



ERA FOR EXPLORATION WELLS

# Miljørisikoanalyse for avgrensingsbrønn Obelix Upflank

EQUINOR ENERGY AS

**Rapportnr.:** 2022-0437, Rev. 00

**Dokumentnr.:** 1519803

**Dato:** 2022-04-22



Prosjektnavn: ERA for exploration wells DNV AS Energy Systems  
Rapporttittel: Miljørisikoanalyse for avgrensingsbrønn Obelix Upflank Environmental Risk Mgt Nordics-4100-  
Oppdragsgiver: EQUINOR ENERGY AS, Forusbeen 50 4035 NO  
Stavanger Veritasveien Høvik 1363  
Norway  
Kontaktperson: Gisle Vassenden Norway  
Dato: 2022-04-22 Tel:  
Prosjektnr.: 10342521 945 748 931  
Org. enhet: Environmental Risk Mgt Nordics-4100-NO  
Rapportnr.: 2022-0437, Rev. 00  
Dokumentnr.: 1519803

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Oppdragsbeskrivelse:

Environmental risk analysis for exploration well Obelix Upflank

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Odd Willy Brude  
Senior Principal Consultant

Anders Rudberg  
Principal Specialist

Hans Petter Dahlslett  
Group leader

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2022. Alle rettigheter forbeholdes DNV. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller viderefordle 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:

Nøkkelord:

- 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:

Rev.nr.	Dato	Arsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
A	2022-04-12	Rapportutkast	BRUDE	RUDBERG	DAHLSLETT
00	2022-04-22	Endelig rapport	BRUDE	RUDBERG	DAHLSLETT

## Innholdsfortegnelse

DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....	1
1 INTRODUKSJON.....	2
1.1 Aktivitetsbeskrivelse	2
1.2 Hensikt / Formål	2
1.3 Equinors risikomatrixe	3
1.4 Gjeldende regelverkskrav	3
2 UTSLIPPSSCENARIER.....	4
2.1 Dimensjonerende DFU	4
3 OLJEDRIFTSMODELLERING.....	6
3.1 Oljetype og egenskaper	6
3.2 Oljedriftsmodellen	7
3.3 Resultater	8
4 METODIKK FOR MILJØRISIKOANALYSE.....	12
4.1 Usikkerhet i miljørisikoanalyser	14
5 MILJØRESSURSER.....	15
5.1 Verdifulle Økosystem Komponenter (VØK)	15
5.2 Utvalgte VØK for analysen	15
6 MILJØKONSEKVENSER OG MILJØRISIKO.....	19
6.1 Konsekvenser for sjøfugl og marine pattedyr	19
6.2 Konsekvenser for kyst og strand	22
6.3 Konsekvenser for fisk	24
6.4 Månedlig miljøskade gitt en utblåsning	25
6.5 Miljørisiko	26
7 REFERANSER.....	28
Appendix A Blowout scenario analysis	

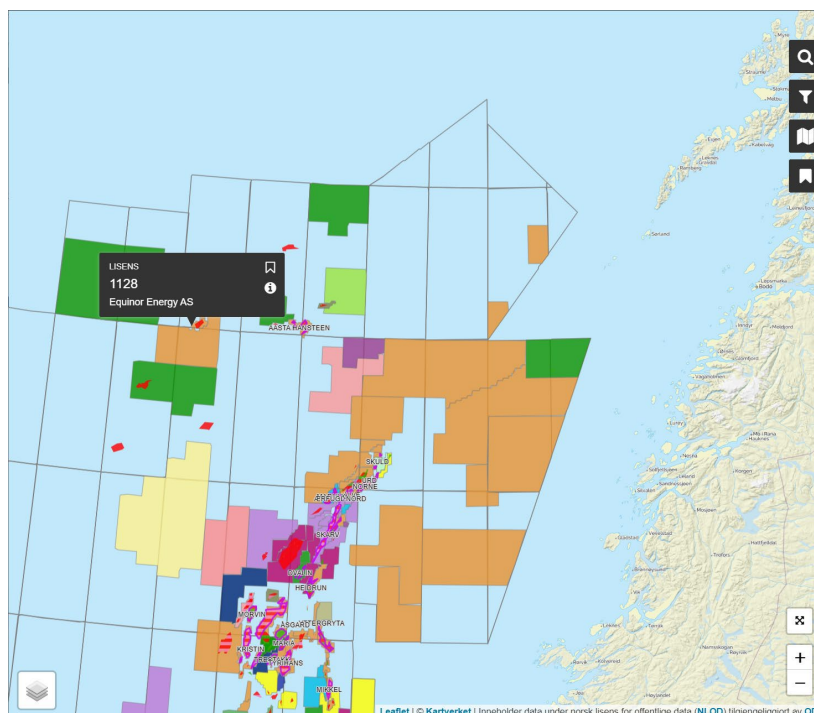
## DEFINISJONER OG FORKORTELSER

<b>Akseptkriterier</b>	Kriterier som benyttes for å uttrykke et akseptabelt risikonivå i virksomheten, uttrykt ved en grense for akseptabel frekvens for en gitt miljøskade
<b>Analyseområde</b>	Området som er basis for miljørisikoanalysen og som er større enn influensområdet. Ressursbeskrivelsen dekker analyseområdet.
<b>Bestand</b>	Gruppe individer innen en art som er reproduktivt isolert innen et bestemt geografisk område.
<b>Bestands-år</b>	Enhet for RDF konsekvenskategorier for sjøfugl, sjøpattedyr og fiskeegg og -larver. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
<b>Kilometer-år</b>	Enhet for RDF konsekvenskategorier for strandhabitat. Basert på bestandstap (påvirkning) og restitusjonstid (skade).
<b>cP</b>	Centipoise, måleenhet for viskositet
<b>DFU</b>	Definerte fare- og ulykkeshendelser
<b>DSHA</b>	Defined Situation of Hazard and Accident. Som DFU over
<b>ERA Acute</b>	Ny metodikk for miljørettet risikoanalyse (NOROG, 2020)
<b>Eksponeringsgrad</b>	Benyttes for å beskrive hvorvidt kysten er eksponert, moderat eksponert eller beskyttet mht. bølgeeksponering
<b>ESI-klassifisering</b>	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.
<b>Forvitring</b>	Nedbrytning av olje i miljøet. Forvittringsanalysen måler fysiske og kjemiske egenskaper for oljen til stede i miljøet over tid.
<b>GOR</b>	Forkortelse for Gass/Olje forhold. Forholdet mellom produsert gass og produsert olje i brønnen.
<b>Influensområde</b>	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.
<b>Korteste drivtid</b>	Tiden det tar fra utslippets start til den første oljen når kyst- og strandsonen.
<b>Miljø</b>	Et ytre miljø som kan bli berørt av oljeutslipp til sjø, dvs. det marine miljø.
<b>Miljørisikoanalyse</b>	Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
<b>Miljøskade</b>	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.
<b>Miljøkonsekvenskategorier</b>	Kategorisering av miljøskader i hhv. ubetydelig, mindre, moderat, betydelig, alvorlig, svært alvorlig og katastrofal på grunnlag av bestandstap og restitusjonstid.
<b>MRA</b>	Miljørettet risikoanalyse
<b>NOROG</b>	Norsk olje og gass.
<b>Operasjon</b>	En enkel, tidsbegrenset arbeidsoperasjon som kan medføre akutt utslipp, f.eks. boring av en avgrensningsbrønn, som inkluderer all aktivitet fra leteriggen er på borelokasjonen til den forlater lokasjonen.
<b>OSCAR</b>	Oil Spill Contingency Analysis and Response (SINTEF modell for oljedriftssimuleringer)
<b>Persentil</b>	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.
<b>ppb</b>	Parts per billion / deler per milliard
<b>RDF</b>	Resource Damage Factor; bestandstap år sjøfugl og sjøpattedyr, tap av habitat år kystlinje
<b>SPS</b>	Subsea production system
<b>UPP</b>	Unmanned production platform
<b>VØK</b>	Verdifull Økosystem komponent

## 1 INTRODUKSJON

### 1.1 Aktivitetsbeskrivelse

Equinor planlegger boring av avgrensingsbrønn 6605/1-2 Obelix Upflank på vandndyp på 1190 meter. Brønnen er definert som en gassbrønn med høy GOR. Figur 1-1 viser lokasjonen til brønnen i PL1128 i Norskehavet. Korteste avstand til land er ca. 300 km til Træna og Røst. Brønnen er planlagt boret med en halvt-nedsenkbar borerigg.



Figur 1-1 Lokasjon til avgrensingsbrønn 6605/1-2 Obelix Upflank i PL1128 i Norskehavet.

### 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 Equinor's 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 risikomatrixe

Equinor har som en integrert del av sitt styringssystem definert akseptkriteriene for miljørisiko. For avgrensingsbrønn Obelix Upflank er Equinor sin risikomatrixe RM100 (Equinor, 2021) benyttet i forbindelse med gjennomføringen av miljørisikoanalysen (Tabell 1-1).

**Tabell 1-1 Equinors risikomatrixe RM100 for vurdering av miljørisiko.**

SANNSYNLIG HET / 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 <sup>-5</sup>	0,001 - 0,01% 10 <sup>-5</sup> - 10 <sup>-4</sup>	0,01 - 0,1% 10 <sup>-4</sup> - 10 <sup>-3</sup>	0,1 - 1% 10 <sup>-3</sup> - 10 <sup>-2</sup>	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/ Liten							
	4/ Moderat							
	5/ Alvorlig							
	6/ Svært Alvorlig							
	7/ Stor							
	8/ Katastrofal							
	9/ Ekstrem							

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

Avgrensningsbrønn 6605/1-2 Obelix Upflank skal bores som en vertikal avgrensningsbrønn med et side-steg. 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, 2022).

Obelix Upflank er en avgrensningsbrønn hvor det forventes å finne gass (høy GOR) og defineres som en gass brønn. Basert på SINTEF offshore blowout database 2020 er den totale utblåsningsfrekvensen vurdert til  $1,23 \times 10^{-4}$  for avgrensningsbrønnen og tilsvarende frekvens for sidesteget dvs. totalt  $2,46 \times 10^{-4}$  for operasjonen (Equinor, 2022).

Brønnen er planlagt boret med en semi-sub rigg på DP 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 10 % / 90 % (Equinor, 2022).

Lengste utblåsningsvarighet er satt til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. For avgrensningsbrønn Obelix Upflank er denne 71 dager, fordelt på mobilisering av rigg, boring inn i reservoar og stopping av utblåsning (Equinor, 2022). Dette blir da maks varighet for en sjøbunnsutblåsning. For en overflateutblåsning for en rigg som ligger på anker, tenker en seg at riggen vil drifte av før det har gått 28 døgn slik at utslippet går fra overflate til sjøbunnsutslipp, og dette blir da maks varighet for en overflateutblåsning.

Rate-/varighetsmatrisen som er lagt til grunn for oljedriftsmodelleringen og miljørisikoanalysen for avgrensningsbrønn 6605/1-2 Obelix Upflank er presentert i Tabell 2-1. Utblåsningsstudien fra Equinor (2022) er basis for matrisen og det er lagt til grunn en konservativ rate for overflateutblåsning på  $708 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$  og en rate for en sjøbunnsutblåsning på  $599 \text{ Sm}^3/\text{døgn}$ . Sannsynlighetsfordelingene for de ulike varighetene er hentet fra Equinor (2022). Vektet varighet for overflateutblåsning er 6 døgn, mens tilsvarende verdi for sjøbunnsutblåsning er 19 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 avgrensningsbrønn Obelix Upflank (Equinor, 2022).

