

# RAPPORT

### Stokastisk oljedriftsimulering og miljørisikoanalyse for letebrønn 6307/1-2 JDE

En analyse for Equinor ASA





#### Godkjenningstabell

Rapporttittel:								
Stokastisk oljedriftsimulering og miljørisikoanalyse for letebrønn 6307/1-2 JDE								
Kunde:	Kundekontakt:							
Equinor ASA	Gisle Vassenden							
Utført av:	Signatur:							
Christophe Bernard	Christophe Bernard							
Christopher Haakon Strutz	Christopher Haakon Strutz							
Kontrollert av:	Signatur:							
Julie Damsgaard Jensen	Julie Damsgaard Jensen							
Versjon:	Dato:							
Versjon-02	16.03.2023							
IKM-Aconas prosjektnummer:								
820409								
Referer til denne rapporten som:								
IKM Acona AS 2023. Stokastisk oljedriftsimulering og	miljørisikoanalyse for letebrønn 6307/1-2 JDE. En							
analyse for Equinor ASA. Versjonsdato: 16.03.2023. IKM	A Aconas prosjektnummer: 820409. www.acona.com.							



#### Versjonshistorikk

Versjon / Dato	Beskrivelse av endring:
VERSJON-01	
14.03.23	Utkast til kunden, for gjennomlesning og tilbakemelding
VERSJON-02	
16.03.23	Oppdatert i henhold til kommentarer fra kunde. Lagt inn kapittel,
	5.1.6 om koraller.



#### Teknisk sammendrag av miljørisikoanalyse for letebrønn 6307 /1-2 JDE

IKM Acona AS gjennomført har miljørisikoanalyse for letebrønn 6307/1-2 JDE i Norskehavet (Figur 1). Analysen er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17) og Metode for miljørettet risikoanalyse (ERA Acute). Den baserer seg på stokastiske oljedriftssimuleringer utført i henhold til Beste Praksis for oppsett og utførelse av oljedriftsimuleringer til bruk i miljørisikoanalyser.

Det er boretidsbegrensninger i området i perioden 1. april til 31. august.

Brønnen er planlagt boret med en halvt nedsenkbar borerigg. Den definerte fare- og ulykkeshendelsen (DFU) som er lagt til grunn for analysene er en utblåsning av Njord olje. Njord er en parafinsk råolje med en høy andel mettede hydrokarboner og relativt lav tetthet. Oljen har relativt høyt



Figur 1. Lokasjon for letebrønn 6307 / 1-2 JDE.

voksinnhold, men relativt lavt asfalteninnhold. Njord har medium fordampning, relativt høy viskositet, og relativt lavt stivnepunkt.

Sannsynligheten for en oljeutblåsning under boring er 1.2E-04 (0.012 %). Dette tilsvarer en utblåsning for ca. hver 8 333 brønn som bores.

#### Hvilket område vil bli berørt av en oljeutblåsning fra 6307/1-2 JDE?

Korteste avstand til land er ca. 62 km; til Frøya utenfor Trøndelag.

Ved stokastiske oljedriftssimuleringer kan man definere influensområder. Dette er et statistisk bilde av den romlige fordelingen av olje basert på de enkelte oljedriftsimuleringene. Området beregnes ved at man legger de enkelte oljedriftene oppå hverandre og trekker ut alle kartruter som har mer enn 5 % sannsynlighet for å bli truffet av olje over en gitt grenseverdi.

Grenseverdiene for sjøoverflaten (sjøfugl og sjøpattedyr) er 2 mikrometer, for strandlinje 1 tonn olje per  $10 \times 10$  km kartrute og grenseverdien for vannsøylen (fiskeegg og – larver) er 58 ppb total oljekonsentrasjon.

Resultatene er presentert for to sesonger: vinter (september-februar) og sommer (mars-august).

Influensområder for olje på sjøoverflaten er vist i Figur 2. Områder med mer enn 5%, 10%, 20%, 50% og 70% sannsynlighet for olje over grenseverdien på 2 mikrometer er vist med ulike fargekoder. Influensområdet strekker seg utover **Metode:** Det er utført et statistisk representativt antall oljedriftsberegninger for utslippsrater fra 248 opptil 1312 m<sup>3</sup>/døgn og utblåsningsvarigheter fra 1.3 døgn opp til 63.7 døgn. Totalt er det simulert 12 000 mulige oljeutblåsninger.

Oljedriftsmodellen OSCAR (versjon 11.01) er benyttet med 4×4 km 3D strømdata (døgnmiddel) og 10x10 km vinddata (hver 3. time) for perioden 2010 -2019.



Norskehavet opp til utenfor Lofoten og Vesterålen. I vannsøylen er det opp til syv kartruter med mer enn 5% sannsynlighet for oljekonsentrasjoner over 58 ppb. Influensområde for olje på strandlinjen berører deler av kystlinjen langs Trøndelag og Nordland.

Gitt at en utblåsning finner sted er det beregnet sannsynligheter for stranding langs kysten på 99% i vinterhalvåret og 100% i sommerhalvåret. Oljens korteste drivtid til land og størst strandet mengde emulsjon, representert ved 95-persentiler, er hhv. 2.7 og 3 døgn og 1916 og 3055 tonn, for vinter og sommer. Syv av NOFOs prioriterte kystområder for oljevern har mer enn 5% sannsynlighet for stranding og kortere enn 20 dagers drivtid.



Figur 2. Influensområder for sjøoverflaten gitt en utblåsning i vinter- (venstre) og sommerhalvåret (høyre).



#### Hvilke miljøkonsekvenser kan en utblåsning fra letebrønnen gi?

Høyest beregnet miljøskade gjennom året for sjøpattedyr, sjøfugl, fisk og strand er illustrert i Tabell 1. Tabellen viser sannsynlighet for skade i den mest alvorlige (verste) miljøskadekategorien. Det er satt en grense på 1% betinget sannsynlighet (dvs. sannsynlighet forutsatt at en utblåsning eller uhellsutslipp har funnet sted) for hver skadekategori.

Lomvi og ærfugl er de mest berørte sjøfuglene, med gjennomsnittlig bestandstap på hhv. under 0.5 % og under 1%. Høyeste registrerte bestandstap for alle enkeltsimuleringene (P100) for alle VØKene

er ca. 15% (ærfugl, august). Det er utført kolonispesifikke analyser for de mest berørte sjøfuglkoloniene. Det er kolonien med lunde på Runde som viser høyeste tap, men med høyeste gjennomsnittlig tap beregnet til under 1%.

Larvetapet er svært lavt og gjennomsnittet for den mest berørte årsklassen og måneden er lavere enn 0.05 %. Overlappsanalysen viser at det er overlapp mellom influensområdene i vannkolonne og **Metode:** Bestandstap, larvetap, kilometer berørt strand, miljøskade og miljørisiko er beregnet vha. ERA Acute med programvare v. 1.1.2.5 (kjernekalkulator v. 2.11.6).

Det er analysert på ulike datasett som beskriver forekomsten av sjøfugl, sjøpattedyr, fisk og strandhabitat i området.

Hovedkilden til datasettene er fra SEATRACK/NINA, Havforskningsinstituttet og MRDB (marin ressursdatabase).

gyteområdene for vanlig uer i vårsesongen. Overlappet utgjør mindre enn 4 km<sup>2</sup> og under 0.01%.

For strandfauna er gjennomsnittlig berørt strandlengde for alle strandtyper 53 km, og for strandflora 2 km. For flora er det under 1% sannsynlighet for utslag i skadekategori alvorlig gjennom hele året. Strandfauna har under 1% sannsynlighet for svært alvorlig skade.

Miljørisikoen for den planlagte aktiviteten er vurdert som lav, og ligger i grønn risikosone i Equinors risikomatrise i tillatt boreperiode (september – mars) for alle undersøkte VØK-er.



Sjøfugl og sjøpattedyr	
------------------------	--

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	100	100	100							100	100	100
Liten				2	2	3	4	11	6			
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Bestand	Alle	Alle	Alle	Lomvi	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Alle	Alle	Alle

Strand

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												
Moderat												
Alvorlig	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Strandtype	fauna											

Tabell 1. Illustrasjon av høyest beregnet miljøskade for sjøfugl og sjøpattedyr (øverst) og strand (nederst) gitt en utblåsning ved 6307/1-2 JDE. Kun skade i den mest alvorlige (verste) skadekategorien med en betinget sannsynlighet over 1% per måned er vist.

SANNSYNLIGHET/	> 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 enn en gang hver 1.5 år
returperiode	< 0,001%	0,001 -0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1-5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
	<10 <sup>-5</sup>	10 <sup>-5</sup> -10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup> - 10 <sup>-2</sup>	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0, 5
1/ Ubetydelig			V					
2/ Ubetydelig								
3/ Liten			0					
4/ Moderat								
5/ Alvorlig	ĸ							
6/ Svært alvorlig								
7/ Stor								
8/ Katastrofal								
9/ Ekstrem								

Figur 3. Miljørisiko for sjøfugl, sjøpattedyr (O), strand (K) og fisk (V) for 6307/1-2 JDE. Miljørisikoen per naturressursgruppe er oppgitt for naturressursen med høyest gjennomsnittlig miljøskade i tillatt boreperiode.



## Technical summary of environmental risk analysis for exploration well 6307/1-2 JDE

IKM Acona AS has performed environmental risk analysis for exploration well 6307/1-2 JDE (Figure 1). The analysis is performed in accordance with the Management regulation (§17) and Metode for miljørettet risikoanalyse (ERA Acute). The environmental risk analysis is based on stochastic oil drift simulations in accordance with the document Best Practice for set up of oil drift simulations for standard environmental risk analysis.

There are drilling restrictions in the area in the period April  $1^{st}$  – August  $31^{st}$ .

The well is planned to be drilled with a semisubmersible rig. The defined situation of hazard and accident (DSHA) is a blowout with Njord



crude. Njord is a paraffinic oil with a high rate Figure 1. Location of exploration well 6307/1-2 JDE.

of saturated hydrocarbons and relatively low density. The oil has a medium rate of evaporation, relatively high content of wax, and a relatively low boiling point.

The probability of an oil blowout during drilling is 1.2E-04 (0.0012 %). This corresponds to one blowout per 8 333 drilled well.

#### Which areas may be affected by a blowout from 6307/1-2 JDE?

The shortest distance to the shoreline is approx. 62 km to Frøya in the county of Trøndelag.

Influence areas of oil drift can be defined by performing stochastic oil drift simulations. These are

statistical images of the special distribution of oil based on all the single simulations performed. The area is calculated by placing the single simulations on top of each other and extracting all map grid cells who have more than 5% probability of being hit by oil above a defined threshold value.

The threshold values are 2 micrometers for sea surface (sea birds and mammals), 1 tonne oil per  $10 \times 10$  km map cell for shoreline and 58 ppb total oil concentration for water column (fish egg and larvae).

The results are presented for two seasons: winter (September-February) and summer (March -August).

**Method:** A representative number of stochastic oil drift simulations have been performed for blowout rates from 248 to 1312  $m^3/d$  and durations from 1.3 to 63.7 days. A total of 12 000 blowouts have been simulated.

The oil drift model OSCAR (version 11.0.1) has been used with a 4x4 km 3D current data /daily mean) and 10x10 km wind data (every 3rd hour) from the period 2010 -2019.



The influence areas for oil on the sea surface are illustrated in Figure 2. Areas with more than 5%, 10%, 20%, 50% and 70% probability for oil above the threshold value (2  $\mu$ m) is illustrated with different colours.

The influence areas on the sea surface covers areas in the Norwegian Sea, up to Lofoten. In the water column, up to seven grid cells have oil concentrations above 58 ppb. The influence area for the shoreline affects map grid cells along the coastline of Trøndelag and Nordland.

Given a blowout, probabilities for stranding of oil along the coast has been calculated to 99% in the winter and 100 % during summer. The shortest drift time and largest amounts of stranded emulsion represented by the 95 percentiles, are 2.7 and 3 days and 1916 and 3055 tonnes, respectively during winter and summer. Seven NOFO prioritized areas for oil spill response have more than 5% probability of stranding and drift time shorter than 20 days.



Figure 2. Influence areas for the sea surface given a blowout during winter (left) and summer (right).



#### What are the environmental consequences of a blowout from the exploration well?

The highest calculated environmental damage during the year for sea mammals, seabirds, fish, and shoreline is illustrated in Table 1. The table shows damage in the most serious (worst) environmental

damage category. A limit of 1% conditional probability (i.e., probability if a blowout or accidental release has taken place) has been set for each damage category.

Common guillemot and Eider have the highest population loss of the seabirds, with an average loss of up to just under 0.5% (Common Guillemot) and approx. 1% (Eider). Maximum population loss calculated for all resources (P100) is approx. 15% (Eider, August). Colony-specific analyses for the most affected sea bird colonies has been performed. The results show under 1% average loss for the most affected colony, the Common guillemot colony of Runde. **Method:** Population loss, environmental damage and environmental risk is calculated with ERA Acute Software v. 1.1.2.5 (core calculator v. 2.11.6)

Data sets describing the presence of sea birds, marine mammals, fish, and shoreline habitats has been analysed.

The primary data sources are SEATRACK/NINA, Institute of Marine Research and MRDB (Marine Resource Database.

Average larval loss for the most affected species and month is under 0.05%. The influence area of oil in the water column overlaps with the spawning areas of Common catfish, but with only 4 km<sup>2</sup> overlap this represents under 0.01% of the total spawning area.

For shoreline fauna, the average influenced coastline length, is calculated to 53 km, and 2 km for shoreline flora. There is under 1% conditional probability for environmental damage categorized as *serious*, calculated for shoreline flora. Shoreline fauna has under 1% probability of *severe* damage.

The environmental risk for all analysed resources is within green sector in Equinor's risk matrix. The risk matrix is valid for the period when drilling is allowed (September – March).

