år	0-5	5-150	150-750	750-1500	1500-3000	3000-6000	>6000

Tabell 4-4 Skadekategorier benyttet i ERA Acute og tilhørende konsekvenskategorier i risikomatriksen til Equinor.

ERA Acute (2020)	ERA Acute (revidert 2021)	Equinor
Ubetydelig	Ubetydelig	Ubetydelig (1-2)
Mindre	Mindre	Liten (3)
Moderat	Moderat	Moderat (4)
Betydelig	Alvorlig	Alvorlig (5)
Alvorlig	Svært alvorlig	Svært alvorlig (6)
Svært alvorlig	Stor	Stor (7)
Katastrofal	Katastrofal	Katastrofal (8)
		Ekstrem (9)

4.1 Usikkerhet i miljørisikoanalyser

I henhold til Ptils oppdaterte definisjon av risikobegrepet, der det understrekes at usikkerhetsmomentet i en risikoanalyse bør belyses og hvordan usikkerheten skal håndteres, pekes det i foreliggende avsnitt på de viktigste usikkerhetsparameterne i miljørisikoanalysen.

I miljørisikoanalyser er ønsket å redusere usikkerheten så mye som mulig, noe som innebærer til enhver tid å benytte best tilgjengelig kunnskap. Det innebærer også å gjøre enkelte konservative valg for å håndtere de verdiene en ikke har tilstrekkelig kunnskap om, og på den måten ivareta usikkerheten ved en føre-var holdning.

Når en leser miljørisikoanalyser får man gjerne inntrykk av at miljørisiko er en eksakt kvantitativ størrelse som uten forbehold kan avgjøre om planlagt aktivitet er akseptabel eller uakseptabel i forhold til mulig miljøpåvirkning. Det er lett å glemme at bak tallene ligger en rekke parametere som rommer større eller mindre grad av usikkerhet, eksempelvis:

- a) Metodikk
- b) Miljøressurser
- c) Oljetype
- d) Frekvenser og sannsynligheter

For ERA Acute metoden er det utført en egen studie på usikkerhet og sensitivitet rundt metodikken (Akvaplan-niva, Acona, DNV GL 2019). Anbefalinger fra denne studien er å benytte best tilgjengelige oljedriftsmodell og inngangsdata med fornuftige konservative parameter verdier for skade og restitusjon, samt å kontinuerlig jobbe for forbedring av disse. Etablering av industristandarder er også ansett som viktig ikke minst for å redusere variabilitet mellom analyser. Det har vært jobbet mye med dette i ERA Acute regi bl.a. med etablering av felles ressursdatasett, beste praksis for oppsett og kjøring av oljedriftsmodell, samt standarder for analysegjennomføring og rapportering.

5 MILJØRESSURSER

5.1 Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)

Som utgangspunkt for miljørisikoanalysene er det gjennomført en vurdering av hvilke naturressurser som har det største konfliktpotensialet innen influensområdet til Kveikje n'Roll. En Verdsatt Økosystem Komponent (VØK) er definert i veiledningen for gjennomføring av miljørisikoanalyser (OLF, 2007) som en ressurs eller miljøegenskap som:

- Er viktig (ikke bare økonomisk) for lokalbefolkningen, eller
- Har en nasjonal eller internasjonal interesse, eller
- Hvis den endres fra sin nåværende tilstand, vil ha betydning for hvordan miljøvirkningene av et tiltak vurderes, og for hvilke avbøtende tiltak som velges.

For å velge ut VØKer innen et mulig berørt område benyttes følgende prioriteringskriterier (OLF, 2007):

- VØK må være en populasjon eller bestand, et samfunn eller habitat/naturområde
- VØK må ha høy sårbarhet for oljeforurensning i den aktuelle sesong
- VØK bestand må være representert med en stor andel i influensområdet
- VØK bestand må være til stede i en stor andel av året eller i den aktuelle sesong
- VØK habitat må ha høy sannsynlighet for å bli eksponert for oljeforurensning

VØKer som blir valgt ut for analyse i en spesifikk operasjon kan representere et spenn av ressurser som vil bidra til miljørisikoen for operasjonen i ulik grad. Som et minimum skal alltid den eller de ressursene som er antatt å bidra mest til miljørisikoen være representert blant de utvalgte ressursene. I utvelgelsen av VØKer er rødlistearter som er til stede i influensområdet vurdert.

5.2 Utvalgte VØK for analysen

Utvalgte VØKer er basert på kriteriene beskrevet i kapittel 5.1 og er nærmere beskrevet nedenfor.

5.2.1 Sjøfugl data

Tabell 5-1 viser utvalgte sjøfuglarter på åpent hav og kystnært inkludert i miljørisikoanalysen for Kveikje n'Roll. Datasettene i SEATRACK (SEATRACK, 2021) dekker pelagiske og kystnære bestander for følgende arter: alkekonge, havhest, krykkje, lomvi, lunde og polarlomvi. Øvrige kystnære data hentes fra SEAPOP (2017 med oppdatering av høyarktiske arter 2018). Datasettet for kystnære sjøfugl fra SEAPOP inneholder nasjonale data (NO), mens SEATRACK dataene er regionale bestander (Nordsjøen (NS), Norskehavet (NH), Barentshavet (BH)), samt at de inneholder bestander som hekker i UK og Russland (RU).

En oversikt over data og datasett og inngangsparameterne som er benyttet er gitt i Tabell 5-1. En screening av datasettene i forhold til overlapp med influensområdene fra oljedriften har begrenset VØK utvalget til de artene som er uthevet i tabellen.

Tabell 5-1 Utvalgte VØKer (sjøfugl) for miljørisikoanalysen for Kveikje n'Roll (Fauchald m.fl., 2019; SEAPOP, 2017; NOROG, 2019). P_phy er sannsynlighet for død gitt eksponering over effektgrense og p_beh er sannsynlighet for eksponering. Gjenvekstrate angir forventet bestandsøkning i etterkant av hendelse, gitt definerte P_phy og P_beh forhold. Rødkategori fra Artsdatabanken (2015).

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Pelagisk dykkende	Alkekonge (BH)	LC	90 %	88 %	110 %
	Alkekonge (RU)	LC	90 %	79 %	110 %
	Alke (NO)	EN	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (BH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (UK)	VU	90 %	79 %	110 %
	Lomvi (NH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (BH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (RU)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (UK)	CR	90 %	88 %	110 %
	Polarlomvi (BH)	EN	90 %	88 %	110 %
	Polarlomvi (RU)	EN	90 %	88 %	110 %
	Krykkje (NH)	EN	90 %	51 %	110 %
Pelagisk overflatebeittende	Krykkje (BH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (UK)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (RU)	EN	90 %	51 %	110 %
	Havhest (UK)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (NS)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (NH)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (BH)	EN/LC ¹⁾	90 %	51 %	105 %
	Havsule (NO)	LC	90 %	51 %	115 %
	Tyvjo (NO)	NT	90 %	51 %	105 %
	Ismåke (NO)	VU	90 %	51 %	115 %
	Sabinemåke (NO)	VU	90 %	51 %	115 %
	Storjo (NO)	LC	90 %	51 %	105 %
	Svartand (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
Kystbundne dykkende	Storlom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Ærfugl (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Islom (NO)		90 %	76 %	120 %
	Laksand (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Toppskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Storskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Praktærfugl (NO)	NT ¹⁾	90 %	76 %	120 %
	Siland (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Smålom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Stellerand (NO)	VU	90 %	76 %	120 %
	Sjørre (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Gulneblom (NO)	NT	90 %	76 %	120 %

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
	Havelle (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Teist (NO)	VU	90 %	76 %	110 %
	Rødnebbterne (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
Kystbundne overflatebeitende	Svartbak (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Fiskemåke (NO)	NT	90 %	36 %	115 %
	Makrellterne (NO)	EN	90 %	36 %	115 %
	Polarmåke (NO)	NT ¹⁾	90 %	36 %	115 %
	Gråmåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Sildemåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Hvitkinngås (NO)		90 %	54 %	120 %
Våtmarkstilknyttede	Ringgås (NO)	NT ¹⁾	90 %	54 %	120 %
	Brunnakke (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Dverggås (NO)	CR	90 %	54 %	120 %
	Stokkand (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Grågås (NO)	LC	90 %	54 %	120 %
	Kortnebbgås (NO)		90 %	54 %	120 %

Rødliste Kategorier: CR – kritisk truet, sterkt truet – EN, sårbar VU, nær truet – NT. Livskraftig – LC er per definisjon ikke en rødlistekategori. Nasjonal rødliste skiller ikke mellom regioner (med unntak av Svalbard) og samme art uavhengig av region er derfor gitt samme status. Dette gjelder også for bestander fra UK og Russland.

1) Svalbard bestand

5.2.2 Marine pattedyr

Havert og steinkobbe har høyest sårbarhet under kaste- og hårfellingsperioden da de samler seg i kolonier i kystnære områder (juni-september for steinkobbe og desember-april for havert). Ved en eventuell utblåsning kan influensområdet til Kveikje n'Roll strekke seg vest-, øst og nordover fra brønnlokasjonen. Dette kan innebære treff langs kysten fra Vestlandet til Trøndelag. Med bakgrunn i dette er det gjennomført risikoberegninger på de midtnorske bestandene av havert og steinkobbe (DN&HI, 2010).

Artsgruppe	Art	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Marine pattedyr	Havert (MI)	10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (MI)	10 %	95 %	113 %

5.2.3 Fisk

Effekten av olje på organismer i vannfasen (fisk og plankton) er avhengig av oljetype, nedblandingsgrad og kinetikk for utløsning av oljekomponenter til vannfasen, samt varighet av eksponeringen. Siden planktonforekomstene (plante- og dyreplankton) generelt er lite sårbare for oljeforurensning, er hovedfokus for miljørisikoanalyser satt på fisk. Egg og larver kan være svært sårbare for oljeforurensning i vannmassene, mens yngel (større enn 2 cm) og voksen fisk i liten grad antas å påvirkes. Dette er i tråd med feltobservasjoner som har vist liten dødelighet av voksen fisk etter virkelige

oljeutslipp. For fisk er det hovedsakelig arter som gyter konsentrert både i tid og rom som har størst skadepotensiale for oljeutblåsninger.

I og med at influensområdene dekker nordlige deler av Nordsjøen og inn i Norskehavet til områder med tidvise konsentrasjoner av gyteprodukt, er det valgt å inkludere sild, torsk og tobis (Vikingbanken) i den kvantitative delen av miljørisikoanalysen. I tillegg er det gjennomført overlappanalyse for andre relevante marine ressurser.

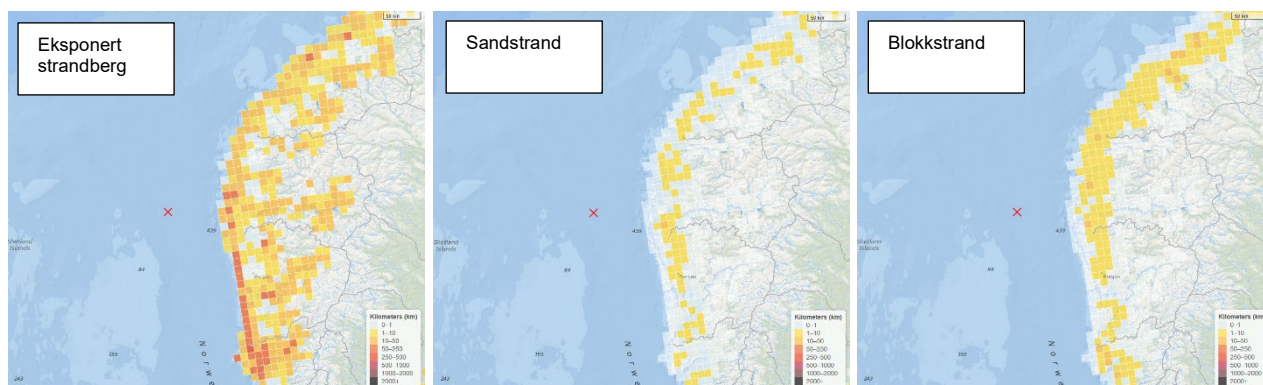
5.2.4 Strandhabitat

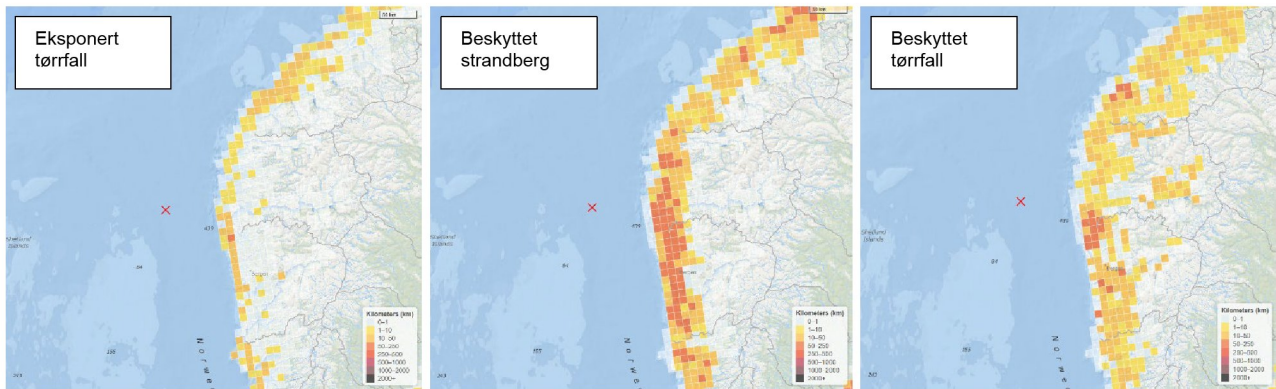
I tråd med ERA Acute metodikk er det foretatt analyser på strandtyper/habitater klassifisert med Environmental Sensitivity Index (ESI). Indeksen rangerer strandlinjen i forhold til deres sensitivitet for oljeeksponering og er delt inn i 10 hovedklasser (Tabell 5-2). De lavest rangerte klassene representerer områder som er minst sårbare for oljeeksponering og ESI ivaretar forhold som: relativ eksponering for bølger og tidevann, biologisk produktivitet og sensitivitet, substrat (kornstørrelse, permeabilitet, mobilitet), helningsgrad samt mulighet for beredskapstiltak og restitusjonstid.

Tabell 5-2 Oversikt over ESI strandtyper.

ESI Rank	Description of ESI shoreline types (estuarine)
ESI 1	Exposed, rocky shores and cliffs with boulder talus base, man-made structures
ESI 2	Exposed wave-cut platforms in bedrock, mud, or clays and scarps and steep slopes in clay
ESI 3	Fine to medium-grained sand beaches, scarps and steep slopes in sand and tundra cliffs
ESI 4	Coarse-grained sand beaches
ESI 5	Mixed sand and gravel beaches
ESI 6	Gravel beaches and riprap
ESI 7	Exposed tidal flats
ESI 8	Sheltered, scarps in bedrock, mud, clay, rocky shores, solid man-made structures, riprap, rocky rubble shores, peat shorelines
ESI 9	Sheltered tidal flats, vegetated low banks, hypersaline tidal flats
ESI 10ABE	Salt- and brackish-water marshes, freshwater marshes and inundated low-lying tundra
ESI 10CD	Swamps and scrub-shrub wetlands

Datsettet for Norskekysten er utarbeidet spesifikt for ERA Acute analyser i ERA Acute JIP og dokumentert i Akvaplanniva og DNV GL (2019). Datsettet omfatter ESI type 1 (eksponert strandberg), 4 (sandstrand), 6 (blokkstrand), 7 (eksponert tørrfall), 8 (beskyttet strandberg) og 9 (beskyttet tørrfall, leirstrand) (Figur 5-1).





Figur 5-1 Forekomst av antall km kyst (i 10x10 km ruter) av ESI1 - strandberg (øverst venstre), ESI4 - sandstrand (øverst midt), ESI6 - blokkstrand (øverst høyre), ESI7 - eksponert tørrfall (nederst venstre), ESI8 - beskyttet strandberg (nederst midten) og ESI9 - beskyttet tørrfall, leirstrand (nederst høyre).

6 MILJØKONSEKVENSER OG RISIKO

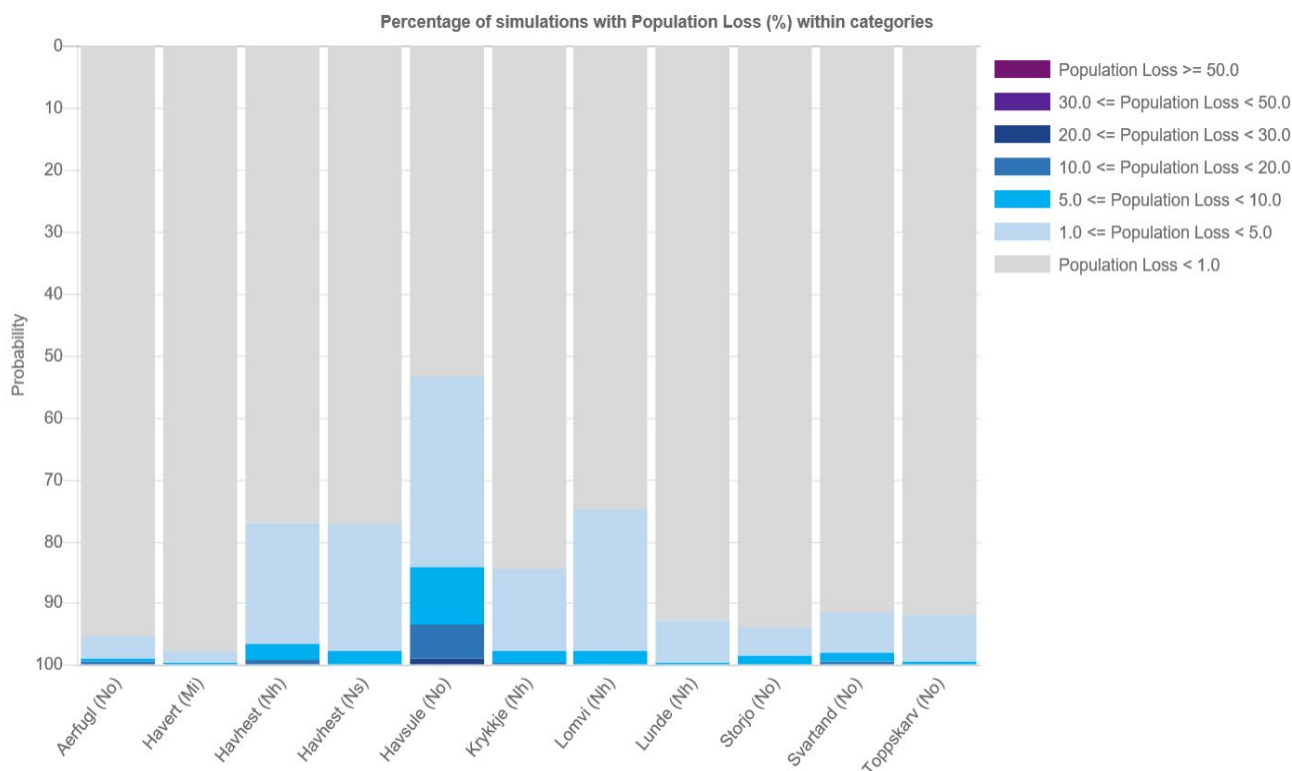
Miljøskade er presentert for sjøfugl og sjøpattedyr, for kyst og strandhabitater og for fisk (vannsøyle). For sjøfugl og sjøpattedyr beskrives først bestandstap med årlig oppsummering av sannsynlighet for ulike tapsandeler i gitte tapskategorier iht. Tabell 4-1. Videre er det presentert gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for de mest utsatte artene. Til slutt er det oppsummert sannsynlighet for ulike miljøskader i form av bestandstapsår (RDF) i faste skadekategorier iht. Tabell 4-3.

For fisk er det på tilsvarende måte presentert sannsynlighet for ulike larvetap basert på overlapp med THC i vannsøylen (jfr. Tabell 4-1) og vist gjennomsnitt og maksimale tapsandeler for mest utsatte år. For fisk er larvetapet beregnet videre til populasjonstap ved hjelp av fiskepopulasjonsmodellen som er utviklet i ERA Acute. Populasjonstapet er oppsummert i skadekategorier som for sjøfugl og sjøpattedyr i form av bestandstapsår (jfr. Tabell 4-3).