Utslippssted	Sannsynlighet (top/sub)	Rate $\text{Sm}^3/\text{d}$	Varigheter (dg) og sannsynlighetsfordeling				
			1	6	13	28	71
Overflate	10 %	708	48.0 %	29.0 %	19.0 %	4.0 %	
			<b>1</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>62</b>	<b>71</b>
Sjøbunn	90 %	599	36.0 %	24.0 %	19.0 %	11.0 %	10.0 %





### 3 OLJEDRIFTSMODELLERING

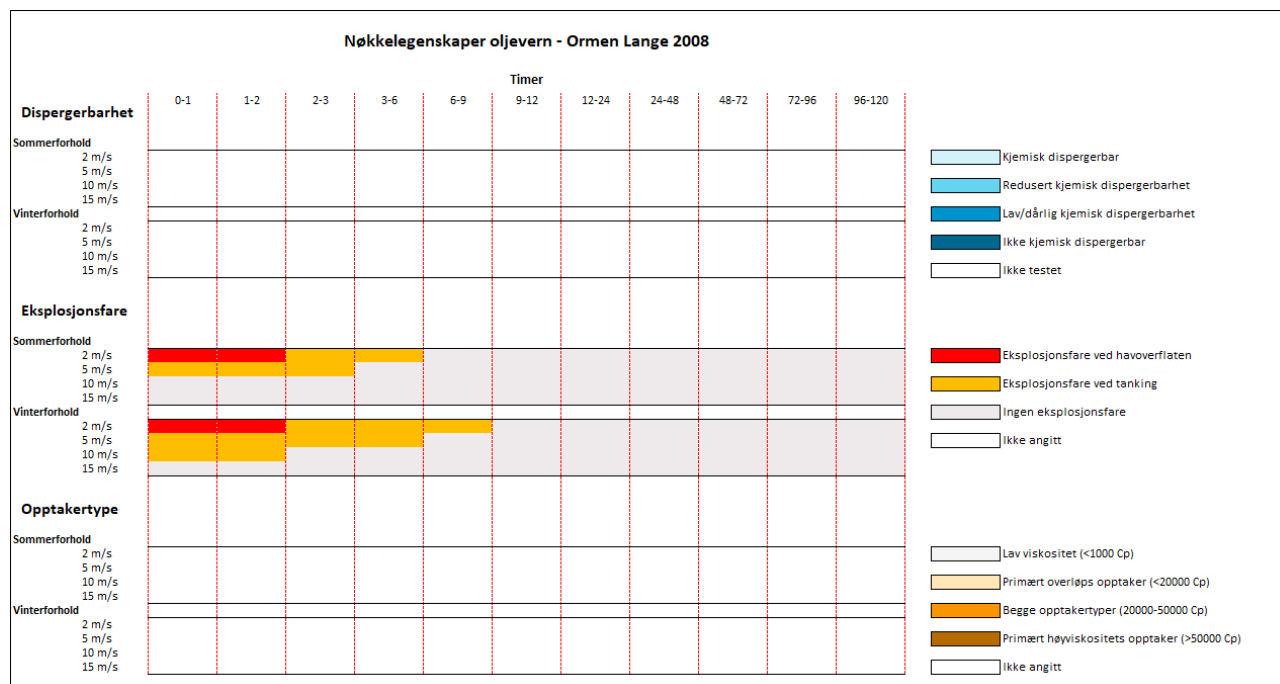
Ved leteboring er eventuelle hydrokarboner i brønnen ukjent. Selv om det foreligger en indikasjon på type hydrokarboner basert på kunnskap om reservoarer og området, må det velges en oljetype som er representativ i forhold til det man forventer å påtreffte. I modelleringen av oljedrift gitt en utblåsning fra Obelix Upflank benyttes Ormen Lange kondensat som referanseolje. Bakgrunnsinformasjonen er innhentet fra forvitningsstudie gjennomført av SINTEF (SINTEF, 2008). I dette avsnittet blir Ormen Lange kondensatets egenskaper, oljedriftsmodellen og dens begrensninger, samt resultater fra oljedriftsmodelleringen beskrevet.

#### 3.1 Oljetype og 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 Obelix Upflank er det modellert med Ormen Lange kondensat (SINTEF, 2008).

Ormen Lange kondensatet har en tetthet på 750 kg/m<sup>3</sup>, og er et kondensat med lavt innhold av voks og asfaltener. Kondensatet vil ikke ta opp vann (emulgere). Dette bidrar til at viskositeten vil holde seg lav og kondensatet vil spre seg raskt på havoverflaten. Det høye innholdet av lette komponenter og den raske spredningen vil føre til en svært rask avdamping. Spredningen til en tynn film på havoverflaten vil også bidra til en høy grad av naturlig dispergering. Avdamping og nedblanding av flaket i vannmassene vil bidra til en kort levetid for et eventuelt flak på sjøen. Ved svært lav energi på sjøen (vedvarende lav vind) vil Ormen Lange kondensatet kunne ha levetid på sjøen over flere dager, men som et sheen og ikke som et tykkere flak.

Kondensatets nøkkelegenskaper mht. oljevernberedskap er sammenfattet i NOFOs Planverk og vist i Figur 3-1. Den store spredningen og den lave viskositeten gjør at et drivende flak av Ormen Lange kondensat vanskelig vil la seg samle opp med lenser og skimmere. Karakteristikkene for Ormen Lange kondensat er sammenfattet i Tabell 3-1.



**Figur 3-1 Nøkkelegenskaper for oljevern for Ormen Lange kondensat (Kilde: NOFOs planverk, <https://www.nof.no/planverk/datasett/oljetyper-og-egenskaper/nokkelegenskaper/>)**

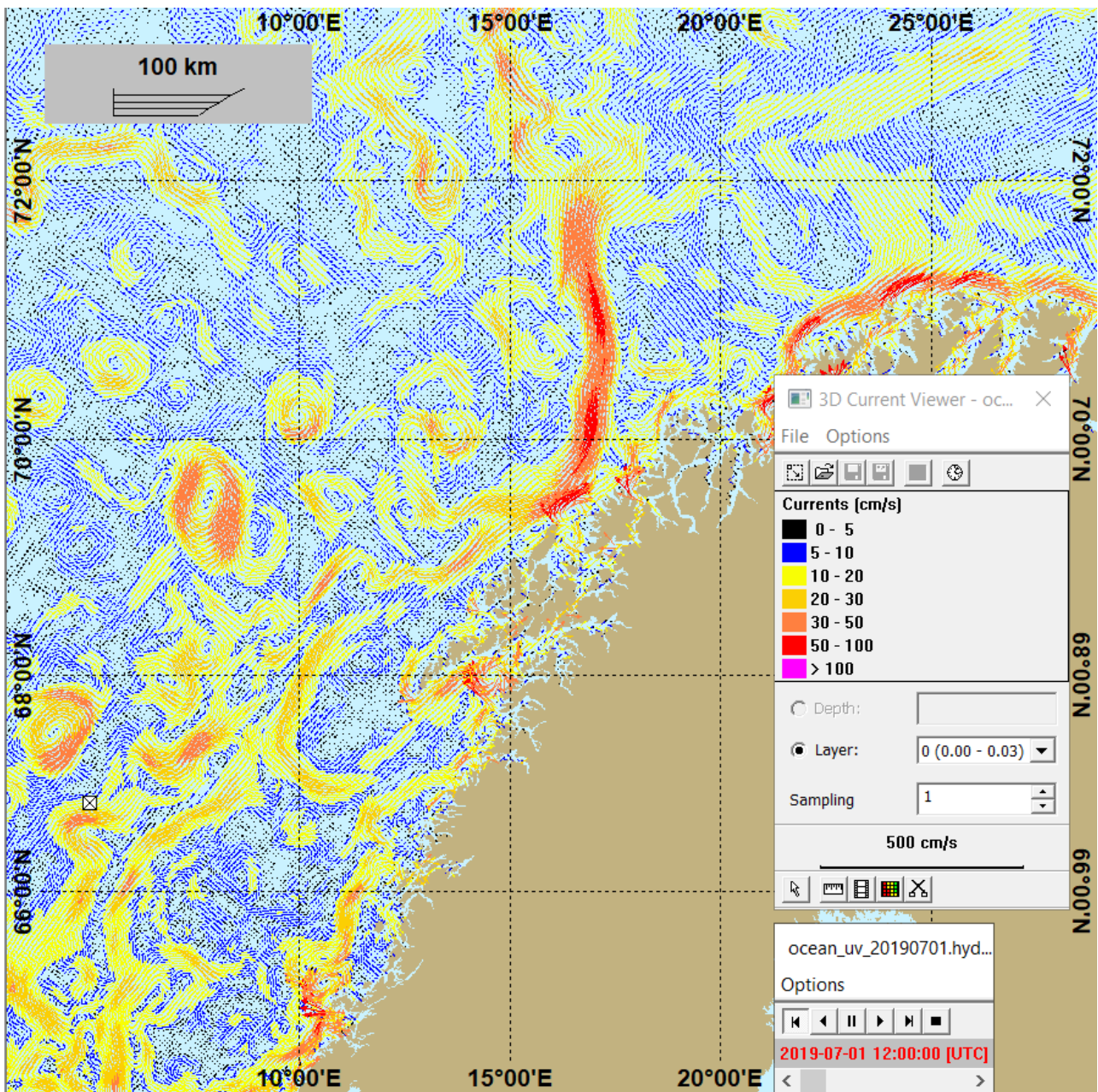
**Tabell 3-1** Parametere for Ormen Lange-kondensatet benyttet i spredningsberegningene for avgrensingsbrønn Obelix Upflank (SINTEF, 2008).

Parameter	Ormen Lange kondensat
Oljetetthet [kg/m <sup>3</sup> ]	750
Maksimum vanninnhold sommer/vinter [%]	0
Voksinnhold, fersk olje [vekt %]	<0,01
Asfalteninnhold (harde), fersk olje [vekt %]	<0,01
Viskositet ved 13 °C og 10 s <sup>-1</sup> [cP], fersk olje	0,7

### 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 avgrensingsbrønn Obelix Upflank. Eksempel på overflatestrøm fra SVIM-arkivet som er benyttet er vist i Figur 3-2.



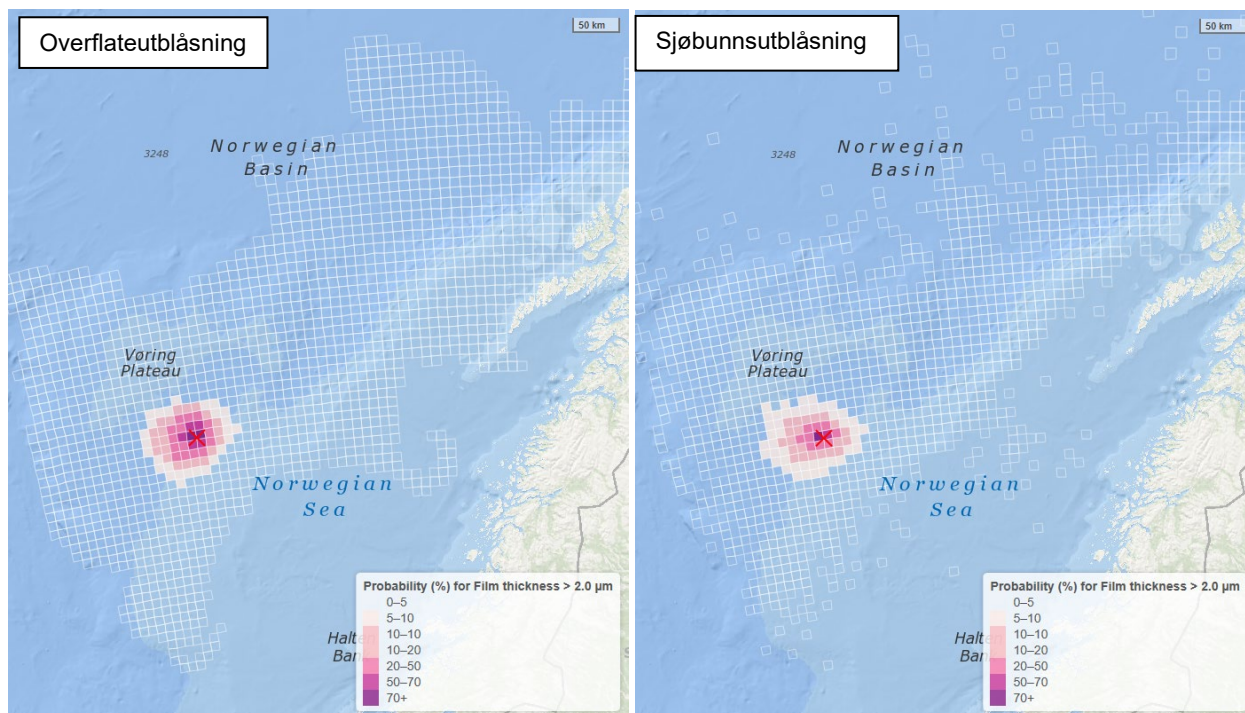
Figur 3-2 Øyeblikksbilde av overflatestrømmer i Norskehavet 01.07.2019 (Meteorologisk Institutt: SVIM-arkivet for strøm- og isdata: <ftp://ftp.met.no/projects/SVIM-public/SVIMresults/>). Lokasjon for Obelix Upflank er merket inn med en firkant med kryss i.