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	100	100	100							100	100	100
Liten				2	2	3	4	11	6			
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Bestand	Alle	Alle	Alle	Lomvi	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Alle	Alle	Alle

Seabirds and sea mammals

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												
Moderat												
Alvorlig	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Strandtype	fauna											

Shoreline

Table 1. Illustration of the highest calculated environmental damage for seabirds and marine mammals (top) and shoreline habitat (bottom) given a blowout at the 6307/1-2 JDE exploration well. Only damage in the most serious (worst) damage category with a conditional probability above 1% per month is shown.

SANNSYNLIGHET/	> 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 enn en gang hver 1.5 år
returperiode	< 0,001%	0,001 -0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1-5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
	<10 <sup>-5</sup>	10 <sup>-5</sup> -10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup> -10 <sup>-2</sup>	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
1/ Ubetydelig			V					
2/ Ubetydelig								
3/ Liten			0					
4/ Moderat								
5/ Alvorlig	K							
6/ Svært alvorlig								
7/ Stor								
8/ Katastrofal								
9/ Ekstrem								

*Figure 3. Risk matrix for the most affected valuable ecosystem components in each resource group (compartment): surface (O), shoreline (K) and water column (V) for blowouts at 6307/1-2 JDE.* 



#### FORKORTELSER OG DEFINISJONER

- **ALARP** As low as reasonably practical: prinsipp som benyttes ved vurdering av risikoreduserende tiltak. Risikoreduserende tiltak skal implementeres med mindre den tilhørende kostnaden eller gjennomførbarheten er urimelig i forhold til risikoreduksjonen.
- **BA** Beredskapsanalyse for akuttutslipp av olje.
- **Barriere** Tekniske, operasjonelle og organisatoriske elementer som enkeltvis eller til sammen skal redusere muligheten for at konkrete feil, fare- og ulykkessituasjoner inntreffer, eller som begrenser eller forhindrer skader/ulemper.
- DFU Definerte fare- og ulykkeshendelser.
- **Eksempelområder for oljevern** Prioriterte kystområder forhåndsdefinert som dimensjonerende for oljevernberedskapen. Disse er karakterisert ved at de ligger i ytre kystsone, har høy tetthet av miljøprioriterte lokaliteter og som også på andre måter setter strenge krav til oljevernberedskapen.
- **ERA Acute** Metode for miljørisikoberegninger for akutte oljeutslipp.
- **ESI** Environmental Sensitivity Index. En indeks som rangerer strandlinjen i ti hovedklasser basert på hvor sårbar den vil være for olje. Rangeringen baserer seg på eksponering, biologisk produktivitet og sensitivitet, substrattype, helningsgrad og arbeidsomfang tilknyttet opprydding, strandsanering og restaurering. En rangering på 1 representerer strandhabitat (type) som er minst sårbare for olje (og 10 mest sårbar).

GOR Gass/oljerate.

- HI Havforskningsinstituttet.
- **Influensområde** Influensområdene for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje enn en viss grenseverdi i mer enn 5% enkeltsimuleringene. Influensområder viser ikke omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er en statistisk størrelse som er beregnet fra enkeltsimuleringer og som angir sannsynligheten for at en kartrute vil bli berørt av mer olje enn grenseverdien *forutsatt* at en utblåsning finner sted.
- **IUA** Interkommunalt Utvalg mot Akutt forurensning. Det interkommunale beredskapsamarbeidet som er delt inn i ulike IUA-regioner.
- MDir Miljødirektoratet.
- MEMW Marine Environmental Modelling Workbench. Programvarepakke fra SINTEF.
- **MRA (ERA)** Miljørisikoanalyse (Environmental Risk Analysis). Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
- NINA Norsk institutt for naturforskning.
- **NOFO** Norsk oljevernforening for operatørselskap.
- **NOROG** Norsk Olje og Gass (nå Offshore Norge). Forkortelsen OLF benyttes fremdeles for publikasjoner utgitt da organisasjonen het Oljeindustriens Landsforening.
- NORSOK Norsk sokkels konkurranseposisjon. Et samarbeidsprosjekt mellom aktørene i olje-



industrien og myndighetene, mest kjent for NORSOK-standardene.

- **OSCAR** Oil spill contingency and response. Modul for oljedriftsimuleringer i programvarepakken MEMW 11.0.1 fra SINTEF.
- PL Produksjonslisens.
- Ptil Petroleumstilsynet.
- **RDF** Ressursskadefaktor. Et mål på miljøskade som kombinerer effekt (f.eks. bestandstap) og konsekvens (f.eks. restitusjonstid).
- **Ressursskadefaktor** Et mål på miljøskade som kombinerer effekt (f.eks. bestandstap) og konsekvens (f.eks. restitusjonstid).
- **Restitusjonstid** Tiden det tar fra et oljeutslipp skjer og til restitusjon er oppnådd. Restitusjon er oppnådd når bestanden eller habitatet er tilbake på tilnærmet samme nivå som før oljeutslippet.
- **SEAPOP** (avledet fra engelsk seabird populations) er et overvåkings- og kartleggingsprogram for norske sjøfugler.
- **SEATRACK** (modul av SEAPOP) Overvåkingsprogram for kartlegging av arealbruk utenfor hekkesesongen for norske sjøfuglbestander og bestander fra våre naboland som kommer inn i norske havområder.
- **Skadekategorier** Kategorisering av miljøskader i MRA analyser på grunnlag av ressursskadefaktor.
- **SVO** Særlig verdifulle områder.
- **THC** Total Hydrocarbon Concentration. Total mengde hydrokarbon inkluderer både dispergert olje og løste komponenter.
- **Vektet utblåsningsrate/-varighet** Sannsynlighetsvektet gjennomsnitt av hhv. utblåsningsrate og -varighet.
- **VØK** Verdsatt økosystemkomponent. En bestand og/eller et habitat som oppfyller et sett spesifikke definisjoner og prioriteringskriterier.

Innhold



Innhold

Go	Godkjenningstabell 2								
Ve	rsjoi	nshistorikk	3						
Sa	mme	endrag	4						
Su	mm	ary	8						
Fo	rkor	telser og definisjoner	12						
In	Innhold 15								
1	Intr	oduksjon	16						
	1.1	Planlagt aktivitet	16						
		1.1.1 Definert fare- og ulykkeshendelse	18						
	1.2	Oljens forvitringsegenskaper	18						
	1.3	Risikomatrise	19						
2	Om	rådebeskrivelse	20						
3	Met	oder	23						
	3.1	Oljedriftsimuleringer	23						
	3.2	Miljørisikoanalyse	23						
		3.2.1 Verdsatte økosystemkomponenter	26						
4	Res	ultater fra oljedriftsimulering	28						
	4.1	Influensområder	28						
		4.1.1 Illustrasjon av en enkeltsimulering	31						
	4.2	Strandingsstatistikk	34						
5	Res	ultater for miljørisikoanalyse	36						
	5.1	Miljøskade	36						
		5.1.1 Resultater for sjøfugl på åpent hav	36						
		5.1.2 Resultater for sjøfugl ved kysten	39						
		5.1.3 Resultater for sjøpattedyr	42						
		5.1.4 Resultater for fisk	44						
		5.1.5 Resultater for strandhabitat	45						
		5.1.6 Koraller og annen bunnfauna	52						
	5.2	Miljørisiko	53						



Re	eferanseliste	62
A	Vedlegg: Resultater	63
	A.1 Strandingsstatistikk for prioriterte områder	63
B	Vedlegg: Parametere benyttet i ERA Acute analysen	64
	B.1 Sjøfugl og sjøpattedyr	64
	B.2 Strandhabitat	67
	B.3 Fisk	68
	B.4 Oversikt geografiske bestander	71
	B.5 Blowout Scenario Analysis - JDE	72



#### 1 INTRODUKSJON

Denne rapporten er utarbeidet av IKM Acona AS, på oppdrag for Equinor ASA (heretter referert til som Equinor). Rapporten inneholder følgende analyser: (1) stokastiske oljedriftsimuleringer og (2) miljørisikoanalyse.

Analysene er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17), metode for miljørettet risikoanalyse (ERA Acute, Norsk olje og gass 2019) og dokumentet Beste Praksis for oljedriftsimuleringer utarbeidet for Offshore Norge (Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020).

#### 1.1 Planlagt aktivitet

Equinor planlegger å bore letebrønn 6307/1-2 JDE i produksjonslisens 1058 i Norskehavet. Korteste avstand til land er ca. 62 km, til Frøya utenfor kysten av Trøndelag. Havdypet på lokasjonen er 312 meter (MSL). Brønnen er en wildcat letebrønn og planlagt boret med en halvt nedsenkbar borerigg.

Det er boretidsbegrensninger i perioden 1. april til 31. august.

Brønnlokasjonen er vist i figur 1.1

Viktige inngangsdata for aktiviteten er presentert i tabell 1.1.

Parameter	Verdi
Breddegrad (WGS84 DMS)	$63^{\circ}$ 58' 16.597"
Lengdegrad (WGS84 DMS)	$7^{\circ}$ 07' 12.498"
Vanndybde (m)	312
Avstand til land (km)	62
Oljetype	Njord 1997
Oljetetthet (kg/m³)	836
GOR (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	139
Tid for boring av avlastningsbrønn (d)	70
Sannsynlighetsfordeling top/sub (%)	0.25/0.75
Utblåsningsfrekvens	1.20E-04

Tabell 1.1: Viktige inngangsdata i miljørisikoanalysen for letebrønn 6307/1-2 JDE.





Figur 1.1: Beliggenheten til letebrønn 6307/1-2 JDE og omkringliggende felt.

#### 1.1.1 Definert fare- og ulykkeshendelse

Den definerte fare- og ulykkeshendelsen (DFU) som legges til grunn for analysene er en utblåsning, karakterisert av tre ulike statistikker: (1) sannsynligheten (frekvensen) for en utblåsning, (2) sannsynlighetsfordelingen mellom sjøbunns- og overflateutblåsning, og (3) sannsynlighetsfordeling av utblåsningsrater og -varigheter.

Rate- og varighetsfordelingene benyttet i analysene er vist i tabell 1.2. Dataene er aggregert fra rate- og varighetsmatrisen i utblåsningsstudiet (Equinor 2023) ihht. Beste Praksis for oppsett av stokastiske oljedriftsimuleringer for bruk i miljørisikoanalyser (Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020).

Sannsynligheten for utblåsning fra en wildcat letebrønn er 1.20E-04 (iht. Equinors utblåsningsstudie). Gitt at en utblåsning finner sted, er sannsynlighetsfordelingen mellom sjøbunnsog overflateutblåsning hhv. 0.75 og 0.25.

Vektet utblåsningsrate og -varighet for en utblåsning (overflate- og sjøbunn) er hhv.  $656 \text{ Sm}^3/\text{d}$  og 14.4 dager. Vektet utblåsningsrate og -varighet er hhv.  $763 \text{ Sm}^3/\text{d}$  og 14.2 dager for overflateutblåsning og  $620 \text{ Sm}^3/\text{d}$  og 14.5 dager for sjøbunnsutblåsning.

Lengste varighet som er benyttet i modelleringen er 64 døgn. Dette er vektet varighet av den høyeste varighetsgruppen (63-70 dager) i utblåsningsstudiet.

Tabell 1.2: Rate- og varighetsmatris	sen for utblåsninger ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Dataene
er aggregert fra rate- og varighetsmat	trisen oppgitt i Equinor (2023).

Utslip	ospunkt	Ra	Sannsynlighet for varighet (dager)					
Dybde	Sanns. (%)	Sm3/døgn	Sanns. (%)	1.3	5.5	24.9	56	63.6
Overflate	25	321	30	48	22	17	9	5
Overflate	25	673	16	48	22	17	9	5
Overflate	25	832	24	48	22	17	9	5
Overflate	25	1,023	12	48	22	17	9	5
Overflate	25	1,312	18	48	22	17	9	5
				2.5	10.2	24.7	50.6	63.7
Sjøbunn	75	248	30	54	18	14	12	3
Sjøbunn	75	606	40	54	18	14	12	3
Sjøbunn	75	972	12	54	18	14	12	3
Sjøbunn	75	1,034	18	54	18	14	12	3

#### 1.2 OLJENS FORVITRINGSEGENSKAPER

Njord 1997 beskrevet av SINTEF (2002) er valgt som referanseolje for letebrønnen 6307/1-2 JDE. Referanseoljen er valgt på bakgrunn av områdenærhet og at et potensielt oljefunn antas å ha lignende fluidegenskaper.



Njord er en parafinsk råolje med en høy andel mettede hydrokarboner og relativt lav tetthet. Oljen har relativt høyt voksinnhold (6.4 vekt %), men relativt lavt asfalteninnhold (0.3 vekt %). Njord har medium fordampning (i størrelsesorden 22 til 32 % innen ett døgn avhengig av vindforhold), relativt høy viskositet, og relativt lavt stivnepunkt.

#### 1.3 RISIKOMATRISE

Aktiviteten ved JDE er vurdert ved hjelp av Equinors risikomatriser i kapittel 5.2. I ERA Acute er det anbefalt å benytte ressursskadefaktoren (RDF) som mål på miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko. Enheten for RDF er bestands-år og km-år.

En risikomatrise er et diagram for å oppsummere og beskrive risiko i to dimensjoner (figur 1.2). Skadekategorien er oppgitt på y-aksen og tilhørende sannsynlighet for skaden på x-aksen. Sannsynligheten for skaden er frekvensen til hendelsene (DFU-ene) multiplisert med sannsynlighet for at skaden oppstår, gitt at hendelsen har funnet sted.

Fargeforklaring til Equinors risikomatrise er som følger:

- 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-prinsippet (As Low as Reasonably Practible), BAT-prinsippet (Best Available Technology) e.l.
- GRØNN: Risiko er innenfor toleransegrensen og risikoreduserende tiltak er normalt sett ikke nødvendig. ALARP-prinsippet gjelder også her.

