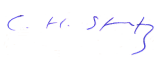
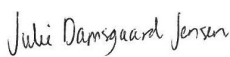


En analyse for Equinor ASA



GODKJENNINGSTABELL

Rapporttittel: Stokastisk oljedriftsimulering og miljørisikoanalyse for letebrønn 7220/7-4 Isflak	
Kunde: Equinor ASA	Kundekontakt: Louise-Marie Holst
Utført av: Christophe Bernard Christopher Haakon Strutz	Signatur:  
Kontrollert av: Julie Damsgaard Jensen	Signatur: 
Versjon: VERSJON-02	Dato: 28.05.2020
Aconas prosjektnummer: 820269	
Referer til denne rapporten som: Acona AS 2020. Stokastisk oljedriftsimulering og miljørisikoanalyse for letebrønn 7220/7-4 Isflak. En analyse for Equinor ASA. Versjonsdato: 28.05.2020. Aconas prosjektnummer: 820269. www.acona.com .	

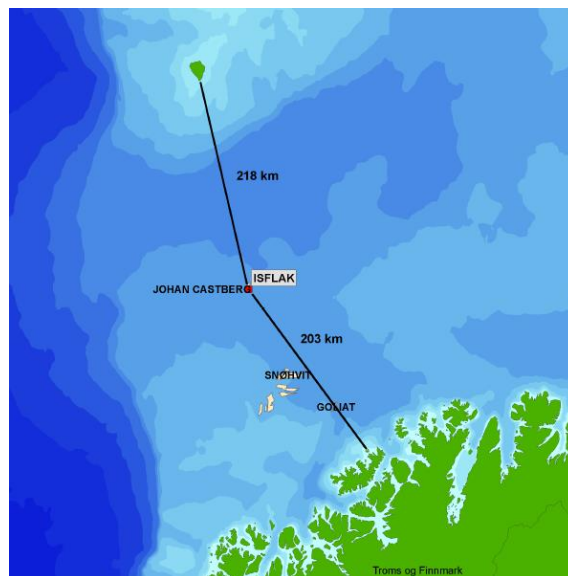
VERSJONSHISTORIKK

Versjon / Dato	Beskrivelse av endring:
VERSJON-01 20.05.20	Utkast til kunden, for gjennomlesning og tilbakemelding
VERSJON-02 28.05.20	Endelig versjon. Oppdatert etter kommentarer fra kunde

Teknisk sammendrag av miljørisikoanalyse for letebrønn 7220/7-4 Isflak

Acona AS har gjennomført miljørisikoanalyse for letebrønn 7220/7-4 Isflak i Barentshavet. Analysene er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17) og metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). De baserer seg på stokastiske oljedriftssimuleringer utført i henhold til Beste Praksis for oppsett og utførelse av oljedriftssimuleringer til bruk i standard miljørisikoanalyser.

Brønnen skal bores med den halvt nedsenkbare riggen Transocean Enabler. Den definerte fare- og ulykkeshendelsen (DFU) som er lagt til grunn for analysene er en utblåsning av Skrugard olje. Oljen er en naftensk råolje med medium tetthet og lavt asfalten- og voksinnhold (1.89%) sammenlignet med andre norske oljer. Oljeemulsjonen som dannes på sjøen har lav viskositet. Dette kan medføre utfordringer i forbindelse med mekanisk opptak. Kjemisk dispergering kan være et alternativ.



Figur 1 Lokasjon for letebrønn 7220/7-4 Isflak. Avstand til fastlandet og Bjørnøya er vist.

Sannsynligheten for en utblåsning under boring er $1.14\text{E-}04$ (0.0114 %), basert på data for normal boring fra SINTEFs offshore utblåsningsdatabase. Dette tilsvarer en utblåsning for hver 8 772 brønn som bores.

Equinors akseptkriterier for miljørisiko for ulike miljøskade ved leteboringsaktivitet er:

- 1 mindre miljøskade for hver 1 000 leteboring (1/1.0E-03)
- 1 moderat miljøskade for hver 4 000 leteboring (1/2.5E-04)
- 1 betydelig miljøskade for hver 10 000 leteboring (1/1.0E-04)
- 1 alvorlig miljøskade for hver 40 000 leteboring (1/2.5E-05)

Hvilket område vil bli berørt av en oljeutblåsning fra 7220/7-4 Isflak?

Korteste avstand til land er ca. 203 km; til Kamøya i Hammerfest kommune i Troms og Finnmark fylke. Det er ca. 218 km til Bjørnøya.

Ved stokastiske oljedriftssimuleringer kan man definere influensområder. Dette er et statistisk bilde av den romlige fordelingen av olje basert på de enkelte oljedriftssimuleringene. 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) og kysthabitat er 1 tonn olje pr. 10×10 km kartrute og

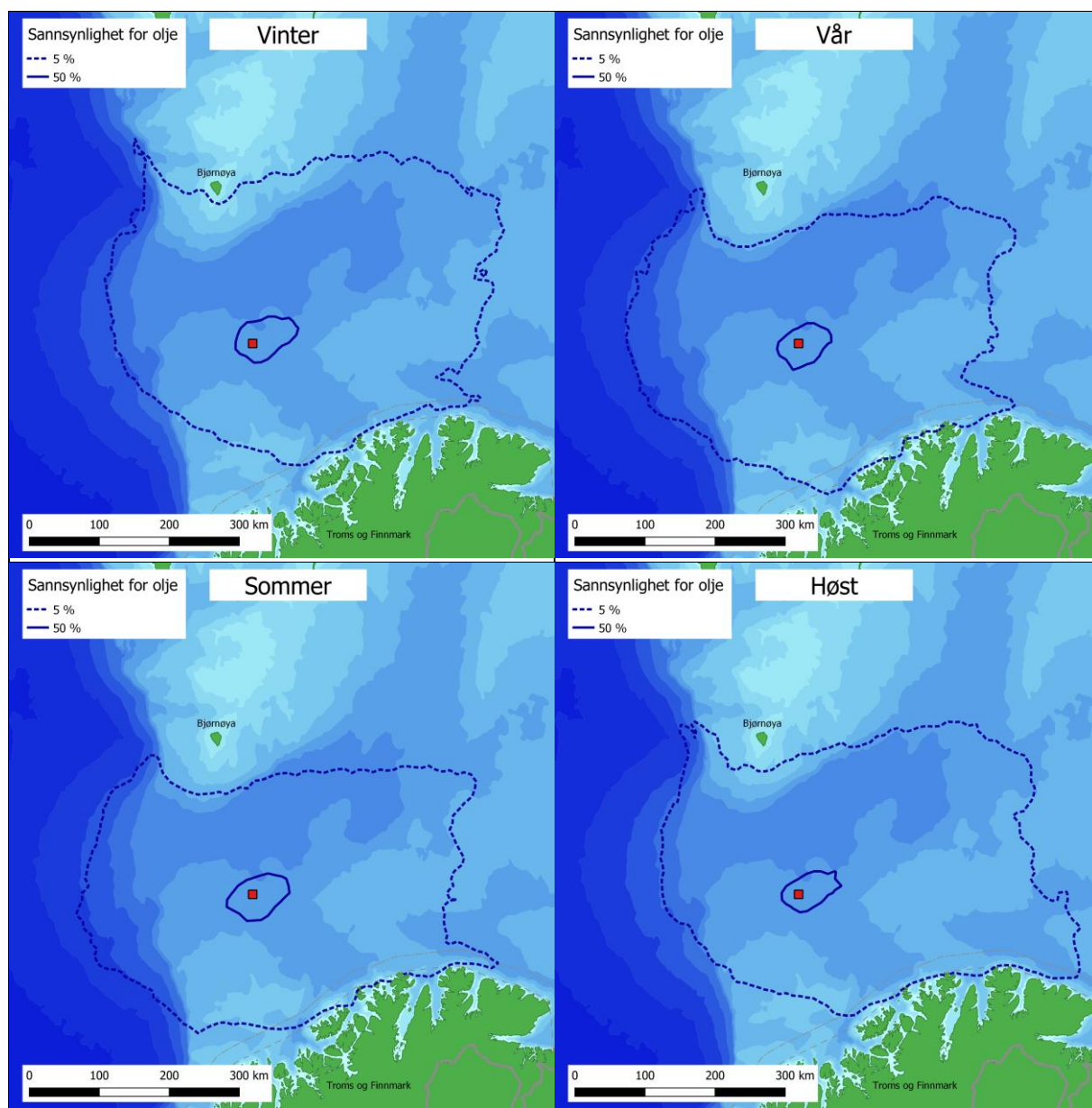
Metode: Det er utført et statistisk representativt antall oljedriftsberegninger for utslippsrater fra 34 til $23\,661 \text{ m}^3/\text{døgn}$ og utblåsningsvarigheter fra 2 døgn til 55 døgn. Totalt er det simulert 10 800 mulige utblåsninger.

Oljedriftsmodellen OSCAR (versjon 10.01) er benyttet med 4×4 km 3D strømdata (døgnmiddel) og 10×10 km vinddata (hver 3. time) for perioden 2007 -2016.

grenseverdien for vannsøylen (fiskeegg og – larver) er 100 ppb total oljekonsentrasjon.

Influensområdet på sjøoverflaten ved både sjøbunns- og overflateutblåsning strekker seg utover i Barentshavet, nordover til Bjørnøya og sydover til kysten av Troms og Finnmark fylke.

Figur 2 viser influensområdene som stiplede linjer og området med mer enn 50 % sannsynlighet for olje over grenseverdien som heltrukne linjer. Avstanden fra brønnen til denne grensen er omtrent 20-50 kilometer, avhengig av sesong.



Figur 2. Influensområder for sjøoverflaten for overflate- og sjøbunnsutblåsning. Influensområdet er vist med stiplede linjer (mer enn 5 % sannsynlighet for olje over grenseverdien) og konturen for 50 % er vist med heltrukne linjer. Alle sannsynlighetene er betinget at en utblåsning har funnet sted, uten effekt av oljevernberedskap.

I vannsøylen har et område på opptil ca. 50 km fra utslippspunktet oljekonsentrasjoner over 100 ppb. Influensområde for olje på strandlinjen berører ruter langs deler av den aller nordligste kysten av Troms og Finnmark.

Gitt at en utblåsning finner sted er det beregnet sannsynligheter for stranding langs kysten på mellom 11 og 15%, der høyeste sannsynlighet er på våren. Oljens korteste drivtid og størst strandet mengde emulsjon, representert ved 95-persentiler, varierer mellom 25 og 32 døgn og 149 og 1058 tonn. Ingen av NOFOs eksempelområder for oljevern har mer enn 5% sannsynlighet for stranding og kortere enn 20 dagers drivtid.

Hvilke miljøkonsekvenser kan en utblåsning fra letebrønnen gi?

De beregnede miljøkonsekvensene er hovedsakelig knyttet til sjøfugl. Miljørisikoen er innenfor Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for alle undersøkte VØK-er i alle måneder.

For sjøfugl på åpent hav er det beregnet miljørisiko basert på nytt datasett utarbeidet med data fra SEATRACK-programmet. Høyeste beregnede miljørisiko med de nye dataene gjelder lunde med 12% av akseptkriteriet for Alvorlig skade i juni.

Beregninger basert på gammel datasett (SEAPOP) for sjøfugl på åpent hav er også utført. Risikonivået her er omtrent likt som for det nye datasettet.

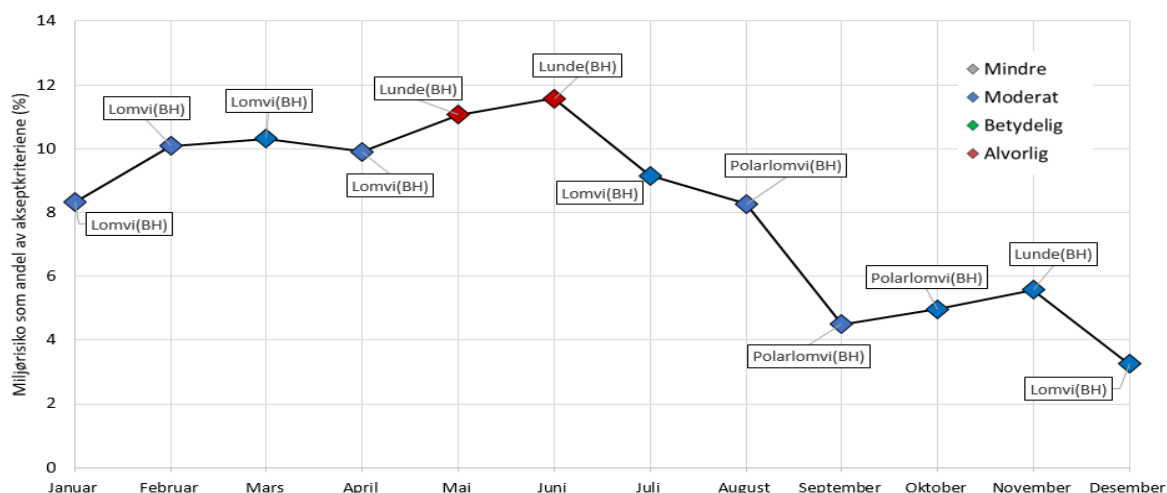
For kystdatasettet er høyeste beregnede miljørisiko 4% av akseptkriteriet for Alvorlig skade i mai og juni, beregnet for hhv. gulnebbblom og alke. Høyeste miljørisiko for sel er 3% av akseptkriteriet for Moderat skade i juni. For strand er høyeste risikonivå 2% av akseptkriteriet for Moderat skade. Det er benyttet ulike metoder for beregning av larvetap for Nordøst arktisk torsk og norsk vårgytende sild. MIRA-analysen ga ikke larvetap over 1%, mens beregninger med på QSAR-modellen i OSCAR ga larvetap på ca. 1% og en miljørisiko på 0,1%.

Høyeste miljørisiko som prosentvis andel av Equinors akseptkriterier for alle undersøkte verdifulle økosystemkomponenter er presentert i Figur 3.

Metode: Populasjonstap, miljøskade og miljørisiko er beregnet vha. den skadebaserte delmetodikken i MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse).

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

Hovedkilden er SEAPOP og SEATRACK-programmene (helhetlig og langsiktig overvåkings- og kartleggingsprogram for norske sjøfugler), Havforskningsinstituttet og MRDB (marin ressursdatabase).



Figur 3. Høyeste miljørisiko, uavhengig av skadekategori, gjennom året for alle VØK-er.. Bestanden med høyest miljørisiko er vist for hver måned. BH = Barentshavbestand.

Technical summary of environmental risk analysis for exploration well 7220/7-4 Isflak

Acona AS has performed an environmental risk analysis for exploration well 7220/7-4 Isflak in the Barents Sea. The analyses are performed in accordance with the Management regulation (§17), and method for environmental risk analysis. 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.

The well will be drilled with the semi-submersible rig Transocean Enabler. The defined situation of hazard and accident (DSHA) is a blowout with Skrugard oil. The oil is a naphthenic crude with a low content of wax (1.89%) compared to other Norwegian crude oils. The oil forms emulsion of low viscosity and can represent challenges in mechanical combating. Chemical dispersants can be an alternative.

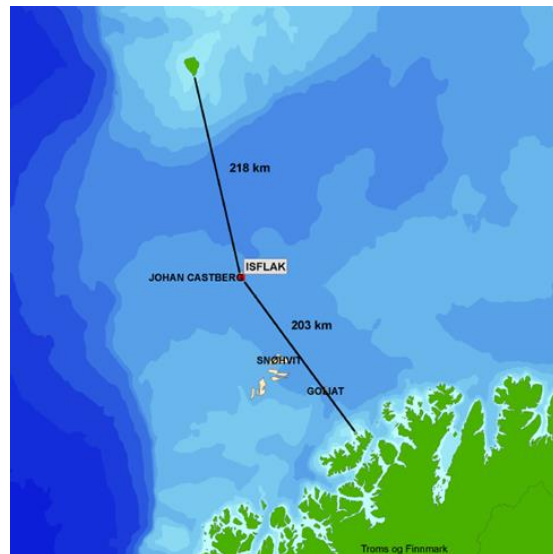


Figure 1 Location of exploration well 7220/7-4 Isflak. Distance to nearest mainland and Bjørnøya are indicated.

The probability of a blowout during drilling is $1.14\text{E-}04$ per well (0.0114 %), based on data for a normal drilling operation from the SINTEF offshore blowout database. This corresponds to one blowout in every 8 772 drilled well.

Equinor's acceptance criteria for environmental risk of environmental damage for exploration drilling are:

- 1 minor environmental damage for every 1 000 exploration well (1/1.0E-03)
- 1 moderate environmental damage for every 4 000 exploration well (1/2.5E-04)
- 1 considerable environmental damage for every 10 000 exploration well (1/1.0E-04)
- 1 serious environmental damage for every 40 000 exploration well (1/2.5E-05)

Which areas may be affected by a blowout from 7220/7-4 Isflak?

The shortest distance to the shoreline is approximately 203 km, to Kamøya in Hammerfest municipality in Troms og Finnmark county. Distance to Bjørnøya is approximately 218 km.

Influence areas of oil drift can be defined by performing stochastic oil drift simulations. These are statistical images of the 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 1 tonne oil per 10×10 km grid cell for sea surface (sea birds and mammals) and coastal habitats and 100 ppb

Method: A representative number of stochastic oil drift simulations have been performed for blowout rates from 34 to 23 661 m^3/d and durations from 2 days to 55 days. A total of 10 800 blowouts have been simulated.

The oil drift model OSCAR (Version 10.01) has been used with a 4×4 km 3D current data /daily mean) and 10×10 km wind data (every 3rd hour) from the period 2007 -2016.

total oil concentration for water column (fish egg and larvae).

The influence areas for oil on the sea surface, both from surface and seabed blowouts, cover the Barents Sea up towards Bjørnøya and south towards the coast of Troms og Finnmark county.

The influence areas on the sea surface are illustrated in Figure 2 below. The spread of the area of more than 50% probability is up to approximately 20-50 kilometres, depending on the season.

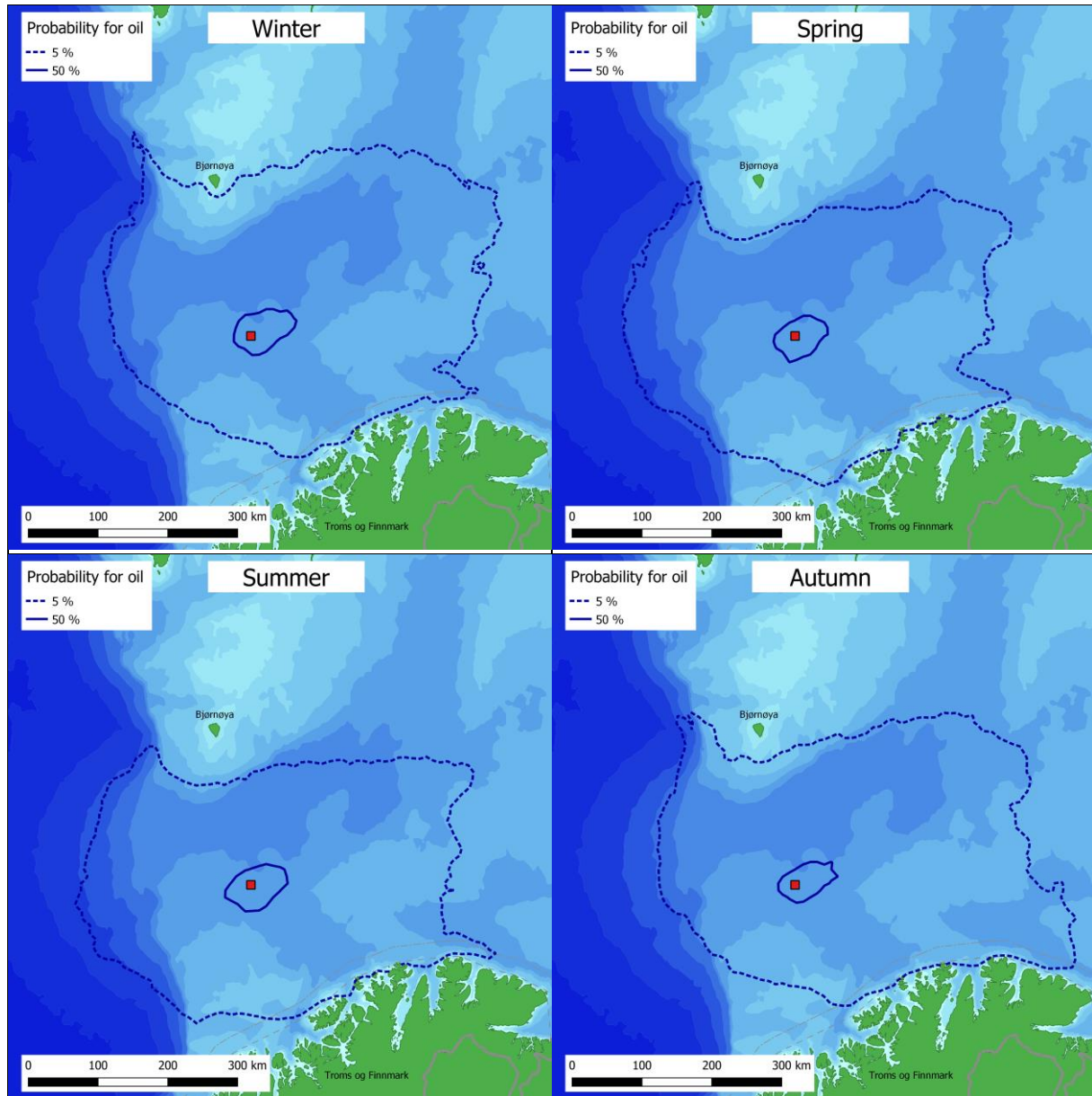


Figure 2. Influence areas for topside and subsea blowouts. The influence areas are shown with dashed lines (more than 5% probability for oil above the threshold value) and contours (more than 50% probability). All probabilities are conditioned that a blowout have occurred, without effect of oil spill response.

In the water column an area of up to approximately 50 km from the well have oil concentrations above 100 ppb. The influence area for the shoreline affects map grid cells on the northernmost coastline of Troms og Finnmark county.

Given a blowout, probabilities for stranding along the coast has been calculated to vary between 11 and 15%, where the highest probability is during spring. The shortest drift time and largest amounts of

stranded emulsion, represented by the 95 percentiles, varies between 25 and 32 days and 149 and 1058 tonnes. No NOFO example areas for oil spill response have more than 5% probability of stranding and drift time shorter than 20 days.

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

The calculated environmental consequences are mainly related to seabirds at open sea. The environmental risk is below Equinor's operation specific acceptance criteria for all investigated valuable ecosystem components in all months.

For pelagic seabirds, calculations are based on the new dataset produced by the SEATRACK program. The highest environmental risk is calculated for common guillemot at 12% of the acceptance criteria in the Serious damage category during the month of June.

Calculations based on the old dataset for pelagic seabirds has also been done. Risk levels are similar to risk levels calculated with the new dataset.

For the coastal dataset, the highest environmental risk is calculated to 4% of the acceptance criteria for Serious damage in May and June, for Yellow-billed Loon and Razorbill, respectively. The highest environmental risk for seals is 3% of the acceptance criteria for Moderate damage in June. For shoreline habitats, the highest risk level is 2% of the acceptance criteria for Moderate damage. Different methods have been applied in calculating loss of fish larva for North-East Arctic cod and Norwegian spring spawning herring. Calculations based on MIRA did not produce loss of fish larva above 1%, while calculations with the QSAR model in OSCAR gave a loss of fish larva of approx. 1% and an environmental risk of 0.1%.

Environmental risk, as percentage of Equinor's operation specific acceptance criteria for all valuable ecosystem components, are presented in Figure 3.

Method: Population loss, environmental damage and environmental risk is calculated by use of the damage-based methodology in MIRA.

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

The primary data sources are SEATRACK data (long term surveillance and mapping programme for Norwegian sea birds), Institute of Marine Research and MRDB (Marine Resource Database).

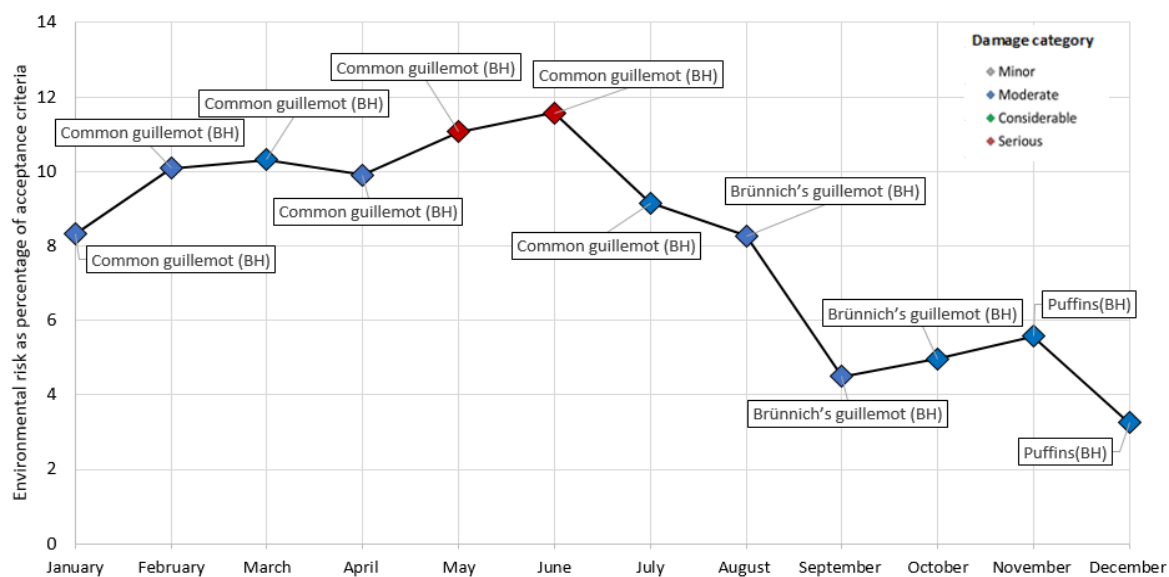


Figure 3. Highest environmental risk, independent of damage category, throughout the year for all VECs. The VEC with highest risk per month is shown. BH = Barents Sea population.

FORKORTELSER OG DEFINISJONER

Akseptkriterier Verbal eller tallfestet grenser for hvilket risikonivå som aksepteres. I MIRA uttrykkes akseptkriteriene som operatørens aksepterte maksimalsannsynlighet for miljøskade i ulike skadekategorier.

ALARP As low as reasonably practical: prinsipp som benyttes ved vurdering av risikoreducerende tiltak. Risikoreducerende tiltak skal implementeres med mindre den tilhørende kostnaden eller gjennomførbarheten er urimelig i forhold til risikoreduksjonen.

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.

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.

Mdir Miljødirektoratet.

MEMW Marine Environmental Modelling Workbench. Programvarepakke fra SINTEF.

MIRA Metode for miljørettet risikoanalyse.

MRA (ERA) Miljørisikoanalyse (Environmental Risk Analysis). Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.

NOROG Norsk Olje og Gass. Forkortelsen OLF benyttes fremdeles for publikasjoner utgitt da organisasjonen het Oljeindustriens Landsforening.

NORSOK Norsk sokkels konkurranseposisjon. Et samarbeidsprosjekt mellom aktørene i oljeindustrien og myndighetene, mest kjent for NORSOK-standardene.

ODS Oljedriftsimulering.

PL Produksjonslisens.

Ptil Petroleumstilsynet.

OSCAR Oil spill contingency and response. Modul for oljedriftsimuleringer i programvarepakken MEMW 10.0.1 fra SINTEF.

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. Restitusjonstiden må være lengre enn 1 måned for at den skal bli registrert som miljøskade.

Skadekategorier Kategorisering av miljøskader i hhv. mindre, moderat, betydelig eller alvorlig

på grunnlag av restitusjonstid.

SVO Særlig verdifulle og sårbare områder

THC Total Hydrocarbon. 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

Godkjenningstabell	2
Versjonshistorikk	3
Sammendrag	4
Summary	7
Forkortelser og definisjoner	11
Innhold	14
1 Introduksjon	15
1.1 Planlagt aktivitet	15
1.1.1 Definert fare- og ulykkeshendelse	17
1.2 Referanseolje	17
1.3 Operatørens akseptkriterier for miljørisiko	18
2 Områdebeskrivelse	19
3 Metoder	22
3.1 Oljedriftsimuleringer	22
3.2 Miljørisikoanalyse	22
4 Resultater fra oljedriftsimulering	24
4.1 Influensområder	24
4.1.1 Illustrasjon av en enkeltsimulering	32
4.2 Strandingsstatistikk	35
5 Resultater for miljørisikoanalyse	37
5.1 Resultater for sjøfugl på åpent hav (seatrack)	37
5.2 Resultater for sjøfugl ved kysten	40
5.3 Resultater for sel	42
5.4 Resultater for fisk	44
5.5 Resultater for strandhabitat	45
5.6 Iskantsonen	48
5.7 Oppsummering miljørisikoanalyse	49
Referanseliste	53
A Vedlegg: Metoder	54
A.1 Metode for simulering av oljedrift	54

A.1.1	Definisjon av influensområder	55
A.1.2	Beregning av persentiler	56
A.2	Metode for analyse av miljørisiko	57
A.2.1	Konverteringstabeller	60
A.2.2	Skadelig oljekonsentrasjon for fiskelarver	64
B	Vedlegg: Resultater	67
B.1	Strandingsstatistikk for prioriterte områder	67
B.2	Resultater miljørisikoanalyse	68
B.3	Resultater for åpent hav med gammelt datasett (seapop 2013)	75
C	Vedlegg: Inngangsdata	97
C.1	Oversikt geografiske bestander	98
C.2	Økosystemkomponentenes sårbarhet for olje	98
C.3	Blowout Scenario Analysis - Isflak	100

1 INTRODUKSJON

Denne rapporten er utarbeidet av Acona AS, på vegne av 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 (MIRA, [OLF 2007](#)) og dokumentet Beste Praksis for oljedriftsimuleringer utarbeidet på oppdrag fra Norsk Olje og Gass ([Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020](#)).