### 3.3 Resultater

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

### 3.3.1 Spredning av olje på sjøoverflaten

For modellerte utblåsninger er det lagd helårlig oljedriftsstatistikk på 10×10 km ruter. Sannsynlighet for å overstige effektgrensen på 2 µm oljefilmtykkelse på sjøoverflaten er vist i Figur 3-3 og viser en begrenset spredning av Ormen Lange kondensat rundt utslippslokasjon. Det er noe større influensområde fra overflate- versus sjøbunnsutblåsning.

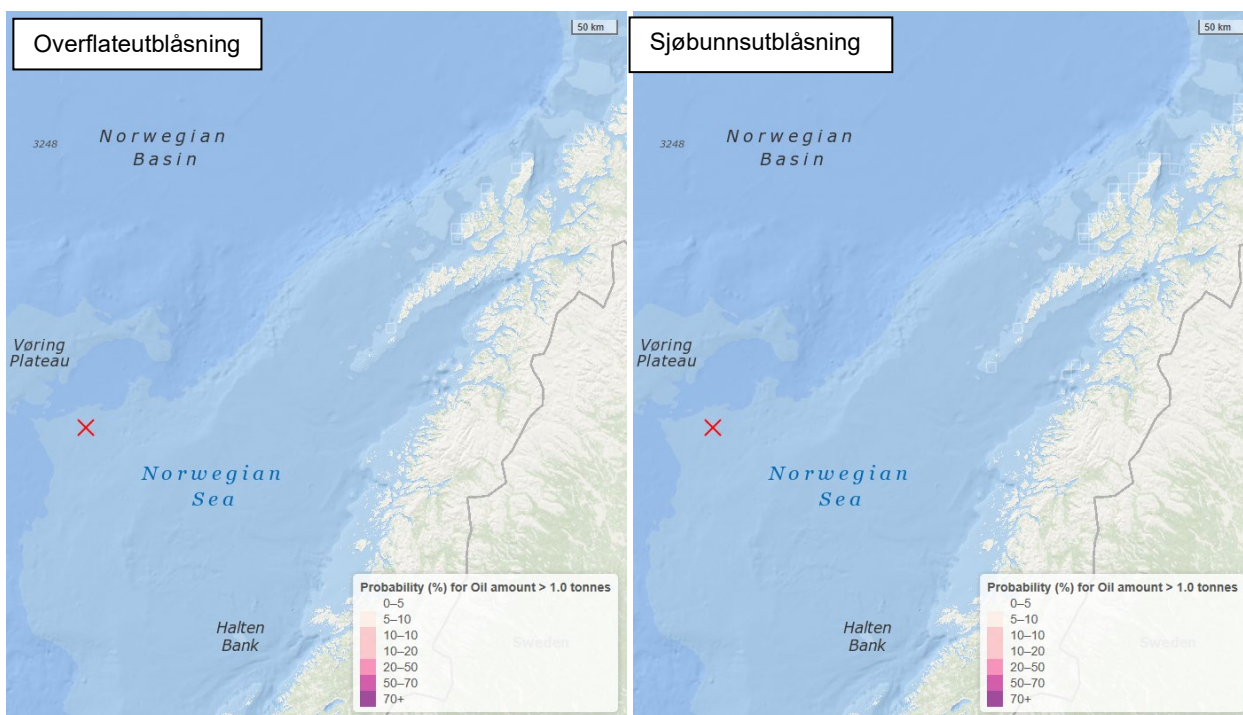


**Figur 3-3** Helårlig sannsynlighet for oljefilmtykkelser over 2 µm i 10×10 km ruter gitt utblåsning fra avgrensingsbrønn Obelix Upflank. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet. Overflateutblåsning til venstre og sjøbunnsutblåsning til høyre.

### 3.3.2 Olje i kyst- og strandsonen

I Figur 3-4 er det presentert sannsynlighet for stranding av oljemengde over 1 tonn fra de statistiske oljedriftsberegningene. Det er ingen sannsynlighet for stranding over 1 tonn olje i en 10x10 km rute hverken fra overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Obelix Upflank.





**Figur 3-4** Helårlig sannsynlighet for oljemengder >1 tonn i 10×10 km ruter gitt utblåsning fra avgrensingsbrønn Obelix Upflank. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet. Overflateutslipp til venstre og sjøbunnsutslipp til høyre.

95-persentilen av korteste ankomsttid (tid siden starten av utslippet) til land og største strandingsmengder av emulsjon er beregnet for vektet rate og varighet som inngangsdata til beredskapsanalysen for Obelix Upflank (Tabell 3-2). Resultatene for strandet emulsjon og ankomsttid presentert stammer ikke nødvendigvis fra samme simulering. Alle simuleringer for hver sesong ligger til grunn for resultatene. 95-persentilen for strandingsmengde er på maksimalt 1 tonn oljeemulsjon ved en sjøbunnsutblåsning i høst/vintersesongen. 95-persentilen av korteste ankomsttid er 33,9 døgn også i høst/vintersesongen.

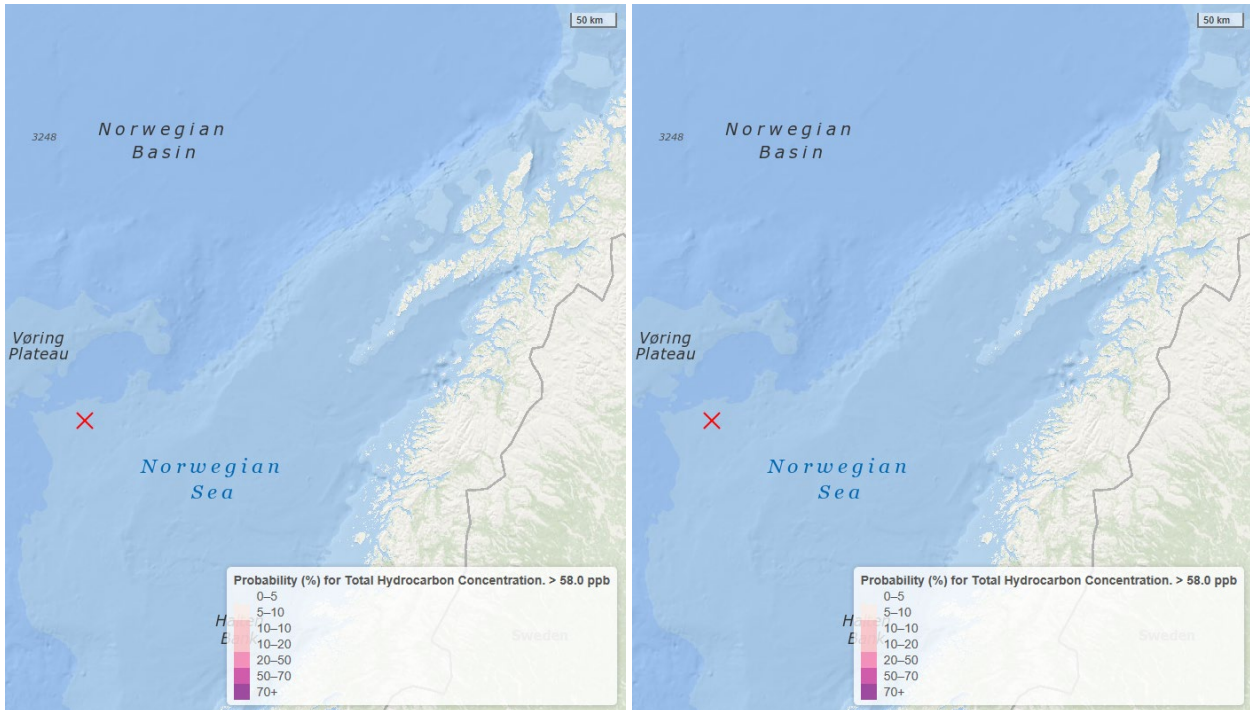
**Tabell 3-2** 95-persentil største strandingsmengder av oljeemulsjon og korteste ankomsttid til land ved en utblåsning fra avgrensingsbrønn Obelix Upflank.

Sesong	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Korteste ankomsttid (døgn)	
	Overflateutblåsning	Sjøbunnsutblåsning	Overflateutblåsning	Sjøbunnsutblåsning
<b>Vår/Sommer</b> (mar-aug)	0	0	-	-
<b>Høst/Vinter</b> (sep-feb)	0	1	-	33,9

Det er ingen av NOFOs eksempelområder som har strandingsmengder på 95-persentilen hverken fra overflate- eller sjøbunnsutblåsning.

### 3.3.3 Olje i vannsøylen

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. Det er ingen 10x10 km ruter som har vannsøylekonsentrasjoner over 58 ppb hverken fra overflate- eller sjøbunnsutblåsning for Obelix Upflank (Figur 3-6).

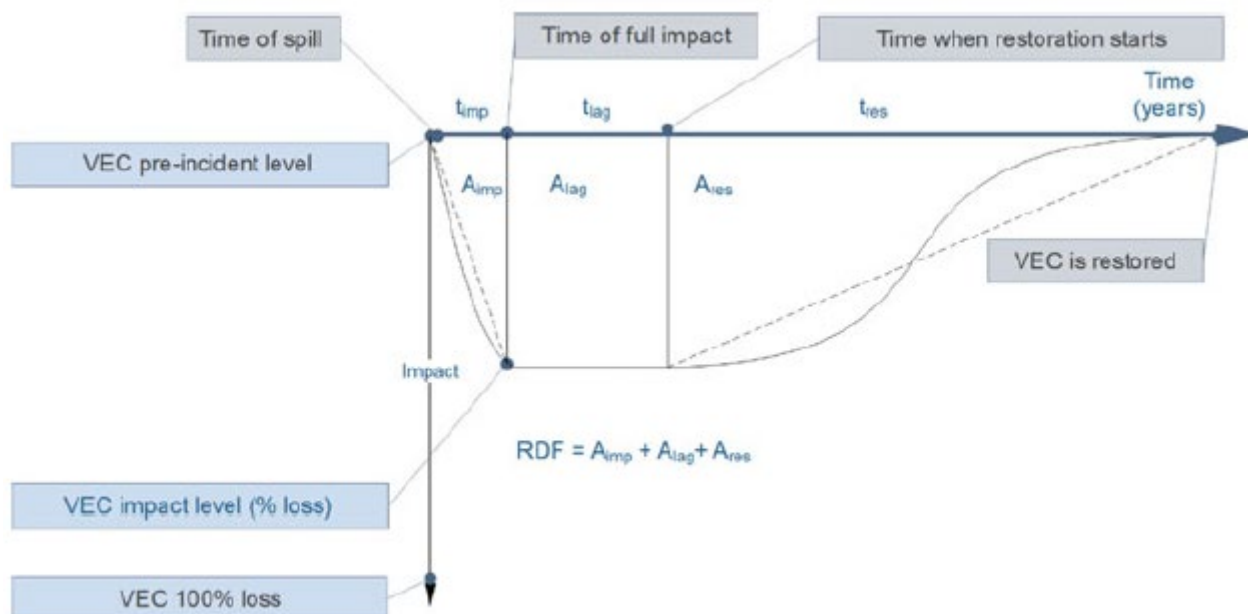


**Figur 3-5** Helårlig sannsynlighet for oljekonsentrasjoner (THC) >58 ppb i vannsøylen gitt utblåsning fra avgrensingsbrønn Obelix Upflank. Influensområdet defineres av 5 % treffsannsynlighet. Overflateutslipp til venstre og sjøbunnsutslipp til høyre.