	Økende sannsynlighet>									
de										
ska										
ili ø										
eπ										
end										
ð										
- V										

Figur 1.2: Illustrasjon av Equinor sin risikomatrise.



#### 2 Områdebeskrivelse

I dette kapittelet følger en beskrivelse av viktige områder for verdsatte økosystemkomponenter (VØK) som kan være sårbare ved oljeutslipp ved JDE. Områdene er vist i kart i figur 2.1. Se forøvrig beskrivelse av verdifulle og sårbare områder i Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene (Klima- og miljødepartementet 2020).

EGGAKANTEN Eggakanten angir grensen mellom kontinentalsokkelen og dyphavet og inkluderer kontinentalskråningen. Området er definert som SVO-område i Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene. Avstanden til kysten varierer betraktelig, og Eggakanten ligger nærmest norskehavskysten i Sunnmøre og utenfor kysten av Vesterålen/Lofoten og Andøya. Atlanterhavsstrømmen og kyststrømmen bringer opp næringsrikt vann fra dyphavet langs kanten, noe som gir høy produksjon av plante- og dyreplankton. Området fungerer som transportområde for gyteprodukter og er et viktig beiteområde for bardehval, spermhval og pelagisk sjøfugl som alkefugl, havhest og krykkje. Dypvannsfisk som uer, snabeluer, blåkveite og vassild har gyteområder langs ulike deler av Eggakanten Blåkveite gyter i vintermånedene og uer gyter på våren (april til mai). Vassild har også hovedgyting om våren, men gyter over en lenger tidsperiode enn de andre artene.

Eggekanten har høy tetthet av korallrev og svampsamfunn og kartlegging av havbunnen har avdekket at det kan finnes flere potensielt nye naturtyper og kandidater til ansvarsarter for Norge i området.

MØREBANKENE Mørebankene SVO er hovedgyteområde for norsk vårgytende sild og svært viktig gyteområde for nordøstarktisk torsk og nordøstarktisk sei. Om våren og sommeren er det stor tetthet av fiskelarver og -yngel på bankene noe som er avgjørende for hekkesuksessen til sjøfuglarter som lunde, lomvi og krykkje da disse artene i liten grad kan nyttiggjøre seg voksen fisk som matkilde. Spekkhogger er tilknyttet Mørebankene tidlig på våren, når silden gyter, og området er et viktig beiteområde for sjøfugl som beiter på pelagiske fiskearter.

Sandøy er et viktig kaste- og leveområde for steinkobbe (Henriksen, G. & Røv, N. 2004.).

FRØYA, FROAN OG SMØLA Øygruppen Froan er et av de viktigste marine verneområdene i Norge. Øygruppen består av Froan naturreservat og landskapsvernområde med tilhørende dyrelivsfredning. Området er svært viktig som hekke- og overvintringsområde for kystbundne sjøfuglarter, med blant annet flere store hekkekolonier av storskarv og teist. Både steinkobbe og havert har betydelige kastekolonier på øygruppa, og mer enn halvparten av Norges havertpopulasjon kaster ungene sine her. SVO-området inkluderer sokkelområdet, fra kysten og ut til og med Sularevet (Froan-Sularevet). Området er kandidatområde for nasjonal marin verneplan med formål å ta vare på verneverdier som er representative for den indre del av midtnorsk sokkel. Det er utarbeidet en egen forvaltningsplan for Froan. Området rundt Smøla inneholder flere viktige hekke- og overvintringsområder for kystbunden sjøfugl som toppskarv, storskarv,



ærfugl og sildemåke. Smøla inneholder også flere viktige kasteområder for steinkobbe og området er spesielt viktig i vinter- og vårsesongen.

HALTENBANKEN Bankområdet vest for Vikna i Trøndelag er spesielt viktig som gyte- og tidlig oppvekstområdet for norsk vårgytende sild og sei. Området er også et høyproduktivt retensjonsområde (oppsamlingsområde) for drivende fiskeegg og -larver. Bankområdet er også et viktig beiteområde for fugl som beiter på pelagiske fiskearter og danner derfor grunnlaget for et rikt fugleliv. Haltenbanken er SVO-område.

VIKNA OG SØMNA Vikna og Sømna er viktige hekke- og overvintringsområder for kystbundne sjøfugl. Områdene har hekkebestander av toppskarv, storskarv, ærfugl og måker. I hekkeperioden bruker de kystbundne artene havområdet opptil 60 km utenfor kysten som beiteområde, og området innenfor denne radiusen er således viktig og sårbart. Vikna-arkipelet og Sømna er også viktig for kystbundne arter i høst- (myteperiode) og i vårsesongen (trekk mot hekkeområder).

LOVUND OG LUNDEURA Naturreservatet i Lurøy kommune har sin største verdi tilknyttet lundekolonien i Lundeura og er fredet for å ivareta hekkeområdet med det tilknyttede plante- og dyrelivet. I tillegg til Lundeura er Lovund hekkested for alke, krykkje og toppskarv. Også andre sjøfuglarter, som ærfugl, tjeld, måker, teist og terner har bestander på Lovund og de omkringliggende øyene. Lovund Naturreservat har vært fredet siden 2002 og ivaretas av Fylkesmannen i Nordland.

Røst er et av de viktigste fuglefjellene i Norskehavet, med mer enn 500 000 hekkende par lunde. Området er også viktig for kystbundne arter som storskarv, toppskarv, teist og ærfugl. De pelagiske artene bruker havområdet opptil 100 km utenfor kolonien som beiteområde i hekketiden, og området har høy tetthet av mytende alkefugl i perioden august - oktober. Området har også betydning som overvintringsområde, men har høyere verdi i vårsesongen da hekkefuglene ankommer øya. Røstområdet har også kasteplasser for steinkobbe, og torsk og sild gyter på Røstbanken.





**Figur 2.1:** Viktige områder for verdsatte økosystemkomponenter som kan være sårbare ved oljeutslipp ved letebrønn 6307/1-2 JDE. (1) Eggakanten (2) Mørebankene (3) Frøya, Froan og Smøla (4) Haltenbanken (5) Vikna og Sømna (6) Lovund og Lundeura (7) Røst.

SVO-områder som ikke er vurdert å være sårbare for aktiviteten er vist, men ikke beskrevet i tekst.



#### 3 Metoder

Påfølgende kapitler gir en kort oversikt over metoder og inngangsdata. Metodikk for ERA Acute er beskrevet av Acona (2015), DNV (2015), SINTEF og DNV GL (2015) og Stephansen et al. (2021). Alle rapportene er tilgjengelig på Offshore Norge sine nettsider og Springer Nature (https://library.oapen.org/handle/20.500.12657/48711).

#### 3.1 OLJEDRIFTSIMULERINGER

Oljens fysiske utbredelse er estimert vha. stokastiske oljedriftsimuleringer (ODS) med programvaren Oil Spill Contingency And Response (OSCAR) (SINTEF 2019), en del av programvarepakken MEMW 11.0.1 fra SINTEF. Modellen er satt opp i henhold til *Beste Praksis* for oljedriftmodellering for ERA Acute miljørisikoanalyser (Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020).

For utblåsning av olje er det modellert 50 utblåsningsscenarioer (unike kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varighet) med totalt 12 000 enkeltsimuleringer.

Vind- og havstrømdata er fra hhv. NORA10 (2010-2019) og SVIM (2010-2019). Vinddataene har horisontal- og tidoppløsning på hhv. 10 km og 3 timer. Strømdataene har horisontal- og tidsoppløsning på hhv. 4 km og 1 dag.

#### 3.2 Miljørisikoanalyse

Miljørisikoanalysen er utført i henhold til Offshore Norges veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteten på norsk sokkel, ERA Acute (Norsk olje og gass 2020). Det er benyttet ERA Acute Programvare v.1.1.2.5 med kjernekalkulator v. 2.11.6.

I en ERA Acute analyse beregnes det tre hovedendepunkter:

- Bestandstap, larvetap og lengde berørt strandlinje (effekt)
- Restitusjonstid (konsekvens)
- Ressursskadefaktor, RDF (miljøskade)

Ressursskadefaktoren (RDF) er et mål på miljøskade som kombinerer effekt og konsekvens (se figur 3.1) og benyttes i forbindelse med beregning av miljørisiko for å vurdere om operatørens kriterier for akseptabel skade på ytre miljø er oppfylt. Anbefalte kategorier for illustrasjon av de tre endepunktene er gitt i tabell 3.1, 3.2 og 3.3. En oversikt over parametere benyttet i analysen er gitt i vedlegg B.

Grenseverdiene for RDF-kategoriene er konstruert fra effekt- og konsekvenskategorier utarbeidet i samarbeid mellom operatørselskap og Offshore Norge (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL 2020).





*Figur 3.1:* Illustrasjon av bruk av bestandstap, larvetap og berørt lengde strandlinje ("impact") og restitusjonstid ( $t_{imp} + t_{lag} + t_{res}$ ) for å beregne ressursskadefaktoren (RDF). VEC = Valuable Ecosystem Component. Kilde: Stephansen et al. (2021).

#### *Tabell 3.1:* Kategorier for presentasjon av beregnet effekt for VØK-er på sjøoverflate, vannkolonne og strandlinje.

		Effektkategorier - bestandstap, larvetap og km berørt strandlinje						
VØK-gruppe	Enhet	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, fauna (ESI 1-10)	km	0–1	1–50	50-250	250-500	500-1000	1 000–2 000	>2000
Strandhabitat, flora (ESI 8-10)	km	0–1	1–30	30–150	150-300	300-600	600-1200	>1200

Tabell 3.2: Kategorier for presentasjon av beregnet konsekvens (restitusjonstid) for VØK-er på sjøoverflate, vannkolonne og strandlinje.

		Skadekate	Skadekategorier - restitusjonstid					
VØK gruppe	Enhet	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. Fauna og flora	År	0-1	1–3	3–5	5–7	7–9	9–11	>11

*Tabell 3.3:* Kategorier for presentasjon av beregnet skade (RDF) for VØK-er på sjøoverflate, vannkolonne og strandlinje.

	Enhet	Skadekategorier - ressursskadefaktor						
VØK gruppe		Ubetydelig	Liten	Moderat	Alvorlig	Svært alvorlig	Stor	Katastrofal
Sjøfugl, sjøpattedyr	bestands-år	0–10	10–50	50-100	100–200	200-400	400-800	>800
Fiskeegg/ larver	bestands-år	0–10	10–50	50-100	100–200	200-400	400-800	>800
Strandhabitat, fauna (ESI 1-10)	km-år	0–10	10–350	350-2000	2000 - 4000	4000-8000	8000-16000	>16000
Strandhabitat, flora (ESI 8-10)	km-år	0–5	5-150	150–750	750-1500	1 500–3000	3000-6000	>6000



#### 3.2.1 VERDSATTE ØKOSYSTEMKOMPONENTER

Viktige inngangsdata til miljørisikoanalysen er verdsatte økosystemkomponenter (VØK). Det er benyttet siste oppdaterte datasett for alle VØK-grupper i analysen:

- Sjøfugl Åpent hav: SEATRACK, 2021 (regionale bestander og kolonier)
- Sjøfugl Kyst: NINA/SEAPOP, 2018
- Gyteområder: Havforskningsinstituttet, 2023
- Fiskelarver og -egg: Havforskningsinstituttet, 2018
- Sjøpattedyr (sel): MRDB, 2010
- Strandhabitat: Akvaplan-niva og DNV GL, 2019
- Tobis: Beste Praksis, 2021

Sjøfugldataene anvendt for denne rapporten omfatter to datasett: (1) Datasett for åpent hav som omfatter seks arter fra SEATRACK-programmet delt inn i fem bestander (Nordsjøen, Norskehavet, Barentshavet, Russland og Storbritannia) (Fauchald 2016; Fauchald et al. 2019, 2021; Seatrack 2019) og data for alke og havsule fra SEAPOP 2013, tilrettelagt i samråd med NINA. (2) datasett for kyst omfatter 41 arter der alle delt inn i nasjonale bestander (Systad et al. 2018).

Datasett for sjøpattedyr består av to arter, steinkobbe og havert, begge delt inn i tre regionale bestander. Fisk er delt inn to typer datasett: (1) Gyteprodukter for nordøstarktisk torsk og norsk vårgytende sild og (2) gyteområder til 13 utvalgte fiskebestander. Førstnevnte består av gyteprodukter for hhv. 15 og 12 årsklasser i perioden mellom 2000 og 2014. Det er også benyttet datasett over tobisområder, inkludert Vikingbanken og tobis SVO-områder i sørlige Nordsjøen. Disse er tilrettelagt for bruk i ERA Acute av Beste Praksis-gruppen (se vedlegg B.3).

Strandhabitatdata for ERA Acute er basert på ESI-klassifisering (Environmental Sensitivity Index) av ti ulike strandtyper (tabell 3.4) (Akvaplan-niva, DNV GL 2019).



**Tabell 3.4:** Oversikt over ESI-strandtyper i datasettet for norskekysten. Originale navn på ESIkategoriene er gitt i parenteser.

ESI Rank	Beskrivelse av ESI strandhabitat (strandtyper)	Flora	Fauna
ESI 1	Eksponert strandberg (exposed, rocky shores and cliffs with		
	bolder talus base, man-made structures)		х
ESI 4	Sandstrand (coarse-grained sand beaches)		х
ESI 6	Steinstrand og eksponert blokkstrand og ur (gravel beaches and riprap)		x
ESI 7	Eksponert tørrfall (exposed tidal flats)		x
ESI 8	Beskyttet strandberg, klippe, menneskeskapt, blokkstrand og ur		
	(sheltered, scarps in bedrock, mud, clay, rocky shores,		
	solid, man-made structures, riprap,rocky rubble shores, peat shorelines)	х	x
ESI 9	Beskyttet tørrfall og leirstrand (sheltered tidal flats, vegetated low banks,		
	hypersaline tidal flats )	х	х



#### 4 Resultater fra Oljedriftsimulering

Resultatene fra de helårlige stokastiske oljedriftsimuleringene presenteres som influensområder og strandingsstatistikk for to perioder: vinterhalvår (september - februar) og sommerhalvår (mars - august). Strandingsstatistikk presenteres for hele kystlinjen og for eksempelområder for oljevern.