1.1 PLANLAGT AKTIVITET

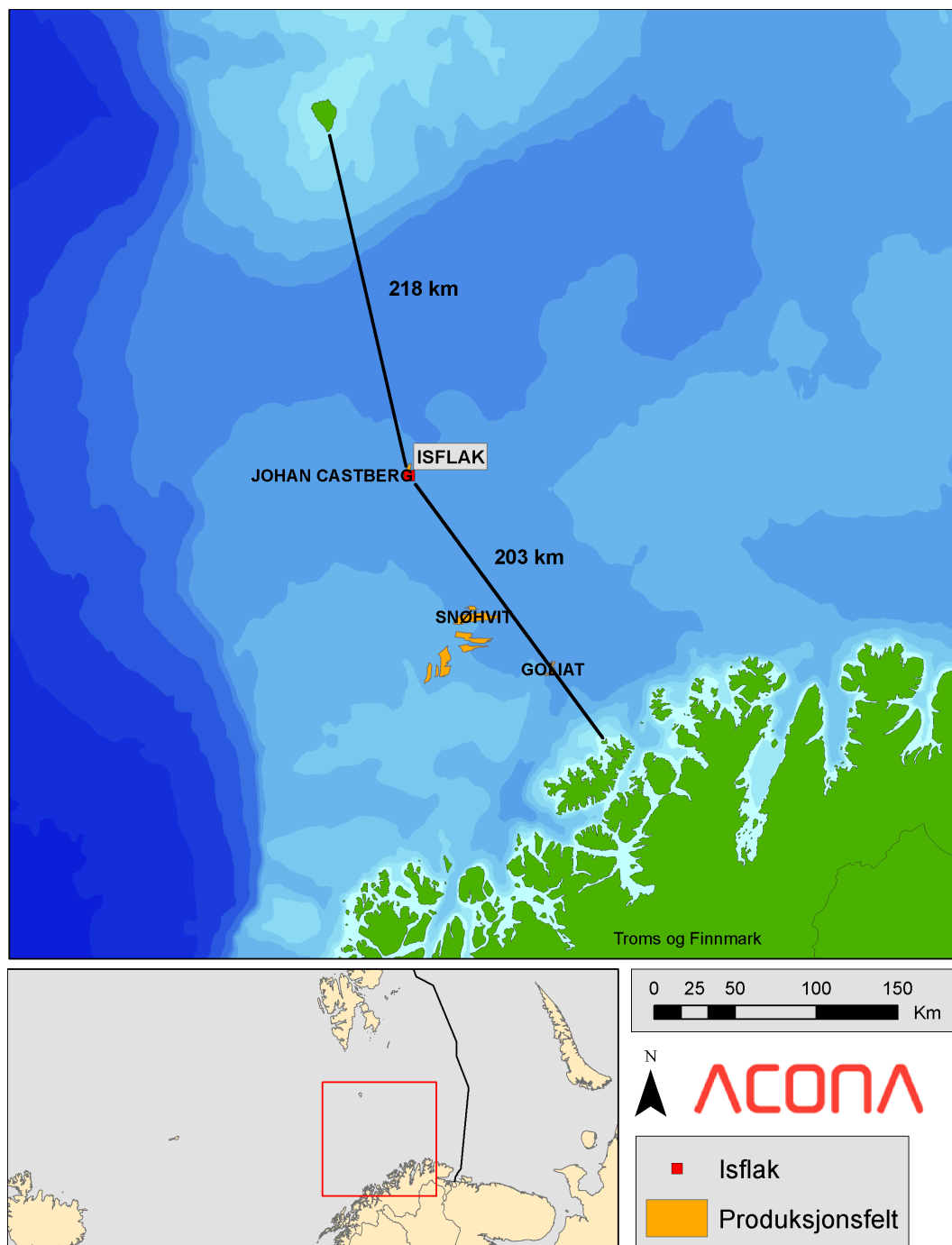
Equinor planlegger å bore letebrønn 7220/7-4 Isflak i PL532. Brønnen er planlagt boret med den halvt nedsenkable boreriggen Transocean Enabler.

Isflak ligger ved Johan Castberg-feltet i Barentshavet, omstrendt midt i mellom fastlandet og Bjørnøya. Korteste avstand til fastlandet er ca. 203 km, til Kamøya i Hammerfest kommune i Troms og Finnmark fylke. Avstanden til Bjørnøya er ca. 218 km. Havdypet på lokasjonen er 352 meter (MSL). Brønnlokasjonen er vist i figur [1.1](#).

Viktige inngangsdata for miljørisikoanalysen er presentert i tabell [1.1](#)

Tabell 1.1: Viktige inngangsdata for miljørisikoanalysen for letebrønn 7220/7-4 Isflak.

Parameter	Verdi
Aktivitet	leteboring
Type hendelse	utblåsning
Breddegrad (°N WGS84)	72.4178
Lengdegrad (°E WGS84)	20.1393
Vanndybde (m)	352
Riggtype	halvt nedsenkbar flyterigg
Vektet rate (Sm^3/d)	2567 (overflate) 2565 (sjøbunn)
Vektet varighet (d)	14.2 (overflate) 16.0 (sjøbunn)
Oljetype	Skrugard 2011
GOR (Sm^3/Sm^3)	106
Tid for boring av avlastningsbrønn (d)	55



Figur 1.1: Beliggenheten til letebrønn 7220/7-4 Isflak.

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 for er vist i tabell 1.2. Dataene er aggregert fra rate- og varighetsmatrisen i utblåsningsstudiet (Ranold AS 2020) ihht. Beste Praksis-dokumentet for oppsett av stokastiske oljedriftsimuleringer for bruk i miljørisikoanalyser (Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020).

Sannsynligheten for en utblåsning er 1.14E-04 (iht. til statistikk for normal letebrønn i SINTEFs offshore blowout database for 2019). Gitt at en utblåsning finner sted, er sannsynlighetsfordelingen mellom sjøbunns- og overflateutblåsning hhv. 0.90 og 0.10. Vektet utblåsningsrate og -varighet er hhv. 2565 Sm³/d og 16.0 dager for sjøbunnsutslipp og 2567 Sm³/d og 14.2 dager for overflateutblåsning.

Tabell 1.2: Rate- og varighetsmatrisen for stokastiske oljedriftsimuleringer for en utblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Dataene er aggregert fra rate- og varighetsmatrisen oppgitt i Ranold AS (2020).

Utslippspunkt		Rater		Sannsynlighet for varighet				
Dybde	Sanns. (%)	Sm ³ /døgn	Sanns. (%)	2 dager	5 dager	15 dager	25 dager	55 dager
Overflate	10	34	45	47	18	15	3	17
Overflate	10	122	15	47	18	15	3	17
Overflate	10	3861	29	47	18	15	3	17
Overflate	10	10903	9	47	18	15	3	17
Overflate	10	23661	2	47	18	15	3	17
Sjøbunn	90	34	45	36	17	18	14	15
Sjøbunn	90	119	15	36	17	18	14	15
Sjøbunn	90	4203	29	36	17	18	14	15
Sjøbunn	90	10068	9	36	17	18	14	15
Sjøbunn	90	22115	2	36	17	18	14	15

1.2 REFERANSEOLJE

Skrugard 2011 beskrevet av SINTEF (2012) er valgt som referanseolje for letebrønnen Isflak. Referanseoljen er valgt på bakgrunn av områdenærhet og at et potensielt oljefunn antas å ha lignende fluidegenskaper.

Skrugard har medium tetthet og lavt asfalten- og voksinnhold sammenliknet med andre norske råoljer. Oljen dannet stabile vann-i-oljeemulsjoner ved småskala laboratorietester gjennomført

1.3. Operatørens akseptkriterier for miljørisiko

av SINTEF. Flammepunktet vil være over sjøtemperaturen for alle vindstyrker ved både sommer- og vinterforhold. Ved høye vindstyrker forventes oljen å ha relativ kort levetid på overflaten (ca. 48 timer) på grunn av fordampning naturlig dispergering, mens den ved lavere vindstyrker forventes å leve i mer enn fem dager.

Skrugard har godt potensiale for kjemisk dispergering under både vinter- og sommerforhold, men tidsvinduet er relativt lite, der den på det meste er dispergerbar i opptil et par dager ved lave vindstyrker. Når oljen er forventet å være redusert dispergerbar kan effektiviteten økes ved å tilføre ekstra energi vha. thrustere, FI FI-systemer eller MOB-fartøy, eller ved å øke doseringsraten og repetere påføringen. Lenselekkasje på grunn av lav viskositet kan forventes i de første timene etter et utslipp.

1.3 OPERATØRENS AKSEPTKRITERIER FOR MILJØRISIKO

Operatørens akseptkriterier for miljøskade i ulike kategorier er gitt i tabell 1.3 og er definert i [Equinor ASA \(2018\)](#). Akseptkriteriene uttrykker Equinors holdning om at naturen i størst mulig grad skal være uberørt av selskapets aktiviteter. Kriteriene angir maksimal tillatt hyppighet av hendelser som kan forårsake skade på miljøet.

Akseptkriteriene er operasjonsspesifikke og benyttes for å avgjøre om miljørisikoen er akseptabel eller ikke. Rammeforskriftens §11 "Prinsipper for risikoreduksjon" pålegger i tillegg operatører å vurdere miljørisikoen i forhold til ALARP-prinsippet.

Tabell 1.3: Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for miljøskade i de ulike skadekategoriene. Sannsynligheten er oppgitt i enheten pr. operasjon.

Skadeklasse	Restitusjonstid (år)	Maks. sanns.
Mindre	0.1–1	1.00E-03
Moderat	1–3	2.50E-04
Betydelig	3–10	1.00E-04
Alvorlig	>10	2.50E-05

2 OMRÅDEBESKRIVELSE

I dette kapitlet følger en beskrivelse av viktige områder for verdsettinge økosystemkomponenter (VØK) som kan være sårbare ved et oljeutslipp ved Isflak. Områdene er vist i kart 2.1 og økosystemkomponentenes sårbarhet er beskrevet i vedlegg C.2. Se forøvrig beskrivelse av verdifulle og sårbare områder i Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene ([Klima- og miljødepartementet 2020](#)).

ISKANTSONEN OG POLARFRONTEN Våroppblomstringen av fytoplankton starter i den marginale issonen og oppblomstringen følger isen i et 20-50 km bredt belte ettersom isen gradvis trekker seg tilbake. Iskanten er ansett for å være et veldig viktig område for juvenile og voksne predatorer fra alle trofiske nivåer i det Arktiske næringsnett. Arter som ringsel, storkobbe, narhval, grønlandshval, hvithval, hvalross, isbjørn og ismåke er assosiert med iskanten. Isbjørn er i hovedsak begrenset til områder som har isdekke gjennom mesteparten av året. Noen bjørner har begrensede områder hvor de jakter om våren, mens andre individer følger isen mens den trekker seg nordover. Polarfronten er området hvor varmt Atlantisk vann fra Golfstrømmen møter det kalde vannet fra Arktis. Frontområdene er forbundet med økt planteplanktonproduksjon, som igjen fører til økt populasjonsstørrelse av dyreplankton og økt tetthet av predatorer.

Det er foreslått en endring av SVO-området iskantsonen, fra 30 til 15 prosent isfrekvens i april, i den nye forvaltningsplanen for de norske havområdene ([Klima- og miljødepartementet 2020](#)). I denne analysen er den nye definisjonen med 15 prosent isfrekvens lagt til grunn for iskantsonen SVO. Området er definert basert på satelittobservasjoner av isutbredelse i april fra 30-års perioden 1988-2017.

BJØRNØYA Bjørnøya og de omkringliggende grunne havområdene er et naturreservat med en rekke arter av både nasjonal og internasjonal betydning. Øya har noen av Europas største hekkekolonier av sjøfugl, som polarlomvi, lomvi, havhest og krykkje. Bjørnøya er også det eneste kjente stedet i Norge der gulnebbblom hekker. Grunnene utenfor Bjørnøya har en karakteristisk, mangfoldig bunnfauna med store tareskoger.

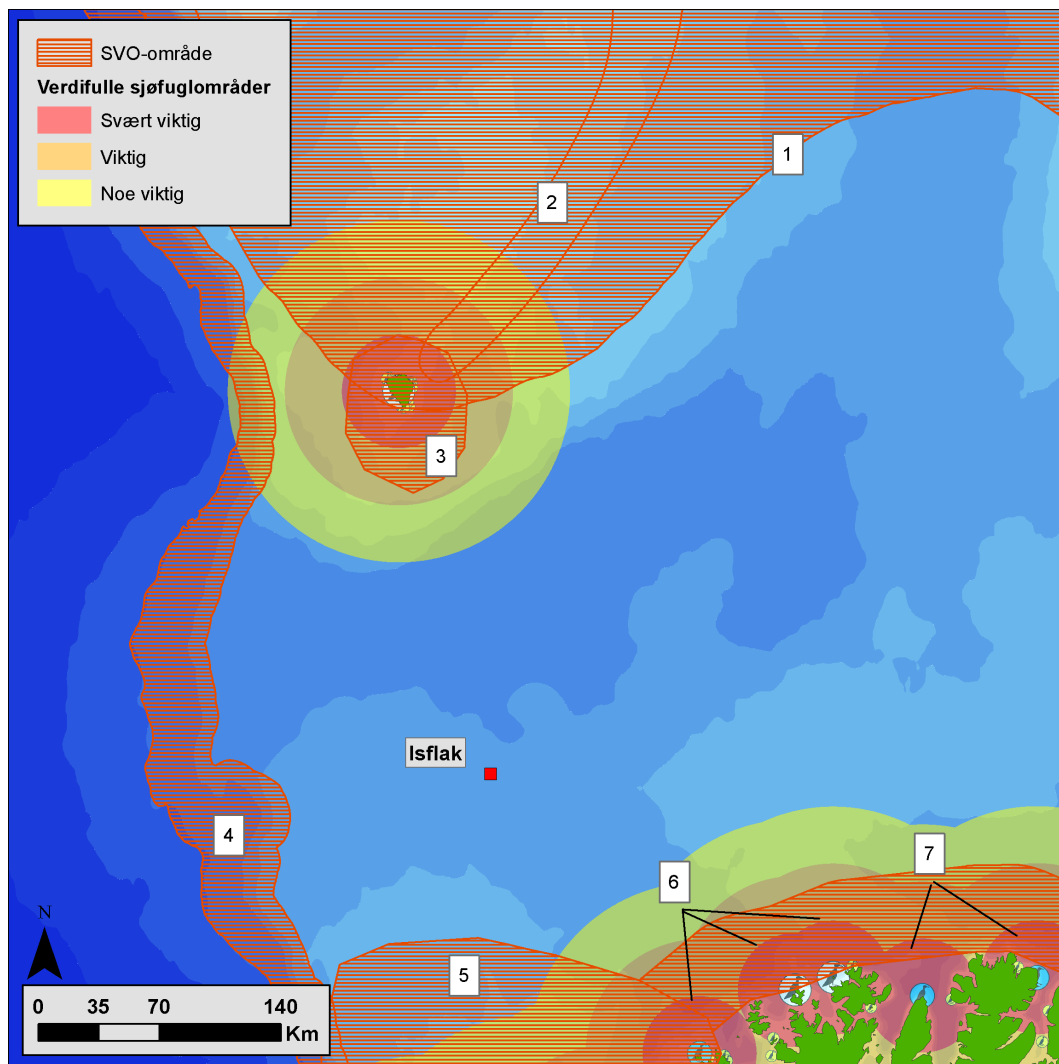
Havområdet rundt Bjørnøya er også et viktig område for pelagisk sjøfugl utenom hekkeperioden. Fra august til oktober beiter alkekonge, polarlomvi, lunde, krykkje og lomvi på fiskeyngel, dyreplankton og pelagisk fisk som lodde og polartorsk. Dette er en periode hvor lomvi og polarlomvi er spesielt sårbare ettersom de i denne perioden skifter fjærdrakt og er på svømmetrekk ut fra koloniene fra Bjørnøya. De fleste lomvihannene (med unge) fra Bjørnøya forlater kolonien tidlig i august og i slutten av måneden har de nådd myte- og oppvekstområdet i det sør-østlige Barentshavet. Studie av svømmetrekket viser at fuglene ikke svømmer direkte til oppvekstområdet fra Bjørnøya, men at retningen på trekket først går mot norskekysten før fuglene bøyer av mot oppvekstområdet i øst ([NINA 2018](#)). Bjørnøya er et av eksempelområdene for oljevern.

EGGAKANTEN Eggakanten angir grensen mellom kontinentalsokkelen og dyphavet og inkluderer kontinentalskråningen. 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. Området har også 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. Eggakanten er definert som SVO-område i Helhetlig forvaltningsplan for de norske havområdene.

TROMSØFLAKET Tromsøflaket er et stort bankområde karakterisert av en høy biodiversitet. Havbunnens utforming og dens effekt på bunnstrømmene gjør Tromsøflaket til et retensjonsområde for fiskelarver (sild, torsk og lodde). Den høye tettheten av juvenil fisk danner grunnlaget for et rikt fugleliv, og området utgjør et viktig beiteområde for arter som hekker ved fugleklippene langs kysten. Tromsøflaket har også en viktig svampfauna og flere store korallrev. Lophavet i vestre Finnmark er karakterisert av en høy biologisk produksjon med store tettheter av fisk og sjøfugl. Havbunnen i området er veldig variert, med flere ulike typer bunnhabitater som inkluderer viktige korallrev.

HJELMSØYA OG GJESVÆRSTAPPAN Lille Kamøya naturreservat utgjør landområdet på øya og havområdet rundt. Formålet med fredningen er å bevare et viktig fugleffell som blant annet huser Norges største koloni med storskarv. Hjelmsøya og Gjesværstappan i Finnmark er begge viktige fugleffell for pelagisk sjøfugl som lunde, alke, lomvi, krykkje og havsule. Lundekolonien ved Gjesværstappan teller nærmere 500 000 hekkende par, og et betydelig antall av arten hekker også ved Hjelmsøya. Begge områder har også viktige kolonier av alke, med 7 000 og 2 500 hekkende par på hhv Hjelmsøya og Gjesværstappan. Hjelmsøya har en av de største koloniene av den kritisk truede lomvien i regionen i tillegg til en betydelig koloni med krykkje. Områdene er også viktige om høsten da flyveudyktige fugler er på sjøene under myteperioden. Gjesværstappan har en kastekoloni på rundt 50 havert. Gjesværstappan er et eksempelområde for oljevern.

SVÆRRHOLTKLUBBEN OG OMGANGSSTAURAN Fugleffellet Sværholtklubben, mellom Porsangerfjorden og Laksefjorden har en av de største hekkekoloniene med krykkje i Finnmark. Omgangsstauran rommer viktige hekkeplasser for krykkje, storskarv og lomvi. Alkefugler, teist og måker hekker også i området. Sværholtklubben og Omgangsstauran har vært definert som naturreservater siden 1983 for å bevare fugleffellene med tilhørende fugleliv, dyreliv og natur. Sværholtklubben er et eksempelområde for oljevern.



Figur 2.1: Viktige områder for verdsatte økosystemkomponenter som kan være sårbare ved en utblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. (1) Iskanten (2) Polarfronten (3) Bjørnøya (4) Eggakanten (5) Tromsøflaket (6) Lille Kamøya, Hjelmsøya og Gjesværtoppa (7) Sværholdtklubben og Omgangsstauran.

3 METODER

Analysene er utført i samsvar med Styringsforskriften (paragraf 17), metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA, [OLF 2007](#)) og dokumentet Beste Praksis for oljedriftsimuleringer utarbeidet på oppdrag fra Norsk Olje og Gass ([Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020](#)).

Påfølgende kapitler gir en oversikt over metodene og utvalgte inngangsdata. En mer utfyllende beskrivelse av metoder for oljedriftsimuleringer og miljørisikoanalyse er gitt i vedlegg [A.1](#) og vedlegg [A.2](#).

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 10.0.1 fra SINTEF. Modellen er satt opp i henhold til *Beste Praksis* for oljedriftmodellering for standard miljørisikoanalyser ([Acona, Akvaplan-niva & DNV GL 2020](#)).

Den aggregerte rate- og varighetsmatrisen består av 50 scenarier med unike kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varigheter ($2 \times 5 \times 5$). Totalt ble det simulert 10 800 enkeltsimuleringer.

Vind- og havstrømdata er fra hhv. NORA10 (2007-2016) og SVIM (2007-2016). 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 Norsk Olje og Gass veiledning for gjennomføring av miljørisikoanalyser for petroleumsaktiviteten på norsk sokkel, MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse, [OLF 2007, 2008](#)). For sjøfugl, sjøpattedyr, gyteprodukter og strandhabitat er det utført en skadebasert MIRA. Dette er den mest omfattende metoden og benytter detaljerte ressursdatasett sammen med effekt- og skadenøkler for å beregne sannsynlighet for bestandstap, miljøskade og miljørisiko. Merk at analysen er kjørt for alle datasett selv om det for enkelte arter ikke er overlapp med utbredelse av skadelige oljekonsentrasjoner og bestandsdata.

Skadeberegninger for gyteprodukter til fisk er gjort både ved MIRA-analyse (for hele rate- og varighetsmatrisen) og ved et enkeltscenario for sjøbunnsutblåsning med QSAR-modellering i OSCAR (for vektet rate og varighet). QSAR-scenariet er kjørt med redusert diameter (2,38 cm) noe som gir økt mengde olje i vannkolonnen sammenlignet med større diameter.

For fiskebestander der detaljerte ressursdata mangler er det utført en eksponeringsbasert MIRA. Se vedlegg [A.2](#) og vedlegg [A.2.2](#) for beskrivelse av metoder.

Viktige inngangsdata til miljørisikoanalysen er verdsatte økosystemkomponenter (VØK) ([OLF 2007](#)). Det er benyttet siste oppdaterte datasett for alle VØK-grupper i analysen:

- Sjøfugl - Åpent hav: SEAPOPOP, 01.09.2013, re-publisert i 2015
- Sjøfugl - Åpent hav: SEATRACK 2020
- Sjøfugl - Kyst: NINA, 26.11.2018
- Gyteområder: HI, 18.05.2018
- Fiskelarver og -egg: HI, 2005, 2019.
- Sjøpattedyr (sel): MRDB, 02.09.2010
- Strandhabitat: MRDB, 02.09.2010

Bestandsdataene anvendt for denne rapporten omfatter 12 arter sjøfugl i SEAPOPOP-datasettet fra 2013, åtte arter i et nytt datasettet for åpent hav basert på SEATRACK-programmet (se omtale under), 41 sjøfuglarter i kystdatasett, to arter sjøpattedyr (sel) og 13 fiskebestander. Habitatdataene omfatter 12 ulike strandhabitater.

En art består av forskjellige bestander basert på inndeling i ulike geografiske regioner (se vedlegg C.1). Planktonorganismer med unntak av fiskeegg og -larver er ikke tatt med pga. deres lave sensitivitet for olje, noe som skyldes stor geografisk fordeling av de enkelte artene og kort restitusjonstid.

Det er beregnet miljøskade og miljørisiko med et nytt datasett for sjøfugl på åpent hav. Datasettet består av utbredelsesdata for seks arter og 20 bestander fra SEATRACK-programmet, samt ny tilrettelegging av alke og havsule fra SEAPOPOP 2013. Datasettet er tilrettelagt i samråd med NINA og er blitt presentert for Miljødirektoratet mai 2020. Det er utført flere studier med sammenlikning av resultater basert på beregninger med det nye datasettet og det gamle SEAPOPOP-datasettet for letebrønner i Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen. Det er bred faglig enighet om at datasettet er en betydelig forbedring i forhold til data fra 2013 bla. ved at de nye dataene i langt større grad reflekterer utbredelsemønsteret til de aktuelle artene og at de inneholder informasjon om fuglenes bestandtilhørighet. Kunnskap om bestandstilhørighet er nødvendig for å kunne beregne bestandstap og for å vurdere langvarige konsekvenser av et oljeutslipp.

4 RESULTATER FRA OLJEDRIFTSIMULERING

Resultatene fra de stokastiske oljedriftsimuleringene presenteres som influensområder og strandingsstatistikk for hhv. sjøbunns- og overflateutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Resultatene fra de helårlige stokastiske oljedriftsimuleringene presenteres for sesongene vinter (desember–februar), vår (mars–mai), sommer (juni–august) og høst (september–november).

4.1 INFLUENSOMRÅDER

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. Grenseverdien representerer nedre grense for miljøskade, og er 1 tonn per 10x10 km kartrute for sjøoverflaten og strandlinjen og 100 ppb THC (Total Hydrocarbon Concentration, oppløst og i dråpeform) for vannkolonnen. Størrelsen til influensområdene er presentert i tabell 4.1. Merk at influensområdene ikke viser 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 (vedlegg A.1.1).

Influensområdene er noe større for sjøbunnsutblåsninger enn for overflateutblåsninger. En oversikt som viser antall 10x10 km kartruter er gitt i tabell 4.1.

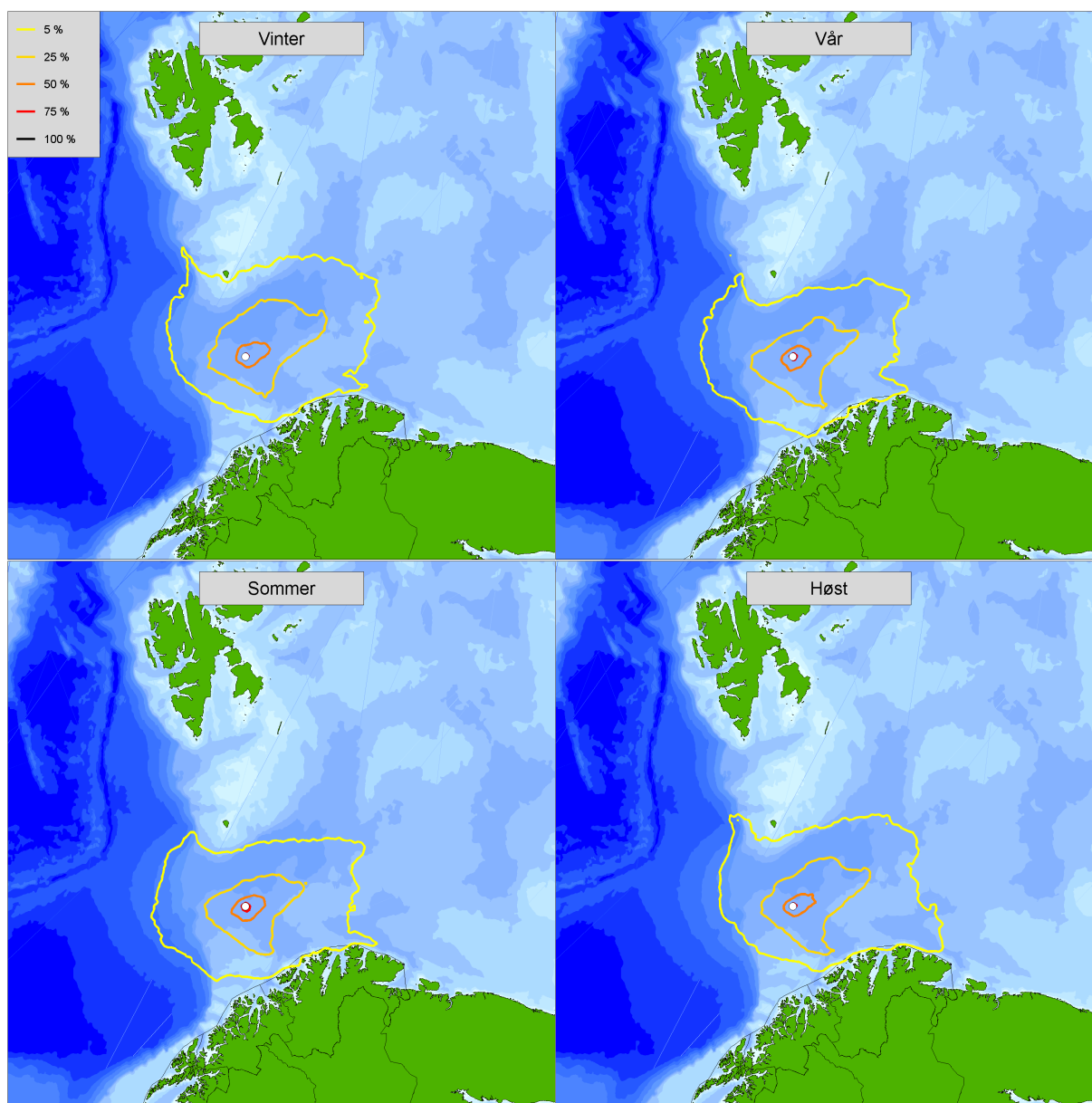
Influensområdet på sjøoverflaten ved både sjøbunns- og overflateutblåsning strekker seg utover i Barentshavet, nordover til Bjørnøya og sydover til kysten av Troms og Finnmark fylke. Området overlapper så vidt med SVO-linjen for marginal iskantsone om vinteren og SVO-området for Bjørnøya høst og vinter. Andre områder som overlapper med influensområdet er SVO-ene Tromsøflaket, Eggakanten og kystsonen og viktige beiteområder for sjøfugl hele året. Se kapittel 2 for omtale av områdene. Influensområdene for sjøoverflaten er vist i figurene 4.1 og 4.2.

Influensområdet i vannkolonnen berører opptil 17 kartruter omkring utslippspunktet. Dette gjelder ved sjøbunnsutblåsning på høsten. Influensområdet i vannkolonnen er vist i figurene 4.3 og 4.4.

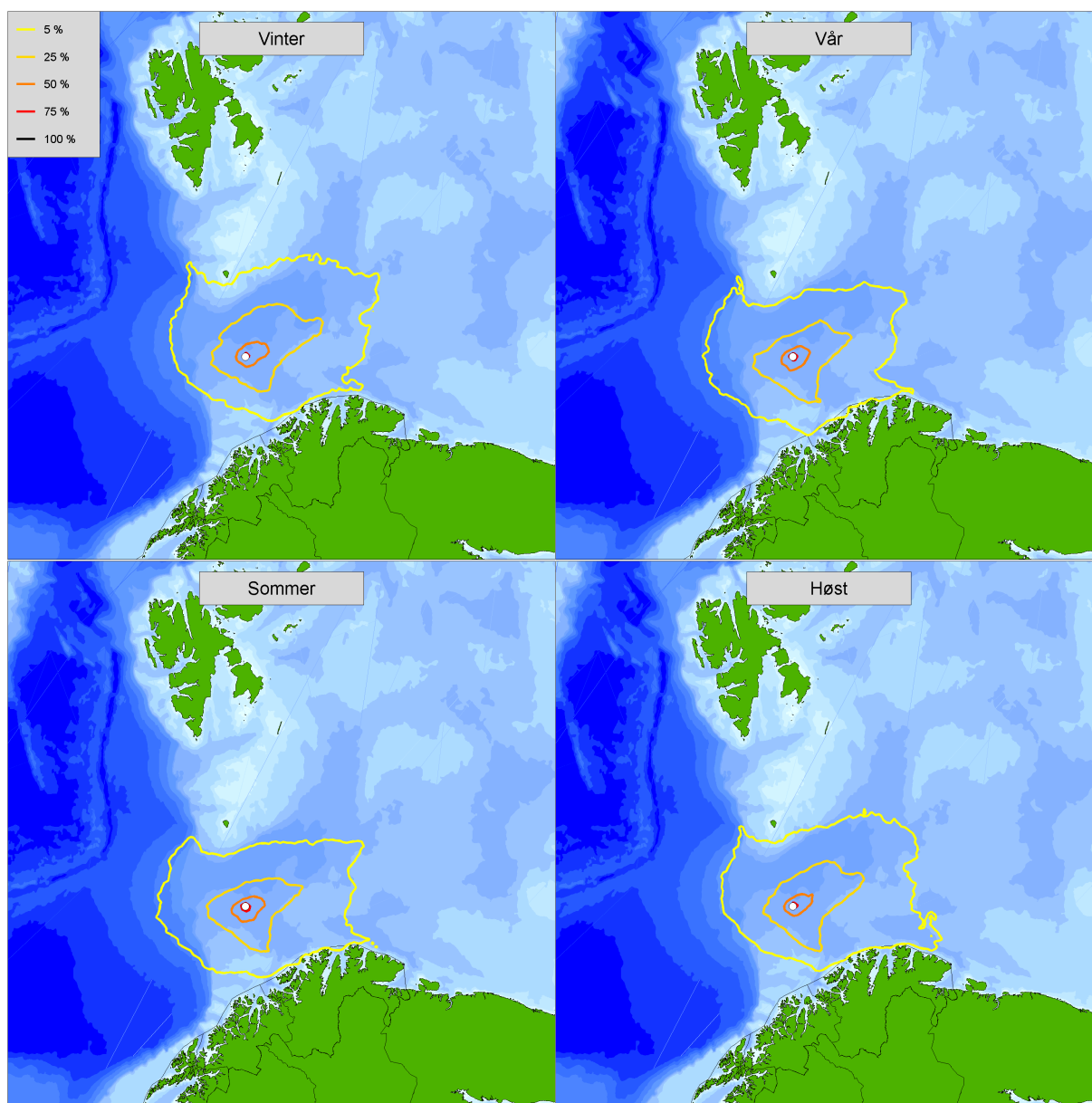
Opptil syv kartruter ved strandlinjen er berørt. Kartrutene med stranding av olje er lokalisert langs kysten av Troms og Finnmark fylke. Se illustrasjon av berørte kartruter i figurene 4.5 og 4.6.