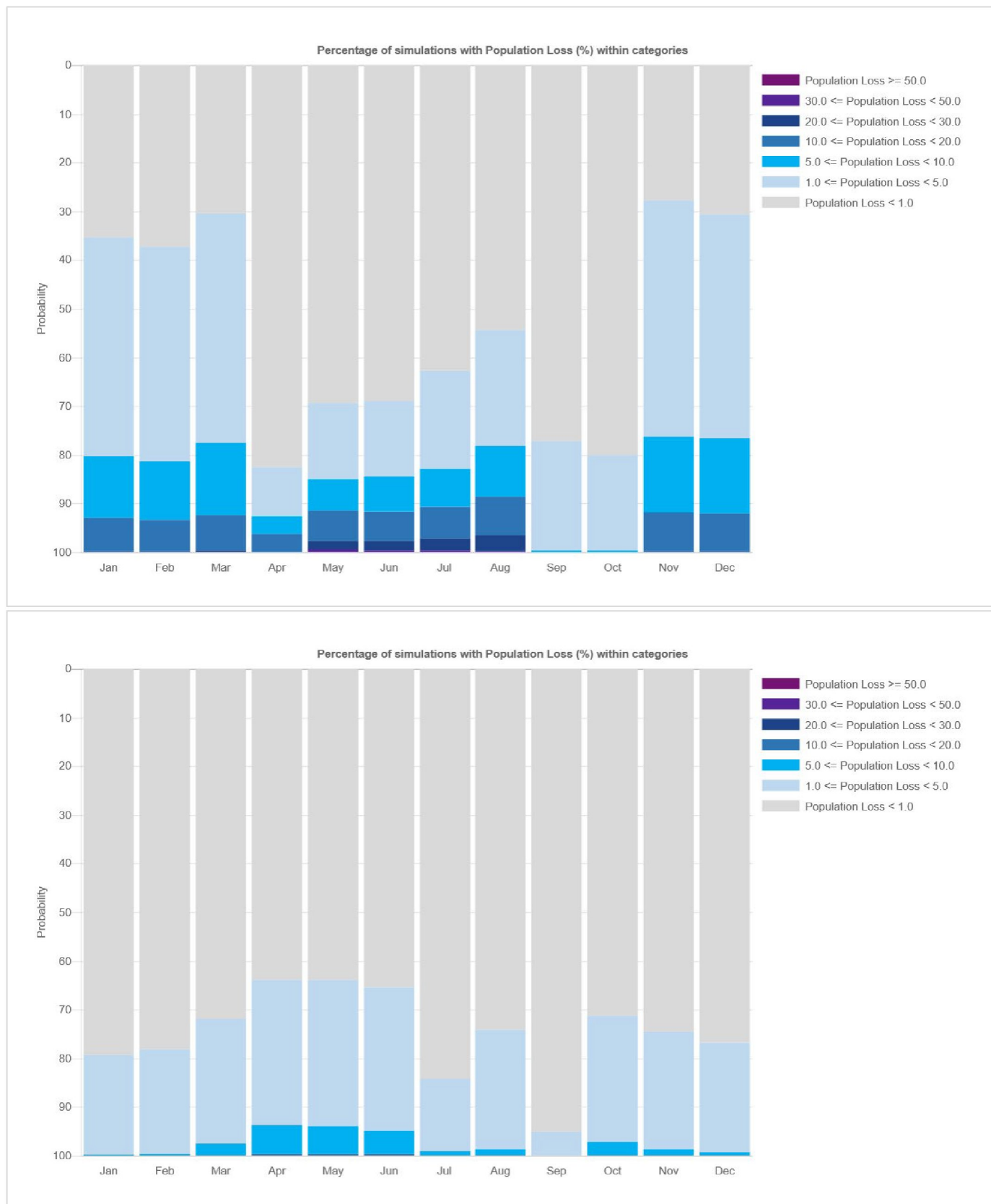
For kyst og strand så er det presentert antall km påvirket kyst for ulike ESI klasser både for fauna og flora. Også her er det presentert variasjon gjennom året, samt oppsummert sannsynlighet for ulike skadekategorier basert på RDF som for strand er gitt som habitattap (km-år).

6.1 Konsekvenser for sjøfugl og sjøpattedyr

Beregnet sannsynlighet for ulike bestandstap på sjøfugl og sjøpattedyr er vist i Figur 6-1. Det er generelt stor sannsynlighet for små bestandstap under 1 %, og størst påvirkning kan forventes på havsule og lomvi (hekkefugl Norskehavet) på åpent hav. For disse to artene er det presentert sannsynlighet for ulike bestandstap for hver måned i Figur 6-2. For havhest er det beregnet størst bestandstap i høstmånedene november mens tapsandelen for lomvi er høyest i månedene april og mai.



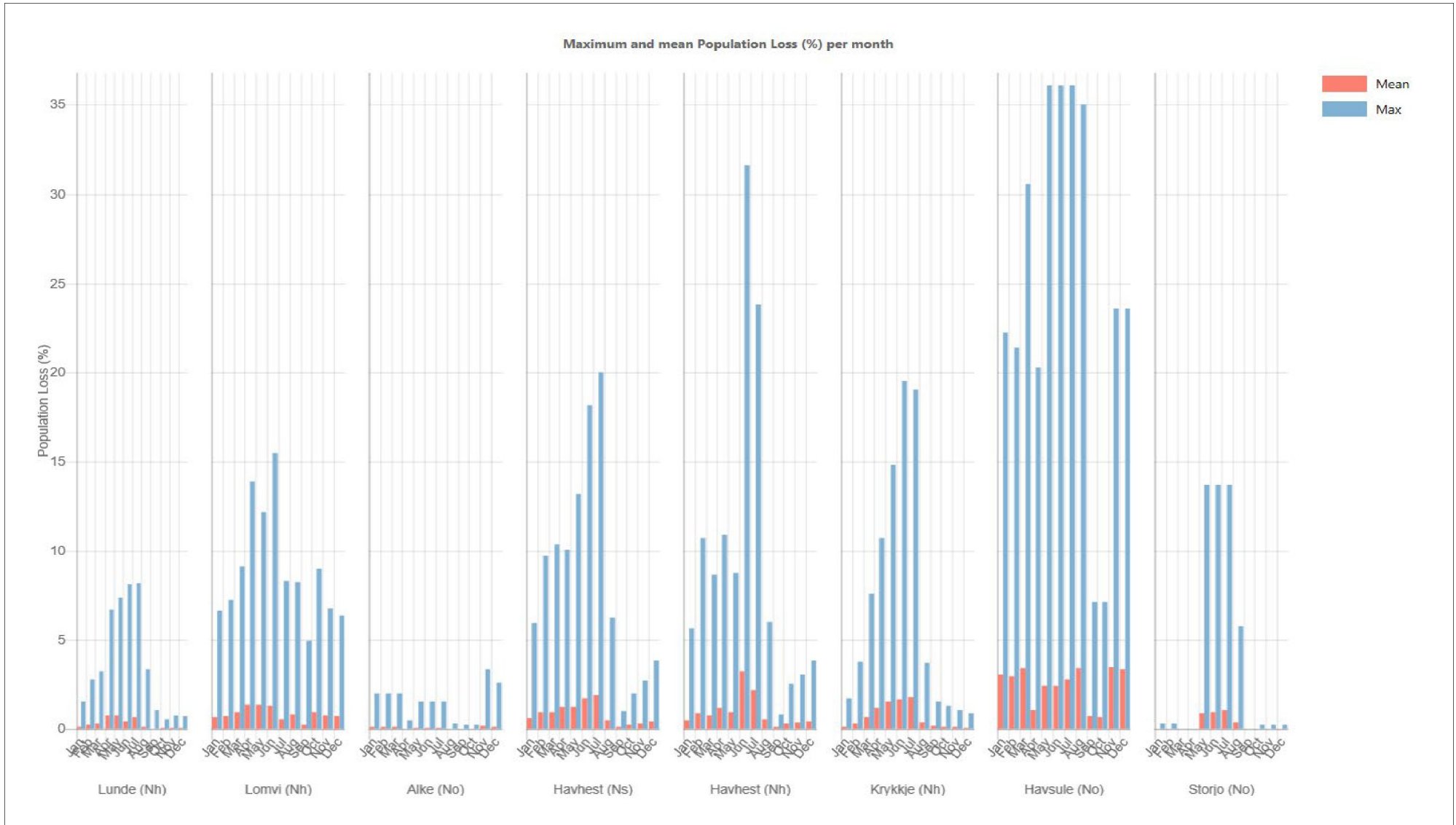
Figur 6-1 Sannsynlighet for ulike bestandstap for sjøfugl og sjøpattedyr (havert) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

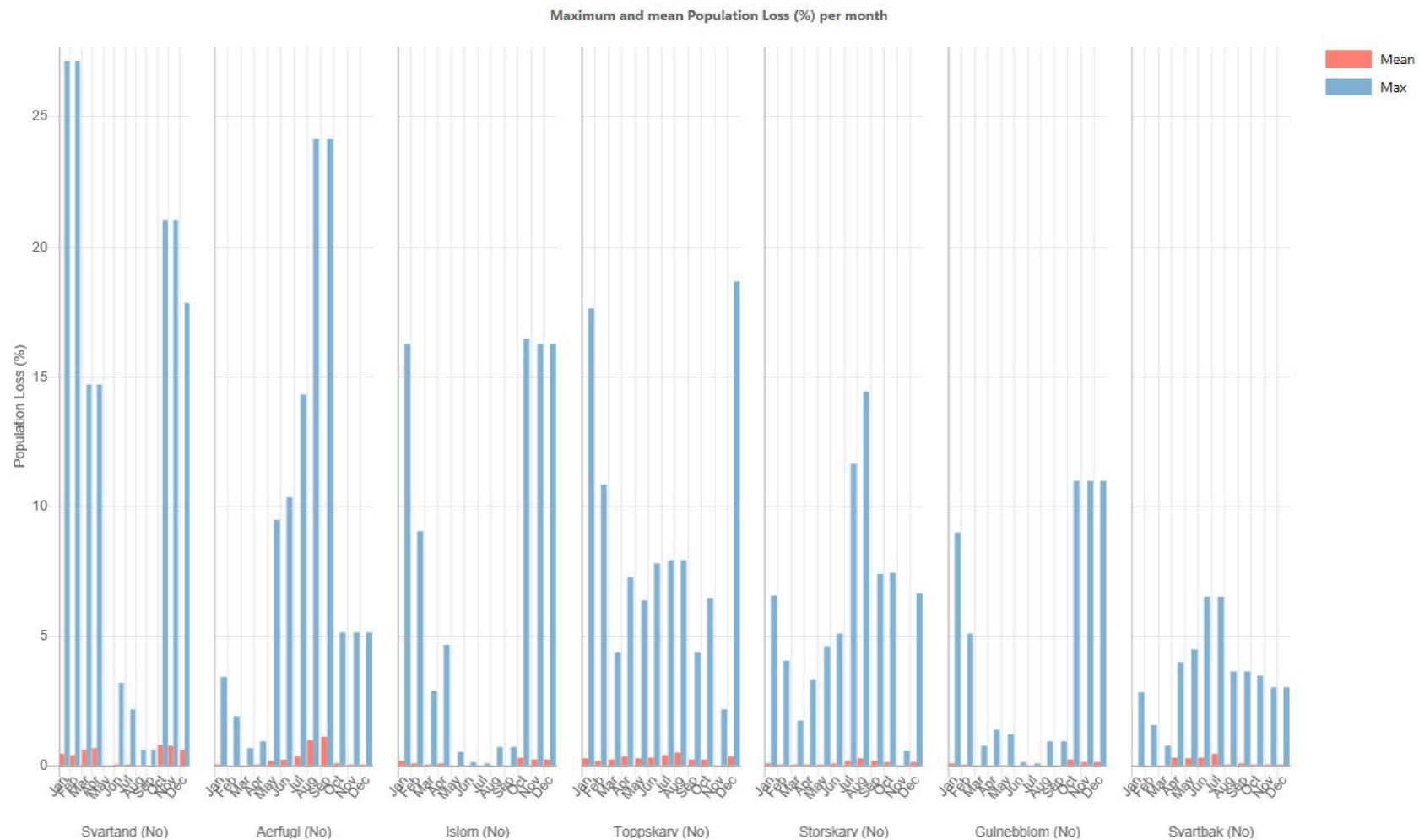


Figur 6-2 Månedlig sannsynlighet for ulike bestandstap for havsule (øverst) og lomvi (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.



Månedlig gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for sjøfugl og sjøpattedyr er vist i Figur 6-3. Maksimale bestandstap (den simuleringen som viste størst tapsandel) er på 36 % (havsule i månedene april - juni), mens gjennomsnittlige beregnede bestandstap ligger under 4 % for alle arter i alle måneder. Av de kystnære artene er det svartand som slår høyest ut med maksimalt 27 % i januar og februar. Månedlig maksimalt bestandstap for havert og steinkobbe er <1 %.

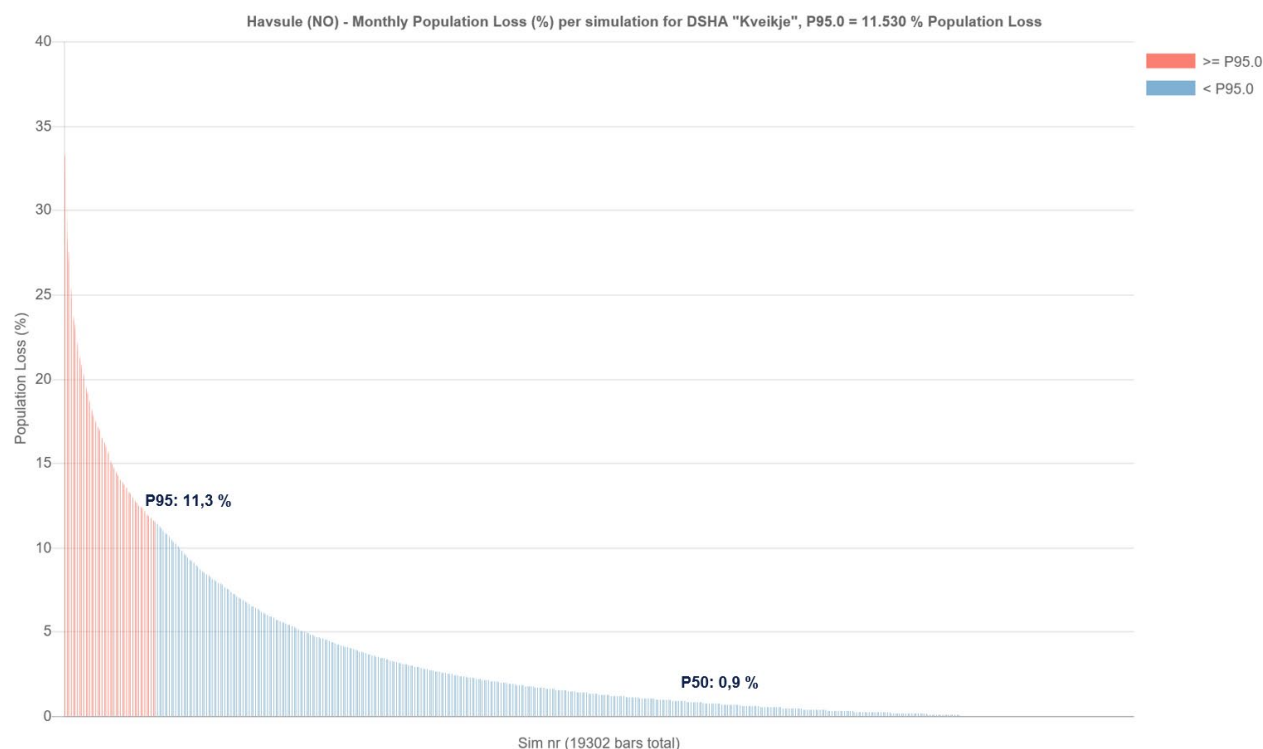
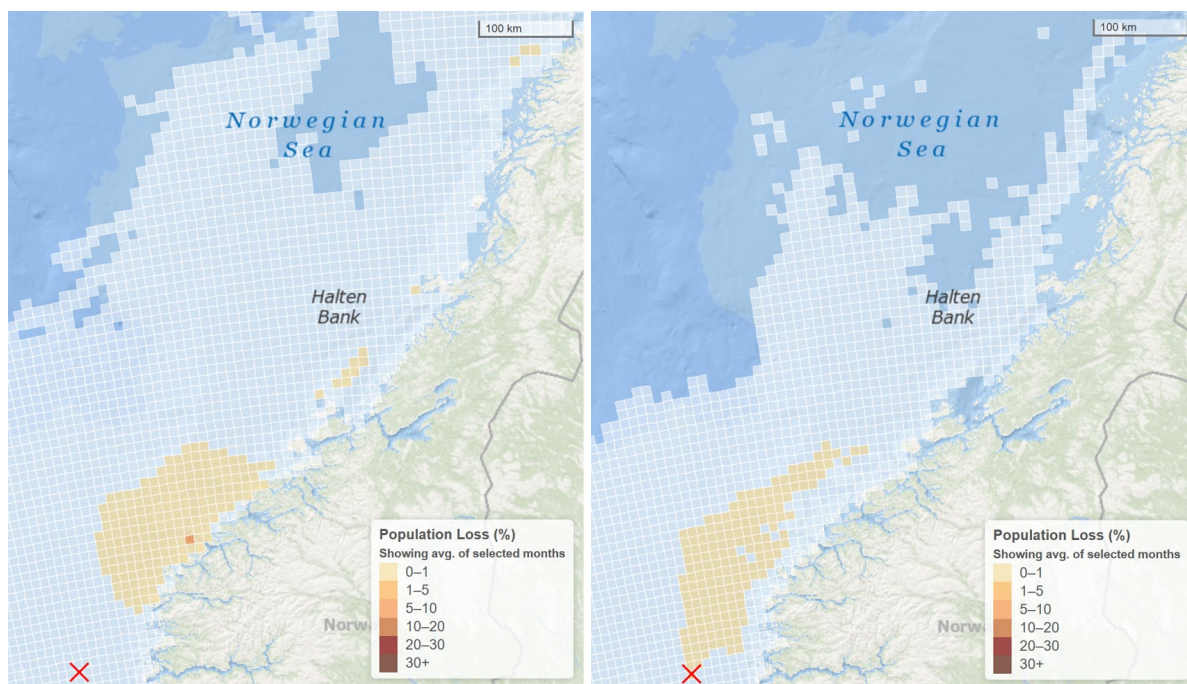




Mag

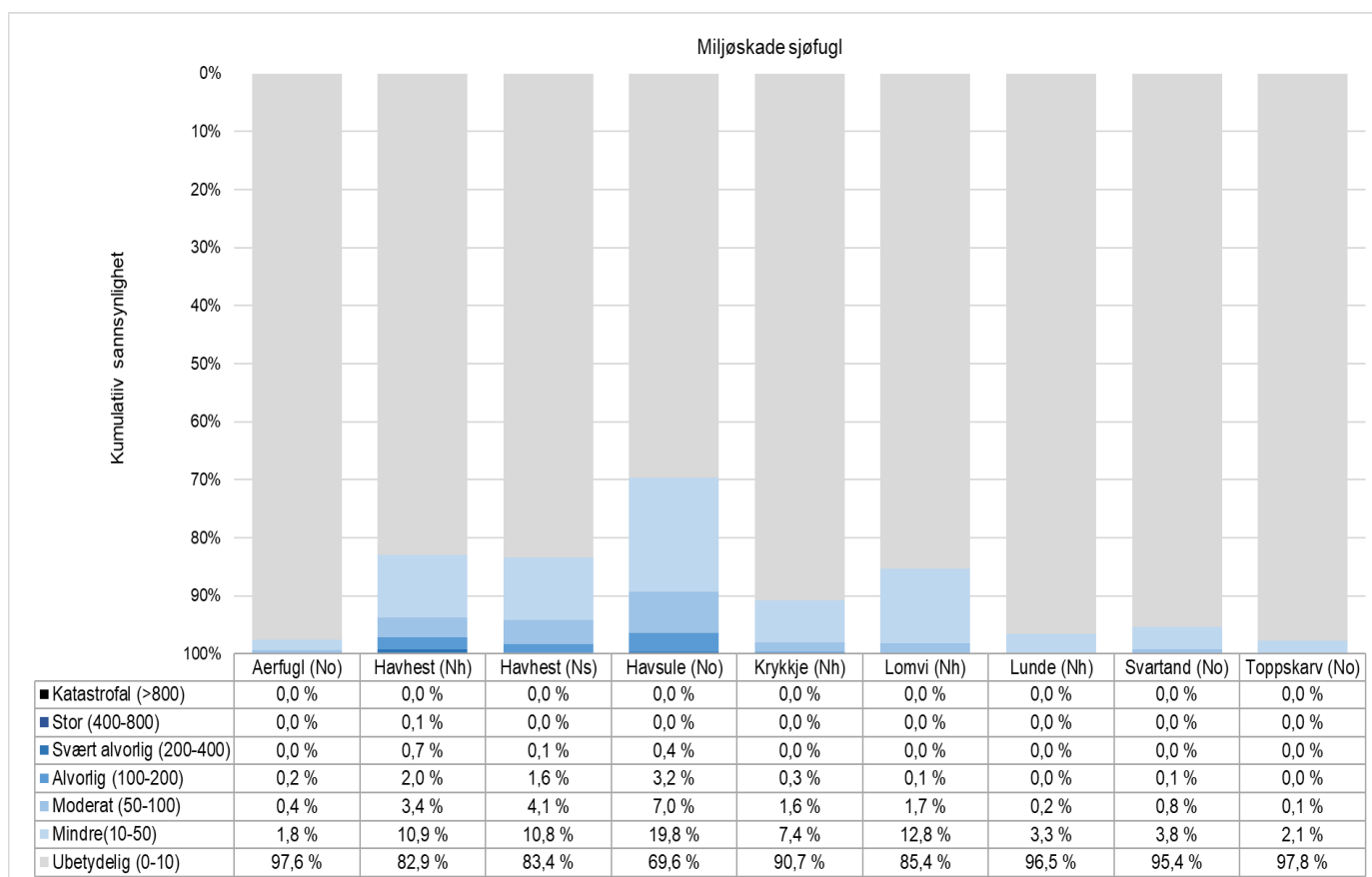
Figur 6-3 Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for pelagisk sjøfugl (øverst) og kystnær sjøfugl og sjøpattedyr (nederst) gitt en utblåsning ved leteboring på Kveikje n'Roll.

Figur 6-4 viser kart over hvor havsule kan bli påvirket ved utblåsning. 95-persentil av høyeste påvirkning på 11,3 % bestandstap er vist sammen med forventet påvirkning (50-persentil) som er på mindre enn 1,0 % bestandstap.