Influensområdene er basert på oljedriftberegninger for fullt utfallsrom, dvs. alle scenarioene i tabell 1.2, mens statistikk for stranding og grenseoverskridende utslipp (forurensing) er basert på oljedriftberegninger for dimensjonerende utblåsningsrate og -varighet for oljevernberedskap (Norsk olje og gass 2020).

Fullstendige resultater for strandingsstatistikk er gitt i vedlegg A.

#### 4.1 INFLUENSOMRÅDER

Influensområdene for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen består av alle  $10 \times 10$  km kartruter som har mer olje enn en viss grenseverdi i mer enn 5% enkeltsimuleringene. Grenseverdien representerer nedre grense for miljøskade, og er 2 mikrometer for sjøoverflaten, 1 tonn per  $10 \times 10$  km kartrute for strandlinjen<sup>1</sup> og 58 ppb THC (Total Hydrocarbon Concentration, oppløst og i dråpeform) for vannkolonnen. Merk at influensområdene ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er en statistisk størrelse som er beregnet fra enkeltsimuleringer og angir sannsynligheten for at en kartrute vil bli berørt av mer olje enn grenseverdien *forutsatt* at en utblåsning finner sted.

Kart over influensområder på sjøoverflaten er gitt i figur 4.1. Influensområdet på sjøoverflaten strekker seg fra utslippspunktet utover Norskehavet og opp mot Lofoten.

Kart over influensområder i vannkolonnen er gitt i figur 4.2. Det er opptil syv berørte kartruter med over 5% sannsynlighet for over 58 ppb hydrokarboner i vannkolonnen.

Kart over influensområder for strandlinjen er gitt i figur 4.3. Influensområdet for strandlinjen strekker seg oppover kysten av Trondelag og Nordland, opp til Lofoten.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>Grenseverdien for strand er 0,1 mm og 1 mm olje for fauna og flora. Tykkelsen beregnes fra strandet mengde olje basert på faktorer som hellingsgrad, tidevann og substrat.





**Figur 4.1:** Influensområdene for olje på sjøoverflaten, (vinterhalvår venstre og sommerhalvår høyre) gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har tykkere olje på overflaten enn 2 mikrometer i mer enn 5, 10, 20, 50 eller 70% av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



**Figur 4.2:** Influensområdene for olje i vannkolonnen (vinterhalvår venstre og sommerhalvår høyre) gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 58 ppb THC, i mer enn 5, 10, 20, 50 eller 70% av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.





*Figur 4.3:* Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen, (vinterhalvår venstre og sommerhalvår høyre) gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Hvert område består av alle  $10 \times 10$  km kyststripe-kartruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 10, 20, 50 eller 70% av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



#### 4.1.1 Illustrasjon av en enkeltsimulering

For å tydeliggjøre forskjellen på resultatene fra stokastiske oljedriftsimuleringer og hvordan et enkeltstående oljeutslipp vil kunne se ut, er det i dette kapittelet vist utviklingen av et enkelt utslipp over flere døgn.

Utviklingen av et enkelt oljeutslipp er illustrert i figur 4.4. Enkeltsimuleringen som er valgt er en overflateutblåsning med rate på 763 S m<sup>3</sup>/d og en varighet på 14.17 døgn, slik at total mengde olje er 10812 m<sup>3</sup> (9039 tonn). Dette er simuleringen som ga størst strandingsmengde (95-persentilen) av alle 240 simuleringer som er modellert med denne kombinasjon av utslippsdyp (overflate), rate og varighet.

Utslippet finner sted 01.01.2015. Utviklingen av utslippet er vist etter 5, 10, 15, 20, 25 og 34 døgn og fire timer. Forekomst av stranding langs kysten under simuleringen er illustrert med ruter. Fargekoden viser akkumulert mengde strandet olje i løpet av simuleringen. Gjentatt stranding i samme område vil akkumuleres og dette vises i figurene ved at fargekoden endres når/hvis strandingsmengden i en rute overstiger den gjeldende mengdekategorien.

De første dagene beveger utslippet seg omkring utslippspunktet. Etter 10 dager og tre timer registreres første stranding på Smøla. I de neste dagene strander det oppover kysten av Trøndelag og Nordland. Massebalansen etter 34 døgn og fire timer (simuleringsstopp) viser følgende fordeling av utslippet: 44.3% fordampet, 17.6% i vannkolonnen, 5.3% biodegradert, 13.7% strandet, 19% sedimentert eller utenfor analyseområdet, og 0.1% på overflaten.

Merk at strandingsrutene vist i figuren har en oppløsning på  $3 \times 3$  km (dvs. habitatgridet benyttet i OSCAR). Tilsynelatende stranding utenfor landområder (f.eks. i Froan) skyldes at strandmasken benyttet i simuleringene (iht. til Beste Praksis for oppsett av oljedriftsimuleringer i OSCAR) har høyere oppløsning enn standard strandmaske som følger med OSCAR.

Akkumulert mengde olje og lengde påvirket kystlinje over tid er illustrert i figur 4.5.



*Figur 4.4:* Illustrasjon av utviklingen av en enkelt oljedriftsimulering ved 6307/1-2 JDE. Simuleringen er for en overflateutblåsning med utblåsningsrate på 763 m<sup>3</sup>/d og en varighet på 14.17 døgn (vektet rate og varighet).



*Figur 4.5:* Illustrasjon av strandet mengde olje og lengde påvirket kystlinje av utslippet (enkeltsimuleringen) over tid. Figuren viser akkumulert strandet mengde og lengde påvirket kystlinje til en overflateutblåsning ved 6307/1-2 JDE med utblåsningsrate på 763 m<sup>3</sup>/d og en varighet på 14.17 døgn.



#### 4.2 Strandingsstatistikk

Strandingsstatistikk er presentert for all oljeberørt kystlinje og i prioriterte kystområder for oljevern (NOFO eksempelområder). Statistikken gjelder for oljedriftsimuleringer for dimensjonerende utblåsningsrate og -varighet for oljevernberedskap Strandingsstatistikken er basert på bruk av persentiler. Merk at persentiler er en statistisk størrelse som beskriver variasjonen (spredningen) i drivtid og strandingsmengde for alle simuleringene og ikke en enkelthendelse.

Erfaring fra enkeltsimuleringer viser at det ikke er noen korrelasjon mellom drivtid til land og strandingsmengder. Det vil si at simuleringer som gir korte drivtider kan gi både små og store strandingsmengder, og simuleringer som gir store strandingsmengder kan ha lange drivtider sammenliknet med korteste drivtid til land. Det kan forklares med at enkeltsimuleringer som gir kort drivtid til land ofte er forbundet med andre værforhold enn enkeltsimuleringer som gir store strandingsmengder.

ALL OLJEBERØRT KYST Strandingsstatistikken for all oljeberørt kyst (tabell 4.1) viser strandingssannsynlighet på 99 og 100%, med høyest sannsynlighet på sommeren.

Strandingstidene (P95) er ca. 3 dager om vinteren og sommeren. Strandingsmengdene (P95) er også størst om sommeren, med 3 055 tonn oljeemulsjon.

**EKSEMPELOMRÅDER FOR OLJEVERN** Eksempelområder for oljevern med over 5% sannsynlighet for stranding og drivtid under 20 dager er vist i tabell 4.2. Det er syv berørte områder. Frøya og Froan er området med størst sannsynlighet, kortest drivtid og største strandingsmengder.

GRENSEKRYSSENDE UTSLIPP Det er ingen sannsynlighet for grensekryssende utslipp.

**Tabell 4.1:** Strandingsstatistikk for all oljeberørt kyst for en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Kolonnene dekker strandingssannsynlighet, 95- og 100-persentil av korteste drivtid og 95- og 100persentil av mengde strandet oljeemulsjon.

Periode	Sanns. (%)	Drivtid (d)		Mengde	(tonn)
		P <sub>100</sub>	$P_{95}$	P <sub>100</sub>	$P_{95}$
Vinter	99	1.6	2.7	7068	1916
Sommer	100	1.8	3.0	10447	3055



**Tabell 4.2:** Strandingsstatistikk for eksempelområder for oljevern med strandingssannsynlighet større enn 5% og drivtid kortere enn 20 dager for en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Kolonnene dekker strandingssannsynlighet, 95-persentil av korteste drivtid og 95-persentil av mengde strandet oljeemulsjon for sommer og vinter.

	San	ns. (%)	Ti	d (d)	Mengde (t)	
Område	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
Frøya og Froan	89	100	2.7	3	1370	2402
Smøla	13	28	11	10	43	249
Vikna vest	80	77	6	8	136	107
Træna	78	46	11	17	52	36
Røst	43	7	19	29	28	3
Vega	32	34	13	18	11	12
Lovunden	27	12	15	21	10	5



#### 5 RESULTATER FOR MILJØRISIKOANALYSE

I dette kapitlet vises beregnet miljøskade og miljørisiko for en mulig utblåsning ved JDE. Resultater presenteres for (1) sjøfugl fra datasett for åpent hav, (2) sjøfugl fra datasett for kyst, (3) sjøpattedyr, (4) fisk og (5) strandhabitat.

Presentasjon av resultatene fra miljørisikoanalysen er delt opp i to delkapitler:

- I kapittel 5.1 presenteres miljøskade for de mest berørte naturressursene i hver gruppe (overflate, vannkolonne og strand).
- Kapittel 5.2 presenterer miljørisiko ved hjelp av Equinors risikomatrise.

#### 5.1 MILJØSKADE

#### 5.1.1 Resultater for sjøfugl på åpent hav

Sjøfuglbestandene med størst bestandstap er presentert i figur 5.1. Gjennomsnittlig bestandstap for alle bestandene er under 0.5% og høyeste registrerte bestandstap blant alle enkeltsimuleringene er under 4%. Det er norskehavsbestanden av lomvi og havhest som har de høyeste tapene.

Høyeste sannsynlighet for miljøskade for den mest berørte bestanden er 2.8% for norskehavsbestanden av havhest i kategori liten. Det er ingen sannsynlighet for skade i kategori moderat og verre. Figurer for sannsynlighet for bestandstap og miljøskade (RDF) i de ulike kategoriene er ikke vist.

KOLONIDATA Det er utført beregninger for kolonidata fra NINA. Figur 5.2 viser gjennomsnittlig og maksimalt kolonitap. Det er kolonien med lunde på Runde som viser høyeste tap, men med høyeste gjennomsnittlig tap beregnet til under 1%.


*Figur 5.1:* Maksimum og gjennomsnittlig bestandstap for de mest berørte pelagiske sjøfuglene gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Nh = Norskehavsbestand.



Figur 5.2: Maksimum og gjennomsnittlig bestandstap for de mest berørte koloniene gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE.



# 5.1.2 Resultater for sjøfugl ved kysten

Sjøfuglbestandene ved kysten med størst bestandstap er presentert i figur 5.3. Gjennomsnittlig bestandstap for alle bestandene er under 1%, mens høyeste bestandstap er ca. 15%. Det er ærfugl og storskarv som har høyest beregnet bestandstap. Bestandstapet er størst i sommerhalvåret.

Sannsynlighet for bestandstap og miljøskade (RDF) i de ulike kategoriene for ærfugl er vist i figur 5.4. Høyeste sannsynlighet i de ulike miljøskadekategoriene (RDF) er:

- 11% i kategori liten for ærfugl (august)
- 0,7% i kategori moderat for ærfugl (august)

Det er under 1% sannsynlighet for bestandstap og miljøskade (RDF) i kategori moderat (ærfugl, august), og ingen sannsynlighet for skade i kategori alvorlig eller verre.



*Figur 5.3:* Maksimum og gjennomsnittlig bestandstap for de mest berørte kystsjøfuglene gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. No = Nasjonalt datasett.





*Figur 5.4:* Sannsynlighet for bestandstap (venstre) og miljøskade (høyre) for de mest berørte sjøfuglbestandene i kystdatasettet gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Grenseverdiene til miljøskadekategoriene (RDF) er gitt i tabell 3.3. No = nasjonal bestand.



## 5.1.3 Resultater for sjøpattedyr

SEL Det er beregnet lave bestandstap for sel, godt under 1% gjennomsnittlig bestandstap og under 5% maksimum bestandstap for både havert og steinkobbe (figur 5.5). Det er derfor ikke presentert figurer som viser sannsynlighetsfordeling av bestandstap og miljøskade i kategorier.

ANDRE SJØPATTEDYR Hval som befinner seg i havområdet rundt borelokasjonen kan være utsatt for oljeeksponering ved et oljeutslipp. Enkeltindivider og flokker av delfiner som f.eks kvitnos vil kunne eksponeres for olje. Per i dag foreligger det ikke forekomst- og utbredelsesdata for hval som er egnet for bruk i kvantitative miljørisikoanalyser. Hval på åpent hav er imidlertid generelt sett vurdert å ikke være sårbare på bestandsnivå ved oljeutslipp. Oljeforurensning kan gi skade på enkeltflokker eller -individer, men slik eksponering vil ikke kunne fanges opp i en miljørisikoanalyse så lenge den ikke gir målbar skade på bestandsnivå.



*Figur 5.5:* Maksimum og gjennomsnittlig bestandstap for de mest berørte sjøpattedyrene gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Mi = midtnorsk bestand.