## 4 METODIKK FOR MILJØRISIKOANALYSE

Analysen utføres i henhold til Norsk olje og gass veiledning for ERA Acute miljørisikoanalyse tilnærming (NOROG, 2020; Stephansen *et al.*, 2021). 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 påvirkningsgrad og RDF 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 hhv. anbefalte skadekategorier for endepunktene påvirkning (impact), restitusjonstid (recovery) og tilhørende skade (RDF) i ERA Acute. Skadekategoriene basert på RDF benyttes som endepunkt i analysen og er samkjørt med konsekvenskategoriene i Equinors risikomatrixe.

**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
Fiske-egg/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	30-40	>40
Strandhabitat, Invertebrater og flora	År	0-1	1-3	3-5	5-7	7-9	9-11	>11

**Tabell 4-3** Anbefalte kategorier for påvirkning for klassifisering av skade i ERA Acute.

VØK	Enhet	Skadekategorier (RDF)						
		Ubetydelig	Liten	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig	Stor	Katastrofal
Sjøfugl, sjøpattedyr	Tapte bestands-år	0-10	10-50	50-100	100-200	200-400	400-800	>800
Fiske-egg/larver	Tapte 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



## 4.1 Usikkerhet i miljørisikoanalyser

I henhold til Ptil's 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 usikkerhetsparametrene 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 og oljedriftsmodellen
- 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 parameterverdier 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 Obelix Upflank. En Verdsatt Økosystem Komponent (VØK) er definert i veiledningen for gjennomføring av miljørisikoanalyser (NOROG, 2020) 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 (NOROG, 2020):

- 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 avsnitt 5.1 og er nærmere beskrevet nedenfor.

#### 5.2.1 Sjøfugl og marine pattedyr

Tabell 5-1 viser utvalgte sjøfuglarter på åpent hav og kystnært inkludert i miljørisikoanalysen for Obelix Upflank. Datasettene for pelagiske sjøfugl er fra SEATRACK (Fauchald m.fl., 2021) og for kystnære sjøfugl fra SEAPOP (2017 med oppdatering av høyarktiske arter 2018). Datasettet for kystnære sjøfugl fra SEAPOP inneholder nasjonale bestander (NO), mens SEATRACK dataene er regionale bestander i Nordsjøen (NS), Norskehavet (NH) og i Barentshavet (BH).

Havert og steinkobbe har høyest sårbarhet under kaste- og hårfellingsperioden da de samler seg i kolonier i kystnære områder.

En oversikt over datasett og inngangsparameterne som er benyttet i analysen 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. I utgangspunktet omfatter dette pelagisk dykkende og overflatebeitende arter fra SEATRACK ettersom influensområdet til Obelix Upflank omfatter kun havområdet rundt lokasjonen

**Tabell 5-1** Utvalgte VØKer (sjøfugl og sjøpattedyr) for miljørisikoanalysen for Obelix Upflank (Fauchald m.fl., 2021; SEAPOP, 2017; NOROG, 2019). P\_phy er sannsynlighet for død gitt eksponering over effektgrense og p\_beh er sannsynlighet for eksponering. Rødlisterkategorier fra Artsdatabanken ([www.artsdatabanken.no](http://www.artsdatabanken.no)).

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
Pelagisk dykkende	Alkekonge (BH)	LC	90 %	88 %	110 %
	Alke (NO)	VU/EN <sup>1)</sup>	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NS)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (NH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lunde (BH)	VU	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (NH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Lomvi (BH)	CR	90 %	88 %	110 %
	Polarlomvi (BH)	EN	90 %	88 %	110 %
Pelagisk overflatebeitende	Krykkje (NS)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (NH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Krykkje (BH)	EN	90 %	51 %	110 %
	Havhest (NS)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (NH)	EN	90 %	51 %	105 %
	Havhest (BH)	EN/LC <sup>1)</sup>	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 %	
Kystbundne dykkende	Svartand (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Storlom (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Ærfugl (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Islom (NO)	NA	90 %	76 %	120 %
	Laksand (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Toppskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Storskarv (NO)	LC	90 %	76 %	120 %
	Praktærfugl (NO)	NT <sup>1)</sup>	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 %
	Gulnebbblom (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
	Havelle (NO)	NT	90 %	76 %	120 %
Teist (NO)	VU	90 %	76 %	110 %	
Kystbundne overflatebeitende	Rødnebbterne (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Svartbak (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Fiskemåke (NO)	NT	90 %	36 %	115 %
	Makrellterne (NO)	EN	90 %	36 %	115 %
	Polarmåke (NO)	NT <sup>1)</sup>	90 %	36 %	115 %

Artsgruppe	Art	Nasjonal rødliste	P_phy	P_beh	Gjenvekstrate
	Gråmåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
	Sildemåke (NO)	LC	90 %	36 %	115 %
Våtmarkstilknnyttede	Hvitkinngås (NO)		90 %	54 %	120 %
	Ringgås (NO)	NT <sup>1)</sup>	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 %
Marine pattedyr	Havert (No)		10 %	95 %	113 %
	Havert (Mi)		10 %	95 %	113 %
	Havert (So)		10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (No)		10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (Mi)		10 %	95 %	113 %
	Steinkobbe (So)		10 %	95 %	113 %

**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.

## 5.2.2 Fisk

Det er inkluderte datasett på sild- og torskelarver fra 2000-2015 på torsk og 2000-2010 på sild. Datasettene er opparbeidet basert på larvedriftsdata fra Havforskningsinstituttet og dokumentert i DNV GL (2019). En screeninganalyse av datasettene ble utført med høyeste utblåsningsrate og lengste varighet og datasett fra 2010-2011 for sild og 2014-2015 for torsk ble tatt videre i den fulle kvantitative analysen.

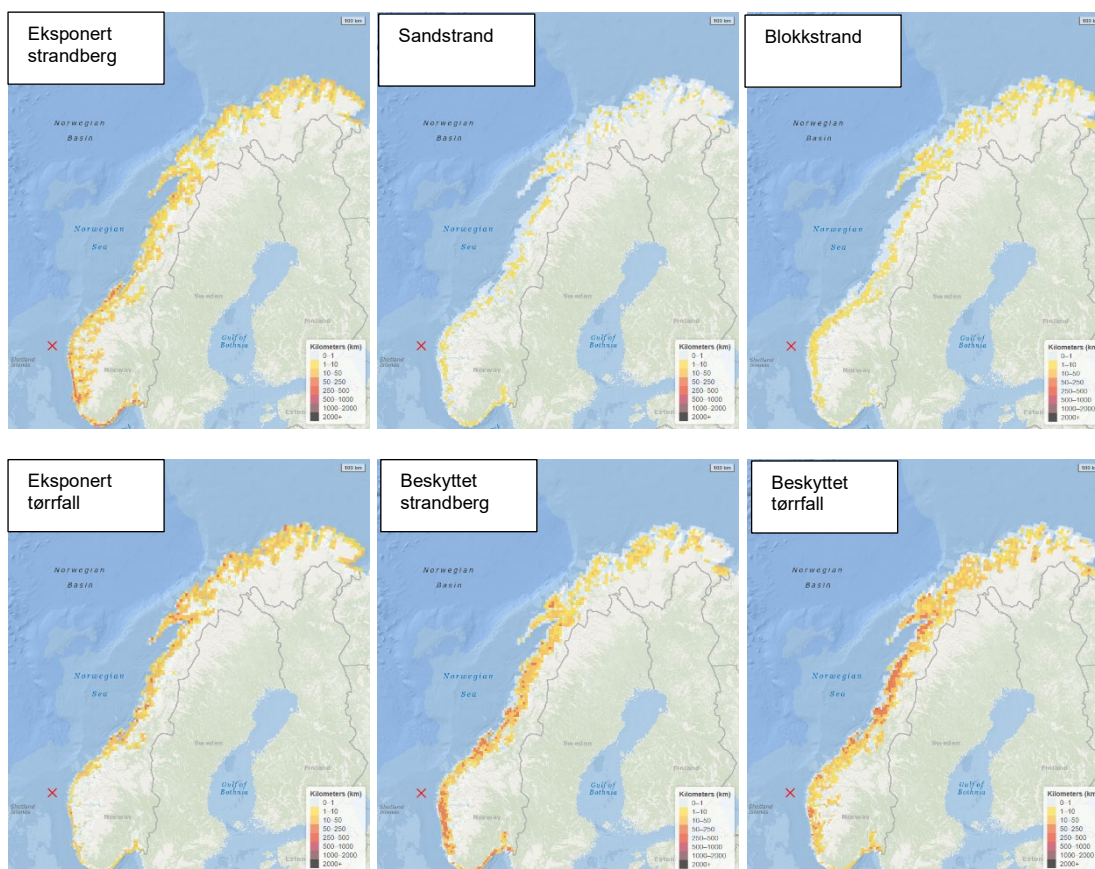
## 5.2.3 Kyst og strand

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 bolder 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

Datsett for Norskekysten er utarbeidet spesifikt for ERA Acute analyser i ERA Acute JIP og dokumentert i Akvaplan-Niva og DNV GL (2020). 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 – eksponert 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 MILJØRISIKO

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 for hver måned. Avslutningsvis er det oppsummert sannsynlighet for ulike miljøskader i form av bestandstapsår (RDF – Resource Damage Factor) i definerte skadekategorier iht. Tabell 4-3.

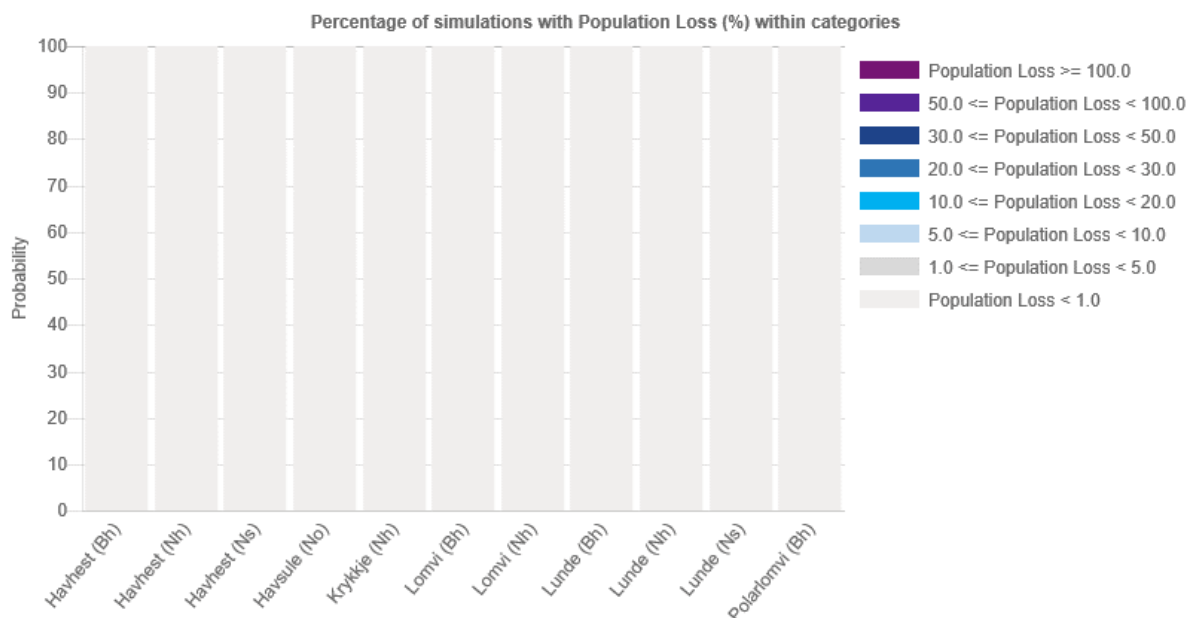
For fisk er det presentert gjennomsnitt og maksimale tapsandeler for de mest utsatte årene. For fisk er larvetapet beregnet videre til bestandstap ved hjelp av fiskepopulasjonsmodellen som er utviklet i ERA Acute. Bestandstapet er oppsummert i skadekategorier som for sjøfugl og sjøpattedyr i form av bestandstapsår (jfr. Tabell 4-3).