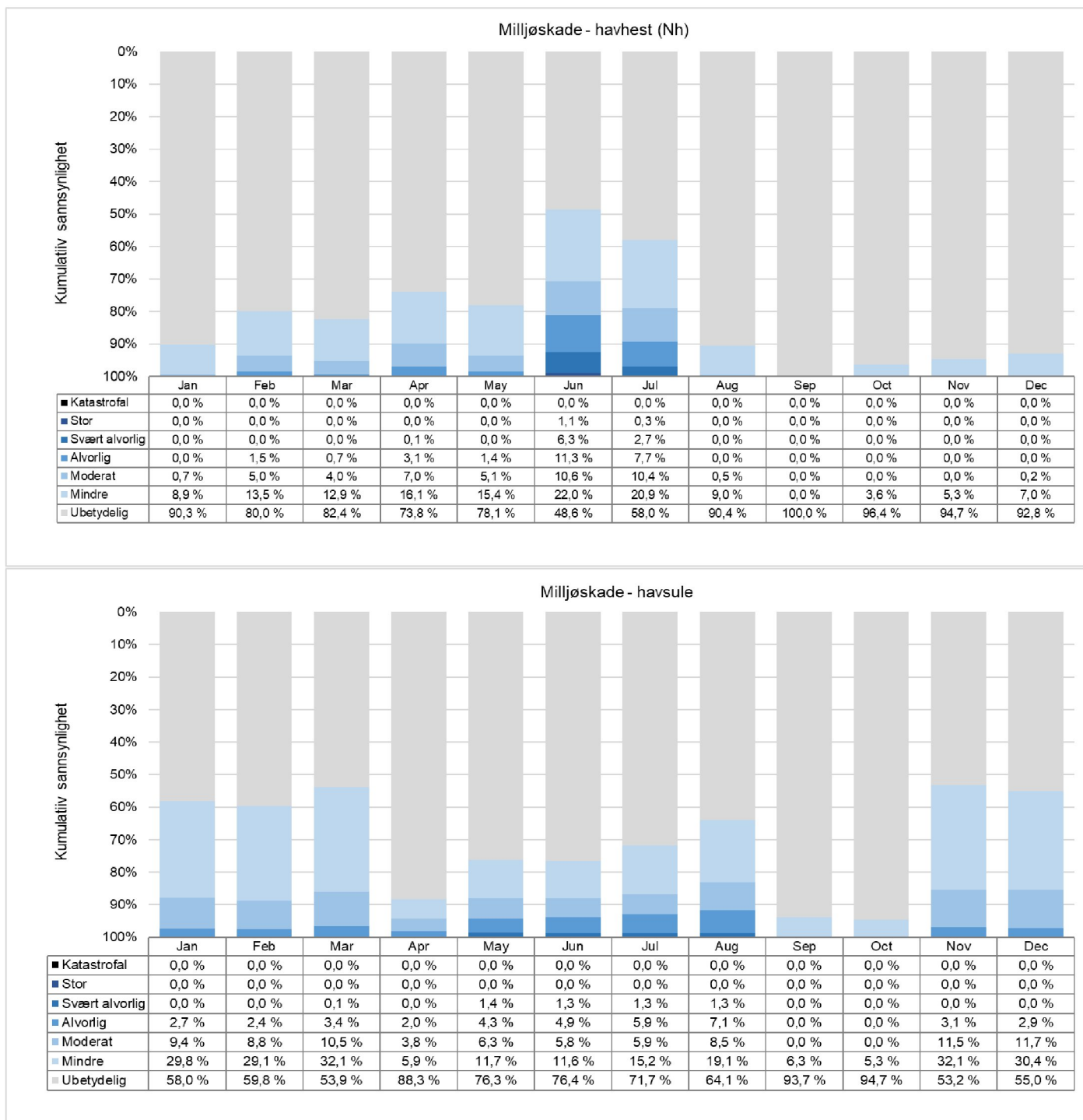
Figur 6-4 Beregnet bestandstap for havsule som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. 95-persentil og 50-persentil største bestandstap er avmerket i graf nederst og vist med påvirkningskart øverst (95-persentil til venstre og forventet utfall 50-persentil til høyre).

Beregnet miljøskade (basert på ressurskedefaktoren RDF) er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier Tabell 4-4. Sannsynlighet for ulike miljøskader er vist i Figur 6-5 og viser størst skadepotensiale for havhest (hekkebestand Norskehavet) med 0,1 % sannsynlighet for *stor* konsekvens, 0,7 % sannsynlighet for *svært alvorlig* konsekvens, 2,0 % sannsynlighet for *alvorlig* konsekvens, 3,4 % sannsynlighet for *moderat* og 10,9 % for *mindre* konsekvens. Det betyr at de fleste simuleringene gir *ubetydelig* konsekvens (83,4 % sannsynlighet). Havsule er den arten med størst sannsynlighet for utslag over *ubetydelig* miljøskade med 19,8 % sannsynlighet for *mindre*, 7 % sannsynlighet for *moderat*, 3,2 % sannsynlighet for *alvorlig* og 0,4 % sannsynlighet for *svært alvorlig* konsekvens. For andre sjøfuglarter og for havert (ikke presentert) er konsekvenspotensialet gitt en utblåsning fra Kveikje n'Roll lavere enn for havhest og havsule.



Figur 6-5 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

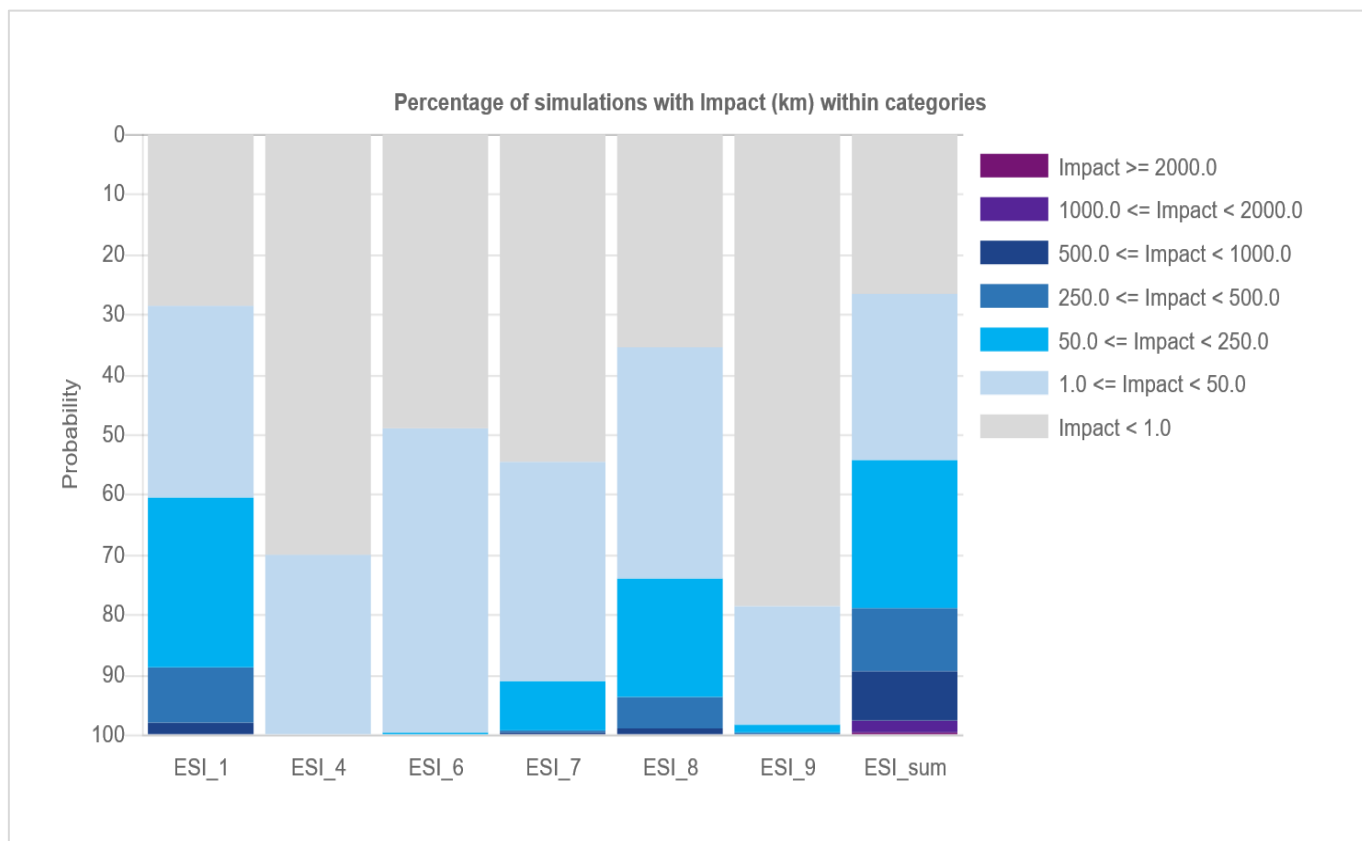
Figur 6-6 viser sannsynlighet for miljøskade for hver måned for de mest utsatte artene havhest (Nh) og havsule (No). Havhest er mest utsatt i juni og havsule i mai måned. Førstnevnte med en liten sannsynlighet på 1,1 % for *stor* miljøskade, mens det for havsule er 1,4 % sannsynlighet forsvært alvorlig miljøskade.



Figur 6-6 Månedlig sannsynlighet for ulike miljøskader for havhest (Nh) (øverst) og havsule (No) (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

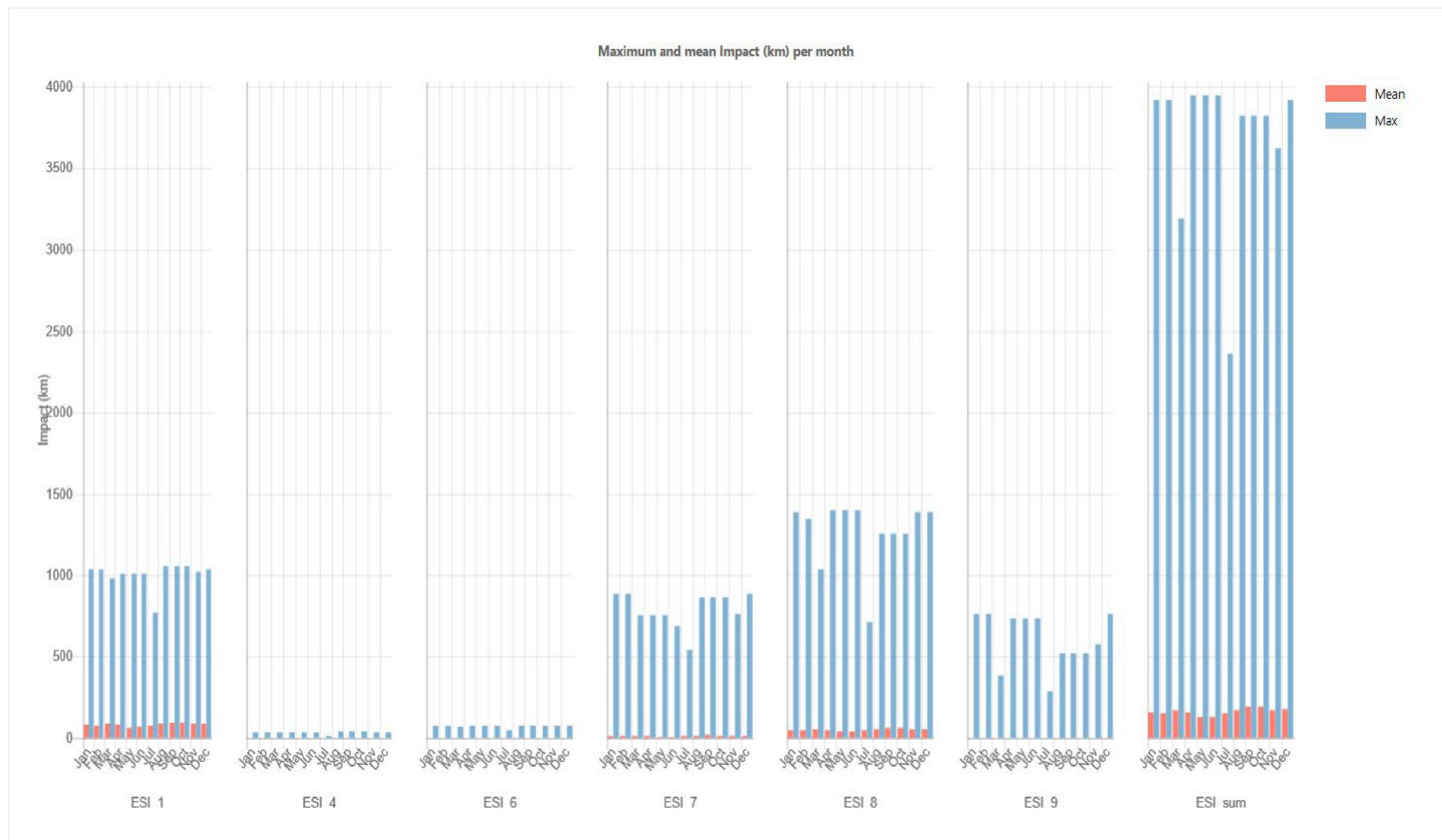
6.2 Konsekvenser for kyst og strand

Sannsynlighet for miljøpåvirkning på kyst og strand er beregnet både for strandfauna og strandflora for de aktuelle ESI strandtypene. Sannsynlighet for påvirkning på strandfauna er gitt i Figur 6-7 og viser en samlet sannsynlighet på 2,5 % for å få en påvirkning på over 1000 km. Det er samtidig 79 % sannsynlig at påvirkning på strandfauna er under 250 km.



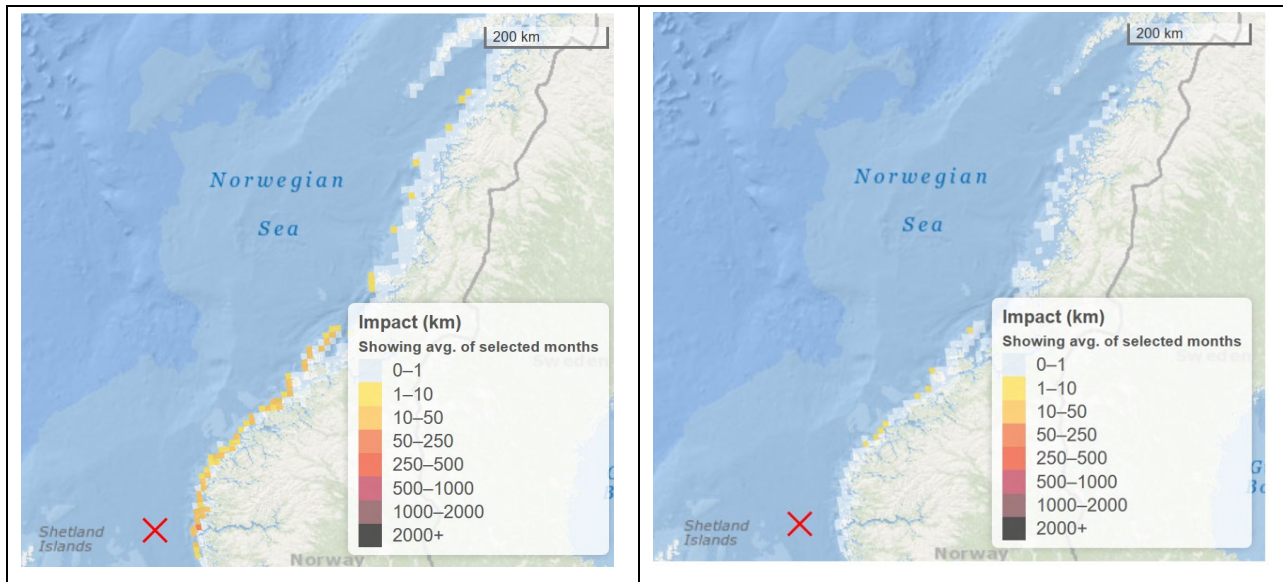
Figur 6-7 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. ESI 1 – eksponert strandberg, ESI 4 – sandstrand, ESI 6 - blokkstrand, ESI 7 – eksponert tørrfall, ESI 8 -. beskyttet strandberg og ESI 9 – beskyttet tørrfall.

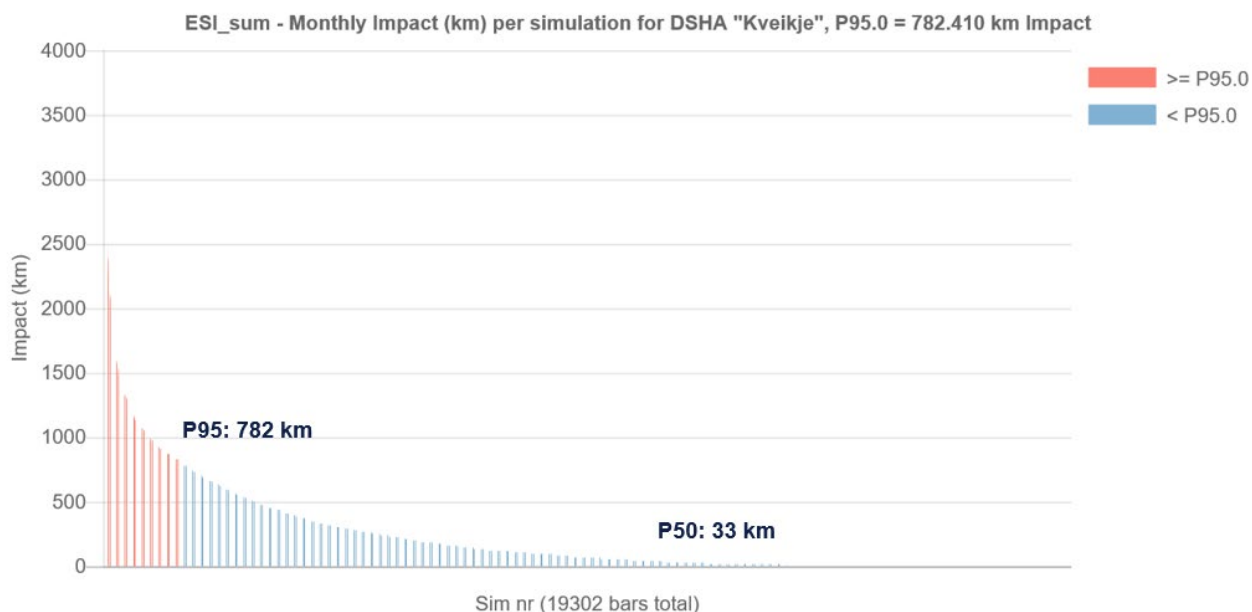
Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning på strandfauna for ulike ESI strandtyper og samlet for alle ESI er vist i Figur 6-9 og viser en maksimal påvirkning på inntil 3947 km i april-juni. En slik maksimal påvirkning vil stamme fra en simulering med høyere utblåsningsrate og lengre utblåsningsvarighet og under forhold som bringer mye olje til kysten. Gjennomsnittlig påvirkning er imidlertid begrenset med under 200 km påvirket strandfauna i alle årets måneder og med størst påvirkning på eksponert (ESI 1) og beskyttet strandberg (ESI 8) i ytre del av kystsonen.



Figur 6-8 Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

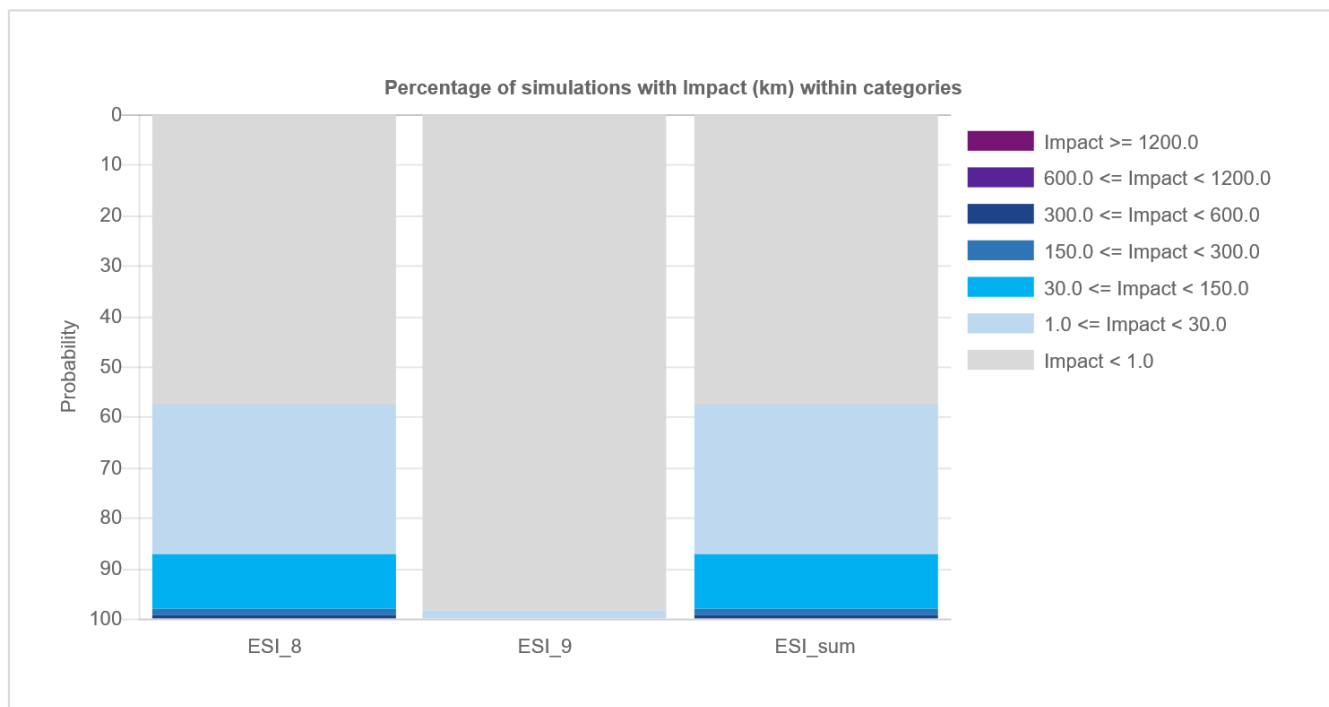
Kart som viser 95-persentil største påvirkning (782 km) på strandfauna er vist i Figur 6-10 og omfatter stranding av oljeemulsjon langs kysten fra Sula, Vestlandet, og nordover til Halten. Fra Halten til innløpet av Vestfjorden er det kun stedvis beregnet påvirkning på mer enn 1 km kystlinje innenfor 10x10 km strandruter. 50-persentil gir begrenset påvirkning i kategorien 1-10 km i området fra Stadlandet og nordover til Frøya.