Tabell 4.1: Størrelsen av influensområder for olje på sjøoverflaten, i vannkolonnen og akkumulert på strandlinjen, definert i vedlegg A.1.1, og vist som antall 10×10 km kartruter. Influensområdene er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for en utblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak.

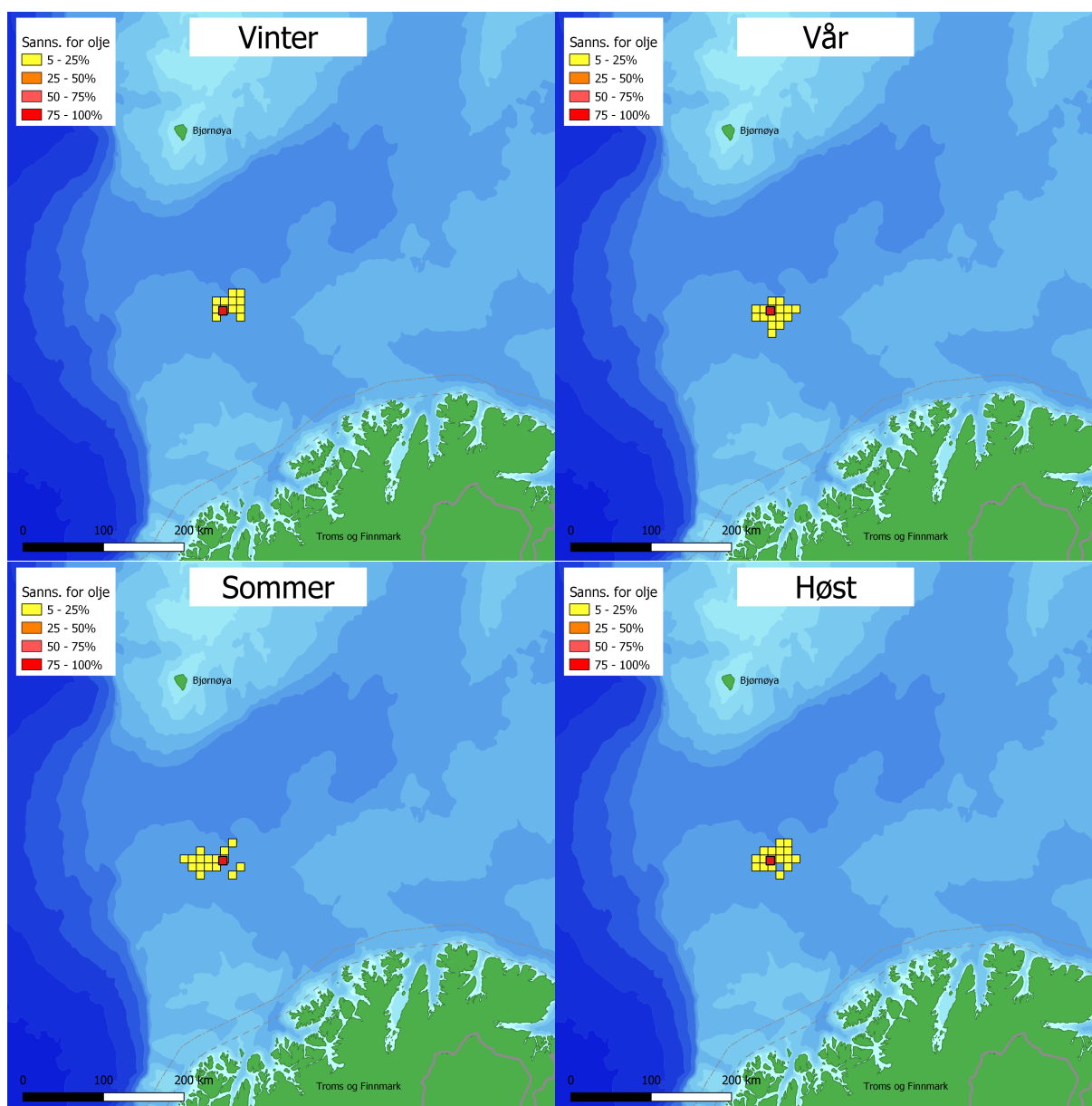
Utslipp		Antall kartruter (10×10 km)		
Sesong	Dyp	Vannkolonne	Overflate	Strandlinje
Vinter	Overflate	11	1770	0
...	Sjøbunn	12	1872	1
Vår	Overflate	13	1557	6
...	Sjøbunn	16	1664	7
Sommer	Overflate	6	1553	1
...	Sjøbunn	16	1694	4
Høst	Overflate	14	1698	1
...	Sjøbunn	17	1812	2



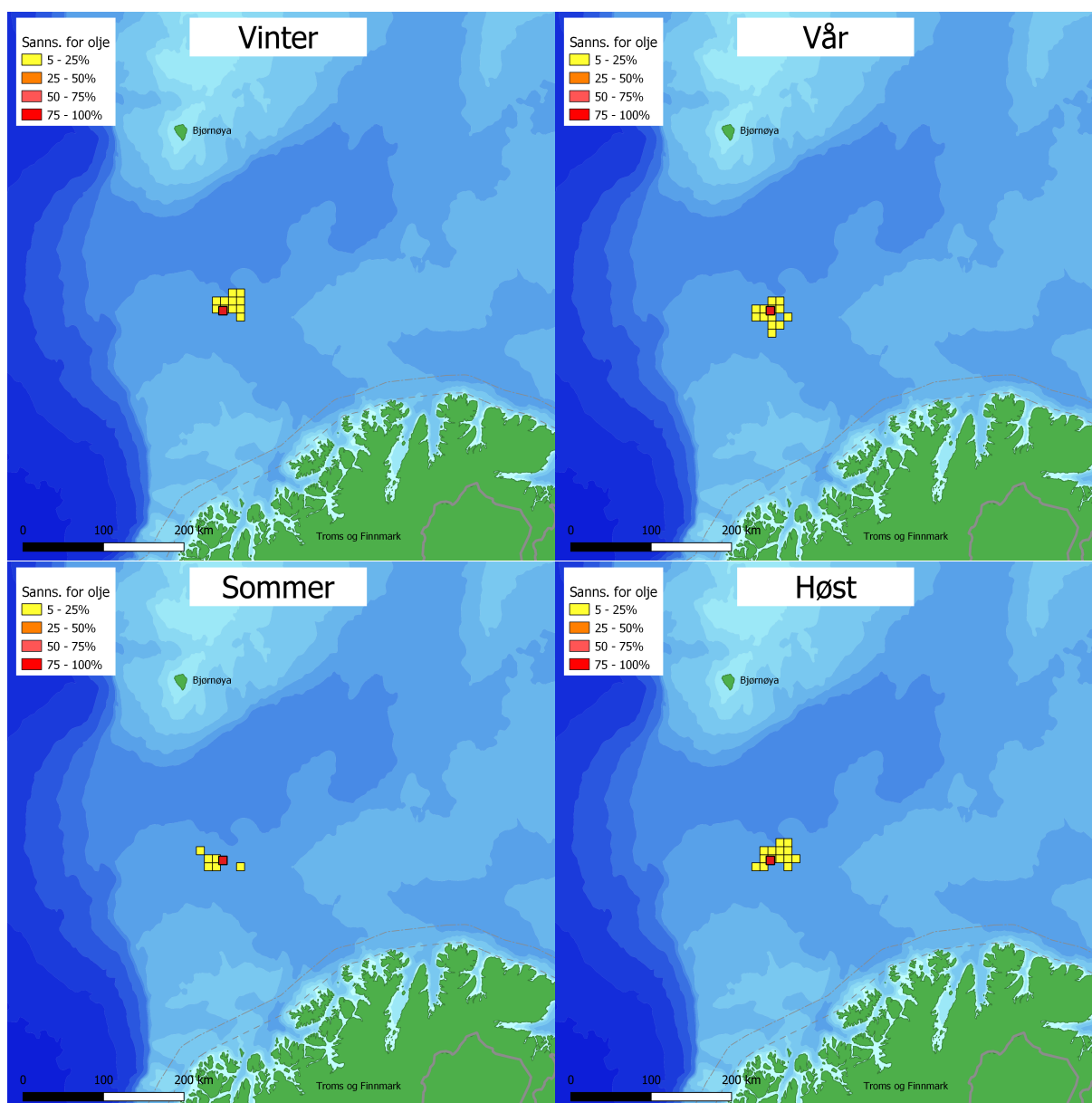
Figur 4.1: Influensområdene for olje på sjøoverflaten, gitt en sjøbunnsutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



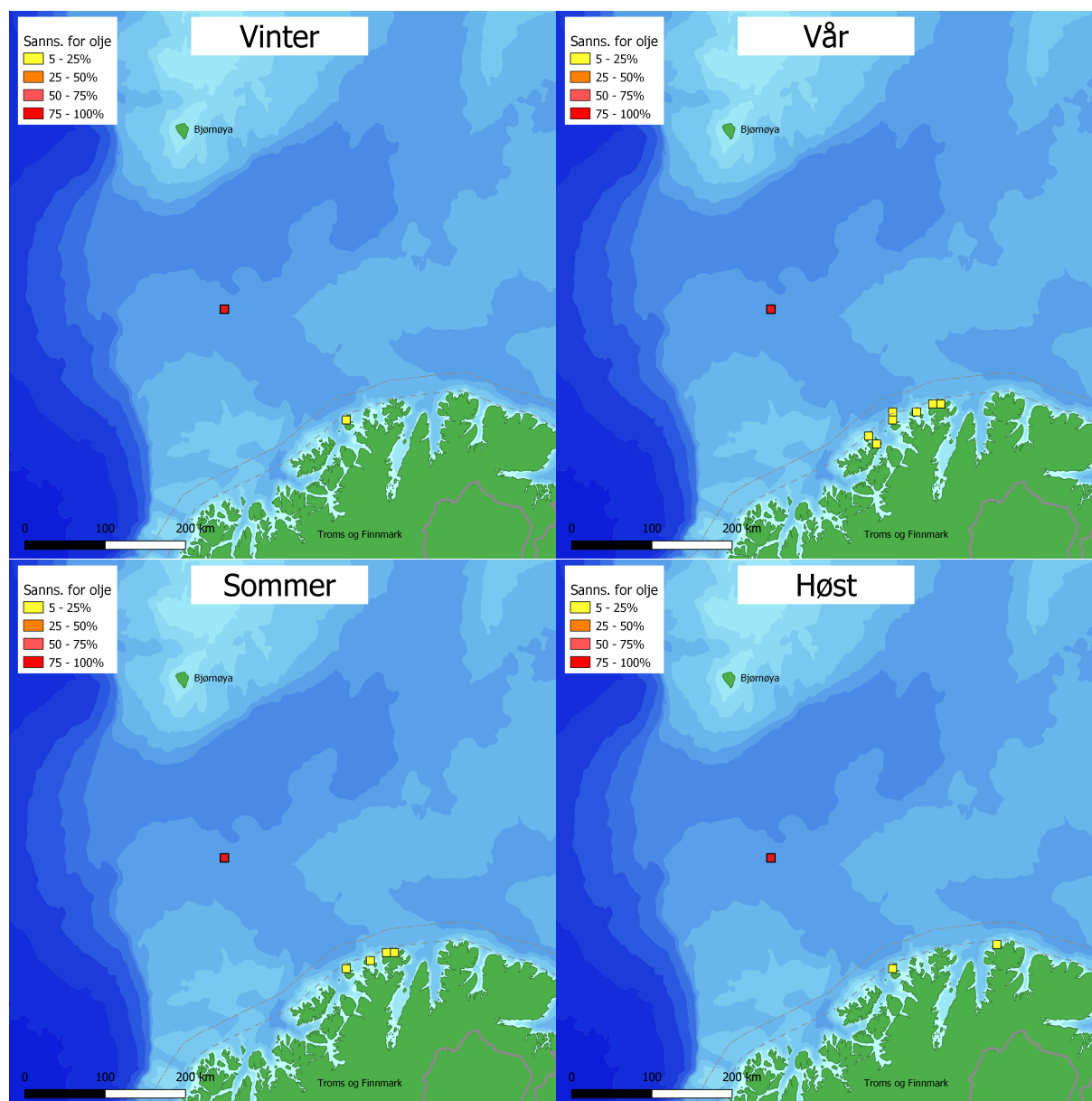
Figur 4.2: Influensområdene for olje på sjøoverflaten, gitt en overflateutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



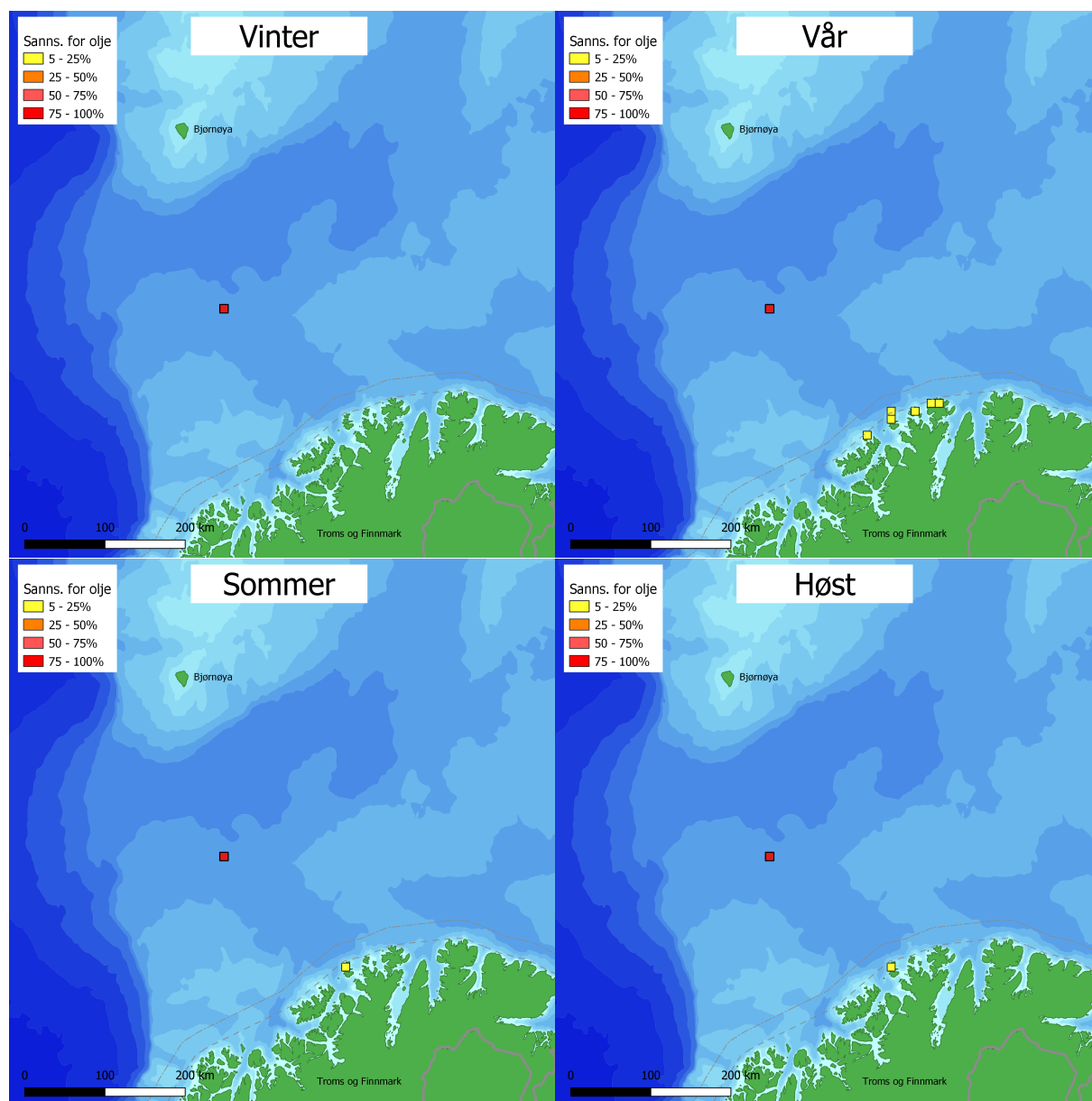
Figur 4.3: Influensområdene for olje i vannkolonnen gitt en sjøbunnsutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder. Samtlige berørte kartruter faller innenfor 5-25% sannsynlighet for olje.



Figur 4.4: Influensområdene for olje i vannkolonnen gitt en overflateutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder. Samtlige berørte kartruter faller innenfor 5-25% sannsynlighet for olje.



Figur 4.5: Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen, gitt en sjøbunnsutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kyststripe-kartruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.



Figur 4.6: Influensområdene for olje akkumulert på strandlinjen, gitt en overflateutblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Hvert område består av alle 10×10 km kyststripe-kartruter med mer akkumulert olje enn 1 tonn i mer enn 5, 25, 50 eller 75 % av enkeltsimuleringene, gjengitt med ulike fargekoder.

4.1.1 ILLUSTRASJON AV EN ENKELTSIMULERING

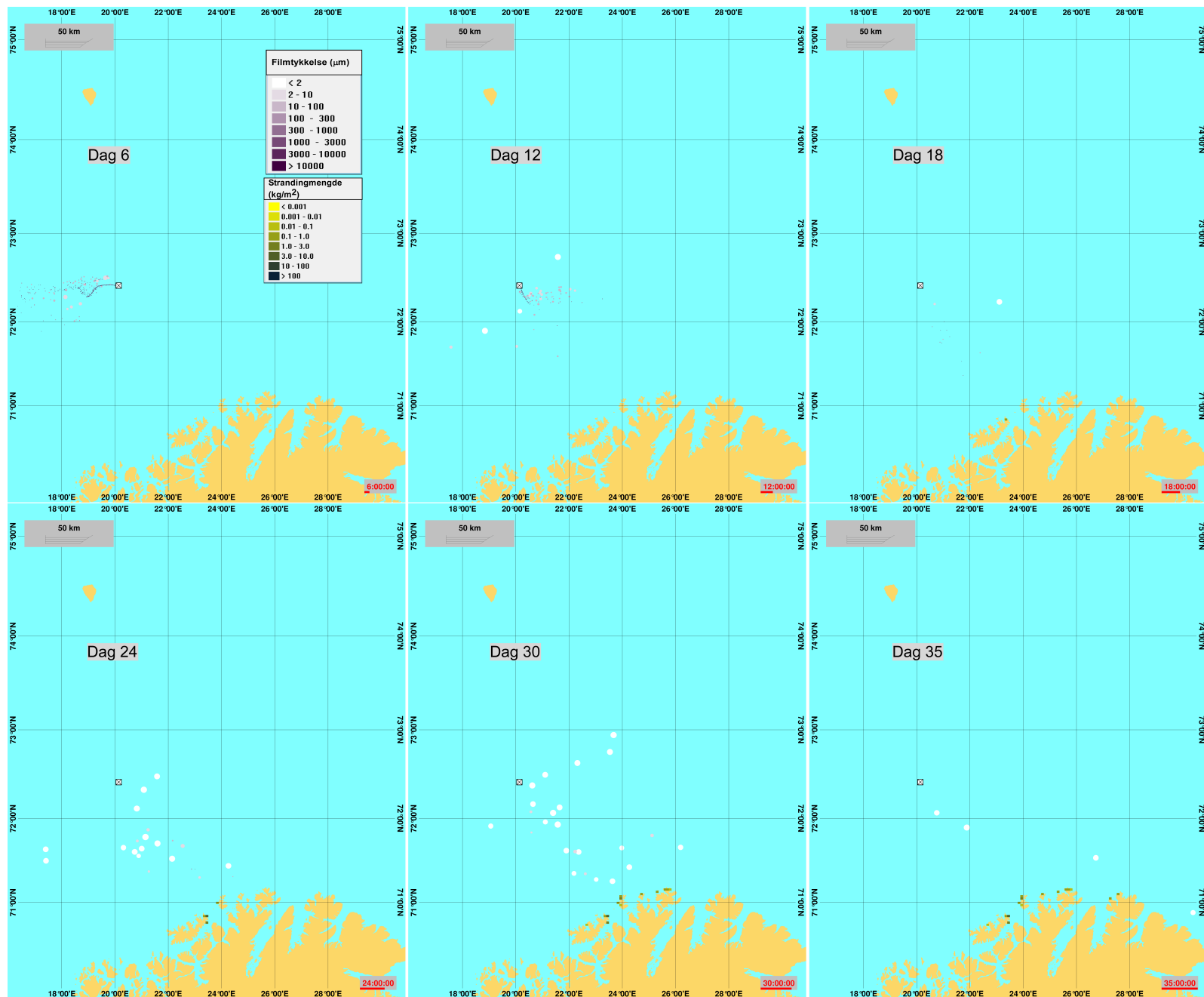
For å tydeliggjøre forskjellen på resultatene fra stokastiske oljedriftsimuleringer og hvordan et enkeltstående oljeutslipp vil kunne se ut, er det i dette kapittelet vist utviklingen av et enkelt utslipp over flere døgn. Et eksempel på utviklingen av et enkelt oljeutslipp er illustrert i figur 4.7. Enkeltsimuleringen er en overflateutblåsning med rate $3\,186\text{ Sm}^3/\text{d}$ og en varighet på 15 døgn, slik at total mengde olje er $47\,790\text{ m}^3$ (41 625 tonn). Scenarioet har en rate og varighet tilsvarende vektet rate og varighet fra utblåsningsanalysen og er den enkeltsimuleringen som ga strandet mengde lik 95-persentilen til alle simuleringer for dette scenarioet.

Utviklingen av utslippet er vist etter 6, 12, 18, 24, 30 og 35 døgn. 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.

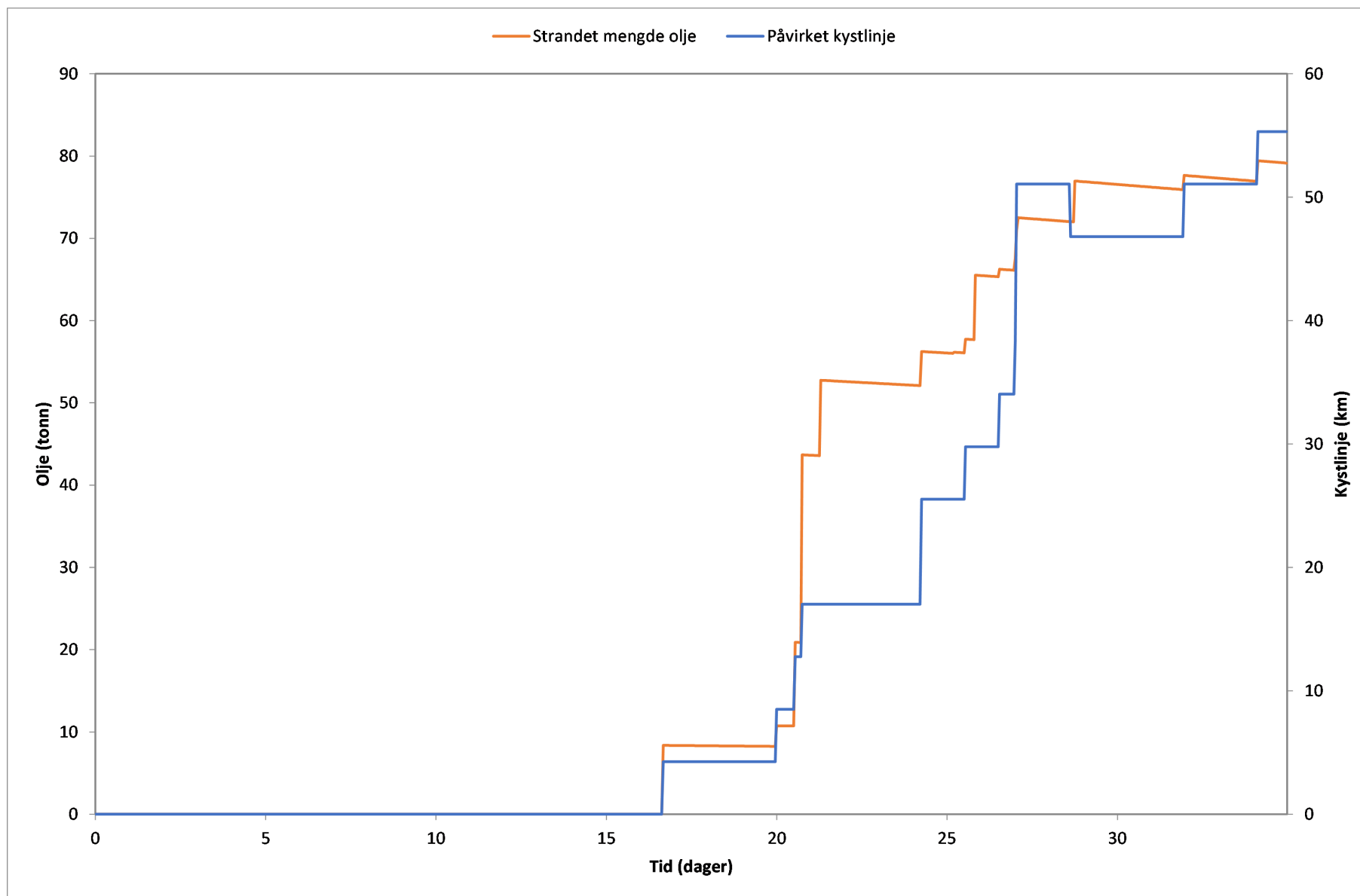
Utslipet finner sted 18. mars 2014. Utslipet kommer ikke i kontakt med isfylt farvann og berører ikke iskantsonen. Det er relativt mye vind i området og mesteparten av utslippet dispergerer ned i vannmassene etter noen dager på sjøen. Dette resulterer i at det meste av utslippet befinner seg innenfor en avstand på ca. 50 km fra brønnen de første to ukene. Ved dag 18 (tre døgn etter utblåsningen er stanset) er det lite olje (0,3 %) igjen på overflaten. Første stranding registreres nord på Sørøya etter 16 døgn og 17 timer. De neste fire dagene forekommer det ingen stranding før det igjen strander i samme området og på Rolvsøya. Massebalansen ved dag 24 viser at 0,1 % (42 tonn) av utslippet mengde olje har strandet. De neste dagene forekommer det spredt stranding langs Finnmarkskysten, fra Sørøya til Køllefjord og Mehamn. Massebalansen ved dag 35 (simuleringsstopp) viser følgende fordeling av utslippet: 52,4 % i vannkolonnen, 38,5 % fordampet, 8,7 % biodegradert, 0,2 % sedimentert, 0,2 % strandet og 0,1 % igjen på overflaten.

Merk at strandingsrutene vist i figuren har en oppløsning på $3 \times 3\text{ km}$ (dvs. habitatgridet benyttet i OSCAR) (jf. avsnitt A.1). Tilsynelatende stranding utenfor landområder skyldes at strandmasken benyttet i simuleringene har høyere oppløsning enn standard strandmaske som følger med OSCAR.

Akkumulert mengde er oppgitt som olje og ikke emulsjon (OSCAR rapporterer ikke emulsjonsmengder for enkeltsimuleringer). Akkumulert oljemengde og lengde påvirket kystlinje over tid for simuleringen er illustrert i figur 4.8. I perioder uten stranding vil det være en nedgang i strandet mengde og evt. berørt kystlinje pga. forvitring av oljen og da i hovedsak biologisk nedbryting. Nedgangen på ca. 4,1 km for berørt kystline ved dag 28 skyldes at oljemengden i en av strandrutene ($3 \times 3\text{ km}$) går under mengdekategorien for når ruten anses som berørt av olje.



Figur 4.7: Illustrasjon av utviklingen av en enkelt oljedriftsimulering ved letebrønn Isflak 7220/7-4. Simuleringen er for en overflateutblåsning med utblåsningsrate på $3\,186\text{ m}^3/\text{d}$ og en varighet på 15 døgn.



Figur 4.8: 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 med utblåsningsrate på $3\,861\text{ m}^3/\text{d}$ og en varighet på 15 døgn.

4.2 STRANDINGSSTATISTIKK

Strandingsstatistikk er presentert for all oljeberørt kystlinje og i prioriterte kystområder for oljevern (NOFO eksempelområder). Statistikken som er presentert nedenfor er for en utblåsning. Strandingsstatistikken for emulsjon er basert på bruk av persentiler (se vedlegg [A.1.2](#) for en beskrivelse av dette begrepet). Merk at persentiler er en statistisk størrelse som beskriver variasjonen (spredningen) i drivtid og strandingsmengde for alle simuleringene og ikke en enkelt hendelse.

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 er presentert i tabell [4.2](#). Det er opptil 15% sannsynlighet for stranding (på våren). Korteste drivtid (95-persentil av korteste) er 24,7 dager (våren). 95-persentil for strandet mengde er opptil 1058 tonn (også våren).

EKSEMPELOMRÅDER FOR OLJEVERN Ingen av NOFOs eksempelområder for oljevern har kortere drivtid enn 20 dager. Fullstendige resultater for strandingsstatistikk i NOFO-eksempelområder er presentert i vedlegg [B](#) i tabell [B.1](#).

Tabell 4.2: Strandingsstatistikk for all oljeberørt kyst for en utblåsning ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Kolonnene dekker sannsynlighet for stranding, drivtid, og strandet mengde oljeemulsjon. Strandings- og mengde oljeemulsjon er oppgitt som tre ulike persentiler fra deres respektive sannsynlighetsfordelinger. Persentiler er definert i vedlegg [A.1.2](#).

Periode	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
		P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	10.8	9	32	-	0	149	20 543
Vår	14.8	7	25	-	0	1058	105 159
Sommer	12.6	13	27	-	0	622	138 910
Høst	12.2	8	29	-	0	232	68 868

5 RESULTATER FOR MILJØRISIKOANALYSE

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

I miljørisikoanalysen beregnes sannsynlighet for bestandstap og sannsynlighet for skade for hver skadekategori som så vurderes mot de operasjonsspesifikke akseptkriteriene (jf. tabell 1.3). Skadekategoriene som benyttes er:

- Alvorlig (restitusjonstid >10 år)
- Betydelig (restitusjonstid 3-10 år)
- Moderat (restitusjonstid 1-3 år)
- Mindre (restitusjonstid 1 mnd-1 år)

Resultatene er presentert per måned.

Fullstendige resultater fra miljørisikoanalysen er presentert i vedlegg B.

5.1 RESULTATER FOR SJØFUGL PÅ ÅPENT HAV (SEATRACK)

I dette avsnittet presenteres resultater for det nye datasettet for åpent hav. Se kapittel 3.2 for en kort beskrivelse av datasettet.

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko er presentert for hver av de fire skadekategoriene per måned i figur 5.1 Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.2 i vedlegg B.2.

Høyeste sannsynligheter for skade i skadekategoriene Alvorlig er 3 % og gjelder for barentshavbestanden av lunde i juni. Høyeste sannsynligheter for skade i skadekategorien Betydelig er 6% og gjelder for barentshavbestandene av lomvi og lunde. I kategoriene Mindre og Moderat er det opptil 23 % sannsynlighet med størst skade for barentshavbestanden av lomvi.

Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

- 12 % i kategori Alvorlig for lunde (juni)
- 7 % i kategori Betydelig for lunde (juni) og lomvi (mars)
- 10 % i kategori Moderat for lomvi (februar - april)
- 2 % i kategori Mindre for lomvi, polarlomvi og lunde vekselvis gjennom størstedelen av året

Resultater for sjøfugl på åpent hav beregnet med gammelt datasett (SEAPOPOP) er presentert i vedlegg B.3. Her er høyeste miljørisiko 11% i kategori alvorlig for barentshavbestand av lunde i september. Utbredelsesområdet for artene i det nye datasettet er vesentlig større enn i 2013-datasettet, spesielt utenfor hekkeperioden, noe som kan resultere i forskjellig beregnet bestandstap og miljørisiko.