## 5.1.4 Resultater for fisk

Larvetap er beregnet for nordøstarktisk torsk (15 årsklasser) og norsk vårgytende sild (12 årsklasser) med THC-metoden i ERA Acute. Det betyr at man bruker estimert total oljekonsentrasjon sammen med en artssensitivitetskurve (SSD) til å beregne larvetap (se figur B.1 i vedlegg B.3).

Larvetapet er svært lavt og høyeste larvetap (P100) for alle simuleringer er 0.3 % for både torsk og sild. Det er dermed lav sannsynlighet for effekt på årsklasser og bestandene.

Overlappsanalysen viser at det er overlapp mellom influensområdene i vannkolonne og gyteområdene for vanlig uer i vårsesongen. Overlappet utgjør mindre enn 4 km<sup>2</sup>og under 0.01%. Se tabell B.6 for en oversikt over gytebestander som er vurdert. En evt. utblåsning fra 6307/1-2 JDE anses derfor i hovedsak å gi lokalt begrenset og liten målbar skade på fiskebestandene.



*Figur 5.6:* Gyteområder for viktige fiskebestander og influensområde for olje (> 58 ppb THC) i vannkolonnen under vårsesongen (når vanlig uer gyter) gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE.



# 5.1.5 Resultater for strandhabitat

Datasett for strand består av fauna (invertebrater) og flora (alger og annen vegetasjon), delt inn i strandtyper (ESI). Den antatte skadelige oljefilmtykkelsen for fauna er 0,1 mm og den skadelige tykkelsen for flora er 1,0 mm.

FAUNA Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandlinje er presentert i figur 5.7. Det er relativ liten variasjon gjennom året. Gjennomsnittlig berørt strandlinje for alle strandtyper er 53.2 km og varierer mellom 46.3 km (januar) og 60.1 km (oktober). Det er eksponert strandberg (ESI\_1) og beskyttet strandberg, klippe, blokkstrand og ur (ESI\_8) som er de to mest berørte strandtypene (se tabell 3.4 for en beskrivelse av strandtyper).

Kombinerer man lengde berørt strandlinje og restitusjonstiden til de ulike strandtypene gir dette følgende sannsynligheter for miljøskade i de ulike RDF-skadekategoriene (figur 5.8):

- 36% i kategori liten
- 22.6% i kategori moderat
- 1.4% i kategori alvorlig
- 0.2% i kategori svært alvorlig

Det er ingen sannsynlighet for en miljøskade i kategoriene stor eller verre.

Skaden og miljørisikoen for strand er størst i oktober. Figur 5.9 viser lengde påvirket strandlinje for alle de utførte simuleringene i oktober. Påvirket strandlinje varierer fra 0 km til 907 km, med en 50-persentil (median) på 17 km og en 95-persentil på 269 km. Kartene i figuren illustrerer hvor skaden ble registrert for disse to enkelthendelsene.



Figur 5.7: Maksimum og gjennomsnittlig berørt strandlinje for fauna per ESI og måned gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE





*Figur 5.8:* Sannsynlighet for lengde berørt strandlinje (venstre) og miljøskade for fauna (invertebrater) (høyre) per ESI og per år gitt en utblåsning ved 6307/1-2 JDE. Grenseverdiene til miljøskadekategoriene (RDF) er gitt i tabell 3.3.







*Figur 5.9:* Beregnet berørt lengde strandlinje for fauna (alle strandtyper) i oktober for alle utblåsningsscenarioer ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Kartene viser hvor skaden for 95- (venstre) og 50-persentiler (høyre) er lokalisert.

FLORA Gjennomsnittlig og maksimalt antall kilometer påvirket strandlinje er presentert i figur 5.10. Gjennomsnittlig berørt strandlinje for begge strandtyper er 2 km og varierer mellom 1.9 km (desember) og 2.5 km (juli). Som for fauna, ser man av maksimumsverdiene (P100) at det vil kunne forekomme enkelthendelser som har større skadepotensial med opptil 228 km berørt strandlinje. Det er blokkstrand og ur (ESI\_8) som er den mest berørte strandtypene (se tabell 3.4 for en beskrivelse av strandtyper).

Kombinerer man lengde berørt strandlinje og restitusjonstiden til de ulike strandtypene gir dette følgende sannsynligheter for miljøskade i de ulike RDF-skadekategoriene (figur 5.11):

- 17.1% i kategori liten
- 3.6% i kategori moderat
- 0.3% i kategori alvorlig

Det er ingen sannsynlighet for miljøskade i kategori svært alvorlig eller verre.



*Figur 5.10:* Maksimum og gjennomsnittlig berørt strandlinje for flora per ESI og måned gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE.





*Figur 5.11:* Sannsynlighet for lengde berørt strandlinje (venstre) og miljøskade for flora (høyre) per ESI og per år gitt en utblåsning ved 6307/1-2 JDE. Grenseverdiene til miljøskadekategoriene (RDF) er gitt i tabell 3.3.



### 5.1.6 Koraller og annen bunnfauna

Letebrønn 6307/1-2 JDE ligger i et område med stein- og bløtkoraller (Deepocean 2023). Korallforekomstene er lokalisert sør for brønnlokasjon, med nærmeste mulige korallrev lokalisert 1 kilometer fra brønnen. Totalt er det detektert 60 korallrev i undersøkelsesområdet, hvorav 26 er over 1 meter høye. Fem av revene er visuelt inspisert med ROV. De visuelle undersøkelsene viser *Desmophyllum pertusum* (tidligere *Lophelia pertusa*) og ulike arter av hornkoraller (Gorgonacea).

Det er ikke beregnet skade på koraller som følge av akuttutslipp av olje. ERA Acute har en modul for å estimere skade på sjøbunn, men denne er ikke tatt i bruk i standard miljørisikoanalyser blant annet på grunn av at vi per i dag ikke har gode nok inngangsdata for oljeeksponering ved sjøbunn (inkludert marin snø), og at vi mangler kunnskap om grenseverdier for skade.

Olje er lettere enn vann og vil derfor i stor grad stige til overflaten. Ved en utblåsning forventes derfor oljekonsentrasjonen ved sjøbunnen å være lavere enn i de øverste vannlagene, og en begrenset del av brønnstrømmen antas å kunne sedimentere. Det er lite kunnskap om kaldt-vannskorallers (dypvannskoraller) sårbarhet ved oljeeksponering, og det finnes ingen etablerte PNEC (Predicted No Effect Concentration) eller lignede grenseverdier. I Norge gyter *D. pertusum* fra januar til mars, tidligst i sør (Havforskningsinstituttet 2020). De gyter til de frie vannmassene hvor befruktningen skjer. Larvestadiet varer 3-5 uker, kanskje så lenge som 8 uker. I denne perioden driver larvene rundt i vannmassene, noe som tyder på høy spredningsevne. Antakelsen om høy spredningsevne for kaldtvannskoraller understøttes av funn av korallkolonier på oljeplattformer i Nordsjøen, hvor sjøbunnen ellers ikke utgjør et egnet habitat.

Studier gjennomført i etterkant av Macondo-utblåsningen i Mexicogulfen i 2020 viser at en langvarig sjøbunnsutblåsning kan medføre skader på kaldtvannskoraller flere kilometer unna utslippspunktet (Etnoyer et al. 2016; Fisher et al. 2014; Romero et al. 2017; White et al. 2012) bla. som følge av oljebefengt marin snø (Daly et al. 2016; Passow et al. 2017). Eksperimentelle studier har vist at koraller kan være følsomme for kjemisk dispergeringsmiddel, og også kombinasjonen av dispergeringsmiddel og olje (DeLeo et al. 2016; Frometa et al. 2017; Ruiz-Ramos et al. 2017). Konsentrasjonen som ga påvirkning i disse studiene, er betydelig høyere enn grenseverdien som benyttes i beregning av skade på gyteprodukter til fisk (dvs. 58 ppb).

Ved en langvarig utblåsning kan det ikke utelukkes skade på koraller ved sjøbunn i områder med høy eksponering, ved direkte sedimentering av oljepartikler og marin snø. Når det gjelder gyteprodukter i vannkolonnen vurderes skadepotensiale å være lavt med liten effekt på bestander.



### 5.2 Miljørisiko

I dette kapittelet er den planlagte aktiviteten ved boring av letebrønn 6307/1-2 JDE vurdert vha. skadetabeller og mot Equinors risikomatriser.

Høyest beregnet miljøskade gjennom året for sjøpattedyr og sjøfugl (øverst) og strand (nederst) er illustrert i tabell 5.1. Tabellen viser kun skade i den mest alvorlige (verste) miljøskadekategorien. Det er satt en grense på 1% betinget sannsynlighet (dvs. sannsynlighet forutsatt at en utblåsning har funnet sted) for hver skadekategori. Sjøfugl slår ut i kategorien liten i perioden april - september. Det er i boretidbegrensninger i den meste av denne perioden (1. april - 31. august). Resten av året slår alle bestander ut i kategorien ubetydelig. Strand slår ut i kategori alvorlig gjennom hele året.

Risikomatriser for alle undersøkte naturressursgrupper er vist i figur 5.12, 5.13 og 5.14. Risikomatrisene gjelder for perioden det er tillatt å bore (dvs. 1. september - 31. mars). Matrisene viser naturressursen innenfor hver ressursgruppe med høyest gjennomsnittlig miljøskade og risiko for perioden det er tillatt å bore. Sannsynlighet for ulike skader er angitt med prosent gitt en utblåsning med frekvens på 1.20E-04 (0.012%) og miljørisikoen er angitt med en hvit sirkel.

Risikomatrisen for den mest berørte VØK-en blant sjøfugl og sjøpattedyr er presentert i figur 5.12. Risikoen er justert opp en kategori, fra ubetydelig til liten, på grunn av internasjonal rødlistestatus til lunde. Risikomatrisen for fisk er presentert i figur 5.13. Her er 100% fordeling i kategori ubetydelig. Risikomatrisen for strand er presentert i figur 5.14. Her er fordelt skadesannsynlighet over 1% opp til kategori alvorlig.

Samlet risikomatrise er presentert i figur 5.15. Miljørisikoen for alle verdifulle økosystemkomponenter ligger i grønt område i Equinors risikomatrise.

Variasjon i miljørisiko gjennom året til de mest berørte sjøfuglene, sjøpattedyrene og strand er illustrert i figur 5.16 og figur 5.17. Figurene viser risiko for hver skadekategori og måned.

**Tabell 5.1:** Illustrasjon av høyest beregnet miljøskade for sjøfugl og sjøpattedyr (øverst) og strandhabitat (nederst) gitt en utblåsning ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Kun skade i den mest alvorlige (verste) skadekategorien med en betinget sannsynlighet over 1 % per måned er vist. VØK-en som slår mest ut er gitt under tabellene. Fargeskalaen illustrerer hvilken risikosone skaden ligger i Equinors risikomatrise (jf. kapittel 1.3). Tallene er avrundet til heltall.

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig	100	100	100							100	100	100
Liten				2	2	3	4	11	6			
Moderat												
Alvorlig												
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Bestand	Alle	Alle	Alle	Lomvi	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Ærfugl	Alle	Alle	Alle

Skadekategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Ubetydelig												
Liten												
Moderat												
Alvorlig	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1
Svært Alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
Strandtype	fauna											



Lunde (NH)	0,0001- 0,001%	0,001 -0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
Ubetydelig (1 og 2)			100.0%					
Liten			Ċ					
Moderat		Risikonivået flytt	es opp en					
Alvorlig		kategori pga. int rødlistestatus til	ernasjonal lunde					
Svært alvorlig								
Stor								
Katastrofal								
Ekstrem								

**Figur 5.12:** Miljørisiko for sjøfugl og sjøpattedyr for tillatt boreperiode ved 6307/1-2 JDE. Miljørisikoen er basert på bestanden med gjennomsnittlig høyest miljøskade gjennom året. Sannsynlighet for ulike skader er angitt med prosent gitt en utblåsning med frekvens på 1.20E-04 (0.012%). Miljørisikoen er angitt med en hvit sirkel i risikomatrisen. Kun miljørisiko over 1,0E-06 nivå er angitt med hvit sirkel i matrisen.

Fisk	0,0001- 0,001%	0,001 -0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
Ubetydelig (1 og 2)			0 100%					
Liten								
Moderat								
Alvorlig								
Svært alvorlig								
Stor								
Katastrofal								
Ekstrem								

**Figur 5.13:** Miljørisiko for fisk for tillatt boreperiode ved 6307/1-2 JDE. Miljørisikoen er basert på gytebestanden med gjennomsnittlig høyest miljøskade gjennom året. Sannsynlighet for ulike skader er angitt med prosent gitt en utblåsning med frekvens på 1.20E-04 (0.012%). Miljørisikoen (sannsynlighet for miljøskade × frekvens) er angitt med en hvit sirkel i risikomatrisen. Kun miljørisiko over 1,0E-06 nivå er angitt med hvit sirkel i matrisen.

Fauna	0,0001- 0,001%	0,001 -0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1 - 5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
Ubetydelig (1 og 2)		0	43.2%					
Liten		0	33.8%					
Moderat		$\bigcirc$	21. <mark>4%</mark>					
Alvorlig	$\circ$		1.5%					
Svært alvorlig			0.2%					
Stor								
Katastrofal								
Ekstrem								

**Figur 5.14:** Miljørisiko for strand (fauna) for tillatt boreperiode ved 6307/1-2 JDE. Miljørisikoen er basert på gjennomsnittlig høyest miljøskade gjennom året. Sannsynlighet for ulike skader er angitt med prosent gitt en utblåsning med frekvens på 1.20E-04 (0.012%). Miljørisikoen (sannsynlighet for miljøskade × frekvens) er angitt med en hvit sirkel i risikomatrisen. Kun miljørisiko over 1,0E-06 nivå er angitt med hvit sirkel i matrisen.