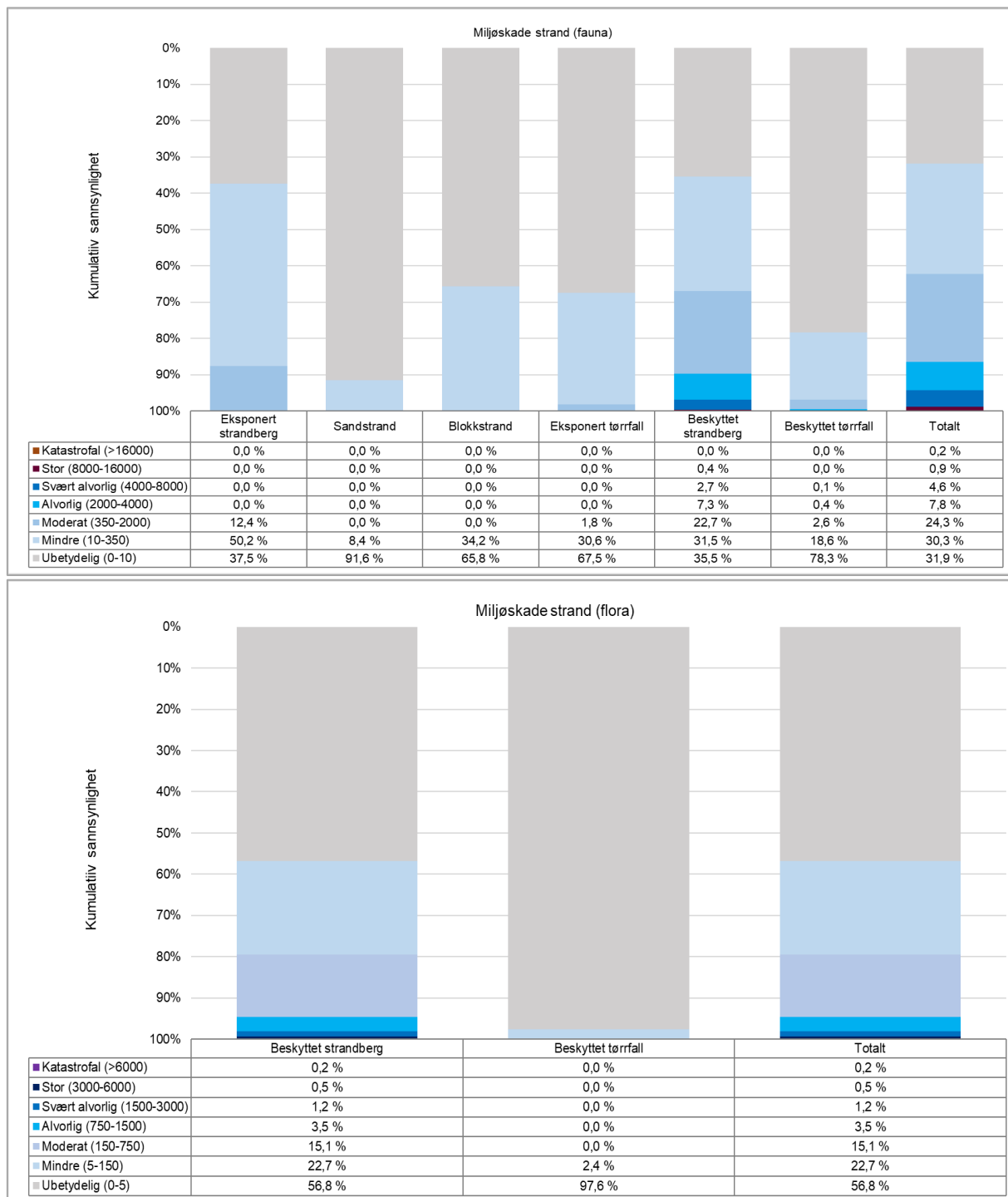
Figur 6-9 Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil verste utfall (nederst) og kart over 95-persentil verste påvirkning (øverst venstre) og 50-persentil forventet påvirkning (øverst høyre).

Sannsynlighet for påvirkning av strandflora i beskyttede områder (ESI klasse 8 og 9) er vist i Figur 6-11. Det er 87,1 % sannsynlighet for påvirkning under 30 km strandflora. Det er ingen sannsynlighet for påvirkning av mer enn 600 km strandflora.



Figur 6-10 Sannsynlighet for påvirkning av strandflora (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

Beregnet miljøskade for strandflora og -fauna (basert på ressurskedefaktoren RDF) er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier (Tabell 4-4) og presentert i Figur 6-11. For både strandflora og - fauna er det sannsynlighet for miljøskade i alle konsekvenskategoriene med de største bidragene i kategoriene *Mindre – Katastrofal* fra fauna.

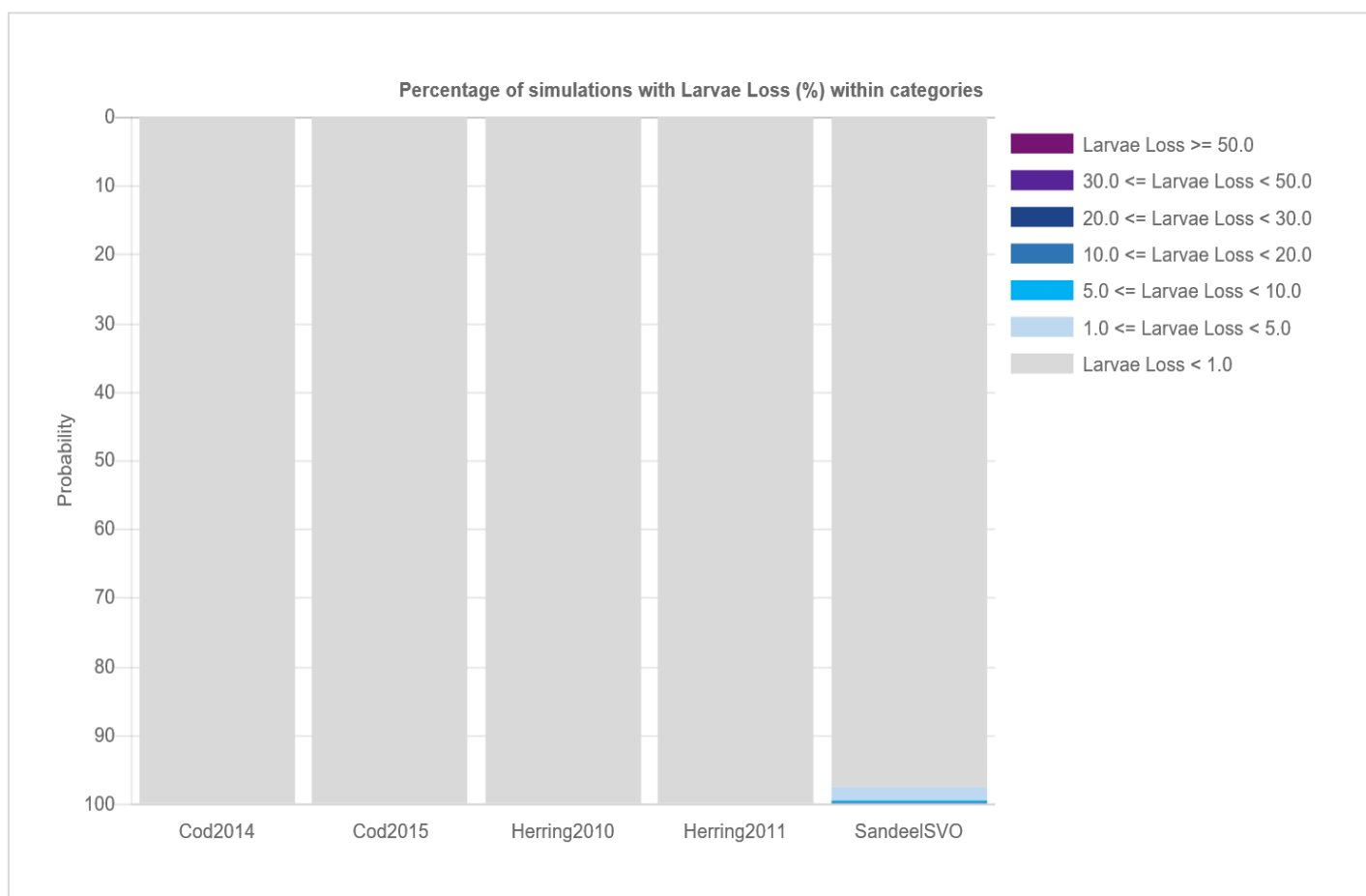


Figur 6-11 Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna (øverst) og flora (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

6.3 Konsekvenser for fisk

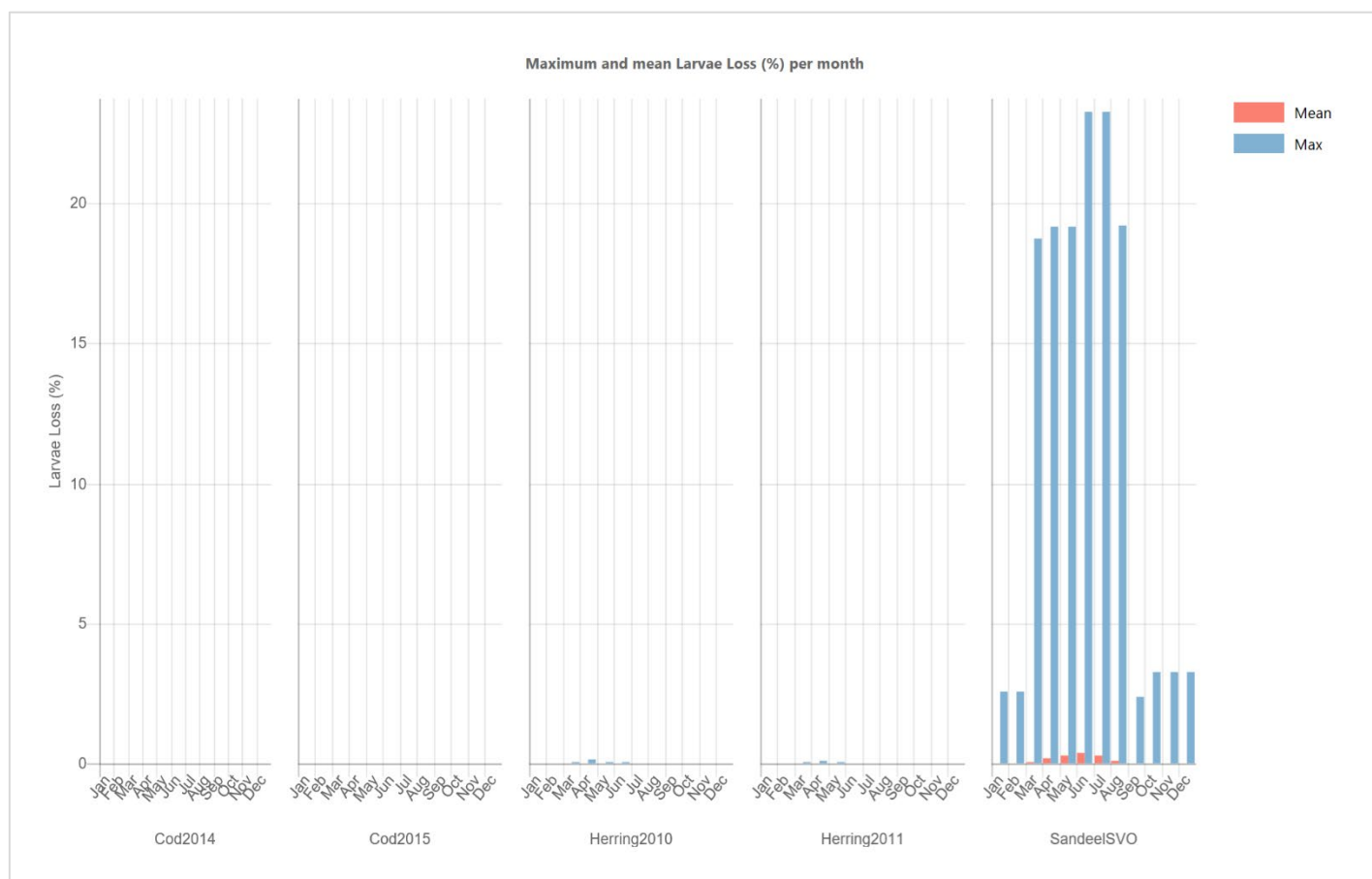
Konsekvenser for fisk er beregnet med THC tilnærming, hvor man ser på maksimal tidsmidlet hydrokarbonkonsentrasjon i vannsøylen og ser på om disse konsentrasjonene er over effektgrensen for dødelige effekter på fiskelarver på 58 ppb (NOROG, 2020). Konsentrasjonene overlappes fiskelarveutbredelsene, og larvetap oppsummeres pr. simulering.

Sannsynligheten for larvetap er for torsk og sild 100 % sannsynlighet for mindre enn 1 % mens det for bestandstap av tobislarver på Vikingbanken er beregnet til 0,2 % i kategorien 10-20 % av bestanden, 0,4 % i kategorien 5-10 %, 1,8 % i kategorien 1-5 % mens det er 97,6 % sannsynlighet for larvetap under 1 % (Figur 6-12).



Figur 6-12 Sannsynlighet for bestandstap (larvestadiet) for ulike fiskearter og årskull som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll.

Maksimalt månedlig larvetap for torsk og sild er svært begrenset (<0,1 %) (Figur 6-13). For tobis er tapsandelen beregnet utelukkende på bestanden nordøst i Nordsjøen, Vikingbanken, som er nærmest lokasjonen til Kveikje n'Roll. Maksimalt larvetap fra en enkeltsimulering på tobis er beregnet for perioden juni-juli med 23,3 % og med gjennomsnittlig larvetap på 0,4 % i juli.

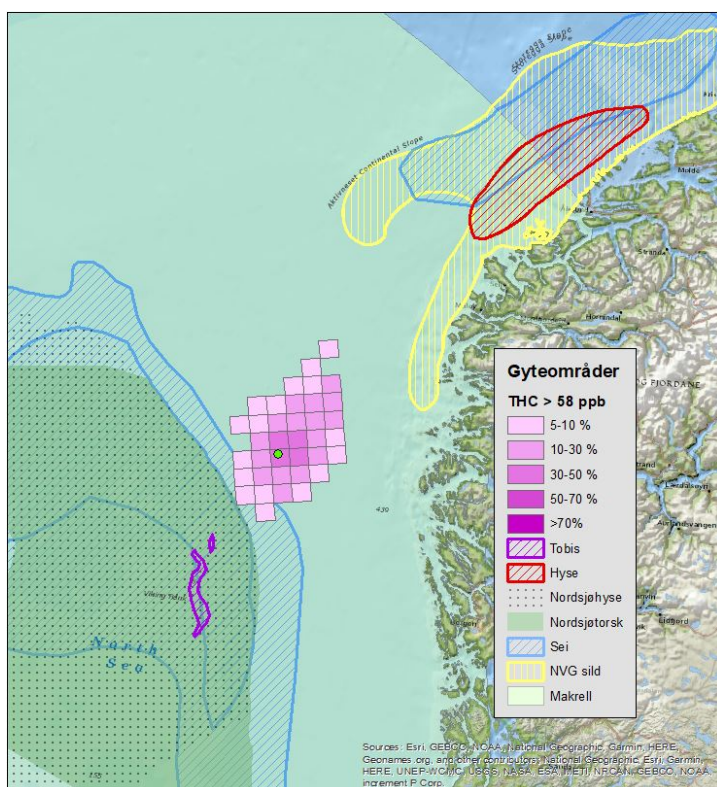


Figur 6-13 Gjennomsnittlige (rød søyle) og maksimale (blå søyle) månedlige larvetap (%) for torsk, sild og tobis (SVO indikerer gyteområdet på Vikingbanken) ved utblåsning fra Kveikje n'Roll.

RDF-verdien for de modellerte årsklasser av sild og tosk er under 10, noe som gir utslag kun for *ubetydelig* miljøskade. For bestanden av tobis på Vikingbanken er det 0,2 % utslag for *mindre* og 99,8 % for *ubetydelig* miljøskade.

Det er også gjennomført overlappsanalyse med influensområdet i vannsøylen (sannsynlighet for THC konsentrasjoner > 58 ppb) og gyteområde for artene tobis, nordsjøtorsk, sei, hyse og nordsjøhyse, norsk vårgytende (NVG) sild og nordsjømakrell. Overlappsanalysen er vist i Figur 6-14 for en sjøbunnsutblåsning fra Kveikje n'Roll.

Det er overlapp for influensområde i vannsøylen og en svært liten del av det definerte gyteområdet for makrell. Det definerte gyteområdet for nordøstatlantisk makrell er svært stort, og strekker seg fra Nordsjøen til Portugal, og det er ikke forventet at en utblåsning fra Kveikje n'Roll vil ha noen effekt på bestanden av makrell. Det er også en liten overlapp med gyteområdet til sei, men med liten sannsynlighet og i en svært begrenset del av gyteområdet som spenner over store sentrale deler av Nordsjøen. Det er derfor heller ikke forventet noen bestandseffekt på sei som følge av evt. utblåsning fra Kveikje n'Roll.



Figur 6-14 Gyteområder for ulike fiskearter som gyter i Nordsjøen (www.imr.no) vist sammen med influensområde i vannsøylen gitt en sjøbunnsutblåsning fra letebrønn Kveikje n'Roll. Lokasjon for letebrønnen er vist med grønn sirkel.

6.4 Miljørisiko

I dette kapitlet presenteres miljørisikoen for de ulike VØK-gruppene enkeltvis og samlet i Equinor sin risikomatrix. All miljørisiko vises uten effekt av avbøtende tiltak som for eksempel oljevernberedskap.

Figur 6-15 viser 0,1 % sannsynlighet for *stor* miljøskade på sjøfugl gitt en utblåsning fra Kveikje n'Roll. Risikoen ligger i gult område i risikomatrixen. Frekvensen for *svært alvorlig* og *stor* er lavere enn $1,0E-10^{-6}$ nivå pr. år og derfor ikke inkludert i risikomatrixen som presenterer VØK-gruppene samlet.

Sjøfugl	1.00E-05	1.00E-04	1.00E-03	1.00E-02	5.00E-02	2.50E-01	5.00E-01	1.00E+00
Havhest (Nh)	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			●	82.9 %				
Mindre (3)		●		10.9 %				
Moderat (4)	●			3.4 %				
Alvorlig (5)	●			2.0 %				
Svært Alvorlig (6)				0.7 %				
Stor (7)				0.1 %				
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-15 Miljørisiko for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0123 % pr år (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrixen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

På månedsbasis er det i perioden juni – juli begrenset sannsynlighet for *stor* miljøskade for havhest. For de øvrige månedene varierer den øverste konsekvenskategori fra *Mindre* (september) til *Svært alvorlig* (mars-mai og august). Foruten havhest er dimensjonerende sjøfuglarter gjennom året havsule og lomvi (Tabell 6-1).

Tabell 6-1 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for dimensjonerende sjøfuglbestand gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Kveikje n'Roll. Equinor sine konsekvenskategorier er benyttet.

	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	58,0 %	59,8 %	53,9 %	73,8 %	76,3 %	48,6 %	58,0 %	64,1 %	93,7 %	82,9 %	53,2 %	55,0 %
Mindre	29,8 %	29,1 %	32,1 %	16,1 %	11,7 %	22,0 %	20,9 %	19,1 %	6,3 %	14,7 %	32,1 %	30,4 %
Moderat	9,4 %	8,8 %	10,5 %	7,0 %	6,3 %	10,6 %	10,4 %	8,5 %		2,4 %	11,5 %	11,7 %
Alvorlig	2,7 %	2,4 %	3,4 %	3,1 %	4,3 %	11,3 %	7,7 %	7,1 %			3,1 %	2,9 %
Svært Alvorlig			0,1 %	0,1 %	1,4 %	6,3 %	2,7 %	1,3 %				
Stor						1,1 %	0,3 %					
Katastrofal												
Dimensjonerende sjøfuglbestand	havsule	havsule	havsule	havhest	havsule	havhest	havhest	havsule	havsule	lomvi	havsule	havsule

Miljørisiko for strandfauna er presentert i Figur 6-16 og viser 0,2 % sannsynlighet for *katastrofal* miljøskade og 0,9 % sannsynlighet for *stor* miljøskade gitt en utblåsning fra Kveikje n'Roll. Frekvensen for *Katastrofal* er 10^{-7} nivå mens den for kategoriene *Alvorlig* – *Stor* er 10^{-6} og for konsekvenskategoriene *Ubetydelig* – *Moderat* er 10^{-5} .

For strandflora er det også utslag i alle konsekvenskategoriene, men med 10^{-7} frekvens for de to øverste kategoriene *Stor* og *Katastrofal*. Dette innebærer at fauna er dimensjonerende for kytshabitat.

Strandfauna	Sannsynlighet							
	1,00E-05	1,00E-04	1,00E-03	1,00E-02	5,00E-02	2,50E-01	5,00E-01	1,00E+00
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)		○		■ 31,9 %				
Mindre (3)		○		■ 30,3 %				
Moderat (4)		○		■ 24,3 %				
Alvorlig (5)		○		■ 7,8 %				
Svært Alvorlig (6)	○			■ 4,6 %				
Stor (7)	○			■ 0,9 %				
Katastrofal (8)				■ 0,2 %				
Ekstrem (9)								

Figur 6-16 Miljørisiko for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0123 % pr år (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatriksen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

For strandfauna er det for samtlige måneder, med unntak av juli, bidrag fra alle konsekvenskategoriene *Ubetydelig – Katastrofal* (Tabell 6-2).

Tabell 6-2 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for kysthabitat (fauna) gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Kveikje n'Roll. Equinor sine konsekvenskategorier er benyttet.