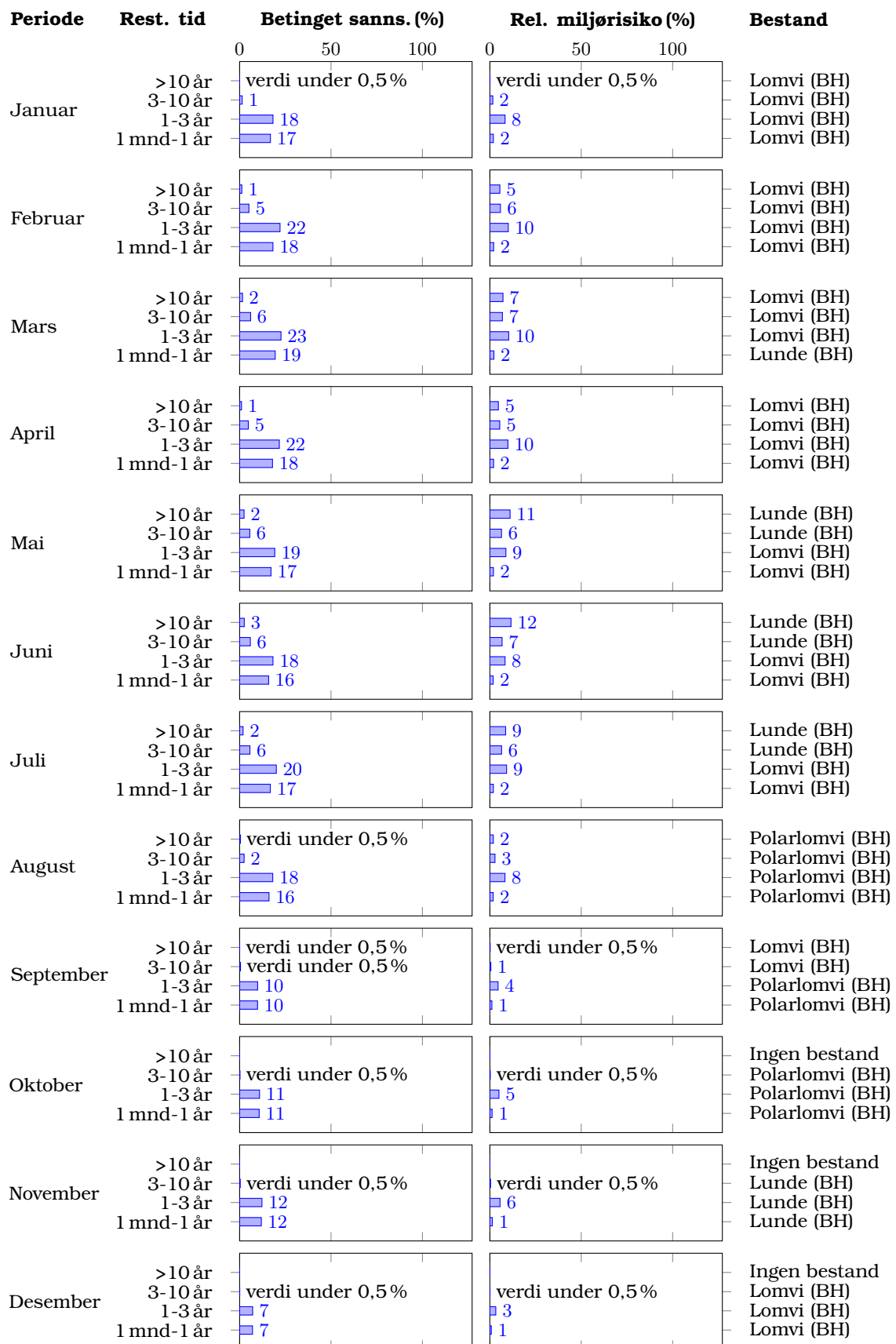
5.1. Resultater for sjøfugl på åpent hav (seatrack)

Høyeste miljørisiko hensyntatt resultatene fra begge datasett er 12% av Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for skadekategori Alvorlig for lunde i juni.

Svømmetrekk: Basert på datasettene som er brukt i denne analysen er ikke miljørisiko høyere i perioden hvor lomvi foretar svømmetrekk fra Bjørnøya (sent juli og tidlig august). Dette stemmer med studier som viser at svømmetrekket i hovedsak går et stykke nord for brønnen ([NINA 2018](#)) selv om en del fugl vil passere havområder som kan bli berørt av olje fra en utblåsning i perioden juli og august. Svømmetrekket fra Finnmarkskysten antas å gå mer i øst-nordøstlig retning og lomvi fra Finnmarkskysten vil i liten grad kunne bli rammet ved en utblåsning (se også [NINA 2017](#) for vurderinger av bla. svømmetrekket til alkefugl i forbindelse med utbygging av Johan Castberg).

Boreperioden for Isflak sammenfaller ikke med perioden for svømmetrekk, men Equinor planlegger generelt å gjennomføre egne analyser for lomvi i svømmetrekk i området basert på agentbaserte modeller (MARAMBS).

5.1. Resultater for sjøfugl på åpent hav (seatrack)



Figur 5.1: Høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sjøfugl på åpent hav (SEATRACK datasett) ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Bestandskode: BH = Bar-entshavet.

5.2 RESULTATER FOR SJØFUGL VED KYSTEN

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sjøfugl beregnet på datasett for kyst er presentert for hver av de fire skadekategoriene per måned i figur 5.2. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.4 i vedlegg B.2.

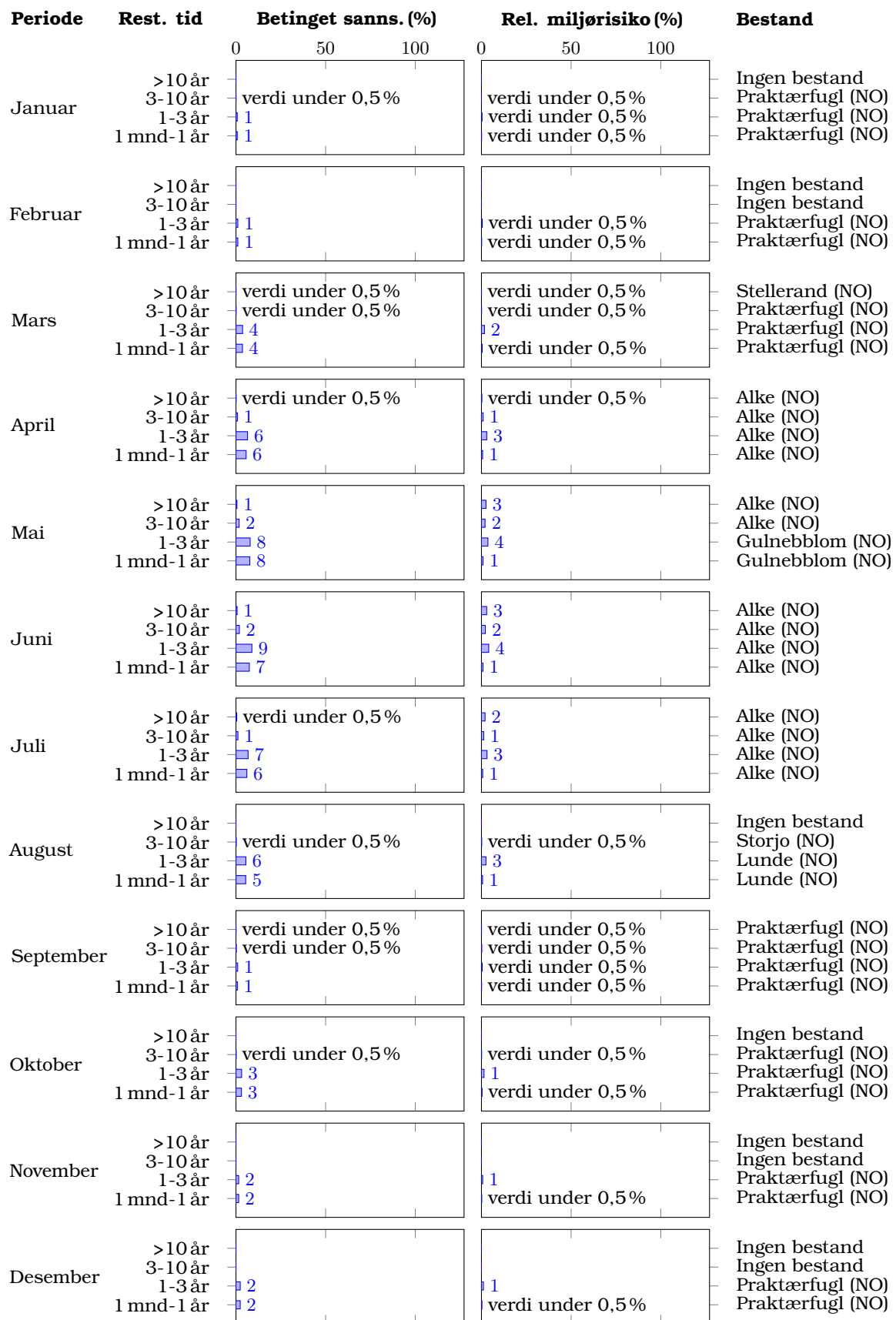
Det er lave sannsynligheter for skade i skadekategoriene Betydelig og Alvorlig ($\leq 2\%$). I kategoriene Mindre og Moderat er det opptil 9% sannsynlighet, der alke er bestanden med høyeste skade.

Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

- 3% i kategori Alvorlig for alke (mai - juni)
- 2% i kategori Betydelig for alke (mai - juni)
- 4% i kategori Moderat for alke (juni) og gulnebbblom (mai)
- 1% i kategori Mindre for alke, gulnebbblom og lunde vekselvis gjennom våren og sommeren

Det er fugl ved kysten av Finnmark som har størst sannsynlighet for å bli påvirket av en utblåsning fra brønnen.

5.2. Resultater for sjøfugl ved kysten



Figur 5.2: Høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sjøfugl ved kysten ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Bestandskode: NO: Nasjonal bestand

5.3 RESULTATER FOR SEL

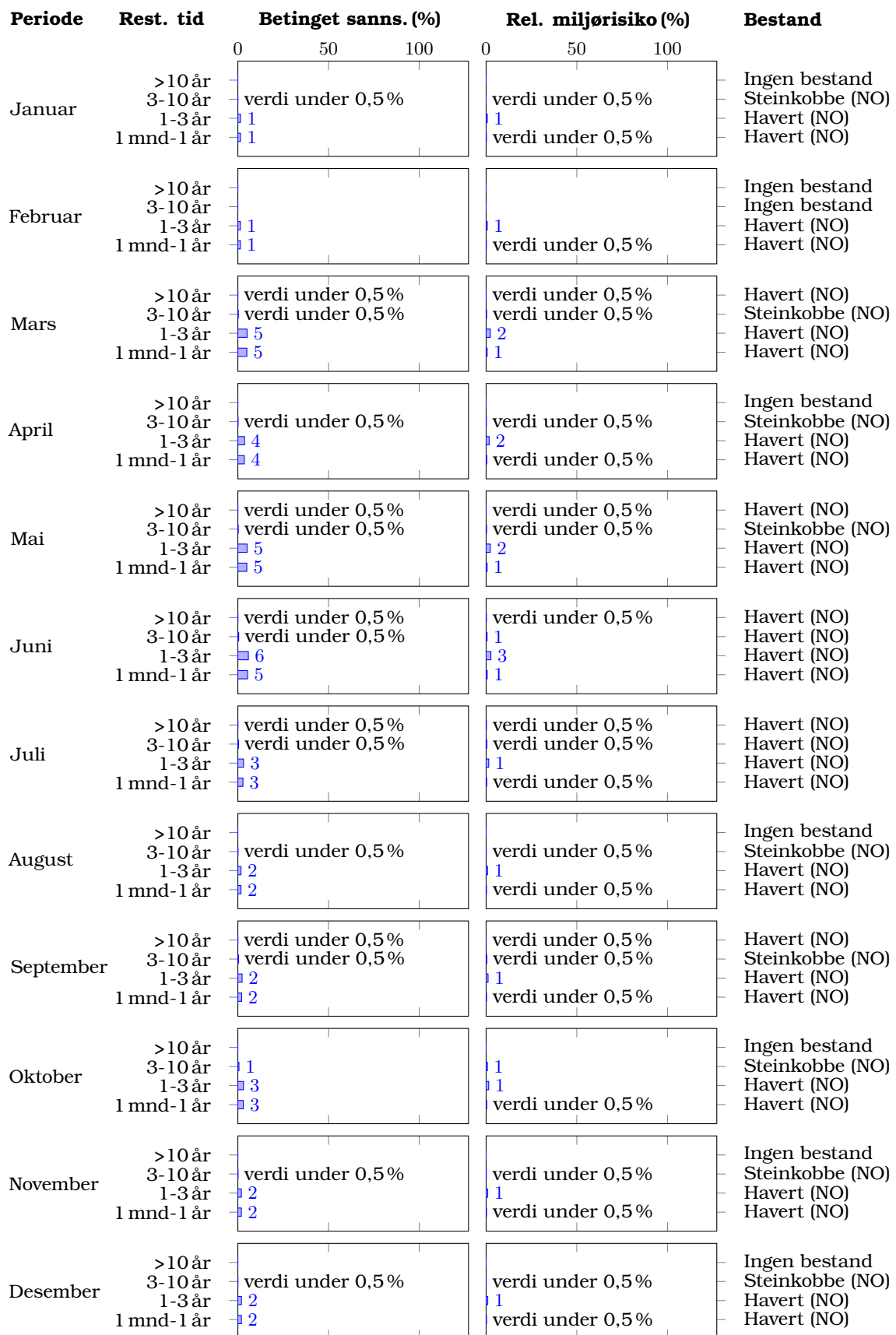
Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sel er presentert for hver av de fire skadekategoriene per måned i figur 5.3. Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell B.5 i vedlegg B.2.

Det er lave sannsynligheter for skade i skadekategoriene Betydelig og Alvorlig ($\leq 1\%$). I kategoriene Mindre og Moderat er det opptil 5 % sannsynlighet.

Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

- $<0,5\%$ i kategori Alvorlig for havert (mars, mai-juli og september)
- 1 % i kategori Betydelig for havert (juni) og steinkobbe (oktober)
- 3 % i kategori Moderat for havert (juni)
- 1 % i kategori Mindre for havert (mars og mai-juni)

5.3. Resultater for sel



Figur 5.3: Høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sel ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Bestandskode: NO = nordlig bestand.

5.4 RESULTATER FOR FISK

Resultatene for fisk er presentert i to avsnitt (1) miljørisikoanalyse vha MIRA-metode og QSAR-metodikk for norsk vårgytende sild og nordøst-arktisk torsk (skrei) og (2) overlappsanalyse for viktige fiskebestander i det aktuelle havområdet.

MIRA er utført for hele rate- og varighetsmatrisen og QSAR for en sjøbunnsutblåsning med rate på 2 565 Sm³/d og 16 døgns varighet. Scenarioet er kjørt med restriksjon i strømningsveiene (2,38 cm) noe som gir økt mengde olje i vannkolonnen sammenlignet med en utblåsning uten restriksjon. Dette innebærer at det analyserte scenarioet er konservativt mht. skadepotensiale for gyteprodukter fra en utblåsning.

MIRA-analysen ga ikke larvetap over 1 % og maksimum beregnet larvetap med QSAR var 1,1 %. Dette resulterte i en miljørisiko på 0,1 % av Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for mindre skade for fisk (se kapittel [A.2](#) og [A.2.1](#) for metoder).

Overlappsanalysen viser at det ikke er overlapp mellom influensområdene i vannkolonne og gyteområdene til viktige gytebestander i området. Se tabell [C.1](#) for en oversikt over gytebestander som er vurdert.

Miljørisikoen for fisk vurderes som akseptabel og innenfor Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for miljøskade gjennom hele året.

5.5 RESULTATER FOR STRANDHABITAT

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for strandhabitat er presentert for hver av de fire skadekategoriene per måned i figur 5.4.

Fullstendige resultater er vist i tabell B.6 i vedlegg B.2

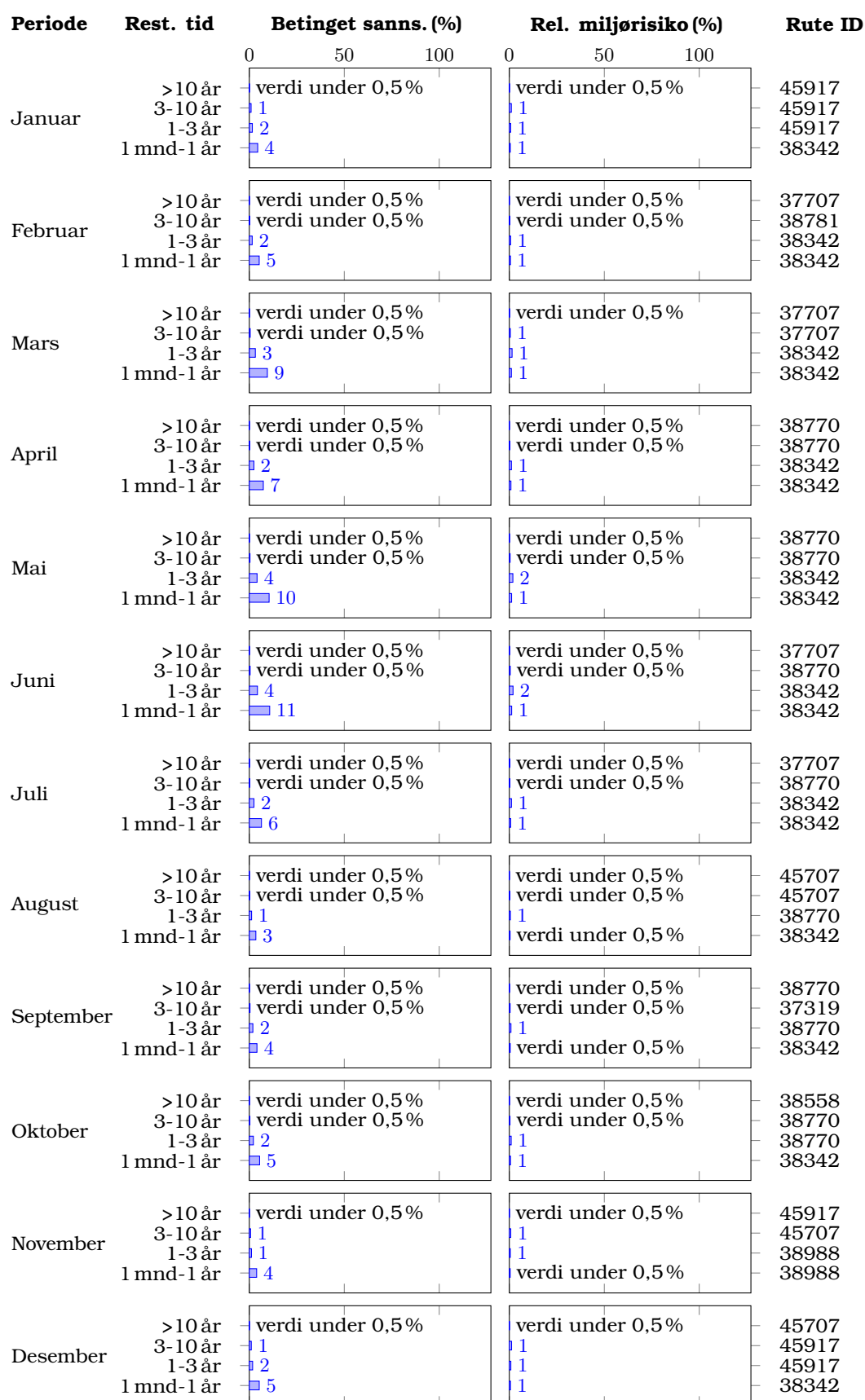
Det er lave sannsynligheter for skade i skadekategoriene Betydelig og Alvorlig ($\leq 1\%$). I kategori Moderat er det opp til 4 % sannsynlighet, mens sannsynligheten for Mindre skade er høyere; opptil 11 %.

Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er

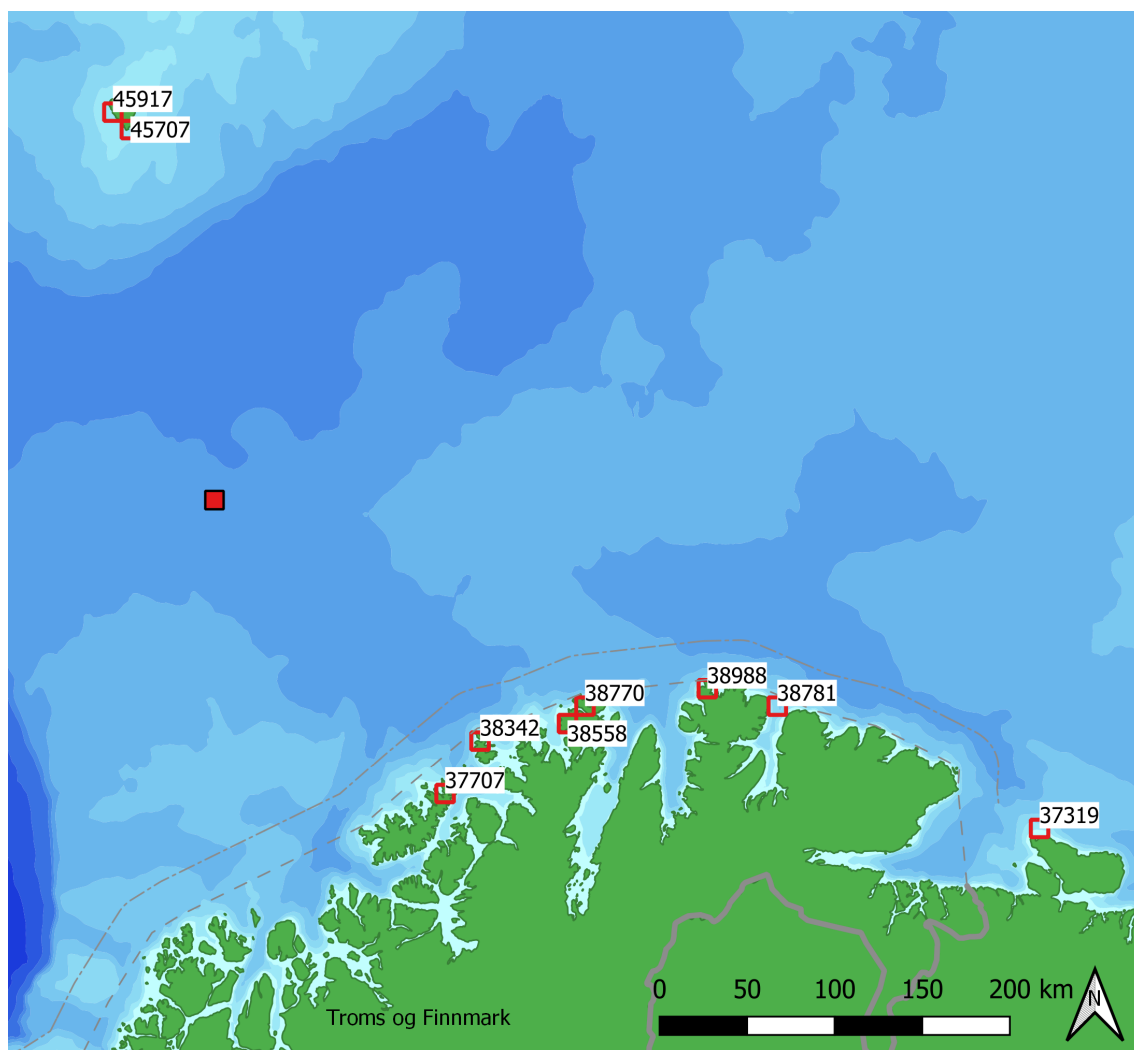
- $< 0,5\%$ i kategori Alvorlig på Bjørnøya og kommunene Hammerfest, Nordkapp (RuteID 45917 45707 37707 38770 38558)
- 1 % i kategori Betydelig på Bjørnøya (RuteID 45917)
- 2 % i kategori Moderat i Måsøy kommune (RuteID 38342)
- 1 % i kategori Mindre i Måsøy kommune (RuteID 38342)

Lokasjon for kartrutene som har høyest miljørisiko er vist i figur 5.5. Det er beregnet skade på strandhabitat i områder som ikke er inkludert i strandingsstatistikken i kapittel 4.2 (f.eks Bjørnøya og Ingøya). Årsaken til at disse områdene ikke er med i strandingstatistikken er at treffsannsynligheten (for skadelig mengde olje) er mindre enn 5 % og/eller at 95-persentil for drivtid til området er lengre enn 20 døgn.

5.5. Resultater for strandhabitat



Figur 5.4: Høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for strandlinje ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).

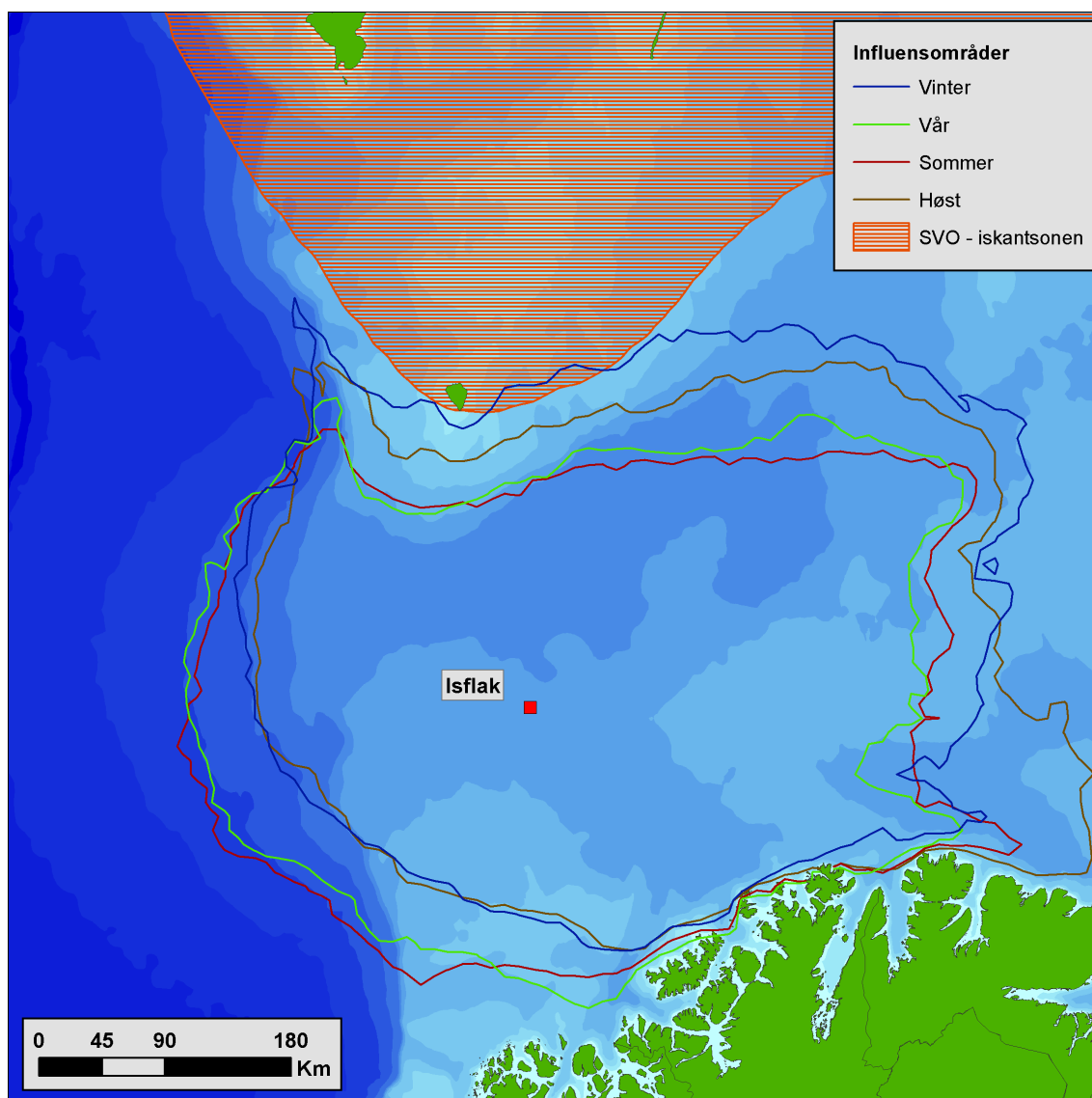


Figur 5.5: Den geografiske lokasjonen til kartrutene i figur 5.4. Utslippsposisjonen til letebrønn 7220/7-4 Isflak er markert med en helfarget rød firkant.

5.6 ISKANTSONEN

Brønnen er lokalisert sentralt i Barentshavet midt mellom fastlandet og Bjørnøya. Det er ca. 210 km til den sørligste del av SVO-iskantsone og det er derfor ikke utført en detaljert analyse av oljedrift i isfylt farvann.

En overlappsanalyse av influensområder for olje på sjøoverflaten og SVO-iskanten er illustrert i figur 5.6. Figuren viser at det kun er et overlapp i vintersesongen og at det generelt vil være lav sannsynlighet for at olje vil drive inn i isfylt farvann gitt en utblåsning under boring av brønnen.



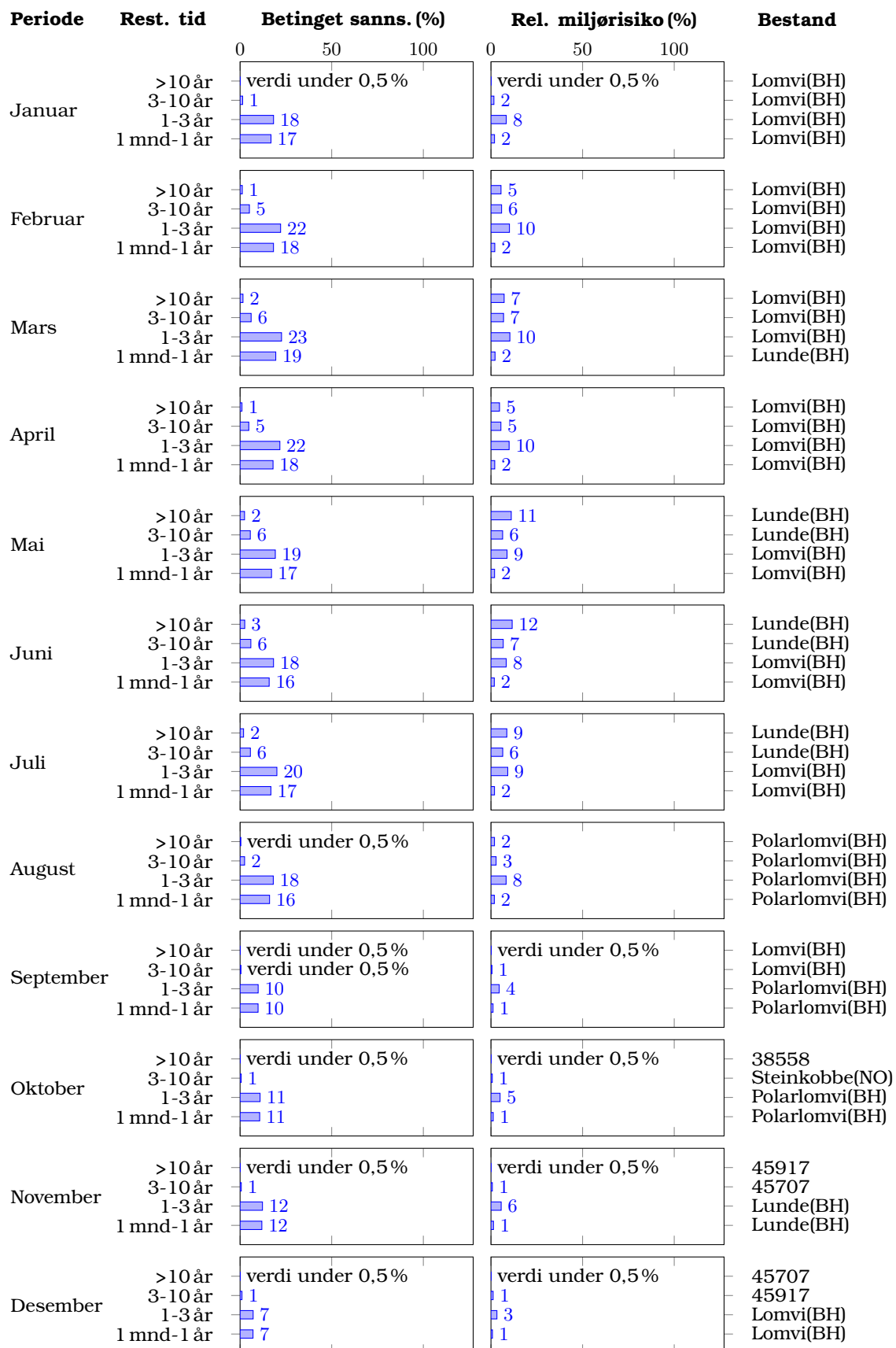
Figur 5.6: Influensområder for olje på sjøoverflaten gitt en utblåsning ved letebrønn Isflak 7220/7-4 om vinteren, våren, sommeren og høsten. Hvert område består av alle 10×10 km kartruter som har mer olje på overflaten enn 1 tonn i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene. SVO-iskanten viser området der det er mer enn 15 % sannsynlighet for is i april basert på daglige målinger i perioden 1998-2017.