For kyst og strand presenteres antall berørte kilometer for ulike ESI kategorier og oppsummert sannsynlighet for ulike miljøskader i form av bestandstapsår (RDF – Resource Damage Factor) i definerte skadekategorier iht. Tabell 4-3.

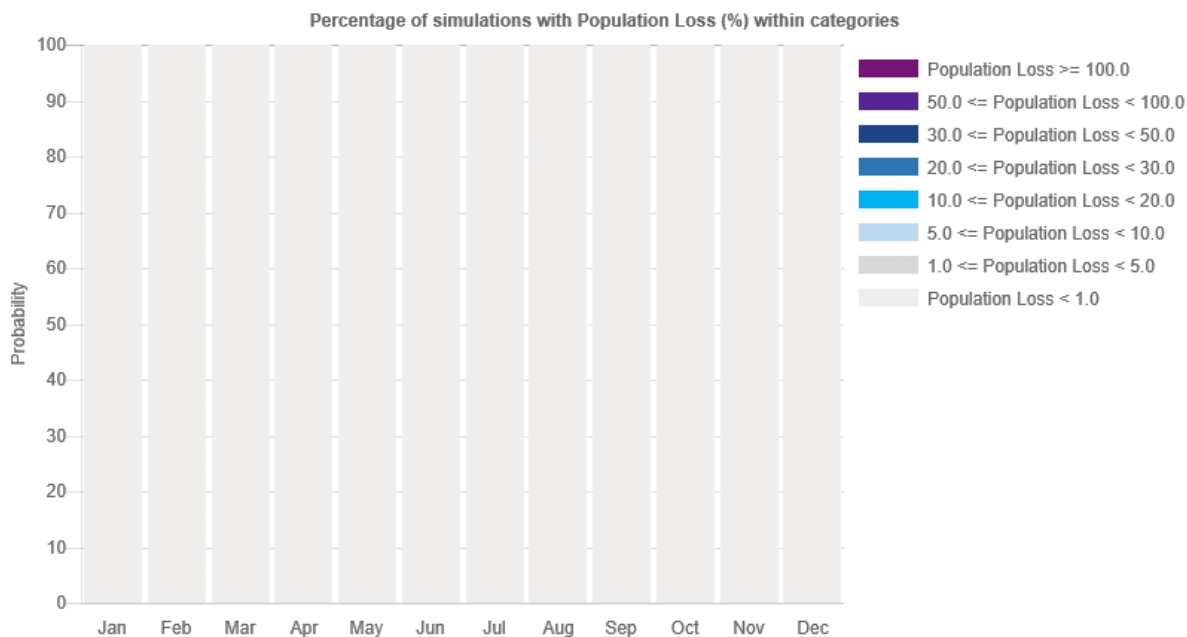
Miljørisiko er presentert på VØK-nivå, samlet for aktiviteten i et utviklingsår og produksjonsår. Nedre sannsynlighetsgrense i risikomatriksen er satt til  $10^{-6}$ , noe som innebærer at frekvenser lavere enn dette ikke er inkludert i samlematrisene.

### 6.1 Konsekvenser for sjøfugl og marine pattedyr

Beregnet sannsynlighet for ulike bestandstap på sjøfugl er vist i Figur 6-1. Det er kun sannsynlighet for bestandstap under 1 % for alle arter. Det er heller ingen sannsynlighet for bestandstap over 1 % i noen av årets måneder som illustrert for lomvi (norskehavbestanden) i Figur 6-2.

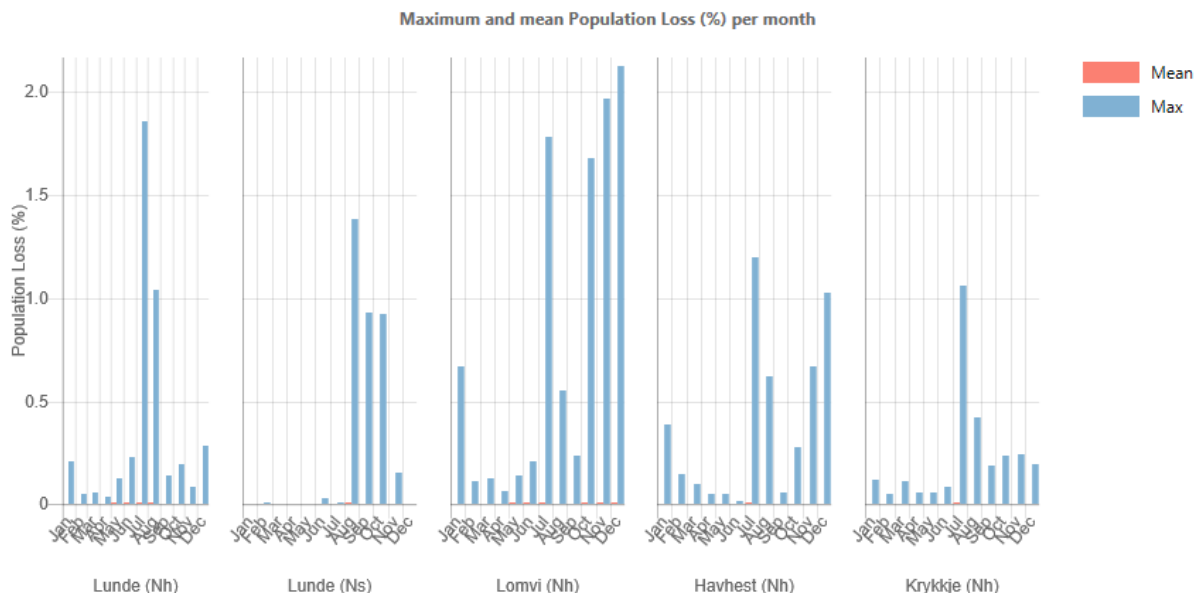


Figur 6-1 Sannsynlighet for ulike bestandstap for sjøfugl som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank.



**Figur 6-2** Månedlig sannsynlighet for ulike bestandstap for lomvi (Nh) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank.

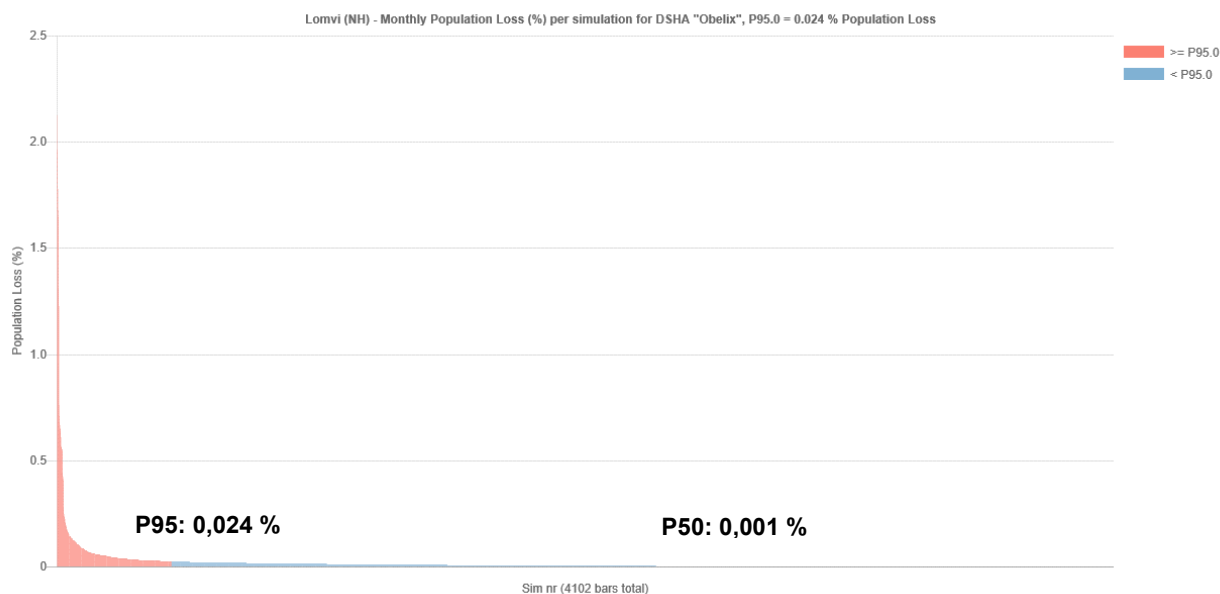
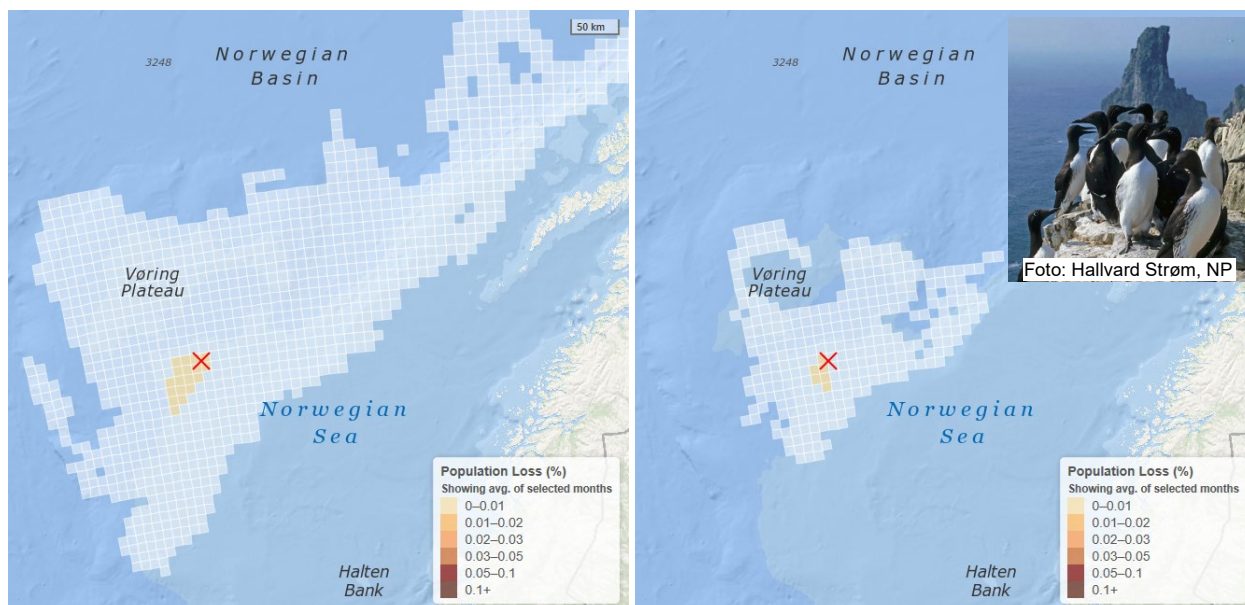
Månedlig gjennomsnittlig og maksimalt bestandstap for sjøfugl (arter med maksimaltap over 1 %) er vist i Figur 6-3. Maksimale bestandstap (den simuleringen som viste størst tapsandel) er på 2,2 % (lomvi i desember måned), mens gjennomsnittlige beregnede bestandstapene ligger under 0,2 % for alle arter i alle måneder.



**Figur 6-3** Gjennomsnittlige og maksimale månedlige bestandstap for sjøfugl som følge av utblåsning ved leteboring på Obelix Upflank.