Konsekvenskategori	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	31,3 %	32,8 %	29,1 %	34,8 %	46,3 %	47,8 %	42,7 %	34,3 %	22,3 %	19,0 %	23,2 %	25,7 %
Mindre	32,7 %	32,8 %	32,5 %	28,5 %	23,0 %	21,5 %	22,8 %	27,8 %	34,9 %	36,1 %	35,1 %	32,9 %
Moderat	23,7 %	23,0 %	25,2 %	24,2 %	20,0 %	19,0 %	20,6 %	22,5 %	25,9 %	28,8 %	27,8 %	28,1 %
Alvorlig	6,9 %	6,3 %	6,9 %	7,1 %	5,7 %	6,9 %	7,8 %	8,8 %	9,8 %	10,0 %	8,7 %	7,9 %
Svært alvorlig	3,8 %	3,4 %	4,6 %	4,2 %	4,3 %	4,3 %	5,7 %	6,0 %	6,0 %	5,0 %	4,2 %	4,0 %
Stor	1,3 %	1,4 %	1,4 %	1,1 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	0,8 %	0,7 %	1,0 %
Katastrofal	0,3 %	0,4 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,1 %		0,1 %	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,4 %

Miljørisiko for fisk er vist i Figur 6-17 og viser 99,7 % sannsynlighet for *ubetydelig* skade. Bidraget i konsekvenskategorien *Mindre* har sannsynlighet lavere enn nedre grenseverdi på 10^{-6} og er derfor ikke tatt inn i samlematrisen.

Fisk	1.00E-05	1.00E-04	1.00E-03	1.00E-02	5.00E-02	2.50E-01	5.00E-01	1.00E+00
Tobis - Vikingbanken	Sannsynlighet							
Miljøkonsekvens	<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
Ubetydelig (1-2)			●	99.7 %				
Mindre (3)				0.3 %				
Moderat (4)								
Alvorlig (5)								
Svært Alvorlig (6)								
Stor (7)								
Katastrofal (8)								
Ekstrem (9)								

Figur 6-17 Miljørisiko for fisk som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0123 % pr år (wildcat boreoperasjon (olje, normalbrønn) og plottet med hvitt symbol i risikomatrisen. Bidrag med frekvenser lavere enn 10^{-6} er ikke markert med symbol.

For fisk (tobis) er det for perioden mars – august bidrag fra konsekvenskategorien *mindre* mens det i resten av året er *ubetydelig* miljøskade (Tabell 6-3).

Tabell 6-3 Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for fisk (tobis) gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Kveikje n'Roll. Equinor sine konsekvenskategorier er benyttet.

	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember
Ubetydelig	100,0 %	100,0 %	99,8 %	99,6 %	99,3 %	99,0 %	99,1 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
Mindre			0,2 %	0,4 %	0,7 %	1,0 %	0,9 %	0,1 %				
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

Høyeste konsekvensnivå over 10^{-6} pr. år er oppsummert i Figur 6-18 for alle kompartiment (sjøfugl og marine pattedyr, strand og fisk) og viser risiko i konsekvenskategori *Stor* for kysthabitat, *Alvorlig* for sjøfugl/ marine pattedyr og *Ubetydelig* for fisk. Risikoene ligger i gult og grønt område i Equinor sin risikomatrix.

	SANNSYNLIGHET / returperiode	Ukjent i industrien	Veldig sjelden men har skjedd i industrien (1)	Sjelden men har skjedd (1-3) i industrien	Har skjedd flere ganger (4-20) i industrien	Har skjedd i regionen/selskapet	Har skjedd flere ganger i regionen/selskapet	Har skjedd lokalt / på fasiliteten	Skjer ofte
		> 100 000 år	100 000 – 10 000 år	10 000 – 1 000 år	1 000 – 100 år	100 – 20 år	20 – 4 år	4 – 1,5 år	Oftere en en gang hvert 1,5 år
		< 0,001%	0,001 - 0,01%	0,01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
		$<10^{-5}$	$10^{-5} - 10^{-4}$	$10^{-4} - 10^{-3}$	$10^{-3} - 10^{-2}$	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
IMPACT	1/ Ubetydelig								
	2/ Ubetydelig			F					
	3/ Mindre								
	4/ Moderat								
	5/ Alvorlig	S							
	6/ Svært Alvorlig								
	7/ Stor	K							
	8/ Katastrofal								
	9/ Ekstrem								

Figur 6-18 Miljørisiko for sjøfugl (S), kyst og strand (K) og fisk (F) som følge av utblåsning fra leteboring på Kveikje n'Roll. Kun frekvenser over 10^{-6} nivå er inkludert.

7 BEREDSKAPSANALYSE

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge og analysere behovet for beredskap ved akutt forurensning. Dette skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av oljevernberedskap i forbindelse med akutte utslipp. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av risiko og beredskap ved miljøforurensning som følge av akutte utslipp som grunnlag for beredskapsetablering.

Beredskap som et konsekvensreducerende tiltak er et viktig bidrag til risikoreduksjon. Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengdene på sjø, og kan dermed hindre eller redusere skadevirkningene av et mulig oljeutslipp. Equinor er ansvarlig for etablering av beredskap mot akutt forurensning, og vil også være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon. NOFO står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner og disponerer ressurser for dette.

Beredskapsanalysen er gjort i henhold til veiledningen «Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser» (NOROG, 2021). Beredskapsbehovet er beregnet med bruk av BarKal (versjon 15) som er en Excel basert modell for beregning av beredskapsbehov i de ulike barrierene, basert på forutsetninger for barrierer, systemer og ytelser angitt i NOFOs planverk (NOFO, 2021; <https://www.nof.no/planverk>).

Beregningene er gjort for vinter- og sommersesong. Vintersesongen er definert fra september til februar, og sommersesongen fra mars til august.

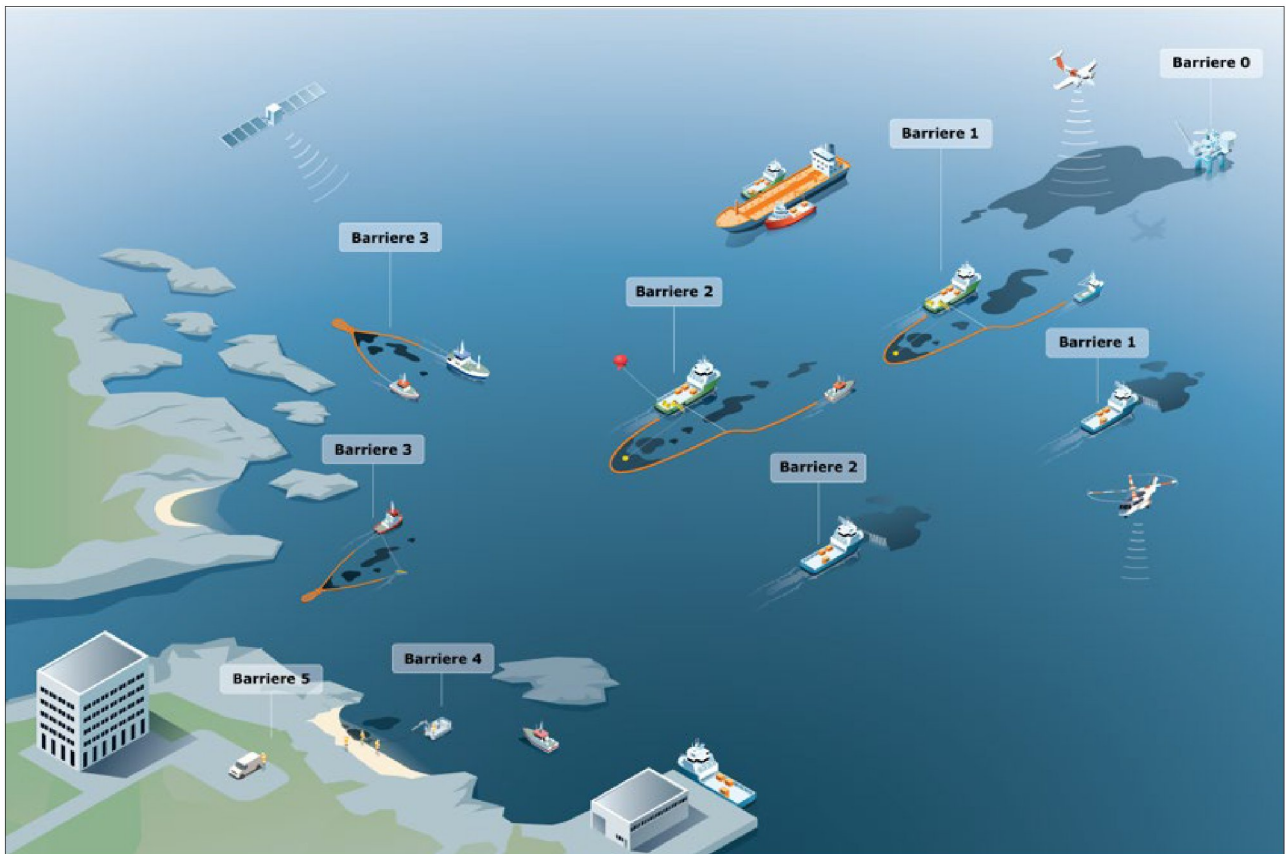
For leteboringer er evt. oljetype og oljeegenskaper ukjent, herunder egnethet for kjemisk dispergering. Ved et utslipp skal alltid dispergerbarhet til olje/ oljeemulsjon testes in situ for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak. Valg av strategi vil være avhengig av operative forhold og resultatet av en netto miljøgevinstanalyse (NEBA) som legger til grunn de spesifikke forholdene på utslippsstedet.

7.1 Barrierebeskrivelse

For å kunne beregne behovet på en måte som best beskriver de operative forholdene, benytter beredskapsanalysen begrepet barrierer (<https://www.nof.no/planverk/forutsetninger/barrierer/>). Barrierebegrepet samsvarer med de ulike sonene (se Figur 7-1) der oljen skal bekjempes, og er i henhold til internasjonale standarder (f.eks. IPIECA):

- Barriere 1 er nær kilden
- Barriere 2 er mellom kilden og kysten
- Barriere 3 er kystnære områder
- Barriere 4 er remobiliserbar strandet olje
- Barriere 5 er strandet olje

Ingen tiltak eller barrierer er alene 100 % effektive, men kan under best mulige forhold samlet oppnå en høy ytelse. Beregningen tar hensyn til ytelsen av systemene og dermed også barrierene. I hver barriere (unntatt den første) tas det hensyn til effekten av tiltak i foregående barriere.



Figur 7-1 Barrierer i beredskapsanalysen (Kilde: NOFOs planverk).

7.1.1 Ytelseskrav til barrierene

Equinor legger til grunn felles minimum ytelseskrav i henhold til veiledningen for miljørettede beredskapsanalyser (NOROG, 2021). Disse er:

- **Barriere 1 og 2** skal hver for seg ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere den emulsjonsmengden som er tilgjengelig som følge av dimensjonerende rate (jf. kapittel 4.2), med minimum responstid for fullt utbyggt barriere lik 95 persentil av korteste drivtid til land, eller til spesielt miljøfølsomme områder identifisert i miljørisikoanalysen.
- **Barriere 3** skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne håndtere 95-persentil emulsjonsmengden (fra oljedriftsstatistikken) inn til barrieren etter at effekt av forutgående barriere er lagt til grunn. Døgnkapasitet er mengden fordelt på beregnet strandingsperiode. Det skal foreligge planer som beskriver egnede taktikker og bekjempelsesmetoder i identifiserte områder (gjelder også for barriere 4 og 5). Responstiden skal være mindre enn 95 persentilen av minste drivtid til land.
- **Barriere 4** skal ha tilstrekkelig kapasitet til å bekjempe innkommende emulsjonsmengde gitt effekten av foregående barrierer. Responstiden skal være kortere enn 95 persentil av korteste drivtid til land.
- **Barriere 5** skal ha kapasitet til å håndtere den oljemengde som beregnes strandet i influensområdet. Responstiden skal være kortere enn 95-persentil av korteste drivtid til land. I de tilfeller hvor influensområdet strekker seg over store deler av kysten eller det av andre årsaker er hensiktsmessig å beregne responstid til spesifikke områder, vil det være mulig å differensiere responstiden i henhold til definerte områder.

7.2 Analysegrunnlag

7.2.1 Dimensjonerende utslippsscenario

I henhold til veiledningen for miljørettede beredskapsanalyser (Norsk olje og gass, 2013) er vektet utblåsningsrate og vektet varighet dimensjonerende når beredskapsbehovet for leteboringer beregnes. For letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll er vektet utblåsningsrate på 4525 Sm³/d, og vektet varighet på 17,7 døgn lagt til grunn for beregning av beredskapsbehovet for barriere 1 og 2. Dette reflekter en sjøbunnsutblåsning fra Kveikje n'Roll. Strandingsdataene nedenfor er kommet frem ved modellering av rate- varighetskombinasjonen i OSCAR. Korteste modellerte drivtid til land (95-persentil) legges til grunn for dimensjonering av responstid (jf. Tabell 7-1).

Grunnlaget for dimensjoneringen av barriere 3 og 4 er strandingsdata fra oljedriftsmodelleringen. Dimensjonerende strandingsmengder og drivtider (95-persentiler for strandet emulsjonsmengde og korteste drivtid til land) benyttet i beredskapsanalysen er vist i Tabell 7-1.

Tabell 7-1 Strandingsmengder og kortest drivtid til land gitt utblåsning fra Kveikje n'Roll (95-persentiler).

Strandet oljeemulsjon (tonn) 95-persentil		Korteste drivtid (døgn) 95-persentil	
Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
29171	19467	5,1	3,6

7.2.2 Oljens egenskaper

7.2.2.1 Fram olje

Oljedriftssimuleringene for utblåsning er gjennomført med Fram olje som referanseolje og samme oljetype er benyttet for dimensjonering av beredskap. Forvitringsstudie av Fram olje er gjennomført av SINTEF (2013).

Forvitringsegenskaper for Fram olje ved vinterforhold og sommerforhold er benyttet for dimensjonering av beredskap for vinter- og sommerhalvåret. Forvitringsegenskaper for Fram oljen etter 2 og 12 timer ved ulike vindforhold og temperaturer er angitt i Tabell 7-2. En kort oppsummering av oljens øvrige egenskaper og parametere er gitt i kapittel 3.1.

Tabell 7-2 Fram olje, forvitringsegenskaper ved 2 og 12 timer for definerte vinter- og sommerforhold.

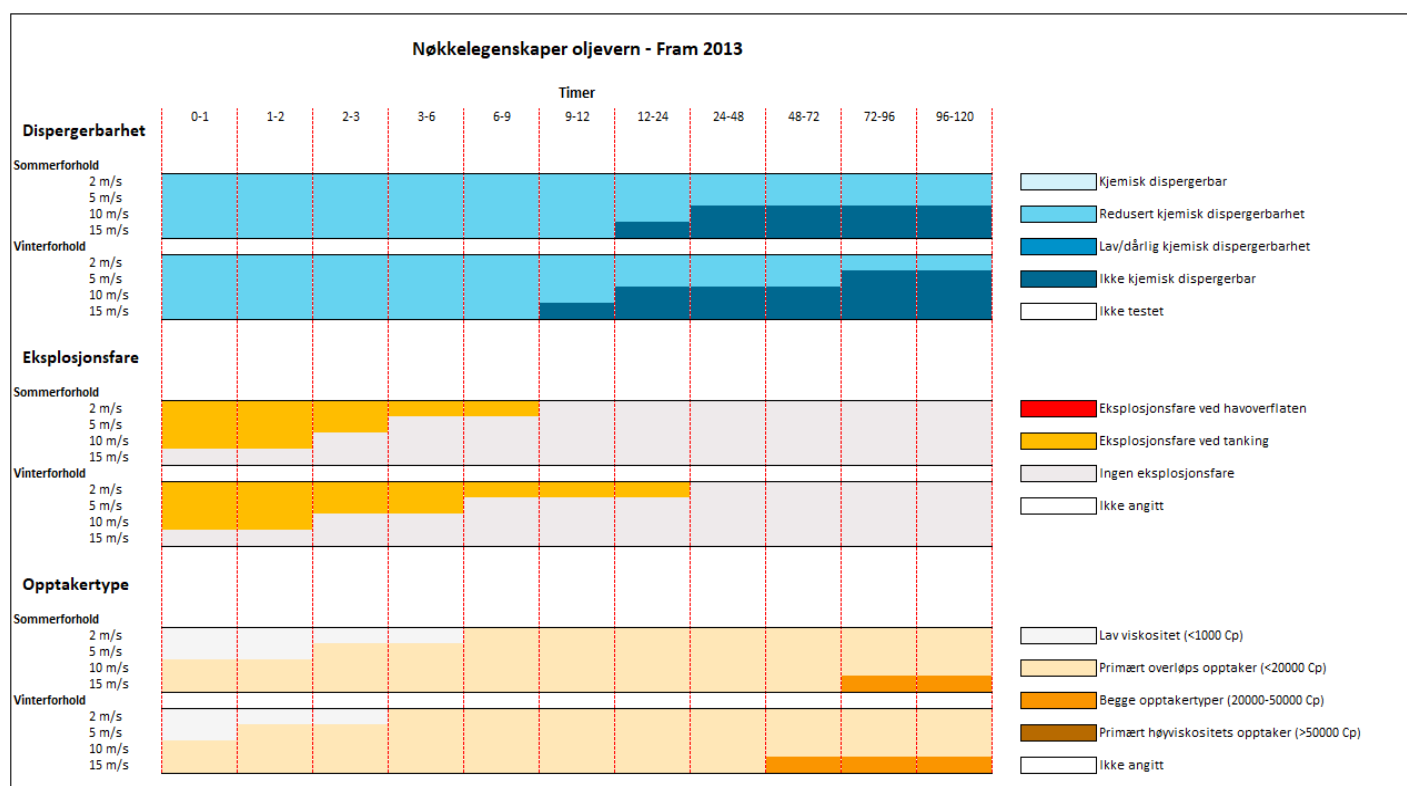
Timer	Parameter	Fram olje	
		Vinter, 5 °C,	Sommer, 15 °C,
		10 m/s	5 m/s
2	Fordampning (%)	16	14
	Nedblanding (%)	4	0
	Vanninnhold (%)	49	35
	Viskositet av emulsjon (cP)	1610	583
	Gjenværende olje på overflate (%)	79	84
12	Fordampning (%)	22	21
	Nedblanding (%)	18	1
	Vanninnhold (%)	67	72
	Viskositet av emulsjon (cP)	4610	2020
	Gjenværende olje på overflate (%)	59	76

7.2.2.2 Oljens egenskaper i forhold til mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering

Oljens egenskaper og forvitring over tid kan påvirke potensialet for mekanisk bekjempelse, kjemisk dispergering, samt eksplosjonsfare.

Som vist i Figur 7-2 er Fram oljen egnet for mekanisk bekjempelse med bruk av overløps opptaker. Basert på forvitningsstudie med maksimal viskositet vinterstid på 26300 cP og 20100 cP sommerperioden etter 5 døgn på sjøoverflaten og sterk vind (15 m/s) bør HiVisc skimmer vurderes benyttet som en del av oppsamlingsstrategien. Under roligere vindforhold (5 m/s) i sommerhalvåret er viskositeten 6880 cP etter 5 døgn.

Fram oljen har et begrenset potensiale for kjemisk dispergering inntil en viskositet på 9000 cP, utover dette anses den ikke å være kjemisk dispergerbar. Dette innebærer lengst dispergerbarhet om sommeren gitt rolige vindforhold. I forvitningsstudie (SINTEF, 2013) nevnes tilføring av ekstra energi (eks. skyvekraft og påføring av vann) og økt dose og/eller påføringsfrekvens som strategier som mulig kan øke effektiviteten.



Figur 7-2 Nøkkelegenskaper oljevern – Fram olje (https://www.nofa.no/globalassets/planverk/3.-datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkeldata_oljer/fram-2013_key.png).

Mekanisk dispergering ved vannspyling med brannslange og/eller fartøyspropeller er en mulig bekjempelsesmetode ved utslipp av kondensat eller lettoljer som danner tynne olje filmer under lave vindstyrker (<5m/s). En tynn oljefilm er definert som å ha en initiell tykkelse fra 5 µm til 300 µm. Slike tykkelser refererer til Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC) som code 3 «Metallic» og 4 «Discontinuous true oil color» (Bonn Agreement, 2016).

Det har blitt utviklet en klassifisering av lettolje og kondensater som danner tynne oljefilmer basert på deres fysisk-kjemiske egenskaper, inkludert forslag til mulige bekjempelsesmetoder ved uhellsutslipp av disse (SINTEF, 2017). En vurdering av Framoljens egenskaper plasserer den i kategori 4, «emulsifying parafinic oils» (Equinor, 2020b).



Oljen er forventet å danne tynn oljefilm på overflaten de første timene etter et utslipp, men viskositeten er likevel for høy for mekanisk dispergering. Denne bekjempelsesmetoden anses derfor som mindre aktuelt for Fram olje under en utblåsning (Equinor, 202b; Szymanski, 2020)). Ved mindre utslipp kan det likevel potensielt dannes tynne oljefilmer, som kan gjøre det mulig å benytte mekanisk dispergering.

7.2.3 Oljevernressurser, utstyrsplassing og forutsetninger

På vegne av operatørene har NOFO etablert en beredskap mot akutt oljeforurensning dimensjonert for felt i produksjon på norsk kontinentalsokkel. Nivået er basert på feltvise analyser av beredskapsbehov. Beredskapsbehovet dekkes av oljevernmateriell permanent utplassert på fartøy i stående beredskap i sentrale produksjonsområder, samt mobiliserbare systemer på NOFOs landbaserte baser og depoter langs norskekysten. For operasjoner i etablerte områder vil system fra fartøyene i stående beredskap normalt ha den korteste responstiden. Figur 7-3 viser plasseringen av NOFO-ressurser per juli 2021 (NOFO planverk).

NOFO har følgende systemtyper i beredskapen:

- NOFO J
- NOFO Åpen U
- NOFO MOS sweeper
- NOFO dispergering
- NOFO Kyst Høy Hastighet
- NOFO Kyst Standard Hastighet
- NOFO Kyst Åpen U

I analysen er det lagt til grunn systemenes egenskaper, plassering og øvrige forutsetninger slik det er beskrevet av NOFO. Responstidene som er anvendt (Tabell 7-6) er bekreftet av NOFO v. Ivar S. Kristoffersen den 30.09.2021.