5.7 OPPSUMMERING MILJØRISIKOANALYSE

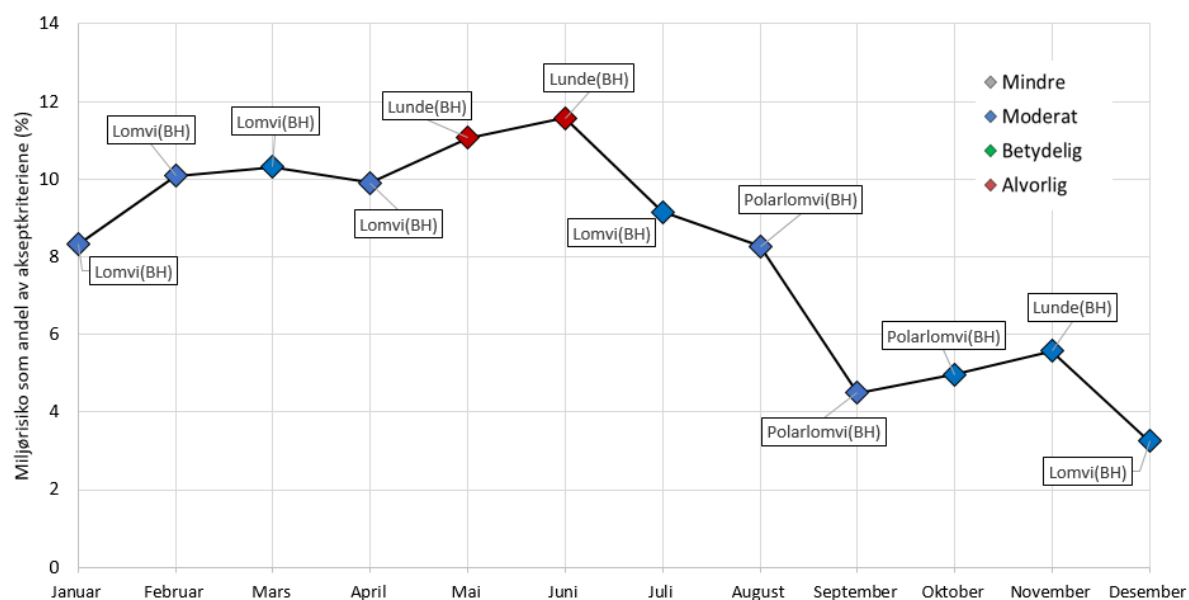
En oppsummering av miljøskade og miljørisiko for verdsatte økosystemkomponenter (VØK-er) fra alle analyserte datasett er presentert i figur 5.7. Figuren inkluder beregninger for det nye datasetter for sjøfugl på åpent hav, og ikke beregninger med gamle data (som er presentert i rapportens vedlegg B.3), og viser høyeste miljørisiko i forhold til Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier per skadekategori gjennom året.

Høyeste miljørisiko gjennom året for alle VØK-er, uavhengig av skadekategori, er oppsummert i 5.8. Det er sjøfugl i datasett for åpent hav som har høyest miljørisiko i alle måneder. Det er i hekkeperioden risikoen er høyest med høyeste risiko på 12 % av akseptkriteriet for Alvorlig skade for lunde i juni.

5.7. Oppsummering miljørisikoanalyse



Figur 5.7: Oppsummering av høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for alle undersøkte VØK-grupper ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. BH = Barentshavet, Nummer = Rute ID til strandrute, NO = Nordlig bestand til sel.



Figur 5.8: Høyeste miljørisiko, uavhengig av skadekategori, for alle VØK-er for utblåsning for letebrønn 7220/7-4 Isflak. VØK-en med høyest miljørisiko er vist for hver måned. BH = Barentshavsbestand.

BIBLIOGRAPHY

- 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. Oljedriftsmodellering for standard miljørisikoanalyser-beste praksis. Driverdata, inngangsdata og innstillinger. A Bjørgesæter, P Lindersen, A Rudberg, C Stephansen og GM Skeie. Technical report, 2016.
- Alpha Miljørådgivning AS. ContAct GIS. Rutenettet er ikke benyttet i analysene, men er tatt med som en referanse for at spesielt interesserte skal kunne finne den geografiske lokasjonen til strandhabitaterne vha. deres ID-nummer., 2003.
- DNV & NINA. Grunnlagsrapport. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akuttutslipp for sjøfugl, sjøpattedyr og strand. Rapportnr.: 2010-0539. 2010.
- DNV & SINTEF. Petroleumsvirksomhet. Oppdatering av faglig grunnlag for forvaltningsplanen for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten (HFB). Konsekvenser av akutt utslipp for fisk. 2010.
- Equinor ASA. Equinors styrende dokumenter WR1151 Versjon 4. 2018.
- B.E. Grøsvik, S. Meier, P.A. Horneland, V. Lien, and F. Vikebø. Erfaringer, modellsimuleringer og kartverktøy til støtte for vurdering av dispergeringsmiddel i statens oljevernberedskap. *Rapport fra Havforskningen*, 2, 2014.
- Henriksen, S. and Hilmo, O. (red.). Norsk rødliste for arter 2015. Artsdatabanken, Norge. 2015.
- HI & DN. Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet: Arealrapport med natur-og ressursbeskrivelser. *Fisken og Havet nr.6*, 2007.
- 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, H Greiff Johnsen, T Nordtug, and Ø 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.
- NINA. Tverrsektoriell vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Grunnlagsrapport til en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. 2008.
- NINA. Vurdering av konsekvenser for sjøfugl. Underlag til konsekvensutredningen for Johan Castberg. NINA Rapport 1364, 2017.
- NINA. Modellering av svømmetrekket til lomvi (*Uria aalge*) fra Bjørnøya til norskekysten. Utvikling av ny metodikk for bruk av lysloggere (GLS), dykkeloggere (TDR) og sjøtemperaturer (SST) til kartlegging av svømmetrekket hos alkefugl. NINA Rapport 1546, 2018.

- OLF. Metode for miljørettet risikoanalyse (MIRA). Revisjon. 2007.
- OLF. Metode for miljørisiko på fisk ved akutte oljeutslipp. Rapport nr. 2007-2075, 2008.
- Ranold AS. Blowout rates and duration (BSA) - Exploration wildcat well 7220/7-4 Isflak. Technical report, Ranold AS, 2020.
- SEAPOPOP. Sjøfugl i Norge 2012. Resultater fra SEAPOP programmet. www.seapop.no. 2013. URL www.seapop.no.
- SINTEF. Skrugard crude oil - weathering studies - Oil properties related to oil spill response. Technical report, SINTEF, 2012.
- SINTEF. MEMW (Marine environmental modeling workbench) OSCAR and Dream Models. User manual version 10.0.0. 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.
- 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.
- F.B Vikebø, P. Rønningen, S. Meier, B.E. Grøsvik, and V.S. Lien. Dispersants have limited effects on exposure rates of oil spills on fish eggs and larvae in shelf seas. *Environmental science & technology*, 49(10):6061–6069, 2015.
- Frode B Vikebø, Petter Rønningen, Vidar S Lien, Sonnich Meier, Mark Reed, Bjørn Ådlandsvik, and Trond Kristiansen. Spatio-temporal overlap of oil spills and early life stages of fish. *ICES Journal of Marine Science: Journal du Conseil*, page fst131, 2013.

A VEDLEGG: METODER

A.1 METODE FOR SIMULERING AV OLJEDRIFT

De stokastiske oljedriftsimuleringene er gjort med modulen Oil Spill Contingency And Response (OSCAR), en del av programvarepakken MEMW 10.0.1 fra SINTEF. Basert på relevante inngangsdata (beskrevet nedenfor) simulerer programvaren spredning av olje på vannoverflaten, i vannkolonnen og akkumulering av olje på kystlinjen. Denne seksjonen beskriver inngangsdata til og bruken av OSCAR i grove trekk. En ytterligere beskrivelse finnes i brukermanualen (SINTEF 2019). OSCAR er satt opp i henhold til *Beste Praksis* for oljedriftsimulering for standard miljørisikoanalyser (Acona, Akvaplan-niva og DNV GL 2016).

INNGANGSDATA Oljedriftsimuleringene er basert på inngangsdata, eller -variable, av to ulike kategorier: (1) fikserte og (2) stokastiske. Til den første kategorien hører variable som vi med rimelig sikkerhet kan predikere verdiene til ved en potensiell oljeforurensning. Disse omfatter oljens egenskaper, brønnposisjon, vanddyp, og vannkolonnens temperatur- og saltholdighetsprofiler for ulike tider av året ved utslippspunktet. Til den andre kategorien hører variable som vi ikke kan predikere eksakt, og som vi derfor må representere med sannsynlighetsfordelinger. Disse fordelingene er basert på andre typer simuleringer og/eller historiske data. Denne kategorien inngangsdata omfatter utblåsningsrate, utblåsningsvarighet, utslippsdyp (sjøbunn eller overflate), samt styrke og retning på vind og havstrømmer. Månedlig vanntemperatur (over og under sprangsjiktet), salinitet, og dybde på sprangsjiktet er basert på geografisk posisjon til utslippspunktet (SINTEF 2019). Vinddataene har horisontal- og tidsoppløsning på hhv. 10 km og 3 timer. Strømdataene har horisontal- og tidsoppløsning på hhv. 4 km og 1 dag .

STOKASTISKE SIMULERINGER Simuleringene ble gjennomført stokastisk i batch value mode, der man utfører en stokastisk simulering for alle kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varighet. Hver stokastiske simulering består av mange enkeltsimuleringer utført etter hverandre for hele året. Antall enkeltsimuleringer i en stokastisk simulering bestemmes av utblåsningsvarighet og antall år med vind- og strømdata tilgjengelig. Målet er å ha tilstrekkelig antall simuleringer slik at variabiliteten i vind- og strømdataene (gjennom året og mellom år) forplantes til en variasjon i utgangsdataene, og dermed gir oss tall på usikkerheten i disse. Fordi noen av inngangsdataene er stokastiske variable, så vil alle utgangsdataene også være stokastiske variable. Det ble laget 50 scenarier med unike kombinasjoner av utslippsdyp, -rate og -varighet ($2 \times 5 \times 5$). Totalt ble det simulert 10 800 enkeltsimuleringer.

MODELLAVGRENSING Alle simuleringene ble gjort innenfor et tredimensjonalt (3D) modellrutenett (habitatgrid i OSCAR) med 3×3 km horisontaloppløsning og 5 m vertikaloppløsning ned til 50 m.

UTGANGSDATA Resultatene fra hver stokastiske simulering ble eksportert fra OSCAR til tekstfiler. Filene ble etterprosessert (bla. vekting av resultatene med sannsynlighetsfordelingen

til de stokastiske inngangsdataene) vha. egenutviklet programkode i MatLab® og brukt til å beregne to typer data: (1) *influensområder*, beregnet for olje hhv. på havoverflate, i vannkolonne og på kystlinjen, og (2) *Strandingsstatistikk*, som omfatter sannsynligheten for stranding, sannsynlighetsfordelingen for korteste strandingstid, og sannsynlighetsfordelingen for strandet mengde vann-i-olje-emulsjon. Sannsynlighetsfordelingene ble rapportert vha. persentilverdier, forklart i vedlegg A.1.2. Statistikken for stranding ble beregnet både for kysten totalt (all oljeberørt kyst) og for 35 eksempelområder for oljevern, dvs. prioriterte kystområder utvalgt på grunn av deres spesielle verdi eller sårbarhet mht. oljeforurensning.

A.1.1 DEFINISJON AV INFLUENSOMRÅDER

Ved stokastisk simulering av oljedrift kan man definere influensområder. Dette er statistikker for oljens utbredelse i rommet. Slike influensområder kan defineres for tre ulike romlige områder, for olje på sjøoverflaten, for olje i vannkolonnen og for olje på kyststripen. Et influensområde beregnes ved å legge alle de enkelte oljedriftene fra en simulering oppå hverandre, og trekke ut alle kartruter som har mer enn 5% sannsynlighet for å bli truffet av olje. Denne sannsynligheten er antall oljedrifter som treffer ruten dividert på det totale antall oljedrifter i simuleringen. Størrelsen på kartrutene er vanligvis 2×2 km eller 10×10 km. At en rute er truffet er definert ulikt for de tre influensområdene som brukes i denne rapporten, se nedenfor.

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE PÅ SJØOVERFLATEN Influensområdet til olje på sjøoverflaten består av alle kartruter som har mer olje på overflaten enn $0,01 \text{ tonn/km}^2$, i mer enn 5% av enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt minste mengden olje som gir målbart tap av sjøfugl (Metode for Miljørettet Risikoanalyse, [OLF 2007](#)).

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE I VANNKOLONNEN Influensområdet for olje vannkolonnen består av alle kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb, i mer enn 5% av enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt laveste konsentrasjonen av olje som er dødelig for fiskelarver ([DNV & SINTEF 2010](#)).

INFLUENSOMRÅDE FOR OLJE AKKUMULERT PÅ LAND Influensarealet for akkumulert olje på kystlinjen beregnes ved å summere arealet av alle kartruter med mer akkumulert olje på land enn $0,01 \text{ tonn/km}$ kystlinje, i mer enn 5% av enkeltsimuleringene. Denne grenseverdien representerer den antatt minste mengden olje som kan gi målbar skade på kyststripen (Metode for Miljørettet Risikoanalyse, [OLF 2007](#)).

AREAL AV INFLUENSOMRÅDER I FORHOLD TIL AREAL AV ENKELTOLJEDRIFTER Det er viktig å være klar over at arealet til et influensområde ikke er det samme som arealet til noen av enkeltoljedriftene (oljeflak) i en stokastisk simulering. Siden de ulike oljedriftene er simulert for ulike tidsvinduer, med ulike vind- og strømforhold, så vil de kunne variere mye i areal og i romlig utstrekning. Arealet av influensområdet vil derfor kunne avvike mye fra arealene til de enkelte oljedriftene i simuleringen. To ytterpunkter er verd å kommentere. Simuleringer der de enkelte oljedriftene har store arealer og hvor disse arealene er moderat romlig spredt i

forhold til hverandre vil kunne gi influensområder som har arealer mye større enn de enkelte oljedriftene. Motsatt er det for simuleringer der de enkelte oljedriftene har relativt små arealer og hvor disse arealene har stor romlig spredning i forhold til hverandre. I dette tilfellet kan influensområdet få et areal som er mindre enn arealet til noen av de enkelte oljedriftene. Dette skyldes at arealet med mer enn 5 % sannsynlighet for treff vil bli gradvis mindre jo mer spredt oljedriftene er.

A.1.2 BEREGNING AV PERSENTILER

Inngangsdataene til en stokastisk simulering inneholder stokastiske variable derfor vil også dens utgangsdata være stokastiske variable. Dette betyr at dersom en stokastisk simulering består av n ulike enkeltsimuleringer, så vil den generere n sett av utgangsdata, ett sett for hver enkeltsimulering. For hver av disse enkeltsimuleringene kan vi beregne et knippe av deskriptive variable, som hver representerer en relevant egenskap ved oljeutslippet. Eksempler på slike deskriptive variable, blant mange andre, er sjøareal som er berørt av olje, tiden oljen bruker på å drive til land (drivtid) og strandet mengde vann-i-olje emulsjon. Dette betyr at man fra én stokastisk simulering kan produsere en *sannsynlighetsfordeling* av n ulike verdier for hver av de deskriptive variablene, noe som gjør også disse til stokastisk variable.

Sannsynlighetsfordelingene av verdier, en for hver av de ulike deskriptive variablene, forteller hvordan oljedrifter fra ett og samme utslippspunkt kan variere i egenskaper når man kombinerer variasjonen i alle inngangsdataene som er brukt. Disse fordelingene er derfor verdifulle når man skal tolke de stokastiske oljedriftsimuleringene, og informasjon fra disse fordelingene vil følgelig bli brukt i våre oljedriftrapporter. Imidlertid, siden n er et stort tall (typisk $n = 500 - 10000$), så er det upraktisk å tabulere alle verdiene fra hver av disse fordelingene. En eller annen form for datareduksjon er nødvendig for å framstille hovedtrekkene fra fordelingene i en mer kompakt form. Persentiler er vanligvis brukt til dette formålet innen oljedriftanalyser, basert på retningslinjer fra Miljødirektoratet.

For en stokastisk variabel med n verdier i sin fordeling, så er en persentil (P_X) den av disse verdiene som er større enn en viss prosentandel X av de andre verdiene. For eksempel, så er 5-persentilen (P_5) for strandet mengde emulsjon den enkeltverdien, blant de n beregnede verdiene, som er større enn 5 % av de andre verdiene. I praksis beregner vi persentiler til en fordeling som beskrevet i det følgende. Sorter verdiene i fordelingen etter størrelse, fra minste til største verdi, der disse tallenes posisjon i den sorterte listen går fra hhv. 1 til n . 5-persentilen til fordelingen er det minste tallet i listen som har posisjonsnummer større enn $n \times 5/100$. Derfor, viss $n = 100$, så vil den sorterte listen inneholde 100 verdier, med posisjon fra 1 til 100. 5-persentilen vil da være verdien i posisjon 5. Tilsvarende, så vil 50-persentilen (P_{50}) være verdien i posisjon 50, og 95-persentilen (P_{95}) verdien i posisjon 95. De persentilene som brukes i denne rapporten er P_{50} , P_{95} , og P_{100} .

A.2 METODE FOR ANALYSE AV MILJØRISIKO

I denne rapporten blir risiko for skade på det ytre miljøet, som følge av oljeforurensning, beregnet vha. den skadebaserte delmetodikken i MIRA (Metode for miljørettet risikoanalyse, [OLF 2007](#), s. 34).

INNGANGSDATA Den skadebaserte delmetodikken i MIRA baseres på fire sett inngangsdata: (1) *Stokastisk simulerte oljedriftsdata*: den geografiske utbredelsen av oljeforurensning laget vha. stokastisk simulering, (2) *Utblåsningssannsynlighet* basert på operatørens aktivitetsnivå, [1.1.1](#) (3) *Økosystemdata*: den geografiske utbredelsen av verdsatte økosystemkomponenter samt deres sårbarhet for oljeforurensning, og (4) *Akseptkriterier*: operatørens valgte maksimalverdier for hvor stor miljørisiko de aksepterer.

ØKOSYSTEMDATA Økosystemkomponentene er inndelt i to grupper, *bestander* (sjøfugl, fisk, sjøpattedyr) og *habitater* (strand). Romlige data for hver av disse komponentene finnes på et format tilpasset det geografiske rutenettet ContAct© ([Alpha Miljørådgivning AS 2003](#)), bestående av 10×10 km kartruter som dekker kyst og åpent hav i norske farvann (hhv. *kystruter* og *havruter*). De romlige dataene er imidlertid av ulik art for de to gruppene av økosystemkomponenter.

De romlige dataene for strandhabitat angir hvor restituerbar hver enkelt kystrute er for oljeforurensning, dvs. med hvilken hastighet strandet olje fjernes vha. naturlige nedbrytingsprosesser (på stedet). Hastigheten avhenger av strandens substrat og dens bølge- og vindeksponering. Restituerbarheten er angitt kvalitativt vha. *restitusjonsklassene* R1, R2, eller R3, der R3 angir laveste restituerbarhet (lengst restitusjonstid for en gitt oljemengde strandet). For hver kystrute angir dataene hvor stor prosentandel av rutens totale strandlengde som tilhører hver av de tre restitusjonsklassene. For eksempel så kan strandhabitatet i en rute ha sårbarhet R1 i 30 % av sin lengde, sårbarhet R2 i 60 % av sin lengde og sårbarhet R3 i 10 % av sin lengde.

De romlige dataene for hver av bestandene, derimot, angir antall individer i hver rute av ContAct- rutenettet. For hver bestand klassifiseres 1) individantall per kartrute, 2) individenes direkte sårbarhet for oljeforurensning og 3) bestandens restitusjonsevne etter et bestandstap. Individenes direkte sårbarhet for oljeforurensning, dvs. hvor lett de blir skadet dersom olje er tilstede i en kartrute, er angitt kvalitativt vha. *sårbarhetsklassene* S1, S2, og S3, der S3 angir høyeste sårbarhet. F.eks. så vil svartbak, som oppholder seg lite på vannet, ha sårbarhetsklasse S1, mens en lomvi, som ligger mye på vannet ha sårbarhetsklasse S3. Bestandenes restitusjonsevne er angitt med de samme restitusjonsklassene som for strandhabitat, selv om tolkningen av disse klassene blir ulik for strand vs. en bestand. For bestander angir restitusjonsklassen med hvilken hastighet en bestand klarer å returnere til sin opprinnelig størrelse etter at en viss andel av bestanden er drept pga. oljeskade.

RELATIVT BESTANDSTAP For hver oljedrift som er simulert markeres alle kartruter som har blitt berørt av olje, heretter kalt *oljeruter*. For hver av disse oljerutene bestemmes andelen

av tilstedeværende individer som dør innen hver av bestandene. Dette gjøres vha. tabell A.1 (*olje-til-taps-tabell*¹), som angir andelen av individer som dør i en rute som funksjon av to variable, (1) oljemengden i ruta og (2) sårbarhetsklassen til den bestanden som individene tilhører. Dette kan illustreres med et eksempel for sjøfuglarten lomvi. Dersom simulert mengde olje i en kartrute ligger i intervallet 1-100 tonn og sårbarhetsklassen til lomvi er S3, så vil 20 % av lomvi-individene i denne kartruta dø som følge av oljeskade (*relativt individtap pr. oljerute*). Denne prosentandelen multipliseres deretter med antall lomvi-individer som er tilstede i ruta for å bestemme det absolutte antallet individer som dør (*absolutt individtap pr. oljerute*). Denne prosessen gjentas for alle andre bestander som er tilstede i kartruta. Ved å summere absolutt individtap pr. oljerute over alle oljeruter i en enkelt oljedrift, kan man bestemme det totale antall individer som dør, i hver bestand, som følge av denne enkeltoljedriften (*absolutt individtap pr. oljedrift*).

For hver av bestandene kan man deretter bestemme *relativt bestandstap*, ved å dividere absolutt individtap pr. oljedrift med antall individer i hele bestanden (*bestandsstørrelse*). Størrelsen til en bestand bestemmes ved å summere dens individer over alle rutene i ContAct-nettverket. Er ressursdatene gitt som bestandsander pr. rute trenger man ikke gjennomføre dette trinnet. For fisk benyttes en enklere *olje-til-taps-tabell* der "*relativt gyteprodukt-tap*" beregnes direkte fra andelen fiskeegg og -larver som overlapper med oljekonsentrasjoner i vannkolonnen over en gitt effektgrense (Vedlegg A.2.1).

Siden en stokastisk oljedriftsimulering består av n enkeltsimuleringer, som alle er noe forskjellige mht. oljemengde og -utbredelse, så vil man for hver enkelt bestand kunne beregne n ulike verdier for relativt bestandstap. Disse n relative tapsverdiene blir sortert i fem ulike relative *bestandstapsintervaller*, 1 - 5 %, 5 - 10 %, 10 - 20 %, 20 - 30 % og >30 %. For fisk sorteres de i følgende *tapsintervaller*, 1 - 2 %, 2 - 5 %, 5 - 10 %, 10 - 20 %, 20 - 30 %, 30 - 50 % og >50 %. Antall simuleringer som havner i hver av disse intervallene divideres deretter på n , det totale antall simuleringer. Dette gir andelen simuleringer i hver av intervallene. For eksempel, 45 % av simuleringene kan gi relative populasjonstap innen intervallet 1 - 5 %, 22 % av simuleringene kan gi relative populasjonstap innen intervallet 5 - 10 %, osv. Disse andelene er det beste estimatet vi har for sannsynligheten for relative bestandstap i de ulike intervallene dersom (betinget) et framtidig oljeutslipp finner sted fra utslippspunktet. Denne betingede sannsynligheten for relative bestandstap symboliseres med P_{PT_x} , der PT_x representerer bestandstapet i intervallet x .

RESTITUSJONSTID FOR BESTANDER For hver av de n verdiene av relativt bestandstap kan man estimere bestandens restitusjonstid vha. *skadenøkler*, som angir sannsynligheten for ulike restitusjonstidsintervaller som funksjon av relativt populasjonstap og som funksjon av restitusjonskategorien til bestanden (tabell A.3 i vedlegg A.2.1). For fisk må man gå via en nøkkel som angir sannsynlighet for ulike tap i årsklasserekuttering som funksjon av tapsandeler av fiskeegg og -larver (tabell A.4), før man kan estimere fiskebestandens restitusjonstid vha. en

skadenøkkel (tabell A.5 og A.6). Disse n restitusjonstidene blir sortert i fire ulike *restitusjonstidsintervaller*, 1 mnd. - 1 år, 1 - 3 år, 3 - 10 år, >10 år. Antall simuleringer som havner i hver av disse intervallene divideres deretter på n , det totale antall simuleringer. Dette gir andelen simuleringer som gir restitusjonstider i hver av intervallene. Disse andelene er det beste estimatet vi har for sannsynligheten for restitusjonstider i de ulike intervallene dersom (betinget) et framtidig oljeutslipp fra utslippspunktet. Denne betingede sannsynligheten for restitusjonstid symboliseres med $P_{RT_y|Olje}$, der RT_y representerer restitusjonstiden i intervallet y .

RESTITUSJONSTID FOR STRANDHABITAT For strandhabitat beregnes restitusjonstid for hver enkelt kyststrupe direkte vha. skadenøkler (tabell A.7 i vedlegg A.2.1).

MILJØRISIKO Ved å multiplisere den betingede sannsynligheten $P_{RT_y|Olje}$, sannsynligheten for restitusjonstid i intervall y dersom et oljeutslipp finner sted, med P_{Olje} , sannsynligheten for oljeutslipp, så får man den absolutte sannsynligheten for restitusjonstid i intervallet y dersom vi på forhånd ikke vet om olje vil bli sluppet ut.

$$P_{RT_y} = P_{RT_y|Olje} \times P_{Olje} \quad (A.1)$$

For å bestemme miljørisiko blir P_{RT_y} , for hver av restitusjonstidsintervallene, dividert *akseptkriteriet* for miljøskade i dette intervallet, $P_{RT_y}^{Acc}$. Brøken refereres til som *relativ miljørisiko*.

$$RelativRisiko_{RT_x} = P_{RT_y} / P_{RT_y}^{Acc} \quad (A.2)$$

KOLONISPESIFIKKE ANALYSER Det er anbefalt å utføre kolonispesifikke analyser i tillegg til standard MIRA-analyse når gitte pre-definerte kriterier slår inn for bestander på nøkkel-lokaliteter og i utvalgte store fuglekolonier (Systad et al. 2018). Per i dag er ikke kriteriene for utvelgelse av kolonier fastsatt og det er i denne analysen valgt å beregne skade og miljørisiko for sjøfuglkolonier på Runde. Bakgrunnen for å gjøre kolonispesifikke analyser er at det er stor variasjonen i fordeling av sjøfugl i tid og rom i funksjonsområdene under hekkesesongen og dette er ikke fullgodt gjengitt i kystdatasettet fra SEAPOPOP. Studiet har vist at det standardiserte kystdatasettet beskrevet ovenfor har en tendens til å overestimere sannsynligheten for mindre bestandstap og underestimere sannsynligheten for større bestandstap sammenlignet med ulike datasett der variasjonen i fuglenes fordeling i funksjonsområdene er bedre ivaretatt. For å ivareta dette er det konstruert to "aggregeringsdatasett" for hver SEAPOPOP-nøkkellokalitet og utvalgte store fuglekolonier for kystnære overflatebeitende arter og pelagiske arter (overflatebeitende og dykkende). Datasettet består av 100 tilfeldige fordelinger der kolonibestanden (hekkebestanden) er fordelt i fem ruter i henholdsvis 60 og 100 km funksjonsområder: 33 % av bestanden i koloniruta og de resterende 67 % tilfeldig fordelt i fire ruter i funksjonsområdet. Datasettet dekker perioden 1. mars til 31. august, dvs. hekkeperioden (1. april til 31. juli) og en måned før og etter. I april og august antas det at 50 % av hekkebestanden har ankommet/forlatt funksjonsområdet.

Formålet med kolonispesifikke analyser er, for gitte operasjoner, å gi et bedre grunnlag for risikokommunikasjon, planlegging av operasjoner (brønndesign, boretidspunkt), NEBA/SIMA-vurderinger og beredskapsplanlegging. Akseptkriteriene er utarbeidet for å vurdere miljørisiko på regionale og/eller nasjonale bestander og det er derfor ikke anbefalt at datasettet benyttes til å avgjøre om miljørisikoen er akseptabel eller ikke. Datasettet erstatter bruk av "aggregeringsfaktorer". Se [Systad et al. \(2018\)](#) for mer detaljer.

OVERLAPPSANALYSE FISKEGG OG -YNGEL I tillegg til MIRA-metoden for norsk vårgytende sild og nordarktisk torsk utføres en overlappsanalyse av gyteareal for andre viktige fiskebestander med influensområdet for olje i vannkolonnen (området bestående av all kartruter som har høyere oljekonsentrasjon i vannsøylen enn 100 ppb i mer enn 5 % av enkeltsimuleringene).

A.2.1 KONVERTERINGSTABELLER

Tabell A.1: Tabell for å konvertere fra (1) mengde olje i en 10×10 km kartrute (tonn) til (2) prosentandelen av sjøfuglindivider i ruta som dør av oljeskade, for arter av sårbarhetsklasse S1, S2 og S3. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell 3.7, s. 40), og kalles der for "Effekt-nøkkel for akutt dødelighet for sjøfugl".

Mengde tonn	Sårbarhet		
	S1	S2	S3
1–100	5%	10%	20%
100–500	10%	20%	40%
500–1000	20%	40%	60%
>1000	40%	60%	80%

Tabell A.2: Tabell for å konvertere fra (1) mengde (tonn) olje i en 10×10 km kartrute til (2) prosentandelen av sjøpattedyrindivider i ruta som dør av oljeskade, for arter av sårbarhetsklasse S1, S2 og S3. Tabellen er hentet fra [OLF \(2007\)](#) (tabell 3.8, s. 40), og kalles der for "Effektnøkkel for akutt dødelighet for sjøpattedyr".