SANNSYNLIGHET/	> 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 enn en gang hver 1.5 år
returperiode	< 0,001%	0,001-0,01%	0.01 - 0,1%	0,1 - 1%	1-5%	5 - 25%	25 - 50%	> 50%
	<10 <sup>-5</sup>	10 <sup>-5</sup> -10 <sup>-4</sup>	$10^{-4} - 10^{-3}$	10 <sup>-3</sup> - 10 <sup>-2</sup>	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	> 0,5
1/ Ubetydelig			V					
2/ Ubetydelig								
3/ Liten			0					
4/ Moderat								
5/ Alvorlig	K							
6/ Svært alvorlig								
7/ Stor								
8/ Katastrofal								
9/ Ekstrem								

**Figur 5.15:** Miljørisiko for sjøfugl og sjøpattedyr (S), strand (K) og fisk (F) for tillatt boreperiode ved letebrønn 6307/1-2 JDE. Miljørisikoen er basert på naturressursen (VØK-en) med gjennomsnittlig høyest miljøskade gjennom året. Kun miljørisiko over 1,0E-06 nivå er angitt med hvit sirkel i matrisen.



Figur 5.16: Miljørisiko for de mest berørte sjøfuglbestandene per måned for letebrønn 6307/1-2 JDE.



Figur 5.17: Miljørisiko for strand (fauna) per måned for letebrønn 6307/1-2 JDE.



# 6 Oppsummering og konklusjon

Miljøeffekt (uttrykt som bestandstap, larvetap og lengde berørt strandlinje) og miljøskade (uttrykt med RDF) er beregnet for sjøfugl, sjøpattedyr, gyteprodukter og strandlinje ved ERA Acute metodikk for letebrønn 6307/1-2 JDE.

Det er beregnet lave bestandstap for sjøfugl og sjøpattedyr. Gjennomsnittlig bestandstap er under 1%. Høyeste registrerte bestandstap for alle enkeltsimuleringene (P100) for alle VØKene er under 15%. Det er 11% betinget sannsynlighet for liten skade på sjøfugl i august. For strand (fauna) er gjennomsnittlig berørt strandlengde 53 km. Det er litt over 1% betinget sannsynlighet for alvorlig skade på strand. Det er boretidsbegrensninger i den mest sårbare perioden (april - august).

Borelokasjonen er lokalisert i nærheten til gyteområder for flere viktige fiskebestander. Influensområdet med modellert skadelig oljekonsentrasjon i vannmassen (THC > 58 ppb) er lite og det forventes ingen målbar skade for fisk på bestandsnivå. Det er stein- og bløtkoraller i området der nærmeste mulige korallrev lokalisert 1 kilometer fra brønnen. Ved en langvarig utblåsning kan det ikke utelukkes skade på koraller ved sjøbunn i områder med høy eksponering, men skadeprotensialet for gyteprodukter i vannkolonnen vurderes å være lavt med liten effekt på bestander.

Miljørisikoen for den planlagte aktiviteten er vurdert som lav, og ligger i grønn risikosone i Equinors risikomatrise for alle undersøkte VØK-er i perioden det er tillatt å bore (september mars). Miljørisikoen er beregnet uten konsekvensreduserende tiltak.



# Bibliografi

- Acona. Bjørgesæter, A., Damsgaard Jensen, J. ERA Acute Phase 3. Surface compartment. Acona report to Statoil and Total. Report No. 37571. 2015.
- Acona, Akvaplan-niva & DNV GL. Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser i MIRA & ERA Acute ved bruk av OSCAR - beste praksis, 2020.
- Acona, Akvaplan-niva og DNV GL. Presentasjon og kommunikasjon av resultater fra en ERA Acute analyse. ERA Acute Notat til NOROG, 2020.
- Akvaplan-niva, DNV GL. Norwegian Shoreline Data Set with ESI-classification in ERA Acute Format. Document Number 60043.05, 2019.
- Asbjørn Christensen, Henrik Jensen, Henrik Mosegaard, Mike St. John, and Corinna Schrum. Sandeel (Ammodytes marinus) larval transport patterns in the North Sea from an individual-based hydrodynamic egg and larval model. *Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Sciences*, 65(7):1498–1511, 2008.
- Kendra L Daly, Uta Passow, Jeffrey Chanton, and David Hollander. Assessing the impacts of oil-associated marine snow formation and sedimentation during and after the deepwater horizon oil spill. *Anthropocene*, 13:18–33, 2016.
- Deepocean. EQ22903 JDE Coral survey 2022. Document Number: EQ22903-RE-01. Technical report, Deepocean, 2023.
- Danielle M DeLeo, Dannise V Ruiz-Ramos, Iliana B Baums, and Erik E Cordes. Response of deepwater corals to oil and chemical dispersant exposure. *Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography*, 129:137–147, 2016.
- DNV. Brude, O.W., Rusten, M., Braaten, M., 2015. Era Acute Phase 3 Shoreline. Development of Shoreline Compartment Algorithms. DVN GL Report No.: 2015-0552, Rev. 1. Oslo. 2015.
- Equinor. Blowout scenario analysis, 6307/1-2 JDE well ST-23003 31.01.2023. Technical report, 2023.
- Peter J Etnoyer, Leslie N Wickes, Mauricio Silva, JD Dubick, Len Balthis, Enrique Salgado, and Ian R MacDonald. Decline in condition of gorgonian octocorals on mesophotic reefs in the northern gulf of mexico: before and after the deepwater horizon oil spill. *Coral Reefs*, 35:77–90, 2016.
- Per Fauchald. Hvordan bruke nye datasett for bedre prediksjoner for sjøfugl i åpent hav. Presentasjon av Per Fauchald (NINA) på arbeidsmøte SEATRACK data og bruk i miljørisikoanalyser, Gardermoen, Oslo 02.11.2016. Technical report, NINA, 2016.
- Per Fauchald, Arnaud Tarroux, Vegard Sandøy Bråthen, Sebastien Descamps, Morten Ekker, Hálfdán Helgi Helgason, Benjamin Merkel, Børge Moe, Jens Åström, and Hallvard Strøm. Arctic-breeding seabirds hotspots in space and time-A methodological framework for year-round modelling of environmental niche and abundance using light-logger data. NINA report 1657. 2019.



- Per Fauchald, Arnaud Tarroux, Françoise Amélineau, Vegard Sandøy Bråthen, Sébastien Descamps, Morten Ekker, Halfdan Helgi Helgason, Malin Kjellstadli Johansen, Benjamin Merkel, Børge Moe, et al. The year-round distribution of Northeast Atlantic seabird populations: Applications for population management and marine spatial planning. *Mar. Ecol. Progress Series. https://doi.org/10.3354/meps13854*, 2021.
- Charles R Fisher, Pen-Yuan Hsing, Carl L Kaiser, Dana R Yoerger, Harry H Roberts, William W Shedd, Erik E Cordes, Timothy M Shank, Samantha P Berlet, Miles G Saunders, et al. Footprint of deepwater horizon blowout impact to deep-water coral communities. *Proceedings of the National academy of sciences*, 111(32):11744–11749, 2014.
- Janessy Frometa, Marie E DeLorenzo, Emily C Pisarski, and Peter J Etnoyer. Toxicity of oil and dispersant on the deep water gorgonian octocoral swiftia exserta, with implications for the effects of the deepwater horizon oil spill. *Marine pollution bulletin*, 122(1-2):91–99, 2017.
- Havforskningsinstituttet. Tema: Norske korallrev. publisert: 27.03.2019 oppdatert: 23.07.2020. Technical report, Havforskningsinstituttet, 2020. URL https://www.hi.no/hi/temasider/hav-og-kyst/ norske-korallrev.
- Henriksen, G. & Røv, N. *Kystsel, havert og steinkobbe. ISBN 82-519-1853-7.* Tapir akademiske forlag, Trondheim., 2004.
- HI. Temasider fisk: Tobis, 2021. URL http://www.imr.no/temasider/fisk/tobis/nb-no.
- IKM Acona. Samlet påvirkning av tobis ved Vikingbanken. Kunnskapsstatus og risikovurdering for Equinors aktiviteter ved Vikingbanken SVO. Technical report, IKM Acona, 2022.
- Klima- og miljødepartementet 2020. Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene.
- National Research Council of the National Academies. Oil Spill Dispersants: Efficacy and Effects. The National Academies Press, Washington, DC. doi:10.17226/11283, 2005.
- H Nilsen, JH Greiff, T Nordtug, and O Johansen. Threshold values and exposure to risk functions for oil components in the water column to be used for risk assessment of acute discharges (EIF Acute). 2005.
- Norsk olje og gass. Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute. Version 18, June 2019, 2019.
- Norsk olje og gass. Guidance on environmental risk analyses using ERA Acute. Version 01, February 2020. Technical report, Norsk olje og gass, 2020.
- Uta Passow, Julia Sweet, and Antonietta Quigg. How the dispersant corexit impacts the formation of sinking marine oil snow. *Marine pollution bulletin*, 125(1-2):139–145, 2017.
- Isabel C Romero, Gerardo Toro-Farmer, Arne-R Diercks, Patrick Schwing, Frank Muller-Karger, Steven Murawski, and David J Hollander. Large-scale deposition of weathered oil in the gulf of mexico following a deep-water oil spill. *Environmental pollution*, 228:179–189, 2017.
- Dannise V Ruiz-Ramos, Charles R Fisher, and Iliana B Baums. Stress response of the black coral leiopathes glaberrima when exposed to sub-lethal amounts of crude oil and dispersant. *Elementa: Science of the Anthropocene*, 5, 2017.



- Seatrack. Hovedleveranse 2: Kart over utbredelse og herkomst. Kart over utbredelse og herkomst. Presentasjon av Per Fauchald og Arnaud Tarroux. 2019.
- SINTEF. Forvitringsegenskaper pĥ sj(ø)en og kjemisk dispergerbarhet for Njord r(å)olje. Technical report, 2002.
- SINTEF. MEMW (Marine environmental modeling workbench) OSCAR and Dream Models. User manual version 11.0.1. Technical report, 2019.
- SINTEF, DNV GL, UiO. Impact and restitution model Water column. ERA Acute for water column exposed organisms. Brønner, Ute (SINTEF), Nordtug, Trond (SINTEF), Jonsson, Henrik (DNV GL), Ugland, Karl I (UiO), 2015.
- SINTEF og DNV GL. Bronner, U. (SINTEF), Nordtug, T. (SINTEF), Jonsson, H. (DNV G., Ugland, K.I. (UiO), 2015. Impact and restitution model - Water column. ERA Acute for water column exposed organisms. Trondheim. 2015.
- Cathrine Stephansen, Anders Bjørgesæter, Odd Willy Brude, Ute Brönner, Tonje Waterloo Rogstad, Grethe Kjeilen-Eilertsen, Jean-Marie Libre, and Christian Collin-Hansen. *Assessing Environmental Risk of Oil Spills with ERA Acute: A New Methodology.* Springer Nature, 2021.
- G.H.R Systad, A. Bjørgesæter, O.W. Brude, and G.M. Skeie. Standardisering og tilrettelegging av sjøfugldata til bruk i konsekvens- og miljørisikoberegninger. NINA Rapport 1509. Norsk institutt for naturforskning. bergen, mai 2018. 2018.
- Helen K White, Pen-Yuan Hsing, Walter Cho, Timothy M Shank, Erik E Cordes, Andrea M Quattrini, Robert K Nelson, Richard Camilli, Amanda WJ Demopoulos, Christopher R German, et al. Impact of the deepwater horizon oil spill on a deep-water coral community in the gulf of mexico. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(50):20303–20308, 2012.

# A VEDLEGG: RESULTATER

### A.1 Strandingsstatistikk for prioriterte områder

**Tabell A.1:** Strandingsstatistikk for olje i NOFO eksempelområder. Statistikken er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsning ved letebrønn 6307/1-2, JDE.

Sesong	Område	Sanns. (%)	T	id (dage	r)	Me	engde (to	onn)
			$P_{100}$	$P_{95}$	$P_{50}$	$P_{50}$	$P_{95}$	P <sub>100</sub>
Vinter	Andøya	9.9	23.4	31.7	Inf	0	4	21
	Bliksvær	25.0	13.7	20.0	Inf	0	8	18
	Bø og Hadseløya	9.9	21.0	31.6	Inf	0	4	18
	Frøya og Froan	88.9	1.6	2.7	7.4	155	1370	4901
	Karlsøy	0.2	30.9	Inf	Inf	0	0	2
	Lovunden	27.1	11.6	14.9	Inf	0	10	56
	Moskenesøy og Flakstadøy	20.0	20.3	23.0	Inf	0	13	38
	Røst	43.3	12.7	18.8	Inf	0	28	115
	Smøla	12.8	3.7	10.5	Inf	0	43	2317
	Steigen	14.5	15.2	23.6	Inf	0	6	35
	Træna	77.9	9.3	11.4	19.4	8	52	136
	Vega	31.5	8.4	12.6	Inf	0	11	40
	Vikna vest	79.6	5.2	6.2	14.6	12	136	516
Sommer	Andøya	0.2	34.1	Inf	Inf	0	0	5
	Bliksvær	12.0	17.7	24.3	Inf	0	5	47
	Bø og Hadseløya	0.4	27.6	Inf	Inf	0	0	9
	Frøya og Froan	100.0	1.8	3.0	8.5	450	2402	9482
	Lovunden	12.4	15.3	20.7	Inf	0	5	12
	Moskenesøy og Flakstadøy	6.4	19.4	32.2	Inf	0	7	69
	Røst	6.6	22.1	29.3	Inf	0	3	77
	Sandøy	1.0	9.3	Inf	Inf	0	0	16
	Smøla	27.5	3.2	9.7	Inf	0	249	1429
	Steigen	5.2	18.6	33.4	Inf	0	1	24
	Træna	46.3	11.8	16.9	Inf	0	36	104
	Vega	33.5	9.7	17.9	Inf	0	12	60
	Vikna vest	77.1	5.9	7.8	20.4	9	107	589

# B VEDLEGG: PARAMETERE BENYTTET I ERA ACUTE ANALYSEN

#### B.1 SJØFUGL OG SJØPATTEDYR

**Tabell B.1:** Oppsummering av parametere benyttet i beregning av akutt dødelighet, bestandstap og miljøskade på sjøfugl og sjøpattedyr. Individuell sårbarhet er angitt med en adferdsfaktor, P(beh) og en fysiologisk faktor, P(phy) og bestandens sårbarhet er angitt med R, den fundamentale netto vekstraten (jf. tabell B.2) (se Acona 2015 for detaljer). Grenseverdi er tykkelsen på oljefilmen som anses å være skadelig. Bestandkodene angir geografisk bestandsinndeling for grupper av sjøfuglarter og for enkeltarter av sel (se tabell B.7). Rødlistestatus (2021) til arten er oppgitt for Norge og Svalbard, i parentes (www.artsdatabanken.no).