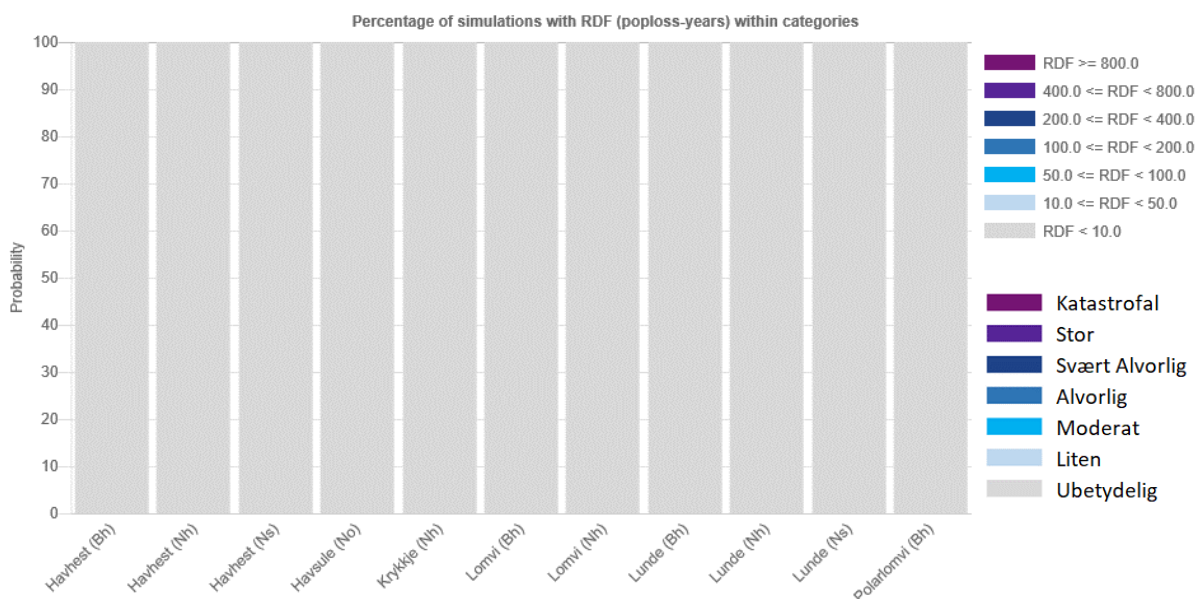
Figur 6-4 viser kart over hvor lomvi (hekkende i Norskehavet) kan bli påvirket ved utblåsning. 95-persentil av høyeste påvirkning på 0,03 % bestandstap er vist sammen med forventet påvirkning (50-persentil) som er på 0,001 % bestandstap.



**Figur 6-4** Beregnet bestandstap for lomvi (hekkende i Norskehavet) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. 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 4-3). Sannsynlighet for ulike miljøskader er vist i Figur 6-5 og viser 100 % sannsynlighet for ubetydelig konsekvens for sjøfuglartene.

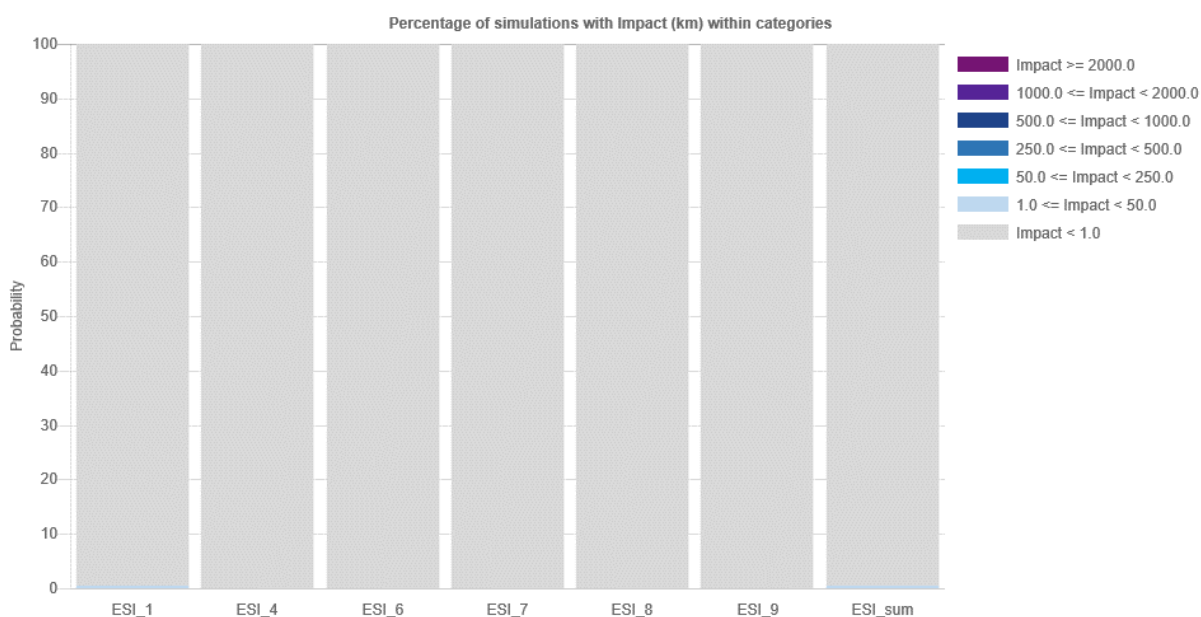




Figur 6-5 Sannsynlighet for ulike miljøskader for sjøfugl og sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank.

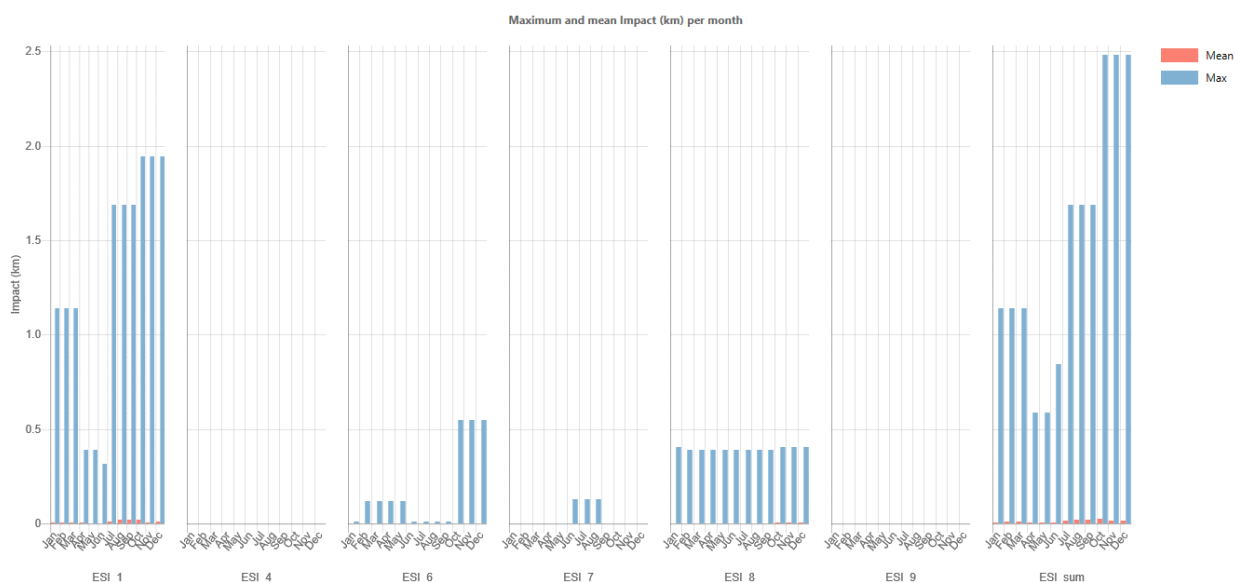
## 6.2 Konsekvenser for kyst og strand

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 6-6 og viser en samlet sannsynlighet på 99,6 % for at påvirkningen ved en utblåsning fra Obelix Upflank er på mindre enn 1 km. Det er da 0,4 % sannsynlighet for 1-50 km påvirkning på strandfauna.



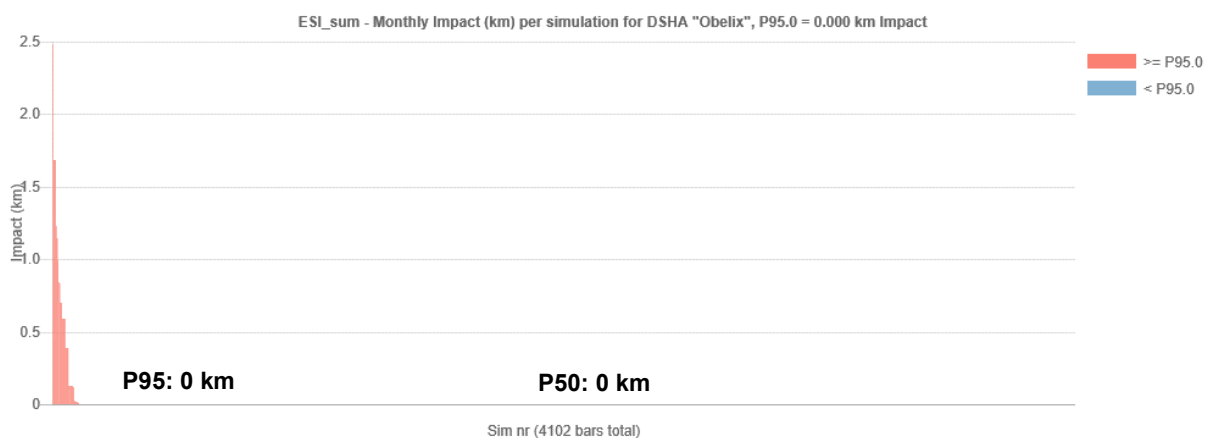
Figur 6-6 Sannsynlighet for påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. ESI 1 – eksponert strandberg, ESI 4 – sandstrand, ESI 6 - blokkstrand, ESI 7 – eksponert tørrfall, ESI 8 -. beskyttet strandberg og ESI 9 – beskyttet tørrfall.

Gjennomsnittlig og maksimal månedlig påvirkning på strandfauna for ulike ESI strandtyper og samlet for alle ESI er vist i Figur 6-7 og viser en maksimal påvirkning på inntil 2,5 km i oktober-desember. Gjennomsnittlig påvirkning er helt marginal (<0,1 km påvirket strandfauna).



**Figur 6-7** Gjennomsnittlige og maksimal månedlig påvirkning av strandfauna (ulike ESI klasser) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank

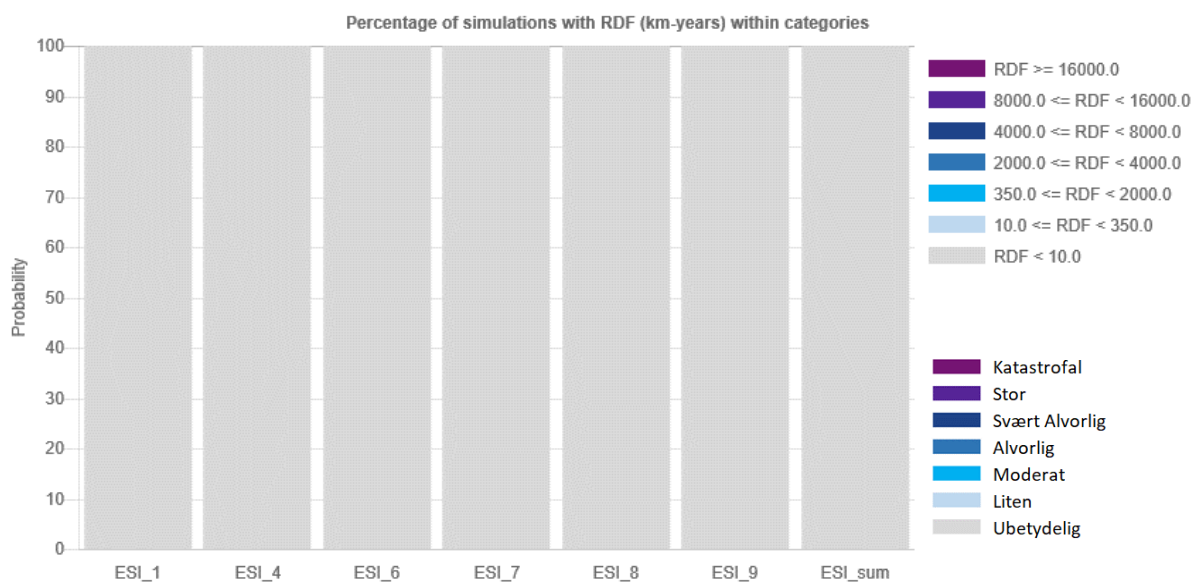
95-persentil største påvirkning på strandfauna er også på 0 km som vist i Figur 6-8 hvor kun 2 % av simuleringene ga stranding.