Mengde	Sårbarhet		
	S1	S2	S3
1–100	5%	15%	20%
100–500	10%	20%	35%
500–1000	15%	30%	50%
>1000	20%	40%	65%

Tabell A.3: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i en populasjon pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for den samme populasjonen. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (Tabell 3-10, s. 42) der den kalles "Skadenøkkelen for sjøfugl/sjøpattedyr bestander med høy sårbarhet (S3)".

Restitusjonsklasse	Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
		0.1-1	1-3	3-10	>10
R3	1-5	50%	50%	...	...
	5-10	25%	50%	25%	...
	10-20	...	25%	50%	25%
	20-30	...	...	50%	50%
	> 30	...	...	...	100%

Tabell A.4: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis larvetap til tapsandeler i årklasserekruttering for gytebestand av sild og torsk pga. oljeskade. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-2).

Tapsandel egg/larver (%)	Tapsandel årklasserekruttering								
	0 %	1 %	2 %	5 %	10 %	20 %	30 %	50 %	100 %
1 %	50 %	30 %	15 %	5 %	...	...	...	...	...
2 %	10 %	20 %	40 %	20 %	10 %	...	...	...	...
5 %	...	10 %	20 %	40 %	20 %	10 %	...	...	...
10 %	...	...	10 %	20 %	40 %	15 %	10 %	5 %	...
20 %	...	...	...	10 %	20 %	40 %	15 %	10 %	5 %
30 %	...	...	...	5 %	10 %	15 %	40 %	20 %	10 %
50 %	...	...	...	...	5 %	10 %	15 %	40 %	30 %

Tabell A.5: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i årklasserekru-
tering for gytebestanden av torsk pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for
den samme gytebestanden. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-6) der
den kalles "Skadenøkkelen for gytebestand av torsk basert på restitusjonstids-
fordelinger ved ulike årklassetap.

Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
	0.1-1	1-3	3-10	>10
1-5	45 %	35 %	20 %	...
5-10	15 %	30 %	55 %	...
10-20	5 %	15 %	80 %	...
20-30	...	5 %	90 %	5 %
> 30	...	...	90 %	10 %

Tabell A.6: Tabell for å konvertere fra (1) prosentvis reduksjon i årklasserekru-
tering for gytebestanden av sild pga. oljeskade til (2) restitusjonstiden (år) for
den samme gytebestanden. Tabellen er hentet fra [OLF 2008](#) (Tabell 8-5) der
den kalles "Skadenøkkelen for gytebestand av sild basert på restitusjonstids-
fordelinger ved ulike årklassetap (Basert på Tabell 8-4).

Reduksjon (%)	Restitusjonstid (år)			
	0.1-1	1-3	3-10	>10
1-5	60 %	40 %	...	...
5-10	35 %	40 %	25 %	...
10-20	20 %	25 %	50 %	5 %
20-30	10 %	25 %	40 %	25 %
> 30	...	10 %	30 %	60 %

Tabell A.7: Tabell for å konvertere fra (1) mengde olje som strander i en strandrute (tonn) til (2) restitusjonstiden (år) for den samme ruta. Hvert intervall av oljemengde konverteres til en prosentfordeling av restitusjonstider. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell 3-9, s. 41) der den kalles "Skadenøkkel for kysthabitater med sårbarhet 1-3".

Sårbarhet	Mengde (tonn) pr 100 km ²	Mindre 0.1–1 år	Moderat 1–3 år	Betydelig 3–10 år	Alvorlig > 10 år
S3	1–100	20 %	50 %	30 %	...
	100–500	10 %	60 %	20 %	10 %
	500–1000	...	20 %	50 %	30 %
	>1000	...	...	40 %	60 %
S2	1–100	60 %	40 %	...	...
	100–500	30 %	60 %	10 %	...
	500–1000	10 %	60 %	30 %	...
	>1000	...	40 %	50 %	10 %
S1	1–100	80 %	20 %	...	...
	100–500	60 %	40 %	...	...
	500–1000	40 %	50 %	10 %	...
	>1000	20 %	40 %	40 %	...

Tabell A.8: Sårbarhetsindeks for strand-kartruter av ulik bølgeeksponering, der "1" angir laveste sårbarhet. Tabellen er hentet fra [OLF 2007](#) (tabell på s. C-3). I dette studiet er det benyttet en sårbarhetsindeks "3" for ruter der sårbarheten er ukjent. I MIRA er sårbarhetsindeksen for slike ruter foreslått å settes til "1".

Strandtype	Sårbarhetsgrad	
	Bølgeeksponering	
	Høy	Lav
Blokkstrand	1	3
Klippe	1	1
Leire/Strandeng	3	3
Menneskeskapt	1	1
Sanddyne	2	2
Sandstrand	1	2
Steinstrand	2	3
Svaberg	1	2

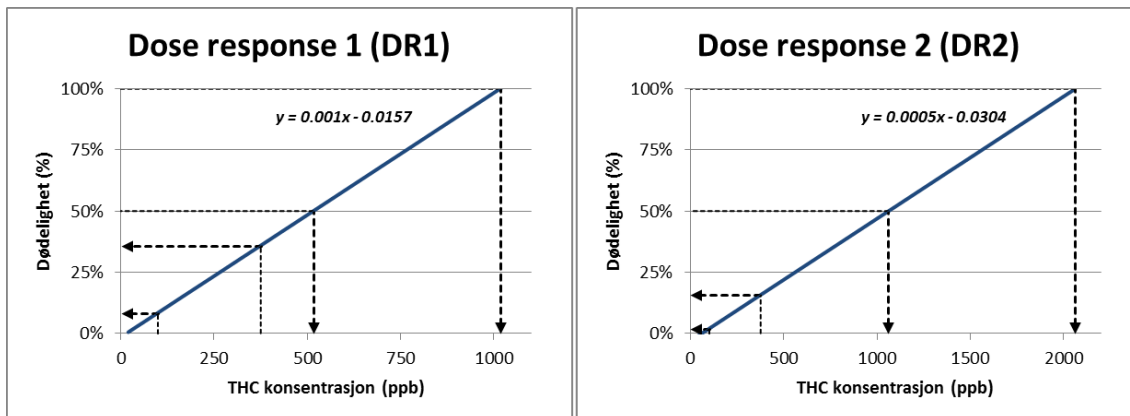
A.2.2 SKADELIG OLJEKONSENTRASJON FOR FISKELARVER

EFFEKTKONSENTRASJON FOR OLJE OG FISK Giftigheten til olje (og andre stoffer) uttrykkes ofte som en effektkonsentrasjon, dvs. den konsentrasjonen av olje som medfører en definert effekt på fiskeegg og -larver. Måles effekt i dødelighet oppgis giftigheten ofte som LCX ("lethal concentration") og ellers som ECX ("effect concentration"), der X'en angir hvor stor andel (f.eks. 5 %, 50 %, 100 %) av forsøksorganismene som forventes å dø eller påvirkes ved en gitt konsentrasjon av stoffet. Verdiene utarbeides som regel fra laboratorieforsøk.

Det er ikke etablert en bransjestandard for giftighet av olje for bruk i miljørisikoanalyser. I arbeidet med MIRA for fisk utført av DNV, Havforskningsinstituttet og Universitetet i Oslo i regi av OLF ble det utarbeidet to «dose-responskurver» (DR1 og DR2) som grunnlag for beregning av tapsandeler av fiskeegg og -larver (OLF 2008). Dose-responskurvene fra studiet er presentert i Figur 12. Stigningstallet og konstantleddet er oppgitt med tre eller fire desimaler noe som resulterer i at dose-respons kurvene i Figur 12 er noe forskjellig fra originalrapporten (OLF 2008). Den mest konservative dose-respons kurven (DR1) har startpunkt på 50 ppb, som gir 1 % dødelighet, og går opp til 1000 ppb som gir 100 % dødelighet. Den minst konservative dose-respons kurven (DR2) har startpunkt på 100 ppb, som gir 1 % dødelighet og går opp til 2000 ppb som gir 100 % dødelighet.

De stiplede linjene i figuren viser to vanlige bruksmåter; hhv. *forward* og *inverse*. I forward bruksmåte kan kurven benyttes til å vurdere risikoen for at et egg eller en larve vil dø ved en gitt konsentrasjon, dvs. X'en i LC. Tar man utgangspunkt i den mest konservative dose-respons kurven (DR1) og en konsentrasjon på 100 og 375 ppb er det forventet at hhv. 8 % og 36 % av eggene eller larvene som blir eksponert vil dø, dvs. LC8 = 100 ppb og LC36 = 375 ppb. I inverse bruksmåte kan kurven benyttes til å beregne LC verdier for gitte grenseverdier, for eksempel vil LC50 og LC100 være hhv. 516 ppb og 1061 ppb for DR1 og 1016 ppb og 2061 ppb for DR2.

I forbindelse med oppdatering av forvaltningsplanene for Barentshavet og områdene utenfor Lofoten ble det konkludert med en EC50 verdi på 2,5 TPAH (total mengde polyaromatiske hydrokarboner) for torsk og sildelarver (DNV & SINTEF 2010). Underlaget for verdien er en gjennomgang av litteratur i forsøk der larver av sild eller torsk er eksponert for oljekomponenter i vann. Verdien kan derfor ikke uten videre generaliseres til andre arter. TPAH er den vanligste måten å angi grenseverdier for spesifikke virkninger av oljekomponenter. Forholdet mellom TPAH og THC avhenger av oljetype og graden av forvitring. Det ble utarbeidet en "nøkkel" som gjør det mulig å estimere TCH fra TPAH og omvendt. Nøkkelen viser at en EC50 verdi på 2,5 TPAH tilsvarer en EC50 verdi for THC på 375 ppb. Nøkkelen har ikke generell gyldighet, men representerer Balder råolje og andre råoljer med lignende sammensetning og egenskaper (DNV & SINTEF 2010). Dette studiet resulterte dermed i betraktlig lavere grenseverdier for THC enn studiet gjengitt over (se figur A.1).

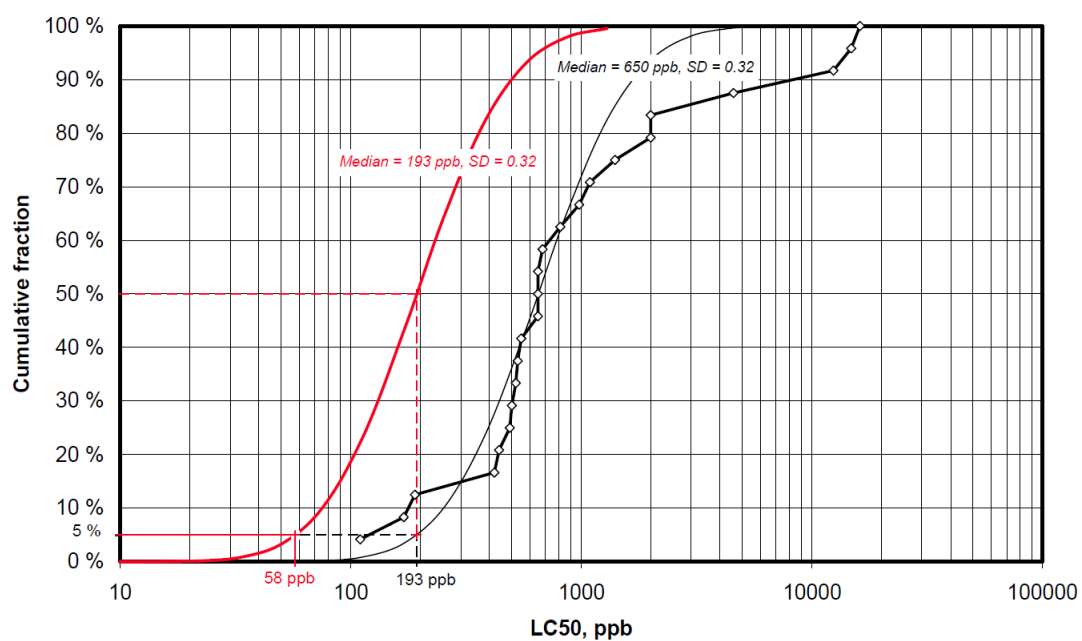


Figur A.1: Dose-respons kurver som grunnlag for beregning av tapsandeler av fiskeegg og -larver. Kurvene er laget fra den lineære regresjonslinjen gitt i (OLF 2008). Stigningstallet og konstantleddet er gitt med tre desimaler noe som gjør at dose-respons kurvene i figuren er noe mer konservative enn i originalrapporten.

Vikebø et al. (2013) oppsummerte resultater fra flere laboratorieforsøk og konkluderte med en dødelig effekt for TPAH-konsentrasjoner over 1,0 ppb og kronisk effekt for TPAH-konsentrasjoner over 0,1 ppb. Disse grenseverdiene er benyttet i flere studier utført i regi av Havforskningsinstituttet (for eksempel Grøsvik et al. 2014; Vikebø et al. 2015). Benytter man nøkkelen for Balder råolje tilsvarende 1,0 TPAH en LC100 verdi for THC på 151 ppb.

I miljørisikoanalysen for fisk i dette studiet er det benyttet en LC100 verdi på 100 ppb THC. Dette betyr at man antar at alle (100%) fiskelarver og -egg som eksponeres for THC konsentrasjoner over 100 ppb dør. Basert på tilgjengelig data for gyteprodukter til fisk anses denne verdien å være konservativ.

I tillegg til MIRA analysen er det også beregnet dødelighet på fiskelarver med metodikken utviklet i forbindelse med ERA Acute. Her benyttes QSAR-modellen (Quantitative Structure Activity Relationship) i OSCAR til å beregne dødelige konsentrasjoner i fiskelarver ("critical body burden") ved bruk av en SSD-kurve ("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 A.2). 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 ppb og en LC5 på 58 ppb THC (rød linje i figur A.2). Sistnevnte kurve er i dette studiet benyttet til å beregne dødelighet av torsk- og sildelarver for det utvalgte utblåsningsscenarioet for gyteprodukter av torsk og sild for årene 2000-2014 (torsk) og 2000-2011 (sild).



Figur A.2: 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.

B VEDLEGG: RESULTATER

B.1 STRANDINGSSTATISTIKK FOR PRIORITERTE OMRÅDER

Tabell B.1: Strandingsstatistikk for olje i NOFO eksempel-områder. Statistikken er beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for en utblåsning ved letebrønn 7220/7-4, Isflak.

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₁₀₀	P ₉₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
Vinter	Bjørnøya	4.7	11.6	Inf	Inf	0	0	5114
...	Gjesværestappan	2.6	12.2	Inf	Inf	0	0	2148
...	Ingøya	6.1	11.8	62.3	Inf	0	12	2672
...	Karlsøy	0.1	54.4	Inf	Inf	0	0	1746
...	Kongsfjord	0.3	32.9	Inf	Inf	0	0	330
...	Nordkinn	2.3	15.2	Inf	Inf	0	0	1138
...	Nordkinnhalvøya nordøst	0.3	29.0	Inf	Inf	0	0	539
...	Sørøya nordvest	3.1	9.8	Inf	Inf	0	0	6634
...	Sværholtklubben	0.4	24.6	Inf	Inf	0	0	688
Vår	Andøya	0.0	73.0	Inf	Inf	0	0	9
...	Bjørnøya	0.7	28.8	Inf	Inf	0	0	901
...	Gjesværestappan	7.2	15.7	51.2	Inf	0	69	3777
...	Ingøya	12.5	7.3	30.1	Inf	0	289	4360
...	Karlsøy	0.7	23.0	Inf	Inf	0	0	11364
...	Kongsfjord	1.4	26.5	Inf	Inf	0	0	3635
...	Nordkinn	5.0	18.2	Inf	Inf	0	0	5697
...	Nordkinnhalvøya nordøst	1.7	25.3	Inf	Inf	0	0	1592
...	Sørøya nordvest	8.3	8.3	36.4	Inf	0	119	7723
...	Sværholtklubben	2.5	23.5	Inf	Inf	0	0	2086
Sommer	Andøya	0.2	43.3	Inf	Inf	0	0	1519
...	Bjørnøya	0.6	22.4	Inf	Inf	0	0	3944
...	Gjesværestappan	5.8	15.5	50.1	Inf	0	34	4346
...	Ingøya	9.7	13.1	32.5	Inf	0	101	4086
...	Karlsøy	1.3	19.6	Inf	Inf	0	0	9365
...	Kongsfjord	2.1	27.1	Inf	Inf	0	0	1804
...	Nordkinn	5.1	20.9	71.8	Inf	0	9	5424
...	Nordkinnhalvøya nordøst	2.0	23.2	Inf	Inf	0	0	2064
...	Sørøya nordvest	5.2	13.6	58.7	Inf	0	8	11896
...	Sværholtklubben	3.8	17.1	Inf	Inf	0	0	2326
Høst	Bjørnøya	1.9	16.0	Inf	Inf	0	0	6437
...	Gjesværestappan	3.9	10.1	Inf	Inf	0	0	5580
...	Ingøya	6.2	8.3	45.6	Inf	0	14	4064

Forts. neste side

Tabell B.1: Fortsatt fra forrige side

Sesong	Område	Sanns. (%)	Tid (dager)			Mengde (tonn)		
			P ₀	P ₅	P ₅₀	P ₅₀	P ₉₅	P ₁₀₀
...	Karlsøy	0.1	23.3	Inf	Inf	0	0	673
...	Kongsfjord	2.8	18.1	Inf	Inf	0	0	1238
...	Nordkinn	5.2	12.2	68.6	Inf	0	9	6733
...	Nordkinnhalvøya nordøst	1.6	18.9	Inf	Inf	0	0	1795
...	Sørøya nordvest	2.7	13.2	Inf	Inf	0	0	8725
...	Sværholtklubben	1.9	11.4	Inf	Inf	0	0	2519

B.2 RESULTATER MILJØRISIKOANALYSE

Tabell B.2: Risiko for skade på sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsning fra letebrønn 7220/7-4, Isflak. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. $P_{RT_y|Olje}$ er den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y og er omtalt i rapporten som skadesannsynlighet. Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Januar	Alkekonge (RU)	5.71	0.00	0.00	0.00	0.00	2.85	2.85	0.00	0.00	0.33	1.30	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	20.52	0.05	0.00	0.00	0.00	10.27	10.29	0.01	0.00	1.17	4.69	0.02	0.00
...	Havhest (BH)	16.62	0.02	0.00	0.00	0.00	8.31	8.32	0.00	0.00	0.95	3.79	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	30.99	5.48	0.07	0.00	0.00	16.87	18.25	1.41	0.02	1.92	8.32	1.60	0.08
...	Lomvi (NH)	8.28	0.00	0.00	0.00	0.00	4.14	4.14	0.00	0.00	0.47	1.89	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	14.84	0.39	0.00	0.00	0.00	7.52	7.62	0.10	0.00	0.86	3.47	0.11	0.00
...	Polarlomvi (BH)	10.45	0.00	0.00	0.00	0.00	5.23	5.23	0.00	0.00	0.60	2.38	0.00	0.00
...	Polarlomvi (RU)	15.52	0.02	0.00	0.00	0.00	7.76	7.77	0.00	0.00	0.88	3.54	0.00	0.00
Februar	Lunde (BH)	23.62	0.73	0.00	0.00	0.00	11.99	12.18	0.18	0.00	1.37	5.55	0.21	0.00
...	Lunde (NH)	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.58	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	14.50	0.00	0.00	0.00	0.00	7.25	7.25	0.00	0.00	0.83	3.31	0.00	0.00
...	Krykkje (BH)	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.58	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	31.08	10.73	4.80	0.00	0.00	18.22	22.10	5.08	1.20	2.08	10.08	5.79	5.47
...	Lomvi (NH)	10.73	0.00	0.00	0.00	0.00	5.36	5.36	0.00	0.00	0.61	2.45	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	19.23	0.29	0.00	0.00	0.00	9.69	9.76	0.07	0.00	1.10	4.45	0.08	0.00
...	Polarlomvi (BH)	16.48	0.00	0.00	0.00	0.00	8.24	8.24	0.00	0.00	0.94	3.76	0.00	0.00
...	Polarlomvi (RU)	2.49	0.00	0.00	0.00	0.00	1.25	1.25	0.00	0.00	0.14	0.57	0.00	0.00
Mars	Alkekonge (BH)	6.88	0.00	0.00	0.00	0.00	3.44	3.44	0.00	0.00	0.39	1.57	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	34.10	9.70	1.73	0.03	0.00	19.47	22.33	3.30	0.45	2.22	10.18	3.76	2.04
...	Lunde (NH)	11.87	0.00	0.00	0.00	0.00	5.93	5.93	0.00	0.00	0.68	2.71	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) for utblåsning ... fortsatt

Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	Havhest (BH)	19.82	0.35	0.00	0.00	0.00	9.99	10.08	0.09	0.00	1.14	4.60	0.10	0.00
...	Krykkje (BH)	10.18	0.00	0.00	0.00	0.00	5.09	5.09	0.00	0.00	0.58	2.32	0.00	0.00
...	Krykkje (NH)	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	30.47	11.72	6.08	0.11	0.00	18.17	22.62	6.03	1.58	2.07	10.31	6.87	7.18
...	Lomvi (NH)	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	3.00	0.00	0.00	0.34	1.37	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	6.25	0.16	0.00	0.00	0.00	3.17	3.21	0.04	0.00	0.36	1.46	0.05	0.00
...	Polarlomvi (BH)	20.81	0.61	0.00	0.00	0.00	10.56	10.71	0.15	0.00	1.20	4.88	0.17	0.00
...	Polarlomvi (RU)	12.22	0.03	0.00	0.00	0.00	6.12	6.12	0.01	0.00	0.70	2.79	0.01	0.00
...	Alke (NO)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
April	Alkekonge (UK)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	22.94	1.22	0.00	0.00	0.00	11.77	12.08	0.31	0.00	1.34	5.51	0.35	0.00
...	Lunde (NH)	2.51	0.00	0.00	0.00	0.00	1.26	1.26	0.00	0.00	0.14	0.57	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	21.41	1.48	0.03	0.00	0.00	11.07	11.45	0.38	0.01	1.26	5.22	0.44	0.03
...	Havhest (NH)	0.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.41	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	Havhest (NS)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Krykkje (BH)	15.61	0.06	0.00	0.00	0.00	7.82	7.83	0.01	0.00	0.89	3.57	0.02	0.00
...	Krykkje (RU)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	30.52	10.89	4.03	0.03	0.00	17.98	21.71	4.75	1.02	2.05	9.90	5.42	4.66
...	Lomvi (RU)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Polarlomvi (BH)	11.93	0.18	0.00	0.00	0.00	6.01	6.05	0.04	0.00	0.68	2.76	0.05	0.00
...	Polarlomvi (RU)	19.28	0.32	0.00	0.00	0.00	9.72	9.80	0.08	0.00	1.11	4.47	0.09	0.00
...	Alke (NO)	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	Havsule (NO)	3.94	0.00	0.00	0.00	0.00	1.97	1.97	0.00	0.00	0.22	0.90	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) for utblåsning ... fortsatt

Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Mai	Lunde (BH)	18.89	5.96	7.29	0.89	0.16	10.94	14.25	5.58	2.43	1.25	6.50	6.36	11.07
...	Lunde (NH)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	20.58	2.39	0.02	0.00	0.00	10.89	11.49	0.61	0.01	1.24	5.24	0.69	0.03
...	Krykkje (BH)	6.94	0.00	0.00	0.00	0.00	3.47	3.47	0.00	0.00	0.40	1.58	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	30.85	6.91	1.38	0.00	0.00	17.15	19.23	2.42	0.35	1.96	8.77	2.76	1.58
...	Lomvi (RU)	1.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	0.53	0.00	0.00	0.06	0.24	0.00	0.00
...	Polarlomvi (BH)	1.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.69	0.69	0.00	0.00	0.08	0.32	0.00	0.00
...	Alke (NO)	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.30	0.00	0.00	0.03	0.14	0.00	0.00
...	Havsule (NO)	5.96	0.03	0.00	0.00	0.00	2.99	2.99	0.01	0.00	0.34	1.36	0.01	0.00
Juni	Lunde (BH)	16.44	6.91	7.31	0.98	0.22	9.95	13.50	5.87	2.54	1.13	6.16	6.69	11.57
...	Lunde (NH)	1.58	0.16	0.00	0.00	0.00	0.83	0.87	0.04	0.00	0.09	0.40	0.05	0.00
...	Havhest (BH)	12.05	0.42	0.00	0.00	0.00	6.13	6.24	0.11	0.00	0.70	2.84	0.12	0.00
...	Krykkje (BH)	7.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.68	3.68	0.00	0.00	0.42	1.68	0.00	0.00
...	Krykkje (NH)	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	28.15	7.20	2.28	0.00	0.00	15.88	18.24	2.94	0.57	1.81	8.32	3.35	2.60
...	Lomvi (NH)	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	2.35	0.05	0.00	0.00	0.00	1.19	1.20	0.01	0.00	0.14	0.55	0.01	0.00
...	Polarlomvi (BH)	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.59	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	Alke (NO)	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	Havsule (NO)	8.39	0.09	0.00	0.00	0.00	4.22	4.24	0.02	0.00	0.48	1.93	0.02	0.00
Juli	Lunde (BH)	26.43	8.46	6.57	0.45	0.03	15.33	19.09	5.62	1.90	1.75	8.70	6.41	8.64
...	Lunde (NH)	17.73	1.13	0.03	0.00	0.00	9.15	9.44	0.30	0.01	1.04	4.30	0.34	0.03

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) for utblåsning ... fortsatt

Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	Havhest (BH)	22.13	2.27	0.12	0.00	0.00	11.63	12.23	0.63	0.03	1.33	5.58	0.71	0.13
...	Krykkje (BH)	7.05	0.09	0.00	0.00	0.00	3.54	3.57	0.02	0.00	0.40	1.63	0.02	0.00
...	Krykkje (NH)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	29.25	8.73	4.35	0.22	0.00	16.81	20.08	4.47	1.20	1.92	9.16	5.09	5.46
...	Lomvi (NH)	10.21	0.03	0.00	0.00	0.00	5.11	5.12	0.01	0.00	0.58	2.33	0.01	0.00
...	Lomvi (RU)	2.91	0.08	0.00	0.00	0.00	1.48	1.50	0.02	0.00	0.17	0.68	0.02	0.00
...	Polarlomvi (BH)	6.04	0.00	0.00	0.00	0.00	3.02	3.02	0.00	0.00	0.34	1.38	0.00	0.00
...	Alke (NO)	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	Havsule (NO)	3.73	0.07	0.00	0.00	0.00	1.88	1.90	0.02	0.00	0.21	0.87	0.02	0.00
August	Lunde (BH)	26.39	2.81	0.02	0.00	0.00	13.90	14.60	0.71	0.01	1.58	6.66	0.81	0.03
...	Lunde (NH)	26.07	2.89	0.05	0.00	0.00	13.76	14.49	0.75	0.01	1.57	6.61	0.85	0.05
...	Havhest (BH)	8.47	0.08	0.00	0.00	0.00	4.25	4.27	0.02	0.00	0.49	1.95	0.02	0.00
...	Havhest (NH)	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Havhest (NS)	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	Krykkje (BH)	11.57	0.10	0.00	0.00	0.00	5.81	5.84	0.03	0.00	0.66	2.66	0.03	0.00
...	Krykkje (NH)	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	18.83	3.73	0.05	0.00	0.00	10.35	11.29	0.96	0.01	1.18	5.15	1.09	0.06
...	Lomvi (NH)	11.43	0.05	0.00	0.00	0.00	5.73	5.74	0.01	0.00	0.65	2.62	0.01	0.00
...	Lomvi (RU)	3.67	0.00	0.00	0.00	0.00	1.84	1.84	0.00	0.00	0.21	0.84	0.00	0.00
...	Lomvi (UK)	1.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.71	0.71	0.00	0.00	0.08	0.32	0.00	0.00
...	Polarlomvi (BH)	28.87	6.58	1.58	0.05	0.00	16.08	18.12	2.46	0.42	1.83	8.26	2.80	1.91
...	Havsule (NO)	2.93	0.00	0.00	0.00	0.00	1.46	1.46	0.00	0.00	0.17	0.67	0.00	0.00
September	Alkekonge (BH)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) for utblåsning ... fortsatt

Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	Alkekonge (UK)	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	9.28	0.00	0.00	0.00	0.00	4.64	4.64	0.00	0.00	0.53	2.12	0.00	0.00
...	Lunde (NH)	18.16	0.14	0.00	0.00	0.00	9.11	9.15	0.04	0.00	1.04	4.17	0.04	0.00
...	Havhest (BH)	3.76	0.00	0.00	0.00	0.00	1.88	1.88	0.00	0.00	0.21	0.86	0.00	0.00
...	Krykkje (BH)	6.91	0.00	0.00	0.00	0.00	3.46	3.46	0.00	0.00	0.39	1.58	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	16.37	1.59	0.16	0.00	0.00	8.58	9.02	0.48	0.04	0.98	4.11	0.54	0.18
...	Lomvi (NH)	11.22	0.03	0.00	0.00	0.00	5.62	5.63	0.01	0.00	0.64	2.57	0.01	0.00
...	Lomvi (RU)	8.61	1.14	0.03	0.00	0.00	4.59	4.88	0.30	0.01	0.52	2.23	0.34	0.03
...	Lomvi (UK)	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.07	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	Polarlomvi (BH)	19.53	0.20	0.00	0.00	0.00	9.81	9.86	0.05	0.00	1.12	4.50	0.06	0.00
Oktober	Alkekonge (UK)	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.23	0.00	0.00	0.03	0.10	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	4.08	0.00	0.00	0.00	0.00	2.04	2.04	0.00	0.00	0.23	0.93	0.00	0.00
...	Lunde (NH)	6.83	0.00	0.00	0.00	0.00	3.41	3.41	0.00	0.00	0.39	1.56	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	6.02	0.00	0.00	0.00	0.00	3.01	3.01	0.00	0.00	0.34	1.37	0.00	0.00
...	Krykkje (BH)	3.80	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	1.90	0.00	0.00	0.22	0.87	0.00	0.00
...	Krykkje (RU)	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.14	0.00	0.00	0.02	0.06	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	8.71	0.75	0.00	0.00	0.00	4.54	4.73	0.19	0.00	0.52	2.16	0.21	0.00
...	Lomvi (NH)	14.84	0.00	0.00	0.00	0.00	7.42	7.42	0.00	0.00	0.85	3.38	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	4.40	0.17	0.00	0.00	0.00	2.24	2.28	0.04	0.00	0.26	1.04	0.05	0.00
...	Polarlomvi (BH)	20.99	0.81	0.00	0.00	0.00	10.70	10.90	0.20	0.00	1.22	4.97	0.23	0.00
November	Alkekonge (RU)	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Alkekonge (UK)	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	23.08	1.35	0.00	0.00	0.00	11.87	12.21	0.34	0.00	1.35	5.57	0.38	0.00

Forts. neste side

Tabell B.2: Resultater for sjøfugl fra sjøfugl på åpent hav (SEATRACK 2020) for utblåsning ... fortsatt