VØK gruppe	Art	Bestands-	- Ind. og bestandsårbarhet		Grenseverdi	Rødliste	
		kode	P(beh)	P(phy)	R	μm	NOR(SVB)
Pelagisk	Alkekonge	BH	0.88	0.90	1.10	2	- (LC)
dykkende		RU	0.88	0.90	1.10	2	
	Lunde	NH	0.88	0.90	1.10	2	EN (LC)
		UK	0.88	0.90	1.10	2	
		BH	0.88	0.90	1.10	2	
	Polarlomvi	BH	0.88	0.90	1.10	2	CR (VU)
		RU	0.88	0.90	1.10	2	
	Lomvi	RU	0.88	0.90	1.10	2	CR (NT)
		NH	0.88	0.90	1.10	2	
		BH	0.88	0.90	1.10	2	
		UK	0.88	0.90	1.10	2	
	Alke	NO	0.88	0.90	1.10	2	VU (EN)
		NO	0.88	0.90	1.10	2	
Pelagisk	Havhest	UK	0.51	0.90	1.05	2	EN (LC)
overflatebeitende		NS	0.51	0.90	1.05	2	
		NH	0.51	0.90	1.05	2	
		BH	0.51	0.90	1.05	2	
	Krykkje	UK	0.51	0.90	1.10	2	EN (NT)
		RU	0.51	0.90	1.10	2	
		NH	0.51	0.90	1.10	2	
		BH	0.51	0.90	1.10	2	
	Havsule	NO	0.51	0.90	1.15	2	LC (NA)
	Tyvjo	NO	0.51	0.90	1.05	2	VU (LC)
	Storjo	NO	0.51	0.90	1.05	2	LC (LC)
	Ismåke	NO	0.51	0.90	1.15	2	- (VU)
	Sabinemåke	NO	0.51	0.90	1.15	2	- (EN)
Kystbunden	Teist	NO	0.76	0.90	1.10	2	NT (LC)

Forts. neste side

VØK gruppe	Art	Bestands-	Ind. og	bestands	årbarhet	Grenseverdi	Rødliste
		kode	P(beh)	P(phy)	R	micro	status
dykkende	Svartand	NO	0.76	0.90	1.20	2	VU (NA)
	Storlom	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (-)
	Ærfugl	NO	0.76	0.90	1.20	2	VU (LC)
	Islom	NO	0.76	0.90	1.20	2	NA (NA)
	Laksand	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (-)
	Toppskarv	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (-)
	Storskarv	NO	0.76	0.90	1.20	2	NT (-)
	Praktærfugl	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (NT)
	Siland	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (-)
	Smålom	NO	0.76	0.90	1.20	2	LC (LC)
	Stellerand	NO	0.76	0.90	1.20	2	VU (-)
	Sjøorre	NO	0.76	0.90	1.20	2	VU (-)
	Gulnebblom	NO	0.76	0.90	1.20	2	VU (-)
Kystbunden	Rødnebbterne	NO	0.36	0.90	1.15	2	LC (LC)
overflatebeitende	Svartbak	NO	0.36	0.90	1.15	2	LC (NT)
	Fiskemåke	NO	0.36	0.90	1.15	2	VU (NA)
	Makrellterne	NO	0.36	0.90	1.15	2	EN (-)
	Polarmåke	NO	0.36	0.90	1.15	2	- (VU)
	Gråmåke	NO	0.36	0.90	1.15	2	VU (NA)
	Sildemåke	NO	0.36	0.90	1.15	2	LC (NA)
Våtmarks-	Hvitkinngås	NO	0.54	0.90	1.20	2	LC (LC)
tilknyttede	Grågås	NO	0.54	0.90	1.20	2	LC (-)
	Ringgås	NO	0.54	0.90	1.20	2	- (NT)
	Brunnakke	NO	0.54	0.90	1.20	2	LC (-)
	Dverggås	NO	0.54	0.90	1.20	2	CR (-)
	Stokkand	NO	0.54	0.90	1.20	2	LC (-)
•••	Kortnebbgås	NO	0.54	0.90	1.13	2	NA (LC)
Ekte sel	Havert	SO	0.95	0.10	1.13	10	VU (-)
og hvalross		MI	0.95	0.10	1.13	10	
		NO	0.95	0.10	1.13	10	
	Steinkobbe	SO	0.95	0.10	1.13	10	LC (NT)
		MI	0.95	0.10	1.13	10	
		NO	0.95	0.10	1.13	10	

### Tabell B.1: Fortsatt fra forrige side

Nr.	Navn	Arter inkludert i Beste Praksis datasett"	R
Gr. 1	Albatross, stormfugler og joer	Havhest, storjo, tyvjo	1.05
Gr. 2	Alkefugl, petreller, lirer og krykkje	Alkekonge, alke, lunde, lomvi, polarlomvi, teist, krykkje	1.10
Gr. 3	Suler, måker, terner og ping- viner	Havsule, ismåke, sabinemåke, rødnebbterne, svartbak, fiskemåke, makrellterne, polarmåke, gråmåke, sildemåke	1.15
Gr. 4	Skarv, dykkere, andefugl og gjess	Svartand, storlom, ærfugl, islom, laksand, topp- skarv, storskarv, praktærfugl, siland, smålom, stellerand, sjøorre, gulnebblom, hvitkinngås, grå- gås, ringgås, brunnakke, dverggås, stokkand, kort- nebbgås	1.20
Gr. 5	Ekte sel, sjøløver, pelssel og bardehval	steinkobbe, havert	1.13
Gr. 6	Hvalross og akvatiske patte- dyr	Ingen	1.06
Gr. 7	Tannhval, sjøkuer og havskil- padder	Ingen	1.03

**Tabell B.2:** Oppsummering av R, den fundamentale netto vekstraten for syv VØK-grupper (se Acona 2015 for detaljer).

### **B.2** Strandhabitat

**Tabell B.3:** Oppsummering av parametere benyttet i beregning av lenge berørt strandlinje og miljøskade for ulike ESI-strandtyper (se DNV 2015 for detaljer). Absorberingskapasitet (Oil Holding Capacity, OHC) angir evnen til strandtypen å holde på olje, og benyttes til å fordele strandet olje på ulike strandtyper. OHC varierer med viskositet (cS). Grenseverdi er tykkelsen på olje som anses som skadelig for hhv. vegetasjon (flora) og invertebrater (fauna) i strandhabitatene.

ESI	Absorber	ringskapasitet (O	Dil Holding Capacity)	Grense	verdi (mm)	Helningsgrad (°)
Nr.	< 30 cS	30-2000 cS	> 2000 cS	Flora	Fauna	
1	2.80	2.70	1.80	-	0.1	35
4	11.90	12.40	13.50	-	0.1	10
6	11.90	12.40	13.50	-	0.1	15
7	17.00	8.20	8.90	-	0.1	1
8	5.70	6.80	8.90	1	0.1	20
9	17.00	8.20	8.90	1	0.1	1

**Tabell B.4:** Oppsummering av lagtid og restitusjonstider benyttet i av miljøskade for ulike ESIstrandtyper (se DNV 2015 for detaljer).

ESI	Lagtid (år)		Restitu	sjonstid (år)		
Nr.	Veldig lette oljer	Lette oljer	Medium tunge oljer	Tunge oljer	Flora	Fauna
1	0	0	0	0	0	3
4	0	0	1	1	0	3
6	0	0	1	1	0	3
7	0	0	1	1	0	3
8	0	3	7	10	0	3
9	0	3	7	10	0	3

# B.3 FISK

EFFEKTKONSENTRASJON FOR OLJE OG FISK Akutt dødelighet på fiskelarver er beregnet med THC-metodikken utviklet i ERA Acute. Akutt dødelighet beregnes ved bruk av en SSDkurve (species sensitivity distribution") (SINTEF, DNV GL, UiO 2015). Kurven er en kumulativ lognormal fordeling tilpasset LC50-datapunkter for 24 utvalgte arter for dispergert olje (National Research Council of the National Academies 2005) (sort linje i figur B.1). Nilsen et al. Nilsen et al. (2005) benyttet 5-persentilene av LC50-verdiene i denne kurven til å konstruere en ny parallell SSD-kurve med en median (LC50) på 193 ppp og en LC5 på 58 ppb THC (rød linje i figur B.1). Sistnevnte kurve benyttes til å beregne dødelighet for gyteprodukter av tobis, torsk og sild for årene 2000-2014 (torsk) og 2000-2011 (sild) som funksjon av modellert THC-konsentrasjon (oppløst og i dråpeform) i vannmassen. Per i dag benyttes samme doseresponskurve for livsstadier (dvs, egg, larver, yngel).

Normalt tar man ikke hensyn til vertikalfordeling av olje eller larver, men man antar konservativt at disse befinner seg i samme vannlag. Metoden tar ikke hensyn til om oljen er fersk (og dermed mer giftig) eller ikke.

Hvis larvedødeligheten overstiger 1% beregnes restitusjonstid og en miljøskade (RDF). Inngangsparameterne som benyttes bestandsmodellen til fisk (tobis, sild og torsk) er gitt i Tabell B.5.

Datasettene for torsk og sild er basert på larvedriftsdata fra havforskningsinstituttet. Det finnes ikke tilsvarende datasett for tobis og Offshore Norges Beste Praksis gruppe (Akvaplan-niva, DNV og IKM Acona) har derfor laget datasett som benyttes i standard miljørisikoanalyser på norsk sokkel. Datasettet deler tobis i Nordsjøen i seks hovedsystemer der hvert system behandles i analysen som en egen bestand (se Christensen et al. 2008 og HI 2021) (figur B.2). Datasettene er konstruert ved å fordele larvene i alle  $10 \times 10$  km kartruter som overlapper med gyte- og leveområdene slik at summen av larver og yngel innenfor et system er lik 1 (dvs. 100%). Prinsippet er illustrert for Vikingbanken i figur B.2.



**Figur B.1:** LC50-verdier fra laboratorieforsøk med dispergert olje for 24 akvatiske arter. Den tynne, svarte kurven er en log-normal fordeling med en median på 650 ppb, tilsvarende median LC50 i datasettet, og et standardavvik på 0,32. Den røde linjen er SSD-kurven konstruert fra 5% persentilene av LC50-verdien og standardavvik på 0,32. Fra denne doseresponskurven er terskelverdien (5% dødelighet) 58 ppb.

**Tabell B.5:** Standardinnstillinger for bestandsmodellen for fisk (se SINTEF, DNV GL, UiO 2015 og IKM Acona 2022 for detaljer).

Parameter	Original navn	Tobis	Torsk og sild
Antall simuleringer	nSIM	100	100
Naturlig dødelighet, juvenil	NatMort Imatures	0.7	0.2
Naturlig dødelighet, voksen	NatMort Adults	0.4	0.2
Alder rekrutt (år)	AGE_RECRUIT	1	3
Alder første gyting (år)	AGE_FIRST_SPAWN	2	8
Levealder (år)	AGE_MAX	10	25
Gjennomsnittlig str. på rekruttering	E_Recr	1000	1000
Kritisk tetthet (%)	CritDens (%)	5	5
Naturlig dødelighet, juvenil < kritisk tetthet	M Small Abund	0.30	0.15
Naturlig dødelighet, voksen < kritisk tetthet	tm Small Abund	2	6
Kritisk oljedødelighet (%)	CritOilMort (%)	1	1
Klima (1 eller 0)	ClimStart (1 or 0)	0	0



*Figur B.2:* Oversikt over tobissystemer i Nordsjøen (venstre) og et eksempel på hvordan larvene fordeles i  $10 \times 10$  km kartruter som overlapper med gyteområdet (høyre).

Gruppe	Art	Rødlistestatus
Fisk	Norsk vårgytende sild	LC
	Nordøstarktisk sei	LC
	Nordøstarktisk torsk (skrei)	LC
	Nordøstarktisk hyse	LC
	Nordsjømakrell	LC
	Nordsjøtorsk	LC
	Nordsjøsild	LC
	Nordsjøsei	LC
	Nordsjøhyse	LC
	Havsil (tobis)	LC
	Snabeluer	VU
	Lodde	LC
	Blåkveite	LC
	Øyepål	LC

**Tabell B.6:** Fiskebestander hvor det er utført en overlappsanalyse av influensområdet i vannkolonnenog gyteområde. Deres rødlistestatus er vist vha. kodene: VU = Sårbar, LC = Livskraftig.

# B.4 OVERSIKT GEOGRAFISKE BESTANDER

**Tabell B.7:** Geografisk bestandsinndeling for grupper av sjøfuglarter og for enkeltarter av sel. Geografisk region til fugl på åpent hav er basert på hvor deres hekkekoloni er lokalisert.