**Figur 6-8** Påvirkning av strandfauna med angivelse av 95- og 50-persentil verste utfall.

Det er ingen sannsynlighet for påvirkning av strandflora i beskyttede områder (ESI klasse 8 og 9) som følge av utblåsning ved avgrensingsbrønn Obelix Upflank.

Beregnet miljøskade for strandfauna (basert på ressurskedefaktoren RDF) er kategorisert i henhold til ERA Acute konsekvenskategorier (Tabell 4-3) og presentert under i Figur 6-10 og viser at det er 100 % sannsynlighet for *ubetydelig* konsekvens på strandfauna.

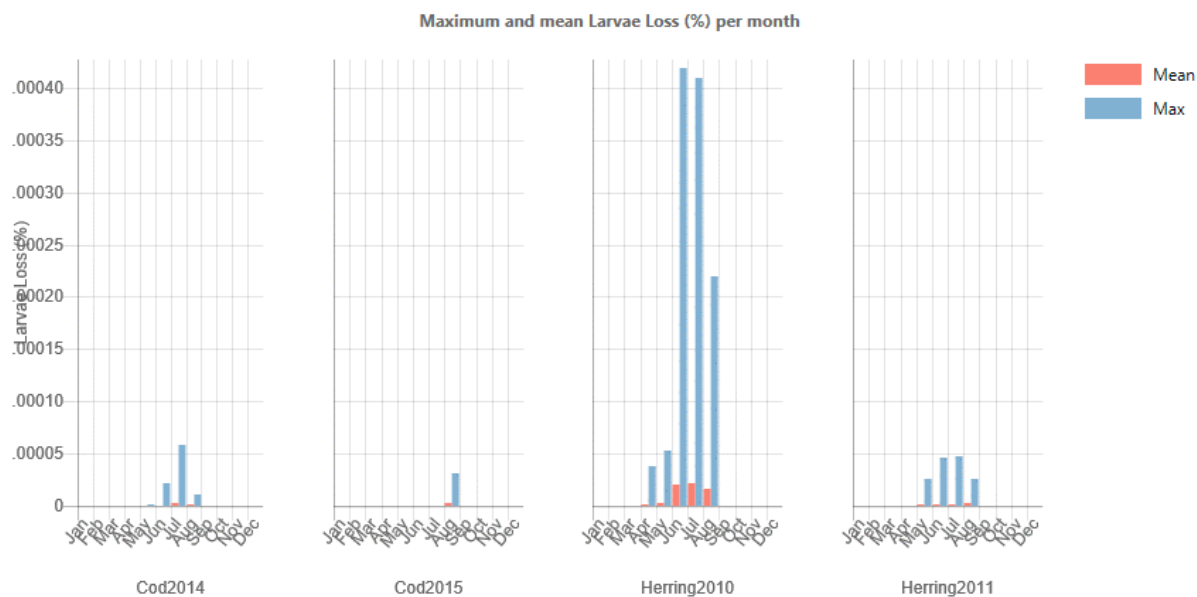


**Figur 6-9** Sannsynlighet for ulike miljøskader på strandfauna (øverst) og flora (nederst) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. Skade er vist for ulike ESI klasser og samlet for alle strandtyper.

### 6.3 Konsekvenser for fisk

Konsekvenser for fisk (sild og torsk) er beregnet med THC tilnærming, hvor man ser på maksimal tidsmidlet hydrokarbonkonsentrasjon i vannsøylen og beregner dødelighet på fiskeegg og -larver basert på disse THC-verdiene ved hjelp av en dose respons kurve med LC5 verdi (5 % dødelighet) på 58 ppb (NOROG, 2020). Larvetap oppsummeres pr. simulering og det beregnes deretter mulig påvirkning på gytebestandene ved hjelp av en populasjonsmodell i ERA Acute. Det er en populasjonsmodell for langt levende arter (med torsk som modellart) og en for kortlevende (tilpasset sild).

Det er ingen sannsynlighet for larvetap over 1 % for sild- eller torskelarver. Maksimale larvetap for sild (datasett fra 2010) er på marginale 0,004 % i juni/juli (Figur 6-10). Dette innebærer også at det kun er sannsynlighet for *ubetydelig* konsekvens for sild og torsk som følge av utblåsning fra avgrensingsbrønn Obelix Upflank.



**Figur 6-10** Gjennomsnittlige (rød søyle) og maksimale (blå søyle) månedlige larvetap (%) for torsk- og sildelarver ved utblåsning fra Obelix Upflank.

## 6.4 Månedlig miljøskade gitt en utblåsning

For sjøfugl er det kun sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade for alle sjøfuglbestander i alle måneder (Tabell 6-1).

Konsekvenskategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Liten												
Moderat												
Alvorlig												
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

**Tabell 6-1** Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for sjøfuglbestander gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Obelix Upflank.

For strandfauna og strandflora er det også kun sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade gjennom alle årets måneder (Tabell 6-2)

Konsekvenskategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %	100.0 %
Liten												
Moderat												
Alvorlig												
Svært alvorlig												
Stor												
Katastrofal												

**Tabell 6-2** Månedlig fordeling på konsekvenskategorier for strandfauna gitt en utblåsning i tilknytning til leteboring på Obelix Upflank.

For fisk er det også kun sannsynlighet for *ubetydelig* miljøskade gjennom hele året.

## 6.5 Miljørisiko

Figur 6-14 viser 100 % sannsynlighet for *Ubetydelig* miljøkonsekvens på sjøfugl gitt en utblåsning fra Obelix Upflank. Risikoen ligger i grønt område i Equinors risikomatrixe.

Sjøfugl	Miljøkonsekvens	Sannsynlighet							
		<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
	Ubetydelig (1-2)			100.0 %					
	Liten (3)								
	Moderat (4)								
	Alvorlig (5)								
	Svært Alvorlig (6)								
	Stor (7)								
	Katastrofal (8)								
	Ekstrem (9)								

**Figur 6-11** Miljørisiko for sjøfugl/sjøpattedyr som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0246 % pr år ( $2,46 \times 10^{-4}$ ) og plottet med hvitt symbol i risikomatrixen.

Tilsvarende viser miljørisiko for strandfauna kun sannsynlighet for *Ubetydelig* konsekvens (Figur 6-17) gitt en utblåsning fra Obelix Upflank. Risikoen ligger i grønt område i risikomatrixen.

Strandfauna	Miljøkonsekvens	Sannsynlighet							
		<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
	Ubetydelig (1-2)			100.0 %					
	Liten (3)								
	Moderat (4)								
	Alvorlig (5)								
	Svært Alvorlig (6)								
	Stor (7)								
	Katastrofal (8)								
	Ekstrem (9)								

**Figur 6-12** Helårlig miljørisiko for strandfauna som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0246 % pr år ( $2,46 \times 10^{-4}$ ) og plottet med hvitt symbol i risikomatrixen.

Miljørisiko for fisk er vist i Figur 6-18 og viser også 100 % sannsynlighet for *Ubetydelig* konsekvens. Risikoen ligger i grønt område i Equinors risikomatrixe.

Sild	Miljøkonsekvens	Sannsynlighet							
		<0,001%	0,001-0,01%	0,01-0,1%	0,1-1%	1-5%	5-25%	25-50%	>50%
	Ubetydelig (1-2)			100.0 %					
	Liten (3)								
	Moderat (4)								
	Alvorlig (5)								
	Svært Alvorlig (6)								
	Stor (7)								
	Katastrofal (8)								
	Ekstrem (9)								

**Figur 6-13** Helårlig miljørisiko for fisk som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. Sannsynlighet for ulike miljøkonsekvenser er angitt med prosent gitt en utblåsning med sannsynlighet på 0,0246 % pr år ( $2,46 \times 10^{-4}$ ) og plottet med hvitt symbol i risikomatrixen.

Høyeste konsekvensnivå med sannsynlighet over  $10^{-6}$  pr. år er oppsummert i Figur 6-19 for alle ressursgrupper (sjøfugl og marine pattedyr, strandflora/fauna og fisk). Figuren viser risiko i *Ubetydelig* miljøkonsekvens for alle ressursgrupper og risikoene ligger i grønt område i Equinors risikomatrixe.

Konsekvens	SANNSYNLIG HET / returperiode	> 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
1/									
2/ Ubetydelig			O V K						
3/ Liten									
4/ Moderat									
5/ Alvorlig									
6/ Svært Alvorlig									
7/ Stor									
8/ Katastrofal									
9/ Ekstrem									

Figur 6-14 Helårlig miljørisiko for sjøoverflate (O), kyst og strand (K) og vannsøyle (V) som følge av utblåsning fra leteboring på Obelix Upflank. Kun frekvenser over  $10^{-6}$  nivå er tatt med i matrisen.

## 7 REFERANSER

- Acona, Akvaplan-niva og DNV GL, 2020, Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser ved bruk av OSCAR – beste praksis.
- 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, 2021. <http://www.artsdatabanken.no>. Nasjonal kunnskapskilde for biologisk mangfold. Norske Rødliste for arter 2021.
- Equinor; 2021. RM-100 matrise. Oppdatert risikomatrise oversendt DNV på epost 30.08.2021.
- Equinor, 2022. Blowout scenario analysis, 6605/1-2 Obelix Upflank well. Date: 01.04.2022.
- Fauchald, P., Tarroux, A., Amélineau, F., Sandøy Bråthen, V., Descamps, S., Ekker, M., Helgi Helgason, H., Merkel, B., Moe, B., Åström, J., Anker-Nilssen, T., Bjørnstad, O., Chastel, O., Christensen-Dalsgaard, S., Danielsen, J., Daunt, F., Dehnhard, N., Erikstad, K.E., Ezhov, A., Gavrilov, M., Hallgrímsson, G.T., Hansen, E.S., Harris, M., Helberg, M., Jónsson, J.E., Kolbeinsson, Y., Krasnov, Y., Langset, M., Lorentsen, S.H., Lorentzen, E., Newell, M., Olsen, B., Reiertsen, T.K., Systad, G.H., Thompson, P., Thórarinnsson, T.L., Wanless, S., Wojczulanis-Jakubas, K., and Strøm, H. 2021. Year-round distribution of Northeast Atlantic seabird populations: applications for population management and marine spatial planning. Mar. Ecol. Prog. Ser. Vol. 676: 255-276.
- 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.
- SINTEF, 2008. Ormen Lange Kondensat – Egenskaper og forvitring på sjøen relatert til beredskap. SINTEF rapport nr. F7031.
- 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.



## APPENDIX A

### Blowout scenario analysis

---



# **Blowout scenario analysis, 6605/1-2 Obelix Upflank well**

<p><b>Title:</b></p> <p><b>Blowout scenario analysis, 6605/1-2 Obelix Upflank well</b></p>		
<p>Document no.:</p> <p><b>ST-22009</b></p>	<p>Contract no.:</p>	<p>Project:</p> <p><b>6605/1-2 Obelix Upflank</b></p>

<p>Classification:</p> <p><b>Internal</b></p>	<p>Distribution:</p>
<p>Expiry date:</p>	<p>Status:</p> <p><b>Final</b></p>

<p>Distribution date:</p> <p><b>01.04.2022</b></p>	<p>Rev. no.:</p> <p><b>0</b></p>	<p>Copy no.:</p>
--	----------------------------------	------------------

<p>Author(s)/Source(s): Bente Røiland Stiegler</p>	
<p>Subjects: Blowout frequency, rate and duration for the 6605/1-2 Obelix Upflank well</p>	
<p>Remarks:</p>	
<p>Valid from:</p>	<p>Updated:</p>
<p>Responsible publisher:</p>	<p>Authority to approve deviations:</p>

<p>Prepared by (Organisation unit / Name):</p> <p><b>TDI OG FOS SAPT ST/ Bente Røiland Stiegler</b></p>	<p>Date/Signature:</p> <p style="text-align: center;"><u>X</u></p>
<p>Responsible (Organisation unit/ Name):</p>	<p>Date/Signature:</p> <p style="text-align: center;"><u>X</u></p>
<p>Recommended (Organisation unit/ Name):</p> <p><b>TDI OG FOS SAPT ST/ Mette Roland</b></p>	<p>Date/Signature:</p> <p style="text-align: center;"><u>X</u></p>
<p>Approved by (Organisation unit/ Name):</p>	<p>Date/Signature:</p> <p style="text-align: center;"><u>X</u></p>

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

---

## Summary

This analysis presents the assessment of blowout frequency, rate, and duration for the 6605/1-2 Obelix Upflank appraisal well. The analysis is based on input from the Obelix Upflank project, available blowout statistics and internal guidelines.