Figur 7-3 NOFOs utstyrsoversikt (baser/depoter/stående beredskap) per september 2021.

7.2.3.1 Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er en funksjon av følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/redusert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon (antall systemer og utstyr)
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)
- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med best mulig effektivitet.

Funksjonene er brukt i BarKal for beregning av beredskapsbehov i alle barrierer.

Optimal ytelsen for havgående NOFO system (NOFO J med TransRec opptaker) under gunstige forhold, og med tilgang på emulsjon tilstrekkelig i forhold til sveipeareal og pumpehastighet er 2865 m³/døgn i barriere 1 og 2101 m³/døgn i barriere 2 (NOFO planverk, 2021).

Faktorer som er områdespesifikke ved borelokasjon og influensområde for Kveikje n'Roll er omtalt i de følgende delkapitlene.

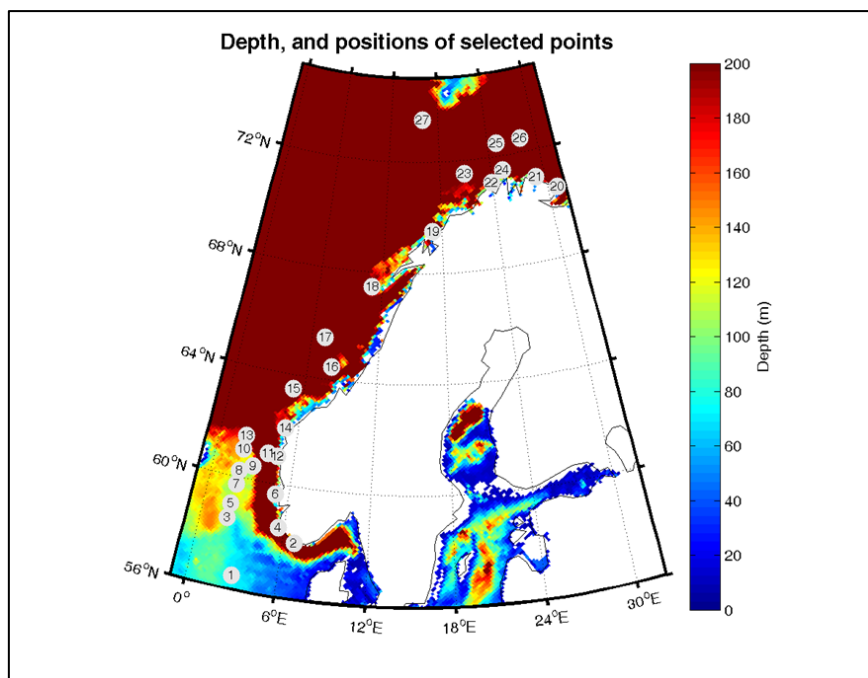
Bølgeforhold åpent hav

Bølgeforhold på åpent hav inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 og 2. BarKal har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 7-4. Stasjon 11 er antatt å best representere bølgeforholdene ved borelokasjonen for Kveikje n'Roll. Antatt gjennomsnittlig optakseffektivitet for systemene (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 7-3.

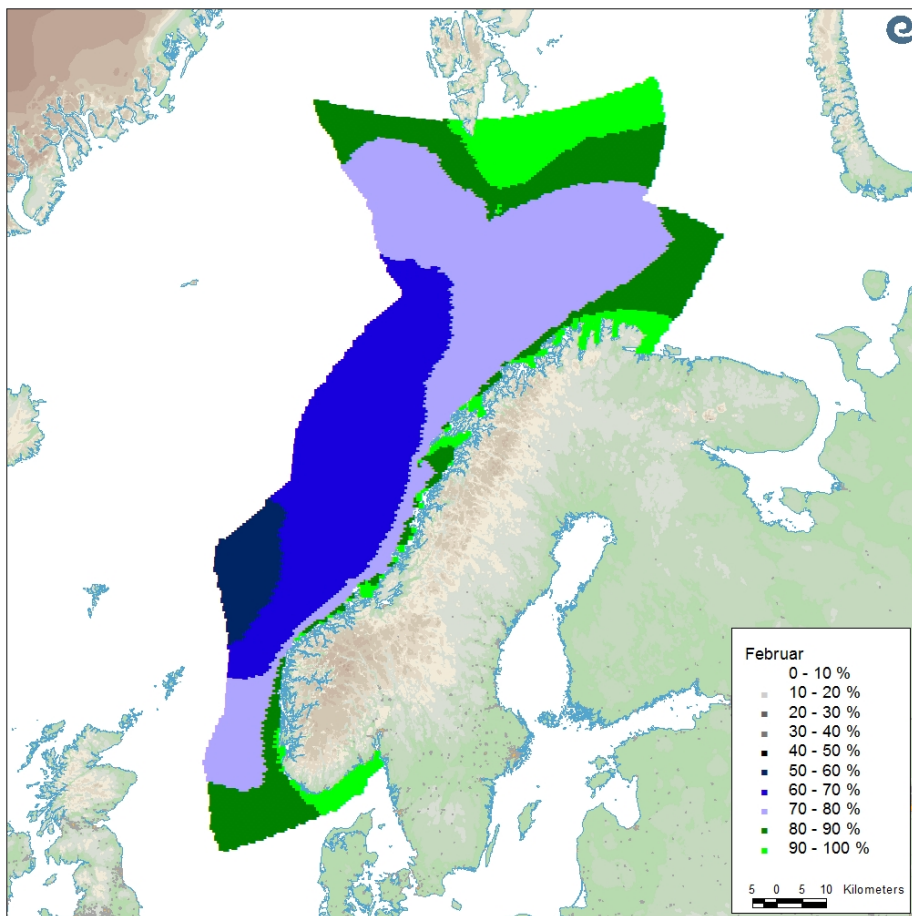
NOFO-J systemet har iht. NOFO planverk et operasjonsvindu i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde. Figur 7-5 viser tidsandelen med dette operasjonsvinduet for norsk sokkel i januar. Datagrunnlaget er NORA10 hindcast arkiv for perioden 1958 til 2016.

Tabell 7-3 Gjennomsnittlig optakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Kveikje n'Roll (stasjon 11).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
NOFO-system	52,4 %	71,7 %	62,0 %



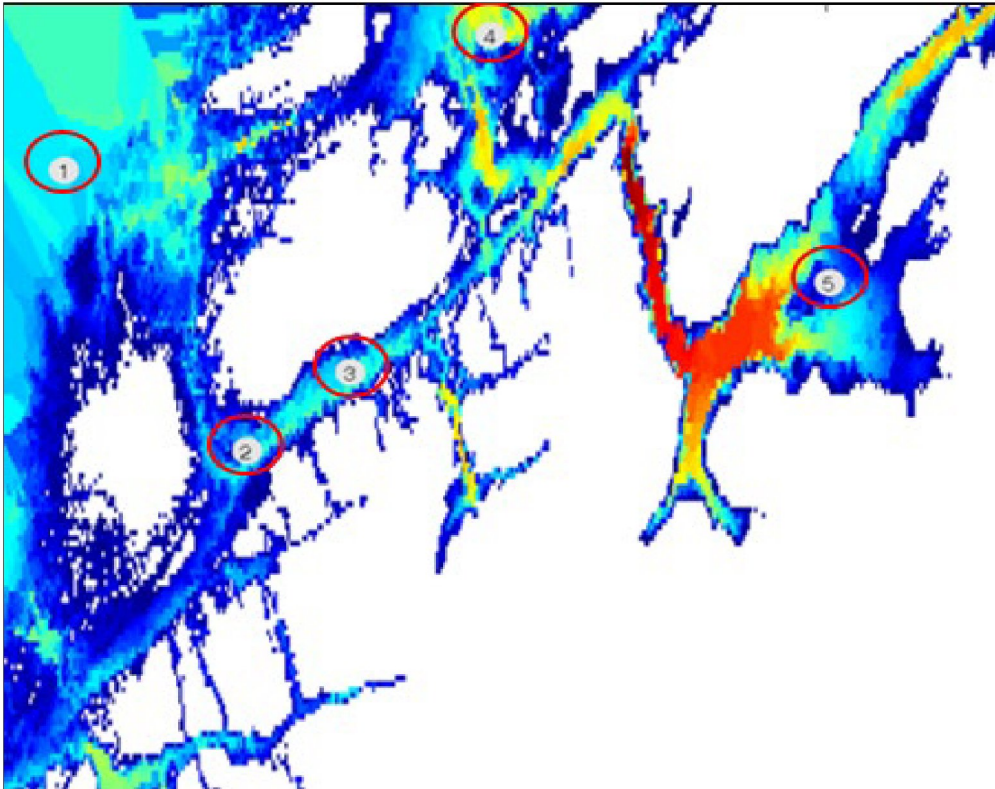
Figur 7-4 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold på åpent hav.



Figur 7-5 Operasjonsvindu (tidsandel i %) i værforhold med inntil 4 m signifikant bølgehøyde i februar for systemgruppe A (<https://www.nofo.no/planverk/datasett/klimatiske-forhold/bolgeklima/bolgedata4/>).

Bølger i kystsonen

Bølgeforhold inngår også i beregning av effektivitet og ytelse til systemer i barriere 3 og 4. BarKal har bølgedata for 5 stasjoner i kystsonen, som vist i Figur 7-6. Stasjon 4 er benyttet i analysen basert på en antatt konservativ representasjon av bølgeforholdene kystnært i influensområdet for Kveikje n'Roll. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kystsystem er oppsummert i Tabell 7-4.



Figur 7-6 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen. Stasjonene er valgt ut som representative for Norskekysten.

Tabell 7-4 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem).

	Vinterhalvår	Sommerhalvår	År
Kyst-system	53,4 %	74,3 %	63,8 %

7.3 Beredskapsbehov og responstider i Barriere 1 og 2

Beregnet systembehovet i barriere 1 og 2 er presentert i Tabell 7-5. Det er beregnet et samlet behov for seks NOFO-system i vintersesongen og fem i sommerhalvåret. Beregningen er basert på NOFO-J system med ordinært overløpsskimmer.

Tabell 7-5 Beregnet systembehov ved dimensjonerende hendelse for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll i barriere 1 og 2 gitt en utblåsningsrate på 4525 Sm³/d.

Parameter	Vinter 5°C – 10 m/s	Sommer 15°C – 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	4525	4525
Tetthet (kg/Sm ³)	840	840
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	16	14
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	4	0
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	3620	3892
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	49	35
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	7098	5987
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1610	583
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 1	3	3
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	3877	1356
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	1977	881
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	22	21
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	18	1
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	1582	811
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	67	72
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	4793	2896
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	4610	2020
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >10000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO systemer i barriere 2	3	2
Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og barriere 2	6	5
Samlet barriereeffektivitet effekt av barriere 1 og 2	36,2 %	64,7 %

Tabell 7-6 viser beregnede responstider for systemer i barriere 1 og 2. Responstidene avspeiler best oppnåelig responstid for NOFO-fartøyer og er basert på avstand til oljevernressurser, gangfart for OR-fartøy, slepebåtkapasitet og gangfart for disse, mobilisering av oljevernutstyr om bord på OR-fartøy, og tilgang til personell på basene. Fartøy som benyttes i barriere 1 og 2 har mannskapsskifter, dokking, seilingsmønster og forpliktelser for sertifikatoppretholdelse som medfører at de i mindre perioder ikke vil være tilgjengelig som beskrevet i Planverket. NOFO anbefaler derfor at man ved beregning av responstid i beredskapsanalyser legger til en tilgjengelighetsfaktor som tar høyde for at fartøy med lengre responstid enn optimalt kan bli mobilisert, i dette tilfelle systemene 7-8, Tabell 7-6.

Responstid til første NOFO system er beregnet til 5 timer etter at utblåsningen er oppdaget. Fullt utbygd barriere 1 og 2 kan være på plass innen 24 timer både sommer- og vintersesong med en tilgjengelighetsfaktor på 2 systemer, som skissert i NOFOs planverk. Dette som følge av at responstiden for slepefartøyene til systemene 3-8 er den dimensjonerende faktor. Korteste drivtid til land (95-persentil) er 3,6 døgn i vinterhalvåret og 5,1 døgn i sommerhalvåret. Fullt utbygd barriere 1 og 2 er derfor innenfor kravet om å være etablert innen korteste drivtid til land (3,6 døgn). Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov.

Tabell 7-6 Beregnede responstider for OR- og slepefartøy til barriere 1 og 2.

System nr.	Lokasjon OR-fartøy	Responstid (t)	Lokasjon slepefartøy	Responstid (t)	Total responstid (t)
1	Troll/Oseberg	5	RS Florø/Måløy	5	5
2	Tampen	5	RS Haugesund	10	10
3	Sleipner/Utsira Nord	7	RS Kristiansund	12	24
4	Gjøa	7	NOFO pool	24	24
5	Mongstad S1	16	NOFO pool	24	24
6	Sleipner/ Utsira Sør	19	NOFO pool	24	24
7	Stavanger S1	21	NOFO pool	24	24
8	Kristiansund S1	24	NOFO pool	24	24

Gitt oljens økende viskositet ved økende vindstyrke, særlig vinterstid, så er det gjennomført en rekalkulering med HiVisc skimmer i barriere 2. Endringen medfører ytterligere ett system i barriere 2, uavhengig av sesong. Som en følge av sterkere vind så reduseres andelen olje på sjøoverflaten fra 61 % (5 m/s) til 8 % (10 m/s) etter 5 døgn om sommeren og fra 65 % til 12 % i vinterhalvåret. Basert på forvitringsegenskaper til Fram oljen så anses opprinnelig antall beregnede systemer å være tilstrekkelig.

7.3.1 Kjemisk dispergering

Ved et utslipp fra en leteboring vil dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak. Gitt at oljetypen er kjemisk dispergerbar vil dispergering bli vurdert som et alternativ eller supplement til mekanisk oppsamling og NOFOs dispergeringsressurser vil kunne benyttes.

Bruk av kjemisk dispergering i en aksjon skal alltid vurderes med hensyn til observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold. Det vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl, for å forhindre landpåslag og/eller for å redusere oljemengden inn til kyst og strand.

7.3.2 Subsea dispergering

Fram olje har ikke vært testet i screeningprogrammet for test av dispergerbarhet effektivitet ved subsea dispergering, men egenskapene kan sammenlignes med de 12 oljene som allerede er testet for å se om den ligger nært opp til en av dem [18]. Alternativt kan det gjøres en ny test for å inkludere Fram olje i dette datasettet.

Viktige parametere for en effektiv subsea dispergering er vanddypt, GOR, forholdet mellom oljerate og utslippsdiameter og oljens viskositet. En evaluering av disse parametere (Equinor 2020) gjør at undervannsdispergering i prinsippet kan være et effektivt tiltak for letebrønn Kveikje n'Roll. Med tanke på naturressurser i området (mye fugl, ikke koraller) og relativ kort drivtid til land vil subsea dispergering kunne være velegnet for å redusere konsekvensen av en langvarig utblåsning.

Det er nødvendig med en mere detaljert analyse, inkludert en oljedriftssimulering, for å estimere reell effektivitet av tiltaket ift. netto miljøgevinst. Før implementering av subsea dispergering som tiltak, må søknad om dette sendes Miljødirektoratet, som gir en eventuell tillatelse. Gjeldende krav fra myndigheter omfatter foreløpig ikke testkriterier eller dokumentasjon av oljens potensiale for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

5000 m³ dispergeringsmiddel som tilfredsstillende krav til bruk i norske farvann er tilgjengelig via OSRL. Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av «Global Dispersant Stockpile» (GDS) eksklusivt til subsea dispergering, er det tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning både frem til vellykket capping, og til en eventuell avlastningsbrønn er boret (63 dager). Akkumulert behov for dispergeringsmiddel til subsea dispergering frem til boring av avlastningsbrønn er forventet å være ca. 2736 Sm³, gitt at subsea dispergering begynner på dag 6 av utblåsningen.

Det er flere muligheter for å stoppe en eventuell utblåsning, enten med brønninternt utstyr, capping eller avlastningsboring. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning. OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt. Det mobiliseres direkte på fartøy fra Stavanger base og går direkte til feltet dersom det skal brukes i forbindelse med capping eller subsea dispergering skal benyttes som selvstendig oljeverntiltak (utstyr til subsea dispergering kan ha kortere mobiliseringstid enn hele utstyrspakken for capping av brønnen).

7.4 Beredskapsbehov og responstider i Barriere 3 og 4

Beregnet systembehov i barriere 3 og 4 er presentert i Tabell 7-7. 95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde uten beredskapstiltak er 29171 tonn om sommeren og 19467 tonn i vinterhalvåret. Med seks havgående systemer i vintersesongen og fem i sommerhalvåret gir BarKal henholdsvis 8220 tonn og 4051 tonn strandet olje/oljeemulsjon. Dette gir et samlet kapasitetsbehov tilsvarende 9 kystsystemer i vintersesong og 4 kystsystemer i sommersesong. Beregningene er basert på bruk av NOFO Kyst Høyhastighets-system CB4.

Legges eksempelområde metodikken til grunn for beredskapsbehovet, ett system i barriere 3 og ett i barriere 4 for berørt eksempelområde med drivtid <20 døgn, er det totalt seks systemer i hver av barrierene uavhengig av sesong.

Tabell 7-7 Beregnet ressursbehov for barriere 3 og 4 for dimensjonerende hendelse (boring) gitt en langvarig utblåsning fra letebrønn Kveikje n'Roll, basert på modellert strandet oljeemulsjonsmengde.

Parameter	Vinter 5 °C – 10 m/s	Sommer 15 °C – 5 m/s
95-persentil av strandet emulsjonsmengde (tonn)	19467	29171
Samlet barriereeffektivitet i barriere 1 (%)	45,4	77,4
Strandet mengde etter effekt av barriere 1 (tonn)	10633	6606
Samlet barriereeffektivitet i barriere 2 (%)	22,7	38,7
Strandet mengde etter effekt av barriere 2 (tonn)	8220	4051
Antall døgn hvor stranding forekommer (d)	18	18
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 3 (tonn/d)	457	226
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 4 (tonn/d)	238	43
Antall eksempelområder med landpåslag innen 20 døgn	6	6
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 3	6	3
Beregnet behov for kystsystemer i barriere 4	3	1
Samlet systembehov for barriere 3 og 4	9	4

Drivtider og strandingsmengder av emulsjon til NOFO eksempelområder er vist i Tabell 7-8. Uavhengig av sesong er det seks berørte eksempelområder med drivtider under 20 døgn. Eksempelområdene med størst strandet mengde emulsjon og korteste drivtid er henholdsvis Frøya & Froan og Sverslingsosen-Skorpa.

Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres til NOFO-basene i Sløvåg og Kristiansund innen 120 timer (5 døgn). Dette sikrer at kravet til kapasitet og responstid for barriere 3 og 4 er ivaretatt i sommerhalvåret (5,1 døgn). For

vintersesongen er korteste drivtid (95-persentil) 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for fullt utbygd kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO base. Samtidig er tidligst iverksettelse 48 timer. Dette innebærer at systemer må hentes fra minimum 2 NOFO-baser, eksempelvis Sløvåg og Kristiansund for å tilfredsstille kravet.

Legges eksempelområde tilnærmingen til grunn innebærer dette at de ni første systemene er på plass innen 3, 6 døgn mens de øvrige tre har en responstid lenger enn 10 døgn.

Tabell 7-8 Strandingsmengder og korteste drivtid for eksempelområder gitt utblåsning fra Kveikje n'Roll (95-persentiler).

Eksempelområde	Strandet oljeemulsjon (tonn) 95-persentil		Korteste drivtid (døgn) 95-persentil	
	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter
Frøya og Froan	6217	3133	15,0	11,0
Runde	4125	2199	8,5	6,7
Smøla	3396	1986	13,3	10,3
Sverslingsosen-Skorpa	2727	1843	6,4	5,7
Ytre Sula	1973	1412	9,7	8,5
Sandøy	904	287	11,0	9,4

7.5 Oppsummering beredskapsanalyse

Basert på BarKal beregninger er beredskapsbehovet for havgående NOFO OR-systemer tre systemer i barriere 1 og tre systemer i barriere 2 i vintersesongen mens det i sommerhalvåret er behov for henholdsvis tre og to systemer. Første system kan være klar til operasjon innen 5 timer og fullt utbygd barriere 1 og barriere 2 kan være på plass innen 24 timer i begge sesonger, inkludert tilgjengelighetsfaktor. Dette er innenfor 95-persentilen for korteste drivtid til land som er 3,6 døgn i vinterhalvåret.

Kystnært (barriere 3 og 4) er det behov for ni og fire systemer, henholdsvis vinter- og sommersesong. Legges berørte eksempelområder til grunn økes systembehovet til 12 systemer, uavhengig av sesong. Iht. NOFOs planverk kan totalt 10 kystsystemer mobiliseres til NOFO-basene i Sløvåg og Kristiansund innen 120 timer (5 døgn). Dette sikrer at kravet til kapasitet og responstid for barriere 3 og 4 er ivaretatt i sommerhalvåret (5,1 døgn). For vintersesongen er korteste drivtid (95-persentil) 3,6 døgn. Dette er kortere tid enn hva NOFO oppgir som mobiliseringstid for fullt utbygd kystnær beredskap (10 systemer) ved NOFO baser. Samtidig er tidligst iverksettelse 48 timer. Dette innebærer at systemer må hentes fra minimum 2 NOFO-baser, eksempelvis Sløvåg og Kristiansund for å tilfredsstille kravet.

Legges eksempelområde tilnærmingen til grunn innebærer dette at de ni første systemene er på plass innen 3,6 døgn mens de øvrige tre har en responstid lengre enn 10 døgn.