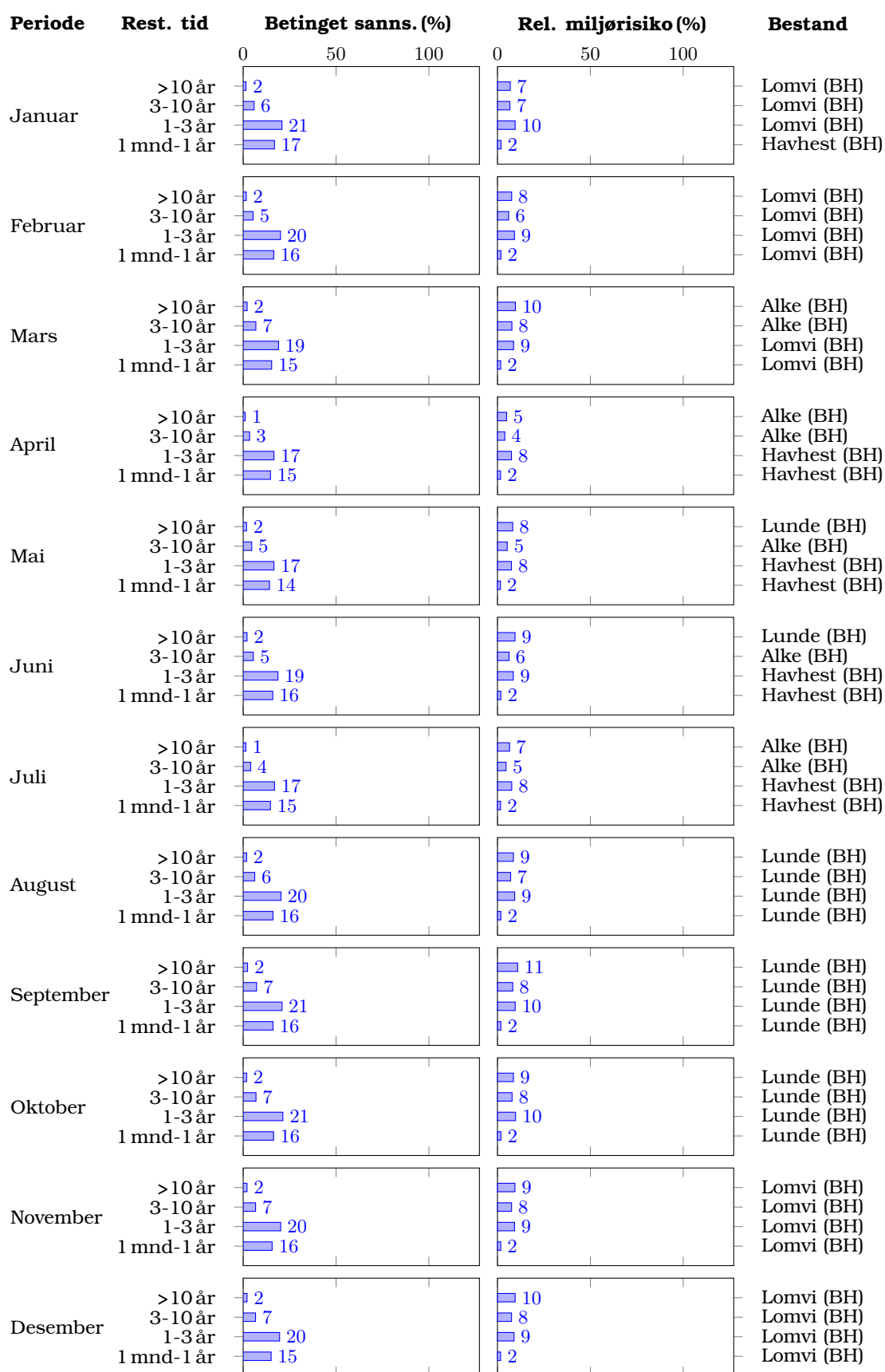
Periode	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	Lunde (NH)	6.55	0.00	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27	0.00	0.00	0.37	1.49	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	6.31	0.00	0.00	0.00	0.00	3.16	3.16	0.00	0.00	0.36	1.44	0.00	0.00
...	Havhest (NH)	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	10.15	0.25	0.00	0.00	0.00	5.14	5.20	0.06	0.00	0.59	2.37	0.07	0.00
...	Lomvi (NH)	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	1.35	1.35	0.00	0.00	0.15	0.62	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	6.76	0.00	0.00	0.00	0.00	3.38	3.38	0.00	0.00	0.39	1.54	0.00	0.00
...	Polarlomvi (BH)	11.49	0.00	0.00	0.00	0.00	5.74	5.74	0.00	0.00	0.65	2.62	0.00	0.00
...	Polarlomvi (RU)	1.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.94	0.94	0.00	0.00	0.11	0.43	0.00	0.00
Desember	Alkekonge (RU)	5.75	0.00	0.00	0.00	0.00	2.88	2.88	0.00	0.00	0.33	1.31	0.00	0.00
...	Lunde (BH)	10.54	0.00	0.00	0.00	0.00	5.27	5.27	0.00	0.00	0.60	2.40	0.00	0.00
...	Havhest (BH)	1.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.99	0.99	0.00	0.00	0.11	0.45	0.00	0.00
...	Havhest (NH)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Havhest (NS)	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	Lomvi (BH)	13.97	0.27	0.00	0.00	0.00	7.05	7.12	0.07	0.00	0.80	3.25	0.08	0.00
...	Lomvi (NH)	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37	0.37	0.00	0.00	0.04	0.17	0.00	0.00
...	Lomvi (RU)	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	Polarlomvi (RU)	10.59	0.00	0.00	0.00	0.00	5.29	5.29	0.00	0.00	0.60	2.41	0.00	0.00

B.3 RESULTATER FOR ÅPENT HAV MED GAMMELT DATASETT (SEAPOP 2013)

Høyeste skadesannsynlighet og høyeste miljørisiko for sjøfugl beregnet på datasett for åpent hav er presentert for hver av de fire skadekategoriene per måned i figur [B.1](#). Fullstendige resultater, inkludert sannsynlighet for bestandstap, er vist i tabell [B.3](#) i vedlegg [B.2](#).

Høyeste sannsynlighet for skade i kategoriene Alvorlig er 2% og gjelder for barentshavbestanden av alke, lomvi og lunde vekselvis gjennom største deler av året. Høyeste sannsynlighet i kategori Betydelig er 7% og gjelder for barentshavbestanden av lunde og lomvi på høsten samt for alke i mars. I kategoriene Mindre og Moderat er det opptil 21% sannsynlighet, der norskehavsbestanden av lunde og lomvi er bestandene med høyeste skade i hhv. månedene september-oktober og januar. Høyeste beregnede miljørisiko er 11% av Equinors operasjonsspesifikke akseptkriterier for skadekategori Alvorlig. Den høyeste miljørisikoen i hver skadekategori er:

- 11 % i kategori Alvorlig for lunde (september)
- 8 % i kategori Betydelig for alke (mars), lunde (september - oktober), lomvi (november - desember)
- 10 % i kategori Moderat for lomvi (januar), lunde (september - oktober)
- 2 % i kategori Mindre for vekselvis havhest, lomvi, og lunde gjennom året



Figur B.1: Høyeste skadesannsynlighet gitt en utblåsning og miljørisiko i prosent av akseptkriteriet for sjøfugl på åpent hav ved letebrønn 7220/7-4 Isflak. Bestandskode: NH = Norskehavet, NS = Nordsjøen,

Tabell B.3: Risiko for skade på sjøfugl på åpent hav beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsning fra letebrønn 7220/7-4, Isflak. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. $P_{RT_y|Olje}$ er den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y og er omtalt i rapporten som skadesannsynlighet. Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Januar	BH	Alke	12.73	6.62	2.49	0.06	0.00	8.02	10.29	2.93	0.65	0.91	4.69	3.34	2.98
...	BH	Lunde	19.64	2.23	0.24	0.03	0.00	10.37	10.99	0.69	0.08	1.18	5.01	0.79	0.34
...	BH	Havhest	30.64	6.17	0.09	0.00	0.00	16.86	18.43	1.59	0.02	1.92	8.40	1.81	0.10
...	BH	Polarmåke	10.53	0.00	0.00	0.00	0.00	5.27	5.27	0.00	0.00	0.60	2.40	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	6.70	0.06	0.00	0.00	0.00	3.37	3.38	0.01	0.00	0.38	1.54	0.02	0.00
...	BH	Gråmåke	5.84	0.06	0.00	0.00	0.00	2.94	2.95	0.01	0.00	0.33	1.35	0.02	0.00
...	BH	Krykkje	25.58	2.75	0.02	0.00	0.00	13.48	14.17	0.70	0.00	1.54	6.46	0.79	0.02
...	BH	Havsule	9.17	0.62	0.00	0.00	0.00	4.74	4.90	0.16	0.00	0.54	2.23	0.18	0.00
...	BH	Polarlomvi	10.52	0.03	0.00	0.00	0.00	5.27	5.28	0.01	0.00	0.60	2.41	0.01	0.00
...	BH	Lomvi	27.34	11.49	5.91	0.08	0.00	16.54	20.90	5.87	1.52	1.89	9.53	6.69	6.92
Februar	BH	Alke	6.00	9.30	3.17	0.00	0.00	5.33	8.45	3.91	0.79	0.61	3.85	4.46	3.62
...	BH	Lunde	17.41	2.10	0.10	0.00	0.00	9.23	9.78	0.57	0.02	1.05	4.46	0.65	0.11
...	BH	Havhest	28.67	5.21	0.17	0.00	0.00	15.64	16.98	1.39	0.04	1.78	7.74	1.58	0.20
...	BH	Polarmåke	7.78	0.00	0.00	0.00	0.00	3.89	3.89	0.00	0.00	0.44	1.77	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	8.50	0.00	0.00	0.00	0.00	4.25	4.25	0.00	0.00	0.48	1.94	0.00	0.00
...	BH	Gråmåke	8.42	0.00	0.00	0.00	0.00	4.21	4.21	0.00	0.00	0.48	1.92	0.00	0.00
...	BH	Krykkje	23.42	1.66	0.00	0.00	0.00	12.13	12.54	0.42	0.00	1.38	5.72	0.47	0.00
...	BH	Havsule	11.44	0.09	0.00	0.00	0.00	5.74	5.76	0.02	0.00	0.65	2.63	0.02	0.00
...	BH	Polarlomvi	8.32	0.00	0.00	0.00	0.00	4.16	4.16	0.00	0.00	0.47	1.90	0.00	0.00
...	BH	Lomvi	28.94	7.97	6.52	0.10	0.00	16.46	20.08	5.30	1.68	1.88	9.16	6.04	7.65
Mars	BH	Alke	12.80	11.63	7.28	0.55	0.03	9.31	14.03	6.82	2.12	1.06	6.40	7.78	9.68
...	BH	Lunde	19.52	5.60	1.33	0.16	0.03	11.16	12.89	2.14	0.44	1.27	5.88	2.44	2.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	BH	Havhest	22.81	3.70	0.11	0.00	0.00	12.33	13.28	0.98	0.03	1.41	6.06	1.12	0.13
...	BH	Polarmåke	8.39	0.00	0.00	0.00	0.00	4.20	4.20	0.00	0.00	0.48	1.91	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	12.91	0.08	0.00	0.00	0.00	6.47	6.49	0.02	0.00	0.74	2.96	0.02	0.00
...	BH	Gråmåke	12.37	0.19	0.00	0.00	0.00	6.23	6.28	0.05	0.00	0.71	2.86	0.05	0.00
...	BH	Krykkje	20.21	0.92	0.00	0.00	0.00	10.33	10.56	0.23	0.00	1.18	4.82	0.26	0.00
...	BH	Havsule	14.99	2.78	0.03	0.00	0.00	8.19	8.90	0.71	0.01	0.93	4.06	0.81	0.03
...	BH	Polarlomvi	7.65	0.00	0.00	0.00	0.00	3.83	3.83	0.00	0.00	0.44	1.75	0.00	0.00
...	BH	Lomvi	26.08	9.19	5.77	0.29	0.00	15.34	19.08	5.33	1.59	1.75	8.70	6.07	7.24
...	NH	Alke	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NH	Havhest	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
April	BH	Alke	16.36	5.47	4.04	0.15	0.00	9.55	11.93	3.46	1.08	1.09	5.44	3.95	4.94
...	BH	Lunde	15.63	5.39	3.81	0.17	0.00	9.16	11.46	3.34	1.04	1.04	5.23	3.81	4.73
...	BH	Havhest	26.18	6.43	1.09	0.00	0.00	14.70	16.58	2.15	0.27	1.68	7.56	2.46	1.24
...	BH	Svartbak	8.89	0.14	0.00	0.00	0.00	4.48	4.52	0.04	0.00	0.51	2.06	0.04	0.00
...	BH	Gråmåke	8.85	0.08	0.00	0.00	0.00	4.44	4.47	0.02	0.00	0.51	2.04	0.02	0.00
...	BH	Krykkje	21.30	2.81	0.09	0.00	0.00	11.35	12.08	0.75	0.02	1.29	5.51	0.85	0.10
...	BH	Havsule	19.13	2.22	0.06	0.00	0.00	10.12	10.69	0.58	0.01	1.15	4.87	0.67	0.07
...	BH	Lomvi	13.60	2.43	0.93	0.03	0.00	7.41	8.25	1.09	0.25	0.84	3.76	1.24	1.12
...	NH	Alke	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NH	Havhest	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.66	0.03	0.00	0.00	0.00	1.34	1.35	0.01	0.00	0.15	0.61	0.01	0.00
...	NH	Lomvi	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Mai	BH	Alke	12.12	7.00	5.08	0.65	0.11	7.81	10.83	4.61	1.70	0.89	4.94	5.26	7.75
...	BH	Lunde	11.57	6.66	4.92	0.84	0.16	7.45	10.34	4.54	1.80	0.85	4.72	5.18	8.22
...	BH	Havhest	24.20	8.30	1.26	0.11	0.00	14.18	16.56	2.76	0.37	1.62	7.55	3.15	1.68
...	BH	Svartbak	11.43	0.47	0.05	0.00	0.00	5.83	5.97	0.14	0.01	0.67	2.72	0.17	0.06
...	BH	Gråmåke	12.18	0.45	0.05	0.00	0.00	6.20	6.33	0.14	0.01	0.71	2.89	0.16	0.06
...	BH	Krykkje	19.10	3.84	0.18	0.00	0.00	10.51	11.52	1.05	0.04	1.20	5.25	1.20	0.20
...	BH	Havsule	18.10	3.17	0.18	0.00	0.00	9.84	10.68	0.88	0.05	1.12	4.87	1.01	0.21
...	BH	Lomvi	14.97	1.08	0.00	0.00	0.00	7.76	8.03	0.27	0.00	0.88	3.66	0.31	0.00
...	NH	Alke	0.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NH	Lunde	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NH	Havhest	0.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.27	0.00	0.00	0.03	0.12	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	2.34	0.00	0.00	0.00	0.00	1.17	1.17	0.00	0.00	0.13	0.53	0.00	0.00
...	NH	Lomvi	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Juni	BH	Alke	15.62	7.61	6.50	0.61	0.09	9.71	13.24	5.46	2.02	1.11	6.04	6.22	9.20
...	BH	Lunde	14.49	7.63	5.69	0.93	0.19	9.15	12.48	5.22	2.08	1.04	5.69	5.95	9.47
...	BH	Havhest	27.26	9.14	2.10	0.11	0.03	15.91	18.72	3.39	0.61	1.81	8.54	3.87	2.77
...	BH	Svartbak	13.80	0.57	0.07	0.00	0.00	7.04	7.20	0.18	0.02	0.80	3.28	0.20	0.08
...	BH	Gråmåke	13.63	0.78	0.19	0.00	0.00	7.01	7.25	0.29	0.05	0.80	3.31	0.33	0.22
...	BH	Krykkje	18.72	4.90	0.20	0.00	0.00	10.59	11.86	1.33	0.05	1.21	5.41	1.51	0.23
...	BH	Havsule	20.05	3.37	0.43	0.00	0.00	10.87	11.82	1.06	0.11	1.24	5.39	1.21	0.50
...	BH	Lomvi	15.87	1.20	0.12	0.00	0.00	8.24	8.56	0.36	0.03	0.94	3.91	0.41	0.14
...	NH	Alke	0.94	0.03	0.00	0.00	0.00	0.48	0.49	0.01	0.00	0.05	0.22	0.01	0.00
...	NH	Lunde	0.78	0.03	0.00	0.00	0.00	0.40	0.40	0.01	0.00	0.05	0.18	0.01	0.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NH	Havhest	0.74	0.03	0.00	0.00	0.00	0.38	0.38	0.01	0.00	0.04	0.17	0.01	0.00
...	NH	Svartbak	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.65	0.03	0.00	0.00	0.00	0.33	0.34	0.01	0.00	0.04	0.16	0.01	0.00
...	NH	Krykkje	4.28	0.19	0.00	0.00	0.00	2.19	2.24	0.05	0.00	0.25	1.02	0.05	0.00
...	NH	Lomvi	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
Juli	BH	Alke	14.86	6.04	4.70	0.37	0.07	8.94	11.63	4.05	1.43	1.02	5.30	4.61	6.52
...	BH	Lunde	13.64	7.02	3.58	0.21	0.19	8.57	11.22	3.65	1.18	0.98	5.12	4.16	5.39
...	BH	Havhest	25.90	6.96	1.83	0.06	0.00	14.69	16.89	2.68	0.49	1.67	7.70	3.06	2.22
...	BH	Svartbak	10.13	0.28	0.05	0.00	0.00	5.14	5.22	0.10	0.01	0.59	2.38	0.11	0.06
...	BH	Gråmåke	9.29	0.28	0.05	0.00	0.00	4.71	4.80	0.10	0.01	0.54	2.19	0.11	0.06
...	BH	Krykkje	19.88	3.94	0.19	0.00	0.00	10.93	11.96	1.08	0.05	1.25	5.45	1.23	0.22
...	BH	Havsule	18.53	2.65	0.23	0.00	0.00	9.92	10.64	0.78	0.06	1.13	4.85	0.88	0.26
...	BH	Lomvi	13.86	1.70	0.10	0.00	0.00	7.36	7.81	0.48	0.03	0.84	3.56	0.54	0.12
...	NH	Alke	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NH	Lunde	1.30	0.03	0.00	0.00	0.00	0.65	0.66	0.01	0.00	0.07	0.30	0.01	0.00
...	NH	Havhest	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.00	0.00	0.05	0.20	0.00	0.00
...	NH	Svartbak	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NH	Gråmåke	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NH	Krykkje	3.13	0.05	0.00	0.00	0.00	1.58	1.59	0.01	0.00	0.18	0.73	0.02	0.00
...	NH	Lomvi	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
August	BH	Alke	6.81	2.39	0.03	0.00	0.00	4.00	4.61	0.61	0.01	0.46	2.10	0.70	0.03
...	BH	Lunde	26.79	10.55	6.83	0.35	0.00	16.03	20.38	6.23	1.88	1.83	9.29	7.10	8.58
...	BH	Havhest	8.46	0.00	0.00	0.00	0.00	4.23	4.23	0.00	0.00	0.48	1.93	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	17.62	0.34	0.00	0.00	0.00	8.89	8.98	0.09	0.00	1.01	4.09	0.10	0.00

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	BH	Gråmåke	9.00	0.03	0.00	0.00	0.00	4.51	4.51	0.01	0.00	0.51	2.06	0.01	0.00
...	BH	Krykkje	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	BH	Havsule	20.67	4.67	0.11	0.00	0.00	11.50	12.70	1.22	0.03	1.31	5.79	1.39	0.12
...	BH	Polarlomvi	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	BH	Lomvi	11.96	3.07	0.11	0.00	0.00	6.75	7.54	0.82	0.03	0.77	3.44	0.93	0.12
September	BH	Alke	8.57	2.31	0.24	0.00	0.00	4.86	5.50	0.70	0.06	0.55	2.51	0.80	0.27
...	BH	Lunde	26.81	10.65	8.83	0.29	0.03	16.07	20.94	7.22	2.38	1.83	9.55	8.23	10.86
...	BH	Havhest	8.31	0.00	0.00	0.00	0.00	4.16	4.16	0.00	0.00	0.47	1.89	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	17.38	0.31	0.00	0.00	0.00	8.77	8.84	0.08	0.00	1.00	4.03	0.09	0.00
...	BH	Gråmåke	8.25	0.08	0.00	0.00	0.00	4.15	4.17	0.02	0.00	0.47	1.90	0.02	0.00
...	BH	Krykkje	0.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.13	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	BH	Havsule	18.88	5.28	0.23	0.00	0.00	10.76	12.14	1.43	0.06	1.23	5.53	1.64	0.26
...	BH	Polarlomvi	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	BH	Lomvi	13.75	1.15	1.21	0.03	0.00	7.16	7.75	0.91	0.32	0.82	3.53	1.03	1.45
Oktober	BH	Alke	9.50	3.42	0.34	0.00	0.00	5.61	6.55	1.03	0.09	0.64	2.99	1.17	0.39
...	BH	Lunde	26.16	13.08	7.07	0.19	0.03	16.35	21.39	6.90	1.89	1.86	9.75	7.87	8.62
...	BH	Havhest	8.70	0.00	0.00	0.00	0.00	4.35	4.35	0.00	0.00	0.50	1.98	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	18.56	0.29	0.00	0.00	0.00	9.35	9.43	0.07	0.00	1.07	4.30	0.08	0.00
...	BH	Gråmåke	12.29	0.05	0.00	0.00	0.00	6.16	6.17	0.01	0.00	0.70	2.81	0.01	0.00
...	BH	Krykkje	1.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.00	0.00	0.06	0.26	0.00	0.00
...	BH	Havsule	20.14	6.69	0.26	0.00	0.00	11.75	13.48	1.80	0.06	1.34	6.15	2.05	0.29
...	BH	Polarlomvi	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.36	0.00	0.00	0.04	0.17	0.00	0.00
...	BH	Lomvi	13.73	3.13	1.12	0.03	0.00	7.64	8.71	1.36	0.29	0.87	3.97	1.55	1.34
November	BH	Alke	14.26	13.88	2.91	0.00	0.00	10.60	14.80	4.92	0.73	1.21	6.75	5.61	3.32

Forts. neste side

Tabell B.3: Resultater for sjøfugl på åpent hav for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	BH	Lunde	22.29	1.35	0.08	0.00	0.00	11.48	11.84	0.38	0.02	1.31	5.40	0.43	0.09
...	BH	Havhest	27.22	5.56	0.13	0.00	0.00	15.00	16.42	1.45	0.03	1.71	7.49	1.66	0.14
...	BH	Polarmåke	9.46	0.00	0.00	0.00	0.00	4.73	4.73	0.00	0.00	0.54	2.16	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	10.58	0.00	0.00	0.00	0.00	5.29	5.29	0.00	0.00	0.60	2.41	0.00	0.00
...	BH	Gråmåke	10.16	0.00	0.00	0.00	0.00	5.08	5.08	0.00	0.00	0.58	2.32	0.00	0.00
...	BH	Krykkje	21.33	3.63	0.04	0.00	0.00	11.57	12.49	0.93	0.01	1.32	5.70	1.06	0.04
...	BH	Havsule	17.55	1.98	0.00	0.00	0.00	9.27	9.76	0.50	0.00	1.06	4.45	0.56	0.00
...	BH	Polarlomvi	10.99	0.08	0.00	0.00	0.00	5.52	5.54	0.02	0.00	0.63	2.52	0.02	0.00
...	BH	Lomvi	25.91	10.51	7.94	0.16	0.00	15.58	20.20	6.68	2.07	1.78	9.21	7.62	9.42
Desember	BH	Alke	12.77	11.66	3.32	0.00	0.00	9.30	13.04	4.57	0.83	1.06	5.95	5.21	3.78
...	BH	Lunde	21.55	1.57	0.03	0.00	0.00	11.17	11.57	0.41	0.01	1.27	5.27	0.46	0.03
...	BH	Havhest	25.88	7.02	0.37	0.00	0.00	14.70	16.54	1.94	0.09	1.68	7.54	2.21	0.42
...	BH	Polarmåke	10.64	0.00	0.00	0.00	0.00	5.32	5.32	0.00	0.00	0.61	2.43	0.00	0.00
...	BH	Svartbak	10.68	0.00	0.00	0.00	0.00	5.34	5.34	0.00	0.00	0.61	2.44	0.00	0.00
...	BH	Gråmåke	8.87	0.00	0.00	0.00	0.00	4.43	4.43	0.00	0.00	0.51	2.02	0.00	0.00
...	BH	Krykkje	21.86	4.28	0.03	0.00	0.00	12.00	13.08	1.09	0.01	1.37	5.96	1.24	0.04
...	BH	Havsule	13.73	1.35	0.00	0.00	0.00	7.20	7.54	0.34	0.00	0.82	3.44	0.38	0.00
...	BH	Polarlomvi	11.76	0.03	0.00	0.00	0.00	5.89	5.90	0.01	0.00	0.67	2.69	0.01	0.00
...	BH	Lomvi	24.92	10.41	7.87	0.24	0.00	15.06	19.63	6.66	2.09	1.72	8.95	7.59	9.53

Tabell B.4: Risiko for skade på kystdatasett for sjøfugl beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsning fra letebrønn 7220/7-4, Isflak. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 for forklaring av regionskoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Januar	NO	Praktærfugl	1.45	0.02	0.00	0.00	0.00	0.73	0.73	0.00	0.00	0.08	0.33	0.00	0.00
Februar	NO	Praktærfugl	2.07	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03	1.03	0.00	0.00	0.12	0.47	0.00	0.00
Mars	NO	Alke	3.44	0.05	0.00	0.00	0.00	1.73	1.75	0.01	0.00	0.20	0.80	0.01	0.00
...	NO	Gråmåke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
...	NO	Havsule	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	0.34	0.00	0.00	0.04	0.15	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	1.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.57	0.00	0.00	0.06	0.26	0.00	0.00
...	NO	Lunde	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	0.00	0.00	0.04	0.14	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	7.12	0.25	0.00	0.00	0.00	3.62	3.69	0.06	0.00	0.41	1.68	0.07	0.00
...	NO	Stellerand	1.13	0.00	0.01	0.00	0.00	0.57	0.57	0.01	0.00	0.06	0.26	0.01	0.02
...	NO	Storskarv	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.28	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NO	Teist	5.15	0.07	0.00	0.00	0.00	2.59	2.61	0.02	0.00	0.30	1.19	0.02	0.00
...	NO	Toppskarv	1.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	0.77	0.00	0.00	0.09	0.35	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.30	0.00	0.00	0.03	0.14	0.00	0.00
April	NO	Alke	9.90	2.91	0.21	0.00	0.00	5.68	6.46	0.83	0.05	0.65	2.95	0.95	0.24
...	NO	Alkekonge	0.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.23	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27	0.27	0.00	0.00	0.03	0.12	0.00	0.00
...	NO	Havsule	3.94	0.00	0.00	0.00	0.00	1.97	1.97	0.00	0.00	0.22	0.90	0.00	0.00
...	NO	Krykkje	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88	0.88	0.00	0.00	0.10	0.40	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	9.95	0.20	0.00	0.03	0.00	5.02	5.08	0.07	0.01	0.57	2.31	0.07	0.06
...	NO	Lunde	10.21	0.89	0.00	0.00	0.00	5.33	5.55	0.22	0.00	0.61	2.53	0.26	0.00
...	NO	Polarlomvi	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.4: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PTx Olje}$					$P_{RTy Olje}$				P_{RTy}/P_{RTy}^{Acc}			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Praktærfugl	5.13	0.19	0.00	0.00	0.00	2.61	2.66	0.05	0.00	0.30	1.21	0.05	0.00
...	NO	Stellerand	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	1.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.82	0.82	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	NO	Teist	2.45	0.03	0.00	0.00	0.00	1.23	1.24	0.01	0.00	0.14	0.56	0.01	0.00
...	NO	Toppskarv	5.23	0.00	0.00	0.00	0.00	2.61	2.61	0.00	0.00	0.30	1.19	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.30	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
Mai	NO	Alke	10.96	3.53	1.54	0.24	0.05	6.36	7.63	1.77	0.56	0.73	3.48	2.02	2.54
...	NO	Alkekonge	1.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.59	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	NO	Gråmåke	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NO	Gulnebbblom	15.05	0.78	0.00	0.00	0.00	7.72	7.91	0.20	0.00	0.88	3.61	0.22	0.00
...	NO	Havhest-N	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	1.10	1.10	0.00	0.00	0.13	0.50	0.00	0.00
...	NO	Havhest-S	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Havsule	5.96	0.03	0.00	0.00	0.00	2.99	2.99	0.01	0.00	0.34	1.36	0.01	0.00
...	NO	Krykkje	2.32	0.00	0.00	0.00	0.00	1.16	1.16	0.00	0.00	0.13	0.53	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	8.28	0.30	0.00	0.00	0.00	4.21	4.29	0.07	0.00	0.48	1.95	0.08	0.00
...	NO	Lunde	10.17	2.80	0.29	0.03	0.00	5.78	6.56	0.86	0.09	0.66	2.99	0.98	0.39
...	NO	Praktærfugl	1.78	0.20	0.00	0.00	0.00	0.94	0.99	0.05	0.00	0.11	0.45	0.06	0.00
...	NO	Smålom	1.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.63	0.00	0.00	0.07	0.29	0.00	0.00
...	NO	Stellerand	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.47	0.47	0.00	0.00	0.05	0.21	0.00	0.00
...	NO	Storjo	6.87	2.55	0.27	0.03	0.00	4.07	4.78	0.78	0.08	0.46	2.18	0.89	0.37
...	NO	Storskarv	4.54	0.05	0.00	0.00	0.00	2.28	2.30	0.01	0.00	0.26	1.05	0.02	0.00
...	NO	Svartbak	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NO	Teist	9.34	0.88	0.21	0.00	0.00	4.89	5.16	0.33	0.05	0.56	2.35	0.37	0.24
...	NO	Toppskarv	9.10	0.08	0.00	0.00	0.00	4.57	4.59	0.02	0.00	0.52	2.09	0.02	0.00

Forts. neste side

Tabell B.4: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Tyvjo	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	0.45	0.00	0.00	0.05	0.21	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Juni	NO	Alke	12.81	4.16	1.63	0.08	0.19	7.44	8.89	1.90	0.64	0.85	4.05	2.16	2.91
...	NO	Gråmåke	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.28	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	3.99	0.00	0.00	0.00	0.00	1.99	1.99	0.00	0.00	0.23	0.91	0.00	0.00
...	NO	Havhest-S	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Havsule	8.39	0.09	0.00	0.00	0.00	4.22	4.24	0.02	0.00	0.48	1.93	0.02	0.00
...	NO	Krykkje	4.23	0.00	0.00	0.00	0.00	2.12	2.12	0.00	0.00	0.24	0.96	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	8.71	0.25	0.00	0.00	0.00	4.42	4.48	0.06	0.00	0.50	2.04	0.07	0.00
...	NO	Lunde	11.94	3.02	0.45	0.06	0.00	6.73	7.59	1.01	0.14	0.77	3.46	1.15	0.64
...	NO	Polarmåke	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	2.55	1.57	0.00	0.00	0.00	1.67	2.06	0.39	0.00	0.19	0.94	0.45	0.00
...	NO	Rødnebbterne	0.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.16	0.00	0.00	0.02	0.07	0.00	0.00
...	NO	Storjo	8.15	3.72	0.22	0.00	0.00	5.00	5.99	1.04	0.06	0.57	2.73	1.19	0.26
...	NO	Storskarv	5.88	0.19	0.00	0.00	0.00	2.99	3.03	0.05	0.00	0.34	1.38	0.05	0.00
...	NO	Svartbak	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Teist	8.70	1.86	0.19	0.00	0.00	4.81	5.32	0.56	0.05	0.55	2.43	0.64	0.22
...	NO	Toppskarv	8.93	0.19	0.00	0.00	0.00	4.51	4.56	0.05	0.00	0.51	2.08	0.05	0.00
...	NO	Tyvjo	3.81	0.00	0.00	0.00	0.00	1.91	1.91	0.00	0.00	0.22	0.87	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
Juli	NO	Alke	11.23	1.78	1.03	0.26	0.05	6.06	6.76	1.09	0.44	0.69	3.08	1.24	2.01
...	NO	Alkekonge	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Gråmåke	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.42	0.00	0.00	0.05	0.19	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	2.48	0.00	0.00	0.00	0.00	1.24	1.24	0.00	0.00	0.14	0.56	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.4: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Havhest-S	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Havsule	3.73	0.07	0.00	0.00	0.00	1.88	1.90	0.02	0.00	0.21	0.87	0.02	0.00
...	NO	Krykkje	1.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.96	0.96	0.00	0.00	0.11	0.44	0.00	0.00
...	NO	Laksand	0.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.00	0.00	0.02	0.09	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	7.42	0.43	0.00	0.00	0.00	3.82	3.93	0.11	0.00	0.44	1.79	0.12	0.00
...	NO	Lunde	10.37	1.48	0.28	0.03	0.00	5.55	5.99	0.53	0.09	0.63	2.73	0.60	0.39
...	NO	Polarmåke	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	1.82	0.16	0.00	0.00	0.00	0.95	0.99	0.04	0.00	0.11	0.45	0.05	0.00
...	NO	Rødnebbterne	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NO	Storjo	2.83	2.37	0.19	0.03	0.00	2.01	2.65	0.70	0.06	0.23	1.21	0.80	0.28
...	NO	Storskarv	2.18	0.19	0.00	0.00	0.00	1.14	1.18	0.05	0.00	0.13	0.54	0.05	0.00
...	NO	Svartbak	0.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.17	0.00	0.00	0.02	0.08	0.00	0.00
...	NO	Teist	3.81	1.38	0.33	0.00	0.00	2.25	2.68	0.51	0.09	0.26	1.22	0.58	0.39
...	NO	Toppskarv	4.00	0.33	0.00	0.00	0.00	2.08	2.16	0.08	0.00	0.24	0.99	0.09	0.00
...	NO	Tyvjo	1.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	0.73	0.00	0.00	0.08	0.33	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
August	NO	Alke	1.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.91	0.00	0.00	0.10	0.42	0.00	0.00
...	NO	Alkekonge	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	3.35	0.00	0.00	0.00	0.00	1.67	1.67	0.00	0.00	0.19	0.76	0.00	0.00
...	NO	Havhest-S	1.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.89	0.89	0.00	0.00	0.10	0.41	0.00	0.00
...	NO	Havsule	2.93	0.00	0.00	0.00	0.00	1.46	1.46	0.00	0.00	0.17	0.67	0.00	0.00
...	NO	Krykkje	2.63	0.00	0.00	0.00	0.00	1.31	1.31	0.00	0.00	0.15	0.60	0.00	0.00
...	NO	Laksand	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
...	NO	Lomvi	1.70	0.24	0.00	0.00	0.00	0.91	0.97	0.06	0.00	0.10	0.44	0.07	0.00