Maximum probable duration is 77 days with a 0,8 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 6 days and for seabed releases it is 19 days. The weighted blowout rate for the main-bore and for the side-track it is calculated to 600 Sm<sup>3</sup>/d.

The blowout frequency for the appraisal well is expected to be  $1,23 \times 10^{-4}$ . The total frequency for the operation, including the side-track as a separate well, at the 6605/1-2 Obelix Upflank location is  $2,46 \times 10^{-4}$ .

## 1 Introduction

To verify whether existing local Environmental Impact Statement (EIS) is valid for the 6605/1-2 Obelix Upflank appraisal 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 is 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 [3] and the following:

- Statistics for blowout and well leak frequencies [1]
- Input from Obelix Upflank project, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI OG FOS SAPT ST and in dialogue with Obelix Upflank 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 6605/1-2 Obelix Upflank well is in the Vøringsbassenget, with ED50 coordinates 66°50' 16.7" N, 5°03' 11.9" E (block 6605/1-2). For the drilling, a semi-sub rig on DP will be used. Water depth is about 1190m. The GOR is estimated to 12848 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>.

**Table 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, 6605/1-2 Obelix Upflank**

Parameter	Value
Surface location (coordinates in ED50 datum)	66°50' 16.7" N, 5°03' 11.9" E
Distance to shore (km)	~330 km
Name of oil (with valid weathering study)	Ormen Lange 2008
Expected condensate density at surface conditions (kg/m <sup>3</sup> )	777
Gas density/gravity (sg)	0.66
Casing or liner design	Liner design (13 3/8" casing and 9 5/8" liner)
ID of surface casing (in)	31,3 cm (13 3/8" P-110, Vam 21 CWD)
OD of drill string (in)	12,7 cm (5" DP)
Water depth (m)	~ 1190m TVD MSL
Estimated time for drilling (month)	September/October
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5 years)? Distances (km)?	6604/5-1Balderbrå, 35km (SW) 6604/5-2 SBalderbrå, 33km (SW) 6604/6-1Gullstjern, 27km (S)

### 3.3 Assumptions/limitations

The Obelix Upflank appraisal well is planned as a main-bore well and side-track well drilling into the reservoir in both drilling sequences. This is assumed to double the blowout frequency, as each well count as a separate well.

The blowout rate for these wells are assumed to be the same and is based on a coarse estimate giving one rate for surface and one rate for seabed Tripping scenario. These rates are also in this BSA used for Top penetration and Drilling ahead scenarios.

## 4 Blowout probabilities and scenarios

### Frequency

The 6605/1-2 Obelix Upflank well is assumed by the project to be a "normal pressure well", as well as an appraisal well, with a main-bore and a side-track. As the GOR is 12848 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>, the well is defined as a gas well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of 1,23x10<sup>-4</sup> per year.

A rig on DP 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 10 % and 90 % in order of appearance. This results in the following probabilities pr. well:

- $P(\text{blowout with surface release}) = 0,10 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 1,23 \cdot 10^{-5}$
- $P(\text{blowout with seabed release}) = 0,90 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 1,11 \cdot 10^{-4}$

For the total operation of drilling the main bore and the side-track at the 6605/1-2 location is conservatively assessed to be:

- $P(\text{blowout with surface release}) = 0,10 \cdot 2 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 2,46 \cdot 10^{-5}$
- $P(\text{blowout with seabed release}) = 0,90 \cdot 2 \cdot 1,23 \cdot 10^{-4} = 2,21 \cdot 10^{-4}$

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

### 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 ref. [3] a 60/40 % distribution between full and restricted flow is recommended. However, due to lack of rates for cases with restricted flow, this is not applied in this BSA.

## 5 Blowout rates

In the table below, relevant distribution parameters and the originally calculated blowout rates [4] are given, in addition to the weighted blowout rate, for both Main-bore and Side-track wells. The values are given for surface and seabed releases. The rates are expected to be in the same range for both the main-bore and the side-track.

**Table 2 Blowout rates – initial and weighted for the Main-bore**

Section	Scenarios	Blowout rates (Sm <sup>3</sup> /d)	
		No restrictions	
		Surface	Seabed
8 ½"	Tripping	708	599

Using the distribution 10 % / 90 % for surface /seabed releases for a rig on DP (ch.4), the total weighted rate is estimated to 600 Sm<sup>3</sup>/d.

## 6 Blowout duration, 6605/1-2 Obelix Upflank 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**

	$\alpha$	$\beta$	Asymptote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,70	3,00	0,60
CapSubsea	0,70	6,00	0,45
ReliefWell <sup>1</sup>	15	80	1

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

#### 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 vertical well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

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

	Min <sup>*)</sup>	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	33	38	44	
4- Geo magnetic steering into the well	7	12	20	Vertical well
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	45,5	61	83	

##### 6.4.2 Capping stack information for Obelix Upflank well

Based on the information provided by the project [4] and the methodology in [3], the probability of being outside of technical spec for using a capping stack is assessed too high. This is mainly due to the high GOR, which, in combination with the present blowout rate, exceeds the technical specification/limitations for use of capping stack.

##### 6.4.3 Calculated blowout duration using relief well

The probability distribution in Table 5 is constructed by a combination of the well specific input for relief well drilling in Table 4, together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms coning and bridging.

**Table 5 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	34,4 %	25,1 %	42	0,0 %	0,6 %
2	13,3 %	11,1 %	49	0,0 %	0,4 %
5	18,0 %	17,3 %	56	0,0 %	0,9 %
7	11,3 %	6,3 %	63	0,0 %	9,6 %
10	11,0 %	6,0 %	70	0,0 %	9,7 %
14	4,0 %	4,7 %	77	0,0 %	0,8 %
21	4,4 %	4,3 %			
28	3,5 %	2,1 %			
35	0,0 %	1,1 %			

**Table 6 Weighted duration**

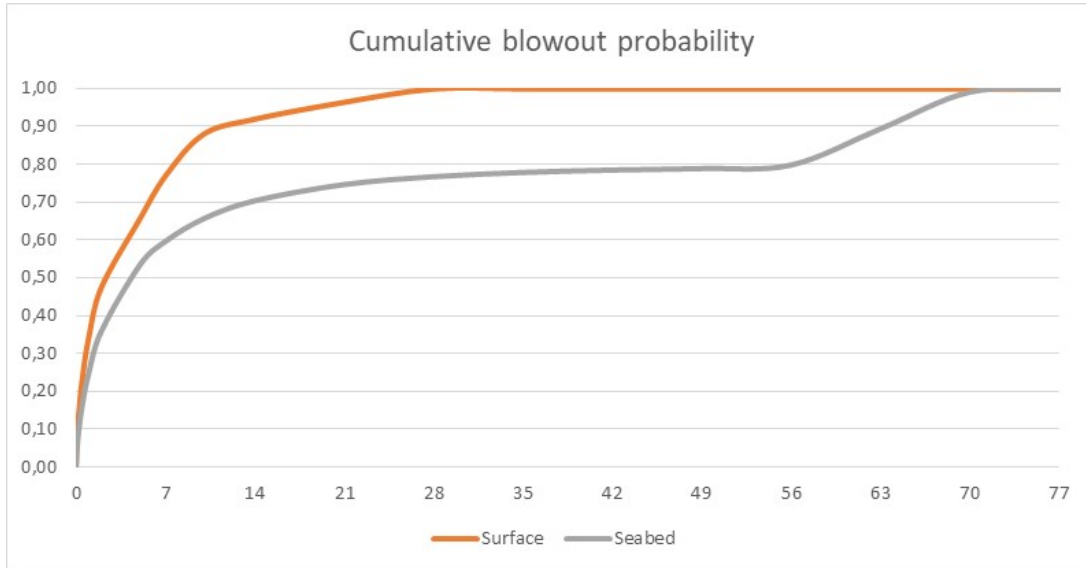
Surface				Seabed				
Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability	Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability	
1	1 to 2 days	1,278	48 %	1	1 to 2 days	1,307	36 %	
2	5 to 7 days	5,773	29 %	2	5 to 7 days	5,530	24 %	
3	10 to 21 days	13,330	19 %	3	10 to 42 days	18,046	19 %	
4	28 days	28,000	4 %	4	49 to 63 days	61,907	11 %	
				5	70 to 77 days	70,523	10 %	
<b>Sum weighted surface duration</b>				<b>5,883</b>	<b>Sum weighted seabed duration</b>			
					<b>19,325</b>			

As presented in Table 5, the maximum blowout duration is 28 days for surface and 77 days for seabed release, while Table 6 indicates a weighted duration of 6 and 19 days for surface and seabed releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.

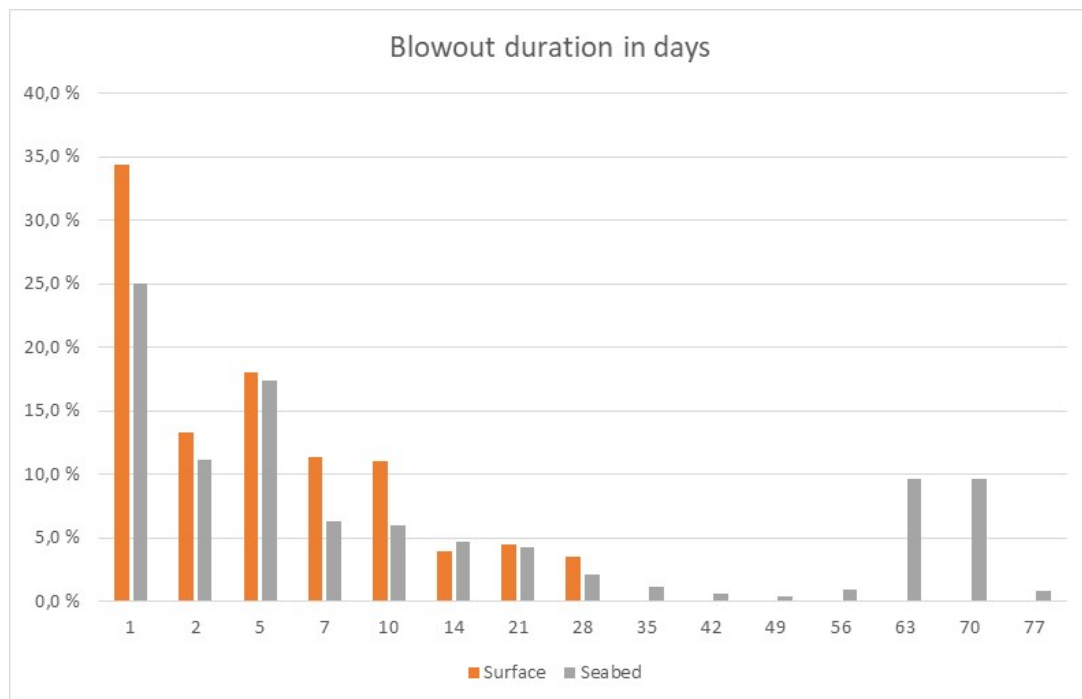
Doc. No.

Valid from:

Rev. no.



**Figure 1 Blowout duration described by cumulative distributions**



**Figure 2 Blowout duration described by probability distributions**

## 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. With blowout rates only from the tripping scenario, with no restrictions, the weighted blowout rate is rather conservative.

## 8 Summary

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given.

The blowout frequency for the appraisal well is expected to be  $1,23 \times 10^{-4}$ . The total frequency for the operation, including the side-track as a separate well at the 6605/1-2 Obelix Upflank location, is  $2,46 \times 10^{-4}$ .

The weighted blowout rate for the main-bore and for the side-track it is calculated to  $600 \text{ Sm}^3/\text{d}$ .

Maximum probable duration is 77 days with a 0,8 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 6 days and for seabed releases it is 19 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 Obelix Upflank project in "Exploration input scheme Obelix Upflank BSA and ERA input"
5. NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014





## **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.