8 REFERANSER

- Akvaplan-niva, Acona & DNV GL 2019. WP 5 ERA Acute Methodology Uncertainty Feasibility Study. Akvaplan-niva dokument nr. 60043.03 til NOROG.
- Akvaplan-niva og DNV GL, 2019. Norwegian Shoreline Data Set with ESI-classification in ERA Acute Format. Akvaplan-niva memo til NOROG. Nr. 60043.05. Juli 2019.
- Artsdatabanken, 2015. <http://www.artsdatabanken.no>. Nasjonal kunnskapskilde for biologisk mangfold. Norske Røddliste for arter 2015.
- Bonn Agreement, 2016. Bonn Agreement Aerial Operations Handbook, 2016.
- Equinor, 2021. Blowout scenario analysis, NO 35/10-8 Kveikje & n'Roll. Date: 17.09.2021.
- Equinor, 2020. SSDI - Modified Weber Number Correlation with Dmax and OilTemp and z-mal - Fram olje, 2020.
- Equinor, 2020B. *Excel-ark: Tynne oljefilmer Framolje Apodida*,
- Johnsen, E., Sørhus, E., de Jong, K., Lie, K.K. & Grøsvik, B.E., 2021. Kunnskapsstatus for havsil i norsk sone i Nordsjøen. Rapport fra havforskningen 2021-33. Publisert: 17.08.2021
- NOFO, 2021. Planverket, <https://www.nofo.no/planverk>
- NOROG, 2020. Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute. Version 01, February 2020.
- NOROG, 2021. Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser, revidert 24.03.2021.
- SEAPOP, 2017. Rådata innhentet for konsentrasjoner av kystnære sjøfuglarter fra Norsk Institutt for Naturforskning ved Geir Systad. Nasjonale og regionale datasett.
- SEATRACK, 2021. Year-round distribution of Northeast Atlantic seabird populations: applications for population management and marine spatial planning. MEPS prepress abstract - DOI: <https://doi.org/10.3354/meps13854>.
- SINTEF, 2017. Report: Thin Oil Films – Properties and behaviour at sea.
- SINTEF 2013. Fram crude oil – properties and behavior at seat related to oil spill response. Report no.: SINTEF A24707 version 1.0.
- Stephansen *et al.*, 2021. Cathrine Stephansen (Akvaplan-niva), Anders Bjørgesæter (IKM Acona), Odd Willy Brude (DNV), Ute Brønner (SINTEF Ocean), Tonje Waterloo Rogstad (Equinor), Grethe Kjeilen-Eilertsen (Total E&P Norge AS), Jean-Marie Libre (Total, France) and Christian Collin-Hansen (Equinor). Assessing Environmental Risk of Oil Spills with ERA Acute - A New Methodology. ISBN 978-3-030-70175-8.
- A.-L. Szymanski, 2020. Response options for spills of condensates and light crude oil Best practice document. Equinor, 2020.
- Vysus Group, 2021. Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2020. Report no: 19101001-8/2021/R3. Rev: Final. Date 16 April 2021.



VEDLEGG A

Utblåsningsstudie Kveikje n'Roll

Blowout scenario analysis, NO 35/10 – 8 Kveikje & n'Roll

Title: Blowout scenario analysis, Kveikje &n'Roll well		
Document no.:	Contract no.:	Project:

Classification: Internal	Distribution:
Expiry date:	Status: Final

Distribution date: 17.09.2021	Rev. no.:	Copy no.:
---	-----------	-----------

Author(s)/Source(s): Bente R. Stiegler, Mette Roland	
Subjects: Blowout frequency, rate, and duration for the Kveikje & n'Roll well	
Remarks:	
Valid from:	Updated:
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Prepared by (Organisation unit / Name): TDI OG FOS SAPT ST/ Bente Røiland Stiegler	Date/Signature: X _____
Responsible (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: X _____
Recommended (Organisation unit/ Name): TDI OG FOS SAPT ST/ Mette Roland	Date/Signature: X _____
Approved by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: X _____

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Summary

This note presents the assessment of blowout frequency, rate and duration for the Kveikje & n'Roll wildcat exploration well. The analysis is based on input from the Fram oil reference well, available blowout statistics and internal guidelines.

Maximum probable duration for a blowout is 63 days with a 2,5 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 13 days and for seabed releases it is 14 days. The weighted blowout rate is 4800Sm³/d.

The blowout frequency for this wildcat exploration well is expected to be 1,23x10⁻⁴ per year.

1 Introduction

To verify whether existing local Environmental Impact Statement (EIS) is valid with regards to the Kveikje & n'Roll exploration well information regarding blowout duration, rates, and frequencies for this well is required. In this document, the blowout frequency, rates, and possible duration of a blowout are discussed, and results given.

2 Abbreviations

BSA	Blowout Scenario Analysis
BOP	Blowout preventer
DMA	Dead-man anchor
EIS	Environmental Impact Statement
GOR	Gas Oil Ratio
LMRP	Lower Marine Riser Package
MSL	Mean Sea Level
NCS	Norwegian Continental Shelf
ROV	Remotely Operated Vehicle

3 System description

3.1 General

This blowout scenario analysis (BSA) of blowout frequencies, rates, and duration, are based on GL0498 [2] and the following:

- Statistics for blowout and well leak frequencies [1]
- Input from Kveikje & n'Roll, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI FOS SAPT SAF and in dialogue with Kveikje & n'Roll organisation

Only wells producing some extent of oil are relevant to include in the BSAs as the sole purpose of the BSA is to be input to oil spill preparedness and environmental risk analysis. For the same reason, shallow gas and well releases are excluded, due to minimal environmental impact.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

3.2 Well specific information

The Kveikje & n'Roll wildcat well is offshore Norway, with ED50 coordinates 61° 06' 33.16" N, 003° 15' 07.32" E. For the drilling, a semi-submersible rig will be used. The GOR is estimated to 149 Sm³/Sm³. See App.B for further details.

Table 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, Kveikje & n'Roll

Parameter	Value
Surface location (coordinates in ED50 datum)	61° 06' 33.16" N 003° 15' 07.32" E
Distance to shore (km)	75-80
Name of oil (with valid weathering study)	Fram oil
Expected oil density at surface conditions (kg/m ³)	0,84
Gas density/gravity (sg)	0,85
Casing or liner design	Liner design
ID of surface casing (cm)	13 3/8" casing
OD of drill string (cm)	5 7/8" (possibly 5")
Water depth (m)	362 m
Estimated time for drilling (month)	February/March
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5 years)? Distances (km)?	Gabriel, Stålull, Bergand

4 Blowout probabilities and scenarios

Frequency

The Kveikje & n'Roll well is assumed by the project to be a "normal well", as well as an wildcat well. As the GOR is 149, the well is defined as an oil well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of 1,23x10⁻⁴ per year. The well is defined as a vertical well.

A semi-submersible rig on anchors will be used for drilling the well. Based on information in Table 6.2 in [2] and an overall evaluation of different scenarios and sort of vessel from the database [1], a probability distribution between surface and seabed release scenarios is set to 25 % and 75 % in order of appearance. This results in the following probabilities:

- $P(\text{blowout with surface release}) = 0,25 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 3,08 \cdot 10^{-5}$
- $P(\text{blowout with seabed release}) = 0,75 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 9,23 \cdot 10^{-5}$

Location of incident

During a drilling operation, a blowout may occur if a reservoir is penetrated while well pressure is in underbalance with the formation pore pressure, and a loss of well control follows. Three different scenarios for exploration drilling are defined:

- Top penetration: Kick and loss of well control after 5 m into the reservoir, typically due to higher reservoir pressure than expected.
- Drilling ahead: Kick and loss of well control after penetration of half the pay zone depth. Represents various causes of underbalance while drilling ahead.
- Tripping: Kick and loss of well control after full reservoir penetration, typically due to swabbing during tripping.

As per [3], the following probabilities are recommended:

- $P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = 0,30$
- $P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,30$

Given the above definition of scenarios:

- $P(\text{Drilling ahead} \mid \text{blowout}) = 1 - P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) - P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,40$

Flow path scenarios

Annulus flow path only is recommended for a basic analysis, for a more detailed analysis of blowout scenarios, the following flow path scenarios and probabilities can be applied for all depths, ref [3]:

- Open hole 10 %
- Annulus 80 %
- Drill pipe 10 %

The present BSA is carried out on a basic level, i.e. all blowouts are considered having flow through annulus.

Flow restriction scenarios

A significant number of recorded blowouts experienced varying degree of restrictions such as:

- Almost closed BOP (pipe ram or blind/shear ram)
- Solids blocking the open hole section due to sand aggregation or formation collapse
- Deformed tubulars, including riser, BOP, casing, drill string

Based on [3] a 60/40 % distribution between full and restricted flow is recommended. The flow restriction is modelled as a circular disc on top of the wellhead with the following hole sizes:

- Open hole 2"
- Annulus 1,5" (defined as 95 % restriction)
- Drill pipe 1"

5 Blowout rates

In the tables below, relevant distribution parameters and the originally calculated blowout rates [4] are given, in addition to the weighted blowout rate. The values are given for surface and seabed releases.

Table 2 Blowout rates – initial and weighted

Scenario distribution	Scenario	Multi reservoir distribution	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Surface		Seabed	
						Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)	Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)
30 %	Top penetration	Kveikje Hordaland	Open	60 %	0,18	1335	240	977	176
			95 % restr	40 %	0,12	1128	135	938	113
40 %	Drilling ahead	50% Kveikje Hordaland	Open	60 %	0,12	5299	636	4228	507
			95 % restr	40 %	0,08	5284	423	4223	338
		50% Kveikje Main & n'Roll (5m)	Open	60 %	0,12	6823	819	5652	678
			95 % restr	40 %	0,08	6801	544	5626	450
30 %	Tripping	Kveikje Hordaland, main & n'Roll	Open	60 %	0,18	9668	1740	7553	1360
			95 % restr	40 %	0,12	8715	1046	7532	904
					Total		5583		4525

Thus, the weighted surface and seabed blowout rates are 5600 Sm³/d and 4500 Sm³/d respectively. Using the distribution 25 % / 75 % for surface /seabed releases for a Semi-submersible rig on anchors (ch.4), the total weighted rate is estimated to 4800 Sm³/d.

6 Blowout duration, Kveikje & n'Roll exploration well

6.1 General

An oil blowout can be stopped by:

- Operator actions – mechanical (*capping*)
- Wellbore collapse and/or rock material plugging the well – (*bridging*)
- Altered fluid characteristics resulting from *water* or *oil coning* during a blowout
- Drilling a *relief well* and pumping kill mud
- For drilling and completion on Central template – use of capping stack

6.2 Blowout stopping mechanisms

6.2.1 Operator action [5]

Capping (without capping stack) is an operator action involving closing off the flow from the wellbore at the mudline, rather than downhole, using equipment available on the installation. This is either a mechanical shut-in of the well or killing the well with various types of mud and cement.

Depending on the type of operation, capping can involve closing one or more valves in the well's permanent barrier system, such as:

- one of the BOP valves
- valves in the Xmas tree
- valves in the drill or operation string
- downhole valves. This could be a possibility, for example, if one of the causes of the blowout was a failure in the valve's control system which subsequently proves to be repairable.

The ability to run a work string or having one already in place is a precondition for pumping mud down the well. A distinction can be made between hydraulic or dynamic killing. In the first case, a heavy mud is used which provides sufficient hydrostatic pressure to stop the flow from the reservoir. Dynamic killing involves circulating mud in the well at high pumping rates, so that the frictional pressure loss makes a substantial contribution to the counterpressure against the reservoir. A killing operation can also be a combination of these two methods.

Bullheading is another approach. In principle, this involves pumping liquid at high rates and under high pressure through the BOP's choke and kill lines. That presses the formation fluid back into the formation and eventually fills the well with sufficiently heavy kill mud. This method consequently again requires the ability to pump with sufficient rates and pressure to drive more mud into the well. Cement can be used in a kill process either by filling all or part of the well with this material, in the same way as with a kill mud, or by driving cement slurry into the formation.

6.2.2 Bridging [5]

Bridging is a natural mechanism which cause the wellbore to collapse or the well is plugged or filled up with produced sand, unconsolidated material or formation fragments.

Bridging is a collective term for mechanisms which alter downhole conditions so that the flow ceases. The following can be distinguished:

1. Accumulation of unconsolidated material in the well to block the flow.
2. Well collapse
3. Formation of a hydrate plug in the flow path.

Unconsolidated materials can derive from sand accompanying formation fluid out of the reservoir (sand production) or be loosened from the well walls by the production flow or as a result of stress changes in the formation surrounding the well. Relatively unconsolidated sandstone reservoirs with good permeability can give rise to substantial sand production. Depending on flow rates, the sand can accumulate over time in the well to restrict and eventually halt the flow. If blowout rates are high, however, the sand will accompany the oil stream out of the well. A combination of a brittle formation, friction from the fluid flow along the well wall and stress changes in the well wall could cause formation fragments large and small to flake off and plug the well. Should the drainage of formation fluid during a blowout cause formation pressure to fall to a level below the formation's collapse gradient, the well may collapse or implode. The flow will then be sharply reduced or cease completely. Factors which could contribute to well collapse include:

- high flow rates which yield rapid drainage of the reservoir and pressure drop
- a small reservoir or poor communication between various reservoir areas, which gives rapid pressure drop per unit volume of liquid drained
- a high collapse gradient (loosely consolidated formation).

6.2.3 Coning [5]

If gas or water coning is a relevant mechanism in a well, this phenomenon could convert a blowout which initially conducts oil to the surface into a pure gas and/or water discharge. Three phases lie one above the other in the reservoir – gas on the top, water at the bottom and oil in between. The thickness of these layers

and the extent to which all are present vary from reservoir to reservoir. When producing from the oil layer, a local pressure reduction arises in that part of this zone which is closest to the well. Depending on such factors as:

- thickness of the oil layer
- viscosity of the oil
- reservoir flow properties horizontally compared with vertically
- production rate, the interface between the three fluid layers during production will differ from the original in the vicinity of the well.

The water phase is pulled up and the gas phase down. With vertical wells, these changes form cones centred in the well. That increases water and/or gas cuts during oil production. Concern about water/gas coning could govern the design of the well path for producers and subsequently the actual production process. Production from an oil layer could convert entirely in this way to water or gas output. Water and gas coning could thereby be a mechanism which halts uncontrolled oil flow during a blowout.

6.2.4 Drilling a relief well [5]

A relief well will be spudded where it is difficult for various reasons to conduct effective kill measures from the rig. This is drilled in towards the bottom of the blowing well. If effective communication can be established between the two wells, control could be restored over the blowout with the aid of dynamic and hydraulic kill methods.

6.2.5 Capping stack [3]

A capping stack can be considered as a contingency BOP which is launched from one or more vessels, lowered, and installed on the BOP or wellhead of the blowing well. Clearance operations to remove equipment and debris from the BOP or wellhead may be necessary before the installation. When the capping stack is successfully installed, the capping stack blind rams are closed to stop the blowout.

Depending on the scenario, two installation methods may be used: vertical or offset installation. Vertical installation is comparable to installation of a subsea BOP. An important difference is that when installing the capping stack, the marine operation and closure of the BOP is disturbed by the flowing well, both at the wellhead and on the surface. Vertical installation is carried out using one vessel positioned directly above the well. Conditions that may challenge vertical installation include shallow waters, high gas rate, limited sea current.

If dictated by the scenario, in particular disturbance from the blowout plume, offset installation will be applied. Offset installation is carried out using the offset installation carrier to position the capping stack on the blowing well. This is done in combination with two vessels towing the carrier with the capping stack subsea on tensioned wires from both vessels and additional equipment used to manoeuvre the stack in position, including concrete dead man's anchors (DMAs). Offset installation is generally considered more complex and time consuming than vertical installation of the capping stack.

6.3 Background for duration calculations

6.3.1 Historical data

In [2], the Sintef database for blowouts [1] are treated statistically. In addition to frequencies, also durations are collected and treated. The results of this are used for the following duration calculations.

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in [2]. Water and oil coning are not considered in the assessment. Historical data for establishing distributions for stop mechanisms active measures from rig and bridging are found in tab.4 in [2] (updated annually):

Table 3 Weibull parameters for calculating duration of blowout

	α	β	Asymptote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,70	3,00	0,60
CapSubsea	0,70	6,00	0,45
ReliefWell ¹	15	80	1

$T_{\text{Reliefwell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping Subsea}}$ has Weibull distributions. Note that for Relief well and Capping stack, specific input values are used (Table 16 and Table 19).

6.4 Duration of the blowout

6.4.1 Estimation of relief well duration

Well specific input about time to drill a relief wells is given by the project and presented in Table 4. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Also, the relief well is assumed to drill into a horizontal well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

Table 4: Time to drill a relief well (days)

	Min ¹⁾	Most likely	Max	Comments
1- Decision to mobilize	0,5	1	2	Same numbers used as for Statfjord Kile exploration well
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	4	8	12	Same numbers used as for Statfjord Kile exploration well
3- Drilling down to the specific depth	21	25	35	Drill 4 sections in overburden and 8 ½" section for killing operation.
4- Geo magnetic steering into the well	7	12	20	Deviated well. Value for vertical well.
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	33,5	48	74	

¹⁾ Min case is based on local rig available. Availability is currently uncertain.

¹ $T_{\text{Reliefwell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{bridge}}/T_{\text{capping surface}}/T_{\text{capping seabed}}$ has Weibull distributions

6.4.2 Capping stack input

Based on the information provided by the project (Table 5 and App. A) and the methodology presented in App. A in [3], the probability of successfully stopping the blowout by use of capping stack is 49 %. Vertical or offset capping stack will be used, with 50 % likelihood for each type.

The duration of the different parts of the capping stack installation for the Kveikje & n'Roll operations are given in the tables below. Grey cells are default values (as in App. A), and these are based on expert judgement from the discipline ladder and several capping stack workshops for exploration wells. Neither number of days nor the probabilities listed in App. A are exact values but a best estimate. Since several factors are added to give a statistical distribution, inaccuracies in single value do not affect the total result in a significant way.

Bad weather conditions can lead to delays and decrease the probability of success for landing the capping stack. Water depth and sea current also affects the success.

Table 5 Duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation with vertical capping stack. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore		8	10	14
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 1-3 days for the NCS). <i>Justification: Generic North Sea</i>		1	2	3
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful).	P(add time) = 2 %	2	2	2
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well <ul style="list-style-type: none"> Transit stack to WH/BOP Connect Shut in well <i>Justification: Generic North Sea</i>		Hours a) 8 b) 1 c) 8	Hours a) 12 b) 1,5 c) 8	Hours a) 24 b) 2 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, airs supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) <i>Justification: Generic North Sea, enters reservoir in wintertime.</i>	P(summer) = 1 % P(delay winter) = 10 %	2	3	5

Table 6 Table 7 Duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation with offset capping stack. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore		14	18	28
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 2-6 days for the NCS). <i>Justification: Generic North Sea values</i>		2	4	6
Prepare offset installation system	Plan subsea layout, establish wet storage area (mooring corridors, dead man anchors etc.), typically 15 runs. Restrict to additional time beyond mobilization and deployment. <i>Justification: Generic North Sea values</i>		2	3	4
Set up offset installation system	Time to deploy equipment in wet storage area and set up offset installation system (3 x DMA installations, air systems using wires/tug lines between two boats). <i>Justification: Generic North Sea values</i>		3	4	8
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful).	P(add time) = 2 %	2	3	4
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well <ul style="list-style-type: none"> • Transit stack to WH/BOP • Connect • Shut in well <i>Justification: Generic North Sea values</i>		Hours a) 24 b) 8 c) 8	Hours a) 27 b) 12 c) 8	Hours a) 36 b) 24 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) <i>Justification: Generic North Sea values, enters reservoir in wintertime.</i>	P(summer) = 2 % P(delay winter) = 15 %	2	5	20

Calculated blowout duration (including capping stack)

The probability distribution in Table 8 is constructed by a combination of the well specific input on capping stack installation and relief well drilling together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging.

Table 8 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days), detailed

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	34,4 %	25,1 %	42	0,5 %	2,9 %
2	13,3 %	11,1 %	49	4,4 %	3,2 %
5	18,0 %	17,3 %	56	8,4 %	6,0 %
7	5,6 %	6,3 %	63*	2,5 %	1,8 %
10	4,8 %	6,0 %			
14	3,5 %	7,2 %			
21	2,8 %	8,1 %			
28	1,3 %	1,6 %			
35	0,6 %	3,6 %			

* Probabilities in the tail end of the duration distribution (< 0,005) are added to the probability of the preceding duration category.

Table 9 Weighted duration, including capping stack

Group	Duration in group	Weighted days		Distribution	
		Surface	Subsea	Surface	Subsea
1	1 to 5 days	2,298	2,504	65,7 %	53,5 %
2	7 to 14 days	9,794	10,508	13,9 %	19,4 %
3	21 to 35 days	24,751	25,610	4,7 %	13,3 %
4	42 to 56 days	53,187	50,789	13,2 %	12,1 %
5	63 days	63,222	63,221	2,5 %	1,8 %
Weighted duration		13	14		

As presented in Table 8, the maximum blowout duration is 63, while Table 9 indicates a weighted duration of 13 and 14 days for surface and subsea releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.