VØK-gruppe	Geografisk bestandskode	Geografisk region
Fugl på åpent hav	BH	Barentshavet
	NH	Norskehavet
	NS	Nordsjøen
	RU	Russland
	UK	Storbritannia
Fugl ved kyst	NO	Norsk (nasjonal) bestand
Havert	SO	Sørlig bestand
	MI	Midtnorsk bestand
	NO	Nordlig bestand
Steinkobbe	SO	Sørlig bestand
	MI	Midtnorsk bestand
	NO	Nordlig bestand

B.5 Blowout Scenario Analysis - JDE


### Blowout scenario analysis, 6307/1-2 JDE well

### ST-23003



Title:				
	Blowout scenario	analysis 6307	7/1-2 well	
	Diomont Scenario	anary 313, 0007		
Document no.:	Contract no.:		Project:	
\$1-23003			630//1-2	JDE
Classification:		Distribution:		
Internal		Otatus		
Expiry date:		Final		
Distribution date:	Rev. no.:		Copy no.:	
51.01.2025	0			
Author(s)/Source(s): Mette Ro	oland			
Subjects: Blowout frequency,	rate and duration for the 6307	/1-2 JDE well		
Remarks:				
Valid from:		Updated:		
Responsible publisher:		Authority to a	approve deviations:	
		I		
Prepared by (Organisation ur	nit / Name):		Date/Signature:	
				X
TDI OG FOS SAPT ST/	Mette Roland			
Responsible (Organisation ur	nit/ Name):		Date/Signature:	-
				X
Recommended (Organisation	n unit/ Name):		Date/Signature:	-
				Х
TDI OG FOS SAPT ST/	Bente Røiland Stiegler			

Date/Signature:

Х

Approved by (Organisation unit/ Name):



Valid from:

Rev. no.

#### Summary

This note presents the assessment of blowout frequency, rate, and duration for the 6307/1-2 JDE wildcat well. The analysis is based on input from the 6307/1-2 JDE project, available blowout statistics and internal guidelines.

Maximum probable duration is 70 days with ca 0,5 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 14 days and for seabed releases it is 15 days. The weighted blowout rate is 660 Sm<sup>3</sup>/d.

The blowout frequency for a wildcat oil well is expected to be  $1,2x10^{-4}$  per year.



Valid from:

Rev. no.

#### 1 Introduction

In this document, the blowout frequency, rates and possible duration of a blowout is discussed, and results given for the 6307/1-2 JDE 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 6307/1-2 JDE project, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI OG FOS SAPT ST and in dialogue with 6307/1-2 JDE 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 6307/1-2 JDE well is in the Norwegian Sea, with ED50 coordinates 63°58'17.7818"N, 7°07'18.6342"E (block 6307/1-2). For the drilling, a semi-sub rig on anchors is assumed. Water depth is about 312 m. The GOR is estimated to 139 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>. See App.B for further details.



Valid from:

Rev. no.

able 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, 6307/1-2 JDE					
Parameter					
Surface location (coordinates in ED50 datum)	63°58'17.7818"N				
	7°07'18.6342"E				
Distance to shore (km)	70-80 km				
Name of oil (with valid weathering study)	Njord				
Expected oil density at surface conditions (kg/m3)	841.5				
Gas density/gravity (sg)	0.835				
Casing or liner design	liner				
ID of dimensioning casing (if blowout) (inches)	12.347				
OD of drill string (inches)	5.875				
Water depth (m)	312				
Estimated time for drilling (month)	Earliest 1. September 2023				
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5					
years)? Distances (km)?					

#### 3.3 Assumptions/limitations

Is not yet decided whether to use a rig on DP or an anchored rig. In this study it is assumed a rig on anchors as this is assumed most conservative due to longer duration of a blowout, and the surface rates – higher than seabed rates – are weighed higher for anchored rigs.

#### 4 Blowout probabilities and scenarios

#### **Frequency**

The 6307/1-2 JDE well is assumed by the project to be a "normal well" (i.e. not HPHT), as well as an wildcat well. As the GOR is 139 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>, the well is defined as an oil well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of 1,20x10<sup>-4</sup> 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 ⋅ 1,20 ⋅ 10<sup>-4</sup> = 3,00 ⋅ 10<sup>-5</sup>
- P(blowout with seabed release) = 0,75 · 1,20 · 10<sup>-4</sup> = 9,00 · 10<sup>-5</sup>

#### 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.



Valid from:

Rev. no.

 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(Top penetration | blowout) = 0,30
- P(Tripping | blowout) = 0,30

Given the above definition of scenarios:

• P(Drilling ahead | blowout) = 1 – P(Top penetration | blowout) – P(Tripping | 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"



Valid from:

Rev. no.

#### 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.

					Sur	face	Seabed	
Scenario distribution	Scenario	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Initial rates (Sm³/d)	Weighted blowout rate (Sm <sup>3</sup> /d)	Initial rates (Sm <sup>3</sup> /d)	Weighted blowout rate (Sm <sup>3</sup> /d)
20.9/	Тор	Open	60 %	0,18	335	60	248	45
50 %	penetration	95 % restr	40 %	0,12	301	36	247	30
40.0/	Drilling	Open	60 %	0,12	832	200	609	146
40 %	anead	95 % restr	40 %	0,08	673	108	602	96
20.0/	Trinning	Open	60 %		1312	236	1034	186
50 %	TTTPPINg	95 % restr	40 %		1023	123	972	117
			Total, s	surface/seabed		763		620

Table 2 Initial and weighted blowout rates

Thus, the weighted surface blowout rate is 760  $\text{Sm}^3/\text{d}$  and seabed blowout rate is 620  $\text{Sm}^3/\text{d}$ . Using the distribution 25 % / 75 % for surface /seabed releases for a rig on anchors (ch.3.3), the total weighted rate is estimated to 660  $\text{Sm}^3/\text{d}$ .

#### 6 Blowout duration, 6307/1-2 JDE wildcat 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 shutin 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



Valid from:

Rev. no.

• 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:



Valid from:

Rev. no.

- 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):



Valid from:

Rev. no.

#### Table 3 Weibull parameters for calculating duration of blowout

	α	β	Asymptote
Bridge	0,70	6,00	0,63
CapTopside	0,70	2,30	0,53
CapSubsea	0,70	6,00	0,45
ReliefWell <sup>1</sup>	15	80	1

 $T_{Reliefwell}$  is uniformly distributed between  $\alpha$  and  $\beta$ , while  $T_{bridge}/T_{capping surface}/T_{capping Subsea}$  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	а	relief	well (	(day	ys)	)
----------	------	----	-------	---	--------	--------	------	-----	---

	Min <sup>*)</sup>	Most likely	Max	Comments
1- Decision to mobilize	1	1	2	
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	9	12	25	
3- Drilling down to the specific depth	16	21	26	Drilling top hole and 12 ¼" section
4- Geo magnetic steering into the well <sup>2</sup>	7	12	20	Vertical well
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	34	48	78	

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> 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. Page 10 of 18



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 46 %.

The duration of the different parts of a vertical capping stack installation for the 6307/1-2 JDE operations are given in the tables below. The Othello Nord well is used as reference well for JDE as the Othello Nord well is located in the same area in the Norwegian Sea. The GOR rate for JDE is somewhat higher but has lower blowout rate. Thus, is it assumed a slightly higher probability for use of offset capping stack compared to Othello. 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(vertical) is based on well specific evaluations and expert judgements, and set to 0,5 for the 6307/1-2 JDE well, ref. Appendix A.



Valid from:

Rev. no.

# Table 5 Vertical capping stack - duration for the different time steps for the different activities relatedto the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Seawells. Values from Othello Nord, with some adjustments, applied for JDE

		Vertical	lowerin	ıg – in d	ays
Part	Description	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). Justification: Typical values for NCS. The area is in the North Sea		2	3	4
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	<ul> <li>Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well</li> <li>Transit stack to WH/BOP</li> <li>Connect</li> <li>Shut in well</li> <li>Justification: Typical values for NCS for this water depth</li> </ul>		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</i> <i>period</i>	P(delay summer) = 1 %	2	3	7



Valid from:

Rev. no.

## 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 Othello Nord, with some adjustments, applied for JDE

		Of	fset lowerin	g – in day	S
Part	Description	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)		3	5	7
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	<ul> <li>Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well</li> <li>7a. Transit stack to WH/BOP</li> <li>7b. Connect</li> <li>7c. Shut in well</li> </ul>		a) 24 hrs b) 8 hrs c) 8 hrs	a) 27 hrs b) 12 hrs c) 8 hrs	a) 36 hrs b) 24 hrs c) 8 hrs
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)	P(delay summer) = 2 % P(delay winter) = 15 %	2	5	20



Valid from:

Rev. no.

#### 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.

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	34,8 %	25,1 %	42	0,5 %	3,2 %
2	12,8 %	11,1 %	49	3,8 %	2,7 %
5	16,8 %	17,3 %	56*	9,3 %	5,9 %
7	5,1 %	6,3 %	63	4,4 %	2,8 %
10	4,4 %	6,0 %	70*	0,4 %	0,3 %
14	3,2 %	5,4 %			
21	2,7 %	9,4 %			
28	1,2 %	1,6 %			
35	0,7 %	2,9 %			

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

\* For blowout duration exceeding 70 days the probability less than 0,2 % is added to 70 days 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	1,27	48 %	1	1 to 5 days	2,5	53 %
2	5 to7 days	5,46	22 %	2	7 to 14 days	10,2	18 %
3	10 to 49 days	24,79	16 %	3	21 to 35 days	24,7	14 %
4	56 days	56,00	9 %	4	42 to 56 days	50,6	12 %
5	63 to 70 days	63 <i>,</i> 65	5 %	5	63 to 70 days	63,6	3 %
Sum wei	ghted surface		14,16				14,52

#### Table 8 Weighted duration, including capping stack

As presented in Table 7, the maximum blowout duration is 70 days for surface and seabed release, while Table 8 indicates a weighted duration of 14 and 15 days (rounded off) for surface and seabed releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.



Valid from:

Rev. no.



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







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 6307/1-2 JDE wildcat well, the blowout frequency is judged to be  $1,20x10^{-4}$  per year. The weighted blowout rate is  $660 \text{ Sm}^3/\text{d}$ .

Maximum probable duration is 70 days with ca. 0,5 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 14 days and for seabed releases it is 15 days.

#### 9 References

- 1. Sintef: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2021", Dok.nr. 2021:00131, Final rev., Jan 2022,
- 2. Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies based on Sintef Offshore Blowout Database 2021", report 19101001-8/2022/R3, rev Final, March 2021
- 3. Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis" rev.2
- Information from the 6307/1-2 JDE project in "Exploration input scheme 6307/1-2 JDE BSA and ERA input"
- 5. NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014



Valid from:

Rev. no.

## Appendix A Probabilities related to use of capping stack. Values from Othello Nord, with some adjustments, applied for JDE

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)		0,4620
P(blowout not through WH/BOP)		0,3
P(outside spec)		0,109
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 Sm3/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)	
D/Londing point not quailable)	(Justification of value: generic value of 0,1 for NCS)	0,1
P(Lanuing point not available)	Most likely sause is failure of emergency disconnect to LMPP in case of less of position	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(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	0,03
P(failed operation)		0.1580
P (Failed operation   vertical)		0.1170
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). (Justification of value: well is at 313m water depth, low blowout rate compared to Othello))	0,1179
P(inflict 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. (Justification of value: Not HPHT well, standard design, assumed casing collapse probability low)	0,1
P(capping blind shear ram not	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not	
sealing)	accounted for in the model.	0,01
P (Falled operation   offset)	(may water death (00 m)	0,1981
P(onset)	(max water uepth 600 m)	0,5
P(inflict 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



Valid from:

Rev. no.

#### Appendix B Parameters for blowout and kill simulations [4]

#### Table B-1 Reservoir properties

Reservoir Data	Unit	JDE Res
Top reservoir	m TVD MSL	1917
Base reservoir	m TVD MSL	2071
HC Water Contact (OWC)	m TVD MSL	1988
Gas Water Contact (GWC)	m TVD MSL	1988
Net HC bearing formation thickness along wellpath	m MD	30.3
Net/Gross	ratio	0.427
Porosity	v/v	0.183
Effective Permeability*1 (Absolute permeability)	mD	35.8 (44.7)
SWT	v/v	0.31
Kv/kh	ratio	0.1
Pressure at top of reservoir (oil/gas)	bar	226.7 / 230.1
Temperature at top of reservoir	°C	65.3
Reservoir length along well (X) <sup>†</sup>	m	3600
Reservoir width across well (Y) <sup>†</sup>	m	2060
X-position of well within reservoir <sup>†</sup>	m	1660
Y-position of well within reservoir <sup>†</sup>	m	710
Discovery probability	%	17

#### Table B-2 Fluid properties oil

Fluid data	Unit	JDE Res Oil	
Reference field/well for fluid properties		NO 6407/7-4	
(sample no in brackets)		Njord	
FLUID PROPERTIES AT STANDARD CONDITIONS			
(1.013 bar, 15°C)	1		
Oil density	kg/m3	841.5	
Gas gravity	sg	0.835	
Condensate density	kg/m3	n/a	
FLUID PROPERTIES AT INITIAL RESERVOIR CONDITIONS			
Fluid type	gas/oil/cond	Oil	
Gas density	g/cc	-	
Oil density	g/cc	0.7081	
Gas Viscosity	cP	-	
Oil Viscosity	cP	0.67	
GOR / GCR (Single Flash)	Sm3/Sm3	138.5	
Formation Volume Factor Oil, Bo	Rm3/Sm3	1.39	
Bubble point pressure (Pbp)	bar	178.2	
Oil viscosity @ Pbp	cP	0.62	
Formation Volume Factor Oil, Bo			
@ Pbp	Rm3/Sm3	1.402	
Formation Volume Factor Gas, Bg	Rm3/Sm3	-	
Dew point pressure (Pdp)	Bar	-	
CO2			
N2			
H <sub>2</sub> S			