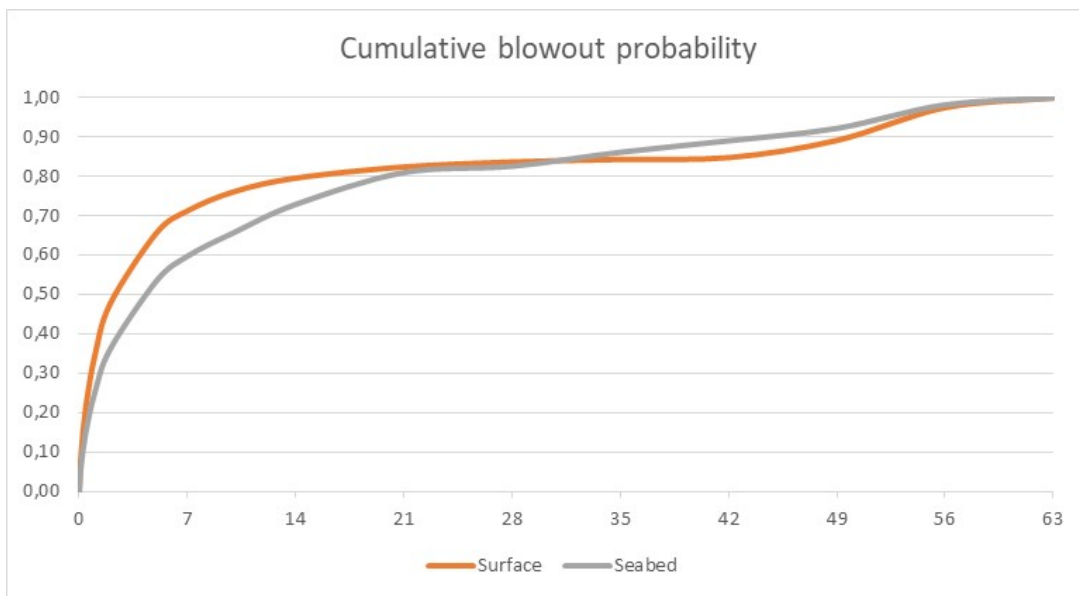


Figure 1 Blowout duration described by cumulative distributions, including capping stack

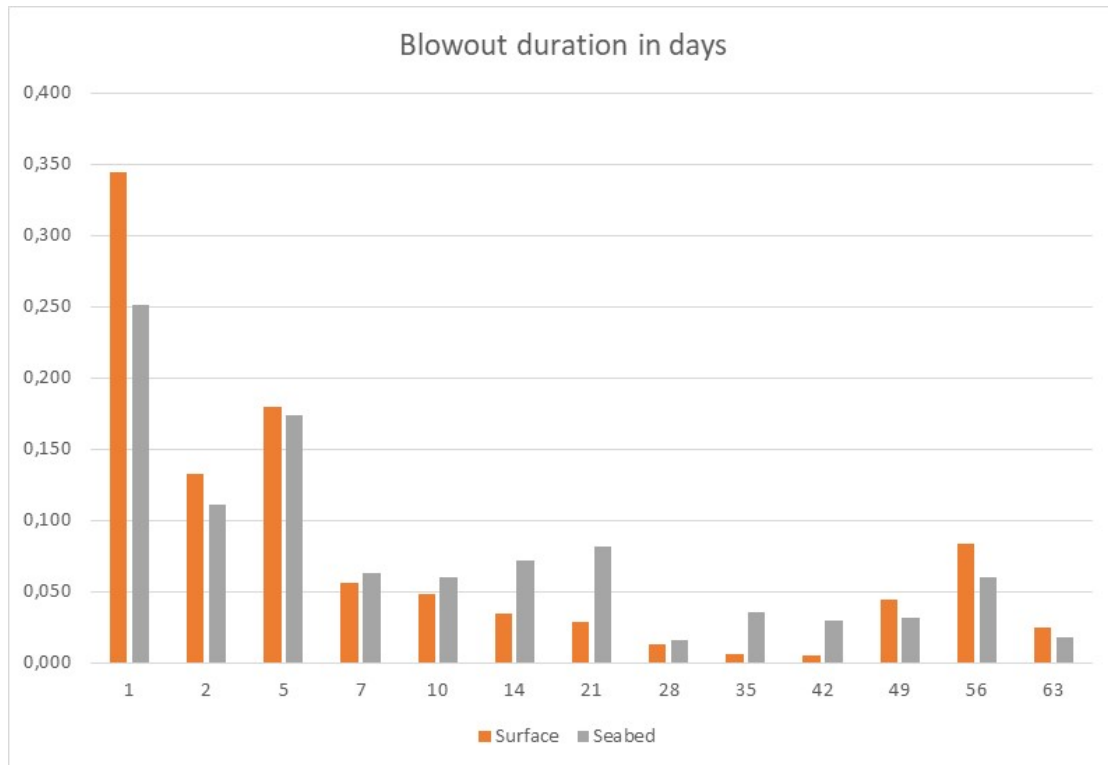


Figure 2 Blowout duration described by probability distributions, including capping stack

7 Uncertainties

This report is based on statistical values from [1]. These values are studies and treated in [2]. The blowout frequency is thus a statistical value but assumed to give a rather correct range of the expected blowout frequency.

Rate calculations are assumed correct based on present knowledge. The difference in rate between annulus and annulus with 95% restriction shows between 4% and 15 % rate-reduction with the 95%restriction. Subsea rates and drilling ahead rates are the cases which have small change in rate. The rates have been assessed specifically and seems to be correct. If not, the rates applied will be on the more conservative side.

8 Summary

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given. For Kveikje & n'Roll wildcat exploration well, the blowout frequency is judged to be $1,23 \times 10^{-4}$ per year. The weighted blowout rate is 4800 Sm³/d.

It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 63 days with ca 2,5 % probability. The weighted blowout duration is 13 and 14 days for surface and subsea releases respectively.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

9 References

- [1] Sintef: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2020", Dok.nr. 2021:00131, Final rev., Jan 2021,
- [2] Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2020", report 19101001-8/2021/R3, rev Final, April 2021
- [3] Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis" rev.2
- [4] Information from the Kveikje & n'Roll project in "Exploration Input scheme for Blowout Scenario Analysis", "Oil rates for BSA/MRA Well no 35/10-8" and capping stack workshop
- [5] NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014

Appendix A Probabilities related to use of capping stack

The table below is the result of a capping stack workshop with mainly relevant project personnel and the discipline ladder. It shows the probability for the different aspects of the use of capping stack. Grey cells are set default values for capping stack operations. Blue and green cells are calculated values. The value in the green cell is used as input in the duration calculation.

Success, P(capping stack)		0.4923
P(blowout not through WH/BOP)		0.3
P(outside spec)		0.1585
P(outside technical spec)	The technical spec has limitations like - water depth > 12500 ft/3810 m - max wellhead pressure (15K psi / ca 1000 bar) - GOR (liquid rate 15900 Sm ³ /d with GOR 356) <i>Justification: GOR 149, ca 9700 Sm³/d, 362 m water depth</i>	0.01
P(outside operational window)	Capping operation not undertaken due to restrictions related to environmental conditions, blowout rate and medium (uplift forces from flowing well) and vessel capabilities. E.g. · Water depth · Weather · Sea current · Vessel condition · Blowout flow rate · Blowout medium composition (GOR) <i>Justification of value: Similar to other wells on NCR, Blowout rate ca 9700, GOR 149, water depth 362 m, winter operation</i>	0.15
P(Landing point not available)		0.0685
P(damaged landing points)	Most likely cause is failure of emergency disconnect to LMRP in case of loss of position <i>Justification: An anchored rig, presumably semisub</i>	0.03
P(tilted wellhead)	<i>Justification: New well</i>	0.03
P(no access)	The probability of this scenario is low and could be excluded if there are not specific conditions that suggest otherwise (e.g. subsea installations) makes installation impossible even after debris clearance. (<i>Justification: 500 m -> 0,01</i>)	0.01
P(failed operation)		0.1028
P (Failed operation vertical)		0.0689
P(vertical)	The probability of vertical installation, P(vertical) should be based on well specific evaluations on the most probable installation method based on e.g. surface conditions (plume, induced currents, water depth). <i>(Justification of value: Kveikje & n'Roll well is at 362 m water depth -> not much gas, not shallow water and high rate)</i>	0.6
P(inflct critical damage to landing point vertical)	The probability of damaging landing point (connectors, wellhead/BOP) during the deployment and installation phase is dependent on the type of installation method. The probability of this occurring during vertical installation is low and comparable to BOP installation.	0.01
P(failed well integrity)	The probability of failed well integrity during the capping stack installation (i.e. blowout outside casing) is studied in the well planning phase (casing collapse study) and should be based on well specific input. <i>(Justification of value: Based on slim well design and low probability for casing collapse)</i>	0.05
P(capping blind shear ram not sealing)	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not accounted for in the model.	0.01
P (Failed operation offset)		0.1536
P(offset)	(max water depth 600 m)	0.4
P(inflct critical damage to landing point offset)	The probability for damaging the landing point during offset installation is less compared to vertical installation method. However, overall operations prior to landing capping stack is more complex than vertical.	0.1

Appendix B Parameters for blowout and kill simulations [4]

Table B-1 Reservoir properties

Reservoir data	Unit	Kveikje Hordaland	Kveikje Main	n' Roll
Top reservoir	m TVD RKB	1646	1809	2050
Formation thickness	m TVD	124	18	45
HC bearing thickness	m TVD	124	15	45
Net/Gross	v/v	0.175	0.801	0.523
Well deviation	°	Close to vertical	Vertical	Vertical
Net pay	m TVD	22	12	23.5
Net pay	m MD	22	12	23.5
Porosity	v/v	0.323	0.323	0.216
Effective permeability ¹⁾	mD	405	405	380
kV/kH	ratio	0.1	0.1	0.1
Connate water saturation	fraction	0.2	0.2	0.2
Pressure (top reservoir)	bar	174	185	247
Temperature (top reservoir)	°C	57	63	74
Reservoir length	m	3800	5800	6500
Reservoir width	m	1300	635	2300
X-position of well	m	1270	2565	3140
Y-position of well	m	420	233	860

Table B-2 Fluid properties

	Unit	Kveikje Hordaland	Kveikje Main	n' Roll
Reference well PVT ¹⁾		NO 35/10-T2		
Reference fluid properties at surface conditions (15°C and 1 bar)				
Oil density	g/cm ³	0.84		
Gas gravity	sg	0.85		
GOR	Sm ³ /Sm ³	149		
Calculated fluid properties at initial reservoir conditions (at top reservoir depth)				
Pressure	bar	174	185	247
Temperature	°C	57	63	74
Oil density	g/cm ³	0.70	0.69	0.69
Bubble point	bar	180.0	184.6	192.5
Viscosity	cP	0.53	0.49	0.48
Formation volume factor B _o	Rm ³ /Sm ³	1.425	1.434	1.451







Om DNV

Vi er et globalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering med tilstedeværelse i over 100 land. Vårt formål er å sikre liv, verdier og miljøet. Med vår unike tekniske ekspertise og uavhengighet bistår vi våre kunder med å forbedre sikkerhet, effektivitet og bærekraft.

Enten vi godkjenner et nytt skipsdesign, optimerer energiproduksjonen fra en vindmøllepark, analyserer sensordata fra en gassrørledning eller sertifiserer verdikjeden til en matprodusent, hjelper vi våre kunder med å ta gode og riktige beslutninger og øke tilliten til virksomheten, produktene og tjenestene deres. Verden er i endring. Vi kan påvirke utviklingen. Sammen skal vi takle de globale utfordringene og omstillingene vi vil møte.

Notat

15. august 2023

Til Miljøkoordinator

Kopi [Kopi]

Fra TDI OG FOS SAPT Environmental Technology

Sak Miljørisikoanalyse og oljevernberedskapsanalyse for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

Utarbeidet av: TDI OG FOS SAPT ET2	Signatur/Dato
Anbefalt av: TDI OG FOS SAPT ET2	Signatur/Dato
Godkjent av: TDI OG FOS SAPT ET2	Signatur/Dato

1 Bakgrunn og formål

Letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er planlagt boret med riggen Deepsea Stavanger. Brønnen forventes å ha borestart i Q4 2023 – Q1 2024. Letebrønningen ligger i Nordsjøen (PL827SB) ca 2,2 km sørvest for letebrønn 35/10-8 S Kveike n'Roll, og ca. 67 km vest for øygrupper i Solund kommune.

Miljørisikoanalysen og oljevernberedskapsanalysen [1] for 35/10-8 S Kveike n'Roll ble utarbeidet i 2021 og er helårlig. Oljevernberedskapsanalysen inkluderer også beredskapsmodellering.

For å kunne vurdere om det for letebrønningen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal kan brukes en referansebasert tilnærming for analyse av miljørisiko og oljevernberedskap, er nøkkelparametre for de to brønnene holdt opp mot vurderingskriterier som er vesentlige for miljørisiko og oljevernberedskap. Disse er vist i Tabell 2-1. Metodikk samt begrepsdefinisjoner er mer inngående beskrevet i kapittel 4 i miljørisikoanalysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll [1].

2 Vurdering av inngangsparametre for miljørisiko

Tabell 2-1 viser miljørisikorelevante data for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal sammenholdt med inngangsdata i miljørisikoanalysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll [2]. For hver parameter er det vurdert hvorvidt analysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll er dekkende for å beskrive miljørisiko ved 35/10-11 S Heisenberg Appraisal. Ytterligere beskrivelser og vurderinger av gyldighet knyttet til de ulike parametre er gitt i avsnittene under.

Sentrale inngangsparametre for miljørisiko for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er utblåsningsrater, -frekvenser og -varigheter, geografisk lokasjon og oljetype.

2.1 Utblåsningsrater

Forventet vektete utblåsningsrater for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal og for 35/10-8 S Kveike n'Roll er som følger:

35/10-11 S Heisenberg Appraisal: 3100 Sm³/d

35/10-8 S Kveike n'Roll: 4800 Sm³/d

Grunnet lavere vektete rate for 35/10-11 S Heisenberg Appraisal (35% lavere) er det vurdert at oljedriften i 35/10-8 S Kveike n'Roll-analysen er dekkende og konservativ.

2.2 Utblåsningsfrekvenser

Letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er antatt å ha normalt trykk og temperatur ('normal brønn', ikke HPHT). Letebrønningen er definert som en oljebrønn (GOR < 1000).

Statistisk materiale brukt for beregningen av utslippssannsynligheter i utblåsningsscenario-analysen gir denne type brønn en forventet utslippsfrekvens på 1,01E-04 pr år pr brønn. [3].

Utslippssannsynligheten for 35/10-8 S Kveike n'Roll brukt i miljørisikoanalysen vil være dekkende for letebrønningen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal da den har tilsvarende frekvens og innen samme sannsynlighetskategori i risikomatriksen til Equinor [1].

2.3 Utblåsningsvarigheter

Lengste varighet av en utblåsning er antatt å være følgende:

35/10-11 S Heisenberg Appraisal: 56 døgn (1,6 % sannsynlighet)

35/10-8 S Kveike n'Roll: 63 døgn (2,5 % sannsynlighet)

Lengste varighet for 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er lavere enn for 35/10-8 S Kveike n'Roll, og sannsynligheten for lengste varighet er noe lavere enn for 35/10-8 S Kveike n'Roll, og derfor vurderes 35/10-8 S Kveike n'Roll-analysene som dekkende.

2.4 Geografisk lokasjon

Lokasjon for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er i Nordsjøen, 67 km vest av øygrupper i Solund kommune. Vanndybden på lokasjon er 364 m. Posisjonen til 35/10-8 S Kveike n'Roll er ca 6 km sør-sørvest for 35/10-11 S Heisenberg Appraisal, og 75 km fra land, se Figur 2-1. Vanndybden er 362 m. Avstanden fra 35/10-11 S Heisenberg Appraisal til 35/10-8 S Kveike n'Roll er innenfor kriteriet på 50 km, se Tabell 2-1. 35/10-8 S Kveike n'Roll ligger noe lengre fra land (75 km) men da både utblåsningsratene er høyere og varighet på lengste utblåsning er lengre for 35/10-8 S Kveike n'Roll anses resultatene å være konservative for Heisenberg Appraisal. Dette gjør at 35/10-11 S Heisenberg Appraisal er vurdert å ligge innenfor det geografiske gyldighetsområdet til miljørisikoanalysen til 35/10-8 S Kveike n'Roll.



Figur 2-1 Lokasjon til letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal og 35/10-8 S Kveike n'Roll.

2.5 Oljetype

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende potensielle miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det forventes å finne flytende hydrokarboner i letebrønnen 35/10-11 Heisenberg Appraisal, og Framolje er referanseolje basert på reservoaregenskaper. Framolje ble også benyttet som

modellolje i miljørisikoanalysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll. Miljørisikoanalysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll er derfor dekkende med hensyn til oljetype.

Tabell 2-1 Miljørisiko- relevante data for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal sammenholdt med tilsvarende data i miljørisikoanalysen til 35/10-8 S Kveike n'Roll

Parameter	Kriterie	Letebrønnen 35/10-11 S Heisenberg Appraisal	35/10-8 S Kveike n'Roll 2022	Sammenligning
Geografisk lokasjon	< 50 km fra sammenlignet felt/operasjon	61° 09' 9,5" N 003° 18' 17,98" Ø	61° 06' 33,16" N 003° 15' 07,32" Ø	Ok, tilsvarende Heisenberg Appraisal ligger 6 km nord-nordøst for 35/10-8 S Kveike n'Roll
Avstand til land	Ikke vesentlig nærmere land	67 km	75 km	Ok, se 2.4
Dyp (m)	Tilsvarende	364	362	Ok, tilsvarende vanndybde
Sannsynlighet for utslipp	Tilsvarende, og innen samme kategori i risikomatriksen	1,01E-04	1,23E-04	Ok
GOR/GCR (Sm³/Sm³)	Tilsvarende	GOR 120	GOR 149	Ok, tilsvarende. Karakterisert som oljebrønn.
Rater overflate/sjøbunn	Tilsvarende eller lavere	3654/2895 Sm ³ /d	5583/4525 Sm ³ /d	Ok, lavere
Vektet Utblåsningsrate	Tilsvarende eller lavere	3100 Sm ³ /d	4800 Sm ³ /d	Ok 35% lavere utblåsningsrate på Heisenberg Appraisal
Lengste varighet (døgn)	Tilsvarende eller lavere	56 (1,6 % sannsynlighet)	63 (2,5 % sannsynlighet)	Ok Lavere utblåsningsvarighet på Heisenberg Appraisal
Vektet varighet (døgn) overflate/sjøbunn	Tilsvarende eller lavere	5/13	15,4/17,7	Ok, lavere på Heisenberg Appraisal
Vektet volum (m³) (rate x vektet varighet sjøbunn (lengste))	Tilsvarende eller lavere	37635 m ³	80092 m ³	Ok Lavere volum på Heisenberg Appraisal
Oljetype	Tilsvarende eller kortere levetid på sjø	Framolje (850 kg/m ³)	Framolje (850 kg/m ³)	Ok Samme olje
Årstid		Q4 2023 – Q1 2024	Helårlig analyse	Ok

3 Metodikk, inngangsdata og gyldighet av 35/10-8 S Kveike n'Rolls miljørisiko

Miljørisikoanalyse for letebrønn 35/10-8 S Kveike n'Roll er utført av DNV i 2021 [1] med bruk av den gang nyeste tilgjengelige versjon av programvare, metoder og datasett. Benyttet metodikk og inngangsdata er vurdert å være gyldig også i 2023.

4 Oljevernberedskapsanalyse

Med samme forventede oljetype, tilsvarende eller lavere utblåsningsrater og tilnærmet samme lokasjon vurderes oljevernberedskapsanalysen for 35/10-8 S Kveikje n'Roll og anbefalt beredskapsløsning for letebrønn 35/10-8 S Kveike n'Roll [1] å være dekkende og konservativ for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal.

5 Oppsummering

Gyldighetsgjennomgang av inngangsparametre for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal og 35/10-8 S Kveike n'Roll gjør at det vurderes som hensiktsmessig, dekkende og konservativt å bruke miljørisikoanalysen og oljevernberedskapsanalysen for 35/10-8 S Kveike n'Roll i sin helhet for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal.

Det vil utarbeides en egen brønnsesifikk oljevernberedskapsplan for letebrønn 35/10-11 Heisenberg Appraisal.

6 Referanser

[1] DNV, «Miljørisiko- (MRA) og Beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje n'Roll i PL293B i Nordsjøen,» 2021.

[2] Equinor, «Blowout scenario analysis, Kveikje n'Roll 35/10-8,» 2021.

[3] Equinor, «Blowout Scenario Analysis (BSA) for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal,» 2023.

From: dwauth@equinor.com[no-reply@filemail.com]

Sent: 26.09.2023 15:45:49

To: Postmottak Miljødirektoratet[post@miljodir.no]

Subject: Mottatte filer: 2023-020082: Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven



Til: post@miljodir.no
Fra: dwauth@equinor.com

2023-020082: Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven

Att: Ann- Mari Vik Green

Vår ref: 2023-020082

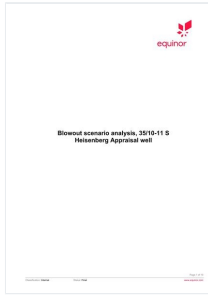
Sak: Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven for boring av letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

- Følgerevurter til søknad
- Søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven ved boring av letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal
- Blowout Scenario analysis (BSA) for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal
- Miljørisiko- (MRA) og beredskapsanalyse (BA) for letebrønn 35/10-8 Kveikje N'Roll i PL293B i Nordsjøen, DNV Notat
- Notat - Miljørisiko- og oljevernberedskapsanalyse for letebrønn 35/10-11 S Heisenberg Appraisal

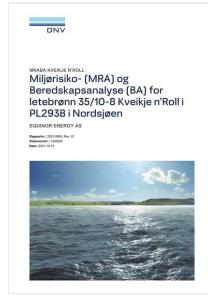
Last Ned Filer

5 filer, 10,91 MB - Filene blir automatisk slettet torsdag 26. oktober 2023

Del via <https://miljodirektoratet.filemail.com/t/ltrdW4rK>



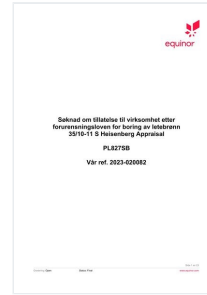
2023-020082
BSA Heisenbe
rg Appraisal.p
df
2,43 MB



2023-020082
Miljærisiko- og
beredskapsan
alyse for letebr
ønn 35_10-8 S
Kveikje n'Roll_
DNV GL_2021.
pdf
6,3 MB



2023-020082
Notat - Miljæri
siko- og oljeve
rnbereidkapsa
nalyse for lete
brønn 35_10-1
1 Heisenberg
Appraisal.pdf
214,69 KB



2023-020082
Søknad om till
atelse til virks
omhet for bori
ng av letebrøn
n Heisenberg
Appraisal.pdf
983,72 KB



2023-020082_
Følgebrev virk
somhetssøkna
d_35_10-11 S
Heisenberg Ap
praisal.pdf
979,93 KB

Tips: Legg til no-reply@filemail.com i adresseboken din for å unngå at eposter fra oss blir blokkert!

Miljødirektoratet