Forts. neste side

Tabell B.4: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Lunde	10.72	0.34	0.00	0.00	0.00	5.44	5.53	0.08	0.00	0.62	2.52	0.10	0.00
...	NO	Polarmåke	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.00	0.00	0.01	0.06	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	1.47	0.12	0.00	0.00	0.00	0.77	0.80	0.03	0.00	0.09	0.36	0.03	0.00
...	NO	Storjo	1.52	0.54	0.00	0.00	0.00	0.89	1.03	0.13	0.00	0.10	0.47	0.15	0.00
...	NO	Storskarv	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.29	0.29	0.00	0.00	0.03	0.13	0.00	0.00
...	NO	Teist	1.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	0.64	0.00	0.00	0.07	0.29	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	1.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.82	0.82	0.00	0.00	0.09	0.37	0.00	0.00
...	NO	Tyvjo	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.05	0.00	0.00	0.01	0.02	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	1.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.58	0.00	0.00	0.07	0.26	0.00	0.00
September	NO	Gråmåke	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Havhest-N	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Havsule	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.12	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NO	Krykkje	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Lunde	0.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.39	0.39	0.00	0.00	0.04	0.18	0.00	0.00
...	NO	Polarmåke	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	1.28	0.60	0.03	0.00	0.00	0.79	0.95	0.16	0.01	0.09	0.43	0.19	0.03
...	NO	Smålom	1.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.58	0.00	0.00	0.07	0.27	0.00	0.00
...	NO	Storskarv	0.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.38	0.38	0.00	0.00	0.04	0.17	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.62	0.62	0.00	0.00	0.07	0.28	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	1.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.55	0.00	0.00	0.06	0.25	0.00	0.00
Oktober	NO	Havsule	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NO	Lunde	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.06	0.00	0.00	0.01	0.03	0.00	0.00
...	NO	Praktærfugl	5.96	0.33	0.00	0.00	0.00	3.06	3.15	0.08	0.00	0.35	1.43	0.09	0.00
...	NO	Stellerand	2.26	0.02	0.00	0.00	0.00	1.14	1.14	0.01	0.00	0.13	0.52	0.01	0.00

Forts. neste side

Tabell B.4: Resultater for sjøfugl ved kyst for utblåsning ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Storskarv	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.24	0.24	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
...	NO	Toppskarv	0.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.23	0.00	0.00	0.03	0.11	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	1.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.83	0.83	0.00	0.00	0.09	0.38	0.00	0.00
November	NO	Praktærfugl	3.02	0.00	0.00	0.00	0.00	1.51	1.51	0.00	0.00	0.17	0.69	0.00	0.00
...	NO	Stellerand	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.11	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	0.00
...	NO	Ærfugl	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Desember	NO	Praktærfugl	4.76	0.00	0.00	0.00	0.00	2.38	2.38	0.00	0.00	0.27	1.08	0.00	0.00
...	NO	Stellerand	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabell B.5: Risiko for skade på sel beregnet fra de stokastiske oljedriftssimuleringene for utslipp fra letebrønn 7220/7-4, Isflak. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Se tabell C.2 5 for forklaring av regionkoder.

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Januar	NO	Havert	2.85	0.02	0.00	0.00	0.00	1.43	1.43	0.00	0.00	0.16	0.65	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	0.33	0.03	0.00	0.00	0.00	0.17	0.18	0.01	0.00	0.02	0.08	0.01	0.00
Februar	NO	Havert	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	1.38	1.38	0.00	0.00	0.16	0.63	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
Mars	NO	Havert	9.73	0.42	0.03	0.00	0.00	4.97	5.08	0.12	0.01	0.57	2.32	0.14	0.03
...	NO	Steinkobbe	1.15	0.95	0.00	0.00	0.00	0.81	1.05	0.24	0.00	0.09	0.48	0.27	0.00
April	NO	Havert	6.91	0.45	0.00	0.00	0.00	3.57	3.68	0.11	0.00	0.41	1.68	0.13	0.00
...	NO	Steinkobbe	0.32	0.47	0.00	0.00	0.00	0.28	0.40	0.12	0.00	0.03	0.18	0.13	0.00
Mai	NO	Havert	9.58	0.57	0.03	0.00	0.00	4.94	5.09	0.16	0.01	0.56	2.32	0.18	0.03
...	MI	Steinkobbe	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	1.80	0.89	0.00	0.00	0.00	1.12	1.35	0.22	0.00	0.13	0.61	0.25	0.00
Juni	NO	Havert	9.94	1.58	0.16	0.00	0.00	5.37	5.80	0.48	0.04	0.61	2.65	0.54	0.18
...	MI	Steinkobbe	0.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.31	0.00	0.00	0.04	0.14	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	2.14	1.35	0.00	0.00	0.00	1.41	1.74	0.34	0.00	0.16	0.79	0.38	0.00
Juli	NO	Havert	5.07	1.12	0.16	0.00	0.00	2.82	3.14	0.36	0.04	0.32	1.43	0.41	0.18
...	MI	Steinkobbe	0.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.08	0.00	0.00	0.01	0.04	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	1.08	0.79	0.00	0.00	0.00	0.74	0.93	0.20	0.00	0.08	0.43	0.22	0.00
August	NO	Havert	3.46	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	1.73	0.00	0.00	0.20	0.79	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	0.99	0.29	0.00	0.00	0.00	0.57	0.64	0.07	0.00	0.06	0.29	0.08	0.00
September	NO	Havert	3.72	0.96	0.03	0.00	0.00	2.10	2.35	0.25	0.01	0.24	1.07	0.29	0.03
...	NO	Steinkobbe	1.78	1.53	0.00	0.00	0.00	1.27	1.66	0.38	0.00	0.15	0.76	0.44	0.00
Oktober	NO	Havert	5.79	0.46	0.00	0.00	0.00	3.01	3.12	0.12	0.00	0.34	1.42	0.13	0.00

Forts. på neste side

Tabell B.5: Resultater for sel ... fortsatt

Periode	Region	Art	$P_{PT_x Olje}$					$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
			% simul. m. relativt bestandstapsintervall:					% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
			1-5%	5-10%	10-20%	20-30%	30-100%	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
...	NO	Steinkobbe	1.64	2.50	0.00	0.00	0.00	1.44	2.07	0.62	0.00	0.16	0.94	0.71	0.00
November	NO	Havert	3.89	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	1.95	0.00	0.00	0.22	0.89	0.00	0.00
...	NO	Steinkobbe	1.58	0.40	0.00	0.00	0.00	0.89	0.99	0.10	0.00	0.10	0.45	0.11	0.00
Desember	NO	Havert	3.84	0.13	0.00	0.00	0.00	1.95	1.99	0.03	0.00	0.22	0.91	0.04	0.00
...	NO	Steinkobbe	0.68	0.13	0.00	0.00	0.00	0.37	0.41	0.03	0.00	0.04	0.19	0.04	0.00

Tabell B.6: Risiko for skade på strandruter beregnet fra de stokastiske oljedriftsimuleringene for utblåsning fra letebrønn 7220/7-4 Isflak. $P_{PT_x|Olje}$ er sannsynligheten for et relativ populasjonstap (PT) i intervall x gitt et oljeutslipp. Kolonnen $P_{RT_y|Olje}$ er skadesannsynlighet, dvs. den betingede sannsynligheten for en restitusjonstid (RT) i intervallet y . Kolonnen $P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$ er miljørisikoen, som forklart i avsnitt A.2, likning A.1 og A.2. Kolonnen "Rute ID" inneholder identifikasjonsnummer for enkeltrutene (10×10 km) i rutenettet ContAct© (Alpha Miljørådgivning AS 2003).

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Januar	45917	0.61	1.58	0.92	0.02	0.07	0.72	1.05	0.07
Januar	45918	0.56	1.41	0.84	0.00	0.06	0.64	0.96	0.02
Januar	45707	0.51	1.32	0.77	0.02	0.06	0.60	0.88	0.07
Januar	46128	0.44	1.16	0.67	0.02	0.05	0.53	0.76	0.07
Januar	46129	0.40	1.01	0.60	0.00	0.05	0.46	0.68	0.01
Januar	38342	4.41	1.35	0.03	0.00	0.50	0.61	0.03	0.00
Januar	38770	1.12	0.65	0.09	0.00	0.13	0.30	0.10	0.01
Januar	37707	0.95	0.59	0.10	0.00	0.11	0.27	0.12	0.01
Januar	38553	1.79	0.49	0.00	0.00	0.20	0.22	0.00	0.00
Januar	38556	1.11	0.33	0.00	0.00	0.13	0.15	0.00	0.00
Februar	38342	5.20	1.51	0.03	0.00	0.59	0.69	0.03	0.00
Februar	38770	1.31	0.73	0.10	0.00	0.15	0.33	0.12	0.00
Februar	38556	2.53	0.72	0.00	0.00	0.29	0.33	0.01	0.00
Februar	38990	1.80	0.65	0.11	0.00	0.20	0.30	0.12	0.00
Februar	37917	2.23	0.56	0.01	0.00	0.25	0.26	0.01	0.00
Februar	37707	0.87	0.55	0.10	0.00	0.10	0.25	0.11	0.01
Februar	38783	1.23	0.46	0.08	0.00	0.14	0.21	0.09	0.00
Februar	38781	0.11	0.28	0.17	0.00	0.01	0.13	0.19	0.00
Februar	38553	1.60	0.41	0.00	0.00	0.18	0.19	0.00	0.00
Februar	38769	1.41	0.38	0.00	0.00	0.16	0.17	0.00	0.00

Forts. neste side

Tabell B.6: Resultater for strandruter ...fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Mars	38342	9.49	3.17	0.07	0.00	1.08	1.45	0.08	0.01
Mars	37707	3.80	2.60	0.46	0.02	0.43	1.19	0.52	0.10
Mars	38770	4.31	2.57	0.36	0.01	0.49	1.17	0.41	0.04
Mars	37917	7.20	2.10	0.02	0.00	0.82	0.96	0.02	0.00
Mars	38769	6.35	1.82	0.00	0.00	0.72	0.83	0.00	0.00
Mars	38988	5.04	1.43	0.03	0.00	0.57	0.65	0.03	0.00
Mars	38556	4.40	1.37	0.01	0.00	0.50	0.63	0.01	0.00
Mars	38553	4.97	1.37	0.00	0.00	0.57	0.62	0.00	0.00
Mars	38558	1.85	1.24	0.20	0.00	0.21	0.57	0.23	0.02
Mars	37918	3.94	1.17	0.00	0.00	0.45	0.54	0.00	0.00
April	38342	7.35	2.41	0.05	0.00	0.84	1.10	0.06	0.01
April	38770	2.78	1.66	0.23	0.01	0.32	0.76	0.27	0.03
April	38556	4.83	1.51	0.01	0.00	0.55	0.69	0.02	0.00
April	38553	4.00	1.12	0.00	0.00	0.46	0.51	0.00	0.00
April	37707	1.68	1.07	0.19	0.00	0.19	0.49	0.21	0.02
April	38769	3.77	1.04	0.00	0.00	0.43	0.48	0.00	0.00
April	38771	3.24	0.92	0.01	0.00	0.37	0.42	0.01	0.00
April	38988	2.73	0.79	0.02	0.00	0.31	0.36	0.02	0.00
April	38990	1.83	0.70	0.11	0.00	0.21	0.32	0.12	0.01
April	38555	2.62	0.69	0.00	0.00	0.30	0.31	0.00	0.00
Mai	38342	10.42	4.07	0.10	0.01	1.19	1.86	0.11	0.03
Mai	38770	3.88	2.48	0.35	0.02	0.44	1.13	0.40	0.07
Mai	38556	6.00	2.06	0.02	0.00	0.68	0.94	0.03	0.00
Mai	38769	5.99	1.97	0.01	0.00	0.68	0.90	0.01	0.00

Forts. neste side

Tabell B.6: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Mai	37917	5.94	1.94	0.01	0.00	0.68	0.89	0.02	0.01
Mai	37707	2.70	1.87	0.32	0.02	0.31	0.85	0.37	0.07
Mai	38771	4.99	1.58	0.02	0.00	0.57	0.72	0.02	0.00
Mai	38553	5.03	1.57	0.00	0.00	0.57	0.72	0.00	0.00
Mai	38555	4.50	1.43	0.00	0.00	0.51	0.65	0.00	0.00
Mai	37706	4.20	1.34	0.02	0.00	0.48	0.61	0.02	0.00
Juni	38342	10.72	4.27	0.10	0.01	1.22	1.95	0.12	0.03
Juni	38770	4.60	2.94	0.42	0.02	0.52	1.34	0.48	0.09
Juni	38556	8.00	2.71	0.03	0.00	0.91	1.24	0.04	0.00
Juni	38769	7.02	2.58	0.02	0.00	0.80	1.18	0.02	0.00
Juni	38558	3.00	2.09	0.34	0.01	0.34	0.95	0.39	0.04
Juni	38555	6.26	1.98	0.00	0.00	0.71	0.90	0.00	0.00
Juni	37707	2.75	1.96	0.34	0.02	0.31	0.89	0.39	0.09
Juni	38132	2.16	1.84	0.20	0.01	0.25	0.84	0.23	0.05
Juni	37917	5.77	1.80	0.01	0.00	0.66	0.82	0.02	0.00
Juni	38771	5.60	1.77	0.02	0.00	0.64	0.81	0.03	0.00
Juli	38342	6.38	2.44	0.06	0.00	0.73	1.11	0.06	0.01
Juli	38770	2.33	1.58	0.22	0.01	0.27	0.72	0.26	0.06
Juli	38132	1.15	1.35	0.19	0.02	0.13	0.62	0.22	0.07
Juli	38553	3.69	1.31	0.00	0.00	0.42	0.60	0.00	0.00
Juli	38556	3.31	1.30	0.02	0.00	0.38	0.59	0.02	0.00
Juli	38558	1.88	1.30	0.21	0.01	0.21	0.59	0.24	0.02
Juli	37707	1.05	1.25	0.21	0.04	0.12	0.57	0.24	0.18
Juli	37917	2.61	1.22	0.01	0.00	0.30	0.55	0.01	0.01

Forts. neste side

Tabell B.6: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Juli	38769	3.24	1.14	0.01	0.00	0.37	0.52	0.01	0.00
Juli	37706	2.07	1.07	0.01	0.00	0.24	0.49	0.02	0.01
August	38770	2.11	1.19	0.17	0.00	0.24	0.54	0.19	0.00
August	38342	3.43	1.05	0.02	0.00	0.39	0.48	0.02	0.00
August	38769	2.41	0.72	0.00	0.00	0.27	0.33	0.00	0.00
August	38156	0.80	0.72	0.15	0.00	0.09	0.33	0.17	0.00
August	38988	2.20	0.70	0.02	0.00	0.25	0.32	0.02	0.00
August	38990	1.78	0.65	0.11	0.00	0.20	0.30	0.12	0.00
August	38776	2.14	0.64	0.00	0.00	0.24	0.29	0.00	0.00
August	45707	0.15	0.39	0.23	0.00	0.02	0.18	0.26	0.01
August	38157	1.76	0.51	0.00	0.00	0.20	0.23	0.00	0.00
August	37947	1.53	0.49	0.04	0.00	0.17	0.22	0.04	0.00
September	38770	2.73	1.86	0.27	0.02	0.31	0.85	0.30	0.08
September	38342	4.01	1.49	0.03	0.00	0.46	0.68	0.04	0.01
September	38988	3.05	1.12	0.03	0.00	0.35	0.51	0.03	0.01
September	38156	1.23	1.09	0.22	0.00	0.14	0.50	0.25	0.00
September	38769	2.58	1.02	0.01	0.00	0.29	0.47	0.01	0.00
September	38990	2.29	0.97	0.14	0.01	0.26	0.44	0.16	0.04
September	37319	0.24	0.60	0.36	0.00	0.03	0.28	0.41	0.01
September	46128	0.23	0.58	0.35	0.00	0.03	0.27	0.40	0.00
September	38558	0.96	0.84	0.14	0.01	0.11	0.38	0.16	0.06
September	38556	2.07	0.82	0.01	0.00	0.24	0.37	0.01	0.00
Oktober	38770	3.51	2.13	0.30	0.01	0.40	0.97	0.34	0.04
Oktober	38342	5.41	2.12	0.05	0.00	0.62	0.96	0.06	0.01

Forts. neste side

Tabell B.6: Resultater for strandruter ... fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år	Mindre 1 mnd-1 år	Moderat 1-3 år	Betydelig 3-10 år	Alvorlig >10 år
Oktober	38988	4.34	1.64	0.04	0.00	0.50	0.75	0.04	0.01
Oktober	38769	4.06	1.56	0.01	0.00	0.46	0.71	0.01	0.00
Oktober	38556	3.64	1.42	0.02	0.00	0.42	0.65	0.02	0.00
Oktober	38990	3.37	1.30	0.20	0.00	0.38	0.59	0.23	0.02
Oktober	38553	3.09	1.16	0.00	0.00	0.35	0.53	0.00	0.00
Oktober	38555	2.87	1.12	0.00	0.00	0.33	0.51	0.00	0.00
Oktober	38558	1.42	1.07	0.18	0.01	0.16	0.49	0.20	0.04
Oktober	38776	3.27	1.07	0.01	0.00	0.37	0.49	0.01	0.00
November	45707	0.44	1.09	0.66	0.00	0.05	0.50	0.75	0.00
November	45917	0.36	0.91	0.54	0.00	0.04	0.41	0.61	0.02
November	45918	0.32	0.81	0.49	0.00	0.04	0.37	0.56	0.00
November	38988	3.85	1.13	0.02	0.00	0.44	0.51	0.03	0.00
November	38342	3.72	1.12	0.02	0.00	0.42	0.51	0.02	0.00
November	38776	3.28	0.96	0.00	0.00	0.37	0.44	0.00	0.00
November	46128	0.21	0.53	0.31	0.00	0.02	0.24	0.36	0.02
November	46129	0.18	0.47	0.28	0.00	0.02	0.21	0.31	0.02
November	38556	2.14	0.63	0.00	0.00	0.24	0.29	0.01	0.00
November	37707	1.03	0.62	0.11	0.00	0.12	0.28	0.12	0.00
Desember	45917	0.68	1.73	1.03	0.01	0.08	0.79	1.17	0.03
Desember	38342	5.21	1.58	0.03	0.00	0.59	0.72	0.04	0.00
Desember	45707	0.39	1.01	0.59	0.01	0.04	0.46	0.68	0.03
Desember	46128	0.31	0.77	0.46	0.00	0.04	0.35	0.53	0.00
Desember	38769	4.11	1.12	0.00	0.00	0.47	0.51	0.00	0.00
Desember	38988	3.55	1.03	0.02	0.00	0.40	0.47	0.02	0.00

Forts. neste side

Tabell B.6: Resultater for strandruter ...fortsatt

Periode	Rute ID	$P_{RT_y Olje}$				$P_{RT_y}/P_{RT_y}^{Acc}$			
		% simul. m restitusjonstidsintervall:				Relativ risiko for restitusjonstidsintervall:			
		Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig	Mindre	Moderat	Betydelig	Alvorlig
		1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år	1 mnd-1 år	1-3 år	3-10 år	>10 år
Desember	45918	0.25	0.64	0.38	0.00	0.03	0.29	0.43	0.02
Desember	46129	0.25	0.62	0.37	0.00	0.03	0.28	0.43	0.00
Desember	38770	1.30	0.73	0.10	0.00	0.15	0.33	0.12	0.00
Desember	38556	2.44	0.70	0.00	0.00	0.28	0.32	0.01	0.00

C VEDLEGG: INNGANGSDATA

Tabell C.1: Verdsatte økosystemkomponenter (VØK-er) i ulike grupper. VØK-enes rødlistestatus (ref) er vist vha. kodene: CR = Akutt truet, EN = Sterkt Truet, VU = Sårbar, NT = Nær truet, LC = Livskraftig, NA = ikke egnet. * angir deres rødlistestatus på Svalbard

Gruppe	Art	Rødlistestatus
Sjøfugl	Alkekonge	LC*
	Alke	EN
	Fiskemåke	NT
	Grågås	LC
	Gråmåke	LC
	Gråstrupedykker	NA
	Gulnebbblom	NT
	Havelle	NT
	Havhest (N og S)	EN
	Havsule	LC
	Islom	NA
	Ismåke	VU*
	Krykkje	EN
	Laksand	LC
	Lappfiskand	VU
	Lomvi	CR
	Lunde	VU
	Makrellterne	EN
	Polarlomvi	EN
	Polarmåke	NT*
	Praktærfugl	NA
	Rødnebbterne	LC
	Siland	LC
	Sildemåke	LC
	Sjørre	VU
	Smålom	LC
	Stellerand	VU
	Storjo	LC
	Storlom	LC
	Storskarv	LC
	Svartand	NT
	Svartbak	LC
	Teist	VU
	Toppskarv	LC

Fortstatt på neste side

Tabell C.1: VØK-liste fortsatt

Gruppe	Art	Rødlistestatus
	Tyvjo	NT
	Ærfugl	NT
Sjøpattedyr	Havert	LC
	Steinkobbe	LC
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
Strandhabitat	-	-

C.1 OVERSIKT GEOGRAFISKE BESTANDER

C.2 ØKOSYSTEMKOMPONENTENES SÅRBARHET FOR OLJE

Nedenfor følger en beskrivelse av økosystemkomponentenes generelle sårbarhet for oljesøl. Se tabell C.1 for rødlistestatus til alle VØK-ene som er vurdert i miljørisikoanalysen.

PLANKTON Våroppblomstringen i kystområdene i Nordsjøen og Norskehavet starter generelt i mars/april, men årlige variasjoner forekommer og det vil også være geografiske variasjoner for oppstart av blomstringen innenfor et år. Utviklingen av dyreplanktonsamfunn er korrelert med oppblomstringen av planteplankton, og generelt nås en biomasse-topp av dyreplankton to uker etter våroppblomstringen starter. Hoppekrepsene *Calanus finmarchicus* (raudåte) og *Calanus helgolandicus* er de dominerende artene i analyseområdet. En sekundær oppblomstring av planteplankton som følge av redusert beiteaktivitet fra dyreplankton forekommer de fleste år i august.

På grunn av bred og varierende distribusjon, samt kort generasjonstid og hurtig immigrasjon fra uberørte områder, er plankton generelt sett ikke regnet å være sårbare for oljeforurensning.

Tabell C.2: Geografisk bestandsinndeling for grupper av sjøfuglarter og for enkeltarter av sel.

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

FISKERESSURSER Arter som er tilknyttet geografisk avgrensede lokaliteter gjennom hele eller deler av livssyklus er mest sårbare i forhold til petroleumsvirksomhet. I analyseområdet er dette tilfelle for torsk, sei, sild og tobis. I perioden januar til august vil det være egg fra disse artene i analyseområdet, med hovedvekt på tidsrommet januar til april. Ansamlinger av ungfisk er spesielt sårbare for oljesøl.

SJØFUGL Sjøfugl er generelt veldig sårbare for olje. Fuglenes fjærdrakt mister sin isolerende effekt når den blir tilgriset, og ved større oljeutslipp har sjøfugl høy dødelighet (NINA 2008). Pelagiske og kystbundne dykkende arter som tilbringer mye tid på overflaten er mest sårbare. De pelagisk overflatebeitende artene tilbringer mer tid i luften, og kan i større grad unngå oljen.

I hekketiden (perioden april til august) er sjøfugl sårbare på land og ved kysten (pelagiske og kystbundne arter) og på åpent hav (pelagiske arter). Pelagisk sjøfugl overvintrer på åpent hav og er sårbare om vinteren, mens kystbundne arter samles i store konsentrasjoner langs kysten for overvintring. Alkefugl er ekstra sårbare for olje om høsten (august - oktober) da de ikke er flyvedyktige i en periode på opp til 50 dager (HI & DN 2007).

Resultater for det nasjonale overvåkningsprogrammet for sjøfugl viser at mange av populasjonene langs norskekysten har en negativ populasjonsutvikling (SEAPOPOP 2013). Generelt er det de pelagiske artene som har mest problemer og næringssvikt er trolig en av hovedårsakene til populasjonsnedgangen. En rekke av artene som har tilhørighet til analyseområdet er oppført på den norske rødlista (Henriksen, S. and Hilmo, O. (red.) 2015).

SJØPATTEDYR Sjøpattedyr er på individnivå sårbare i forhold til innhalering og fordøyelse av olje. Selpopulasjoner er sårbare i kaste/die-, parings- og hårfellingsperioder da dyrene samles

i tette konsentrasjoner. Nyfødte unger kan være sårbare for tilgrising ved oljesøl, særlig havert som fødes med fosterpels. Hval er på populasjonsnivå ikke sårbare for oljesøl, kjemikaliesøl eller operasjonelle utslipp.

Kystselene steinkobbe og havert er de eneste selartene som har fast tilhold langs norskekysten. Havert i området mellom Froan og Lofoten har kaste- og paringsperiode fra midten av september til slutten av oktober, mens havert i Troms og Finnmark samt Rogaland føder unger fra midten av november til midten av desember. Steinkobbe kaster ungene i perioden juni-juli, og har hårfellings- og paringsperiode etter ungene er avendt i august- september, mens havert feller pelsen først i februar-april.

OTER Oterpopulasjonene i Midt-Norge er sterke, og i kyststrøkene fra og med Sør-Trøndelag og nordover antas oteren å ha en sammenhengende utbredelse ([DNV & NINA 2010](#)). Det er særlig høy tetthet av oter langs finnmarkskysten. Oter mangler det isolerende spekklaget som hval og sel har, og er sårbar for nedkjøling og død ved tilgrising av olje. Oter har status som sårbar (VU) på den norske rødlista ([Henriksen, S. and Hilmo, O. \(red.\) 2015](#)).

Datagrunnlaget for oterpopulasjonen i analyseregionen er ikke tilstrekkelig til å kunne gjøre statistiske modelleringer for å finne mulige populasjonstap på grunn av oljeutslipp, og oter er derfor ikke videre omtalt i miljørisikoanalysen med hensyn på potensielle skader og miljørisiko. I de deler av analyseregionen hvor tettheten er høy, vil uhell av mindre omfang sannsynligvis ikke få langvarige, direkte innvirkninger på populasjoner da reetablering fra nærliggende områder kan forventes.

C.3 BLOWOUT SCENARIO ANALYSIS - ISFLAK



Report

Blowout rates and duration (BSA)

Exploration wildcat well 7220/7-4 Isflak

Rev 2 – 30th April 2020



Ranold.

Ranold AS

Visiting address: Hydrovegen 67, NO-3936 Porsgrunn, Norway
Postal address: P.O.Box 1045, NO-3905 Porsgrunn, Norway
T: +47 99 15 23 89 | www.ranold.com | Org.no 985 987 483 VAT



Executive Summary

This report summarizes the blowout rate simulations and corresponding duration evaluations performed for the 7220/7-4 Isflak exploration wildcat well in the Bjørnøya Basin of the Barent Sea.

The well is to be drilled as a vertical well, exploring the potentially hydrocarbon bearing Stø and Nordmela reservoirs. The expected fluid to be found is oil with a GOR of 105.94 Sm³/Sm³.

The following case is evaluated:

- Case 1 – Drilling an 8 ½" section from the 9 5/8" liner shoe through Stø gas cap and Stø and Nordmela oil zones

Blowout rates are calculated for openhole, annulus and drillstring flow paths, with and without restriction, with both seabed and surface release points, and partly and fully penetrated reservoir. The worst-case scenario with respect to oil spill to sea is a blowout through a fully open and unrestricted flowpath, exposed to a fully penetrated reservoir. Such a blowout will result in a maximum blowout rate of 23661 Sm³/day of condensate and 9.12 MSm³/day of gas.

A large number of scenarios have been calculated to span a range of possible outcomes with respect to blowout rates of oil and condensate. The rates are presented and risked according to the Norwegian Oil & Gas (NOROG) Association guidelines and statistical data from the SINTEF offshore blowout database.



Disclaimer

The data forming the basis on this report has been collected by Ranold AS, hereinafter named Ranold. Ranold has gathered the data to the best of our knowledge, ability, and in good faith from sources to be reliable and accurate. Ranold has attempted to ensure the accuracy of the data, though, Ranold makes no representations or warranties as to the accuracy or completeness of the reported information. Ranold assumes no liability or responsibility for any errors or omissions in the information or for any loss or damage resulting from the use of any information contained within this report. This document may set requirements supplemental to applicable laws. However, nothing herein intends to replace, amend, supersede or otherwise depart from any applicable law relating to the subject matter of this document. In the event of any conflict or contradiction between the provision of this document and applicable law as to the implementation and governance of this document, the provision of applicable law shall prevail.

Revision and Approval Form

TECHNICAL REPORT				
Title Blowout rate and duration (BSA) – Exploration wildcat well 7220/7-4 Isflak				
Report No. RAN-2020-1225-02		Revision Date 30.04.2020	Rev. No. 2	
Client Equinor		Client Contact Camilla Bådsvik	Client Reference PO 4590202524	
Rev. No	Revision History	Date	Prepared	Approved
0	Issued for comments	19.03.2020	T. Solberg	V. Grüner
1	Comments included	20.03.2020	T. Solberg	V. Grüner
2	Changed 9 5/8" casing to liner	30.04.2020	T. Solberg	L. Solli
Name		Date	Signature	
Prepared by Tron Solberg		30.04.2020		
Approved by Lars Solli		30.04.2020		



Table of Contents

1	INTRODUCTION	7
2	SCOPE	7
3	DATA & INFORMATION COLLECTION	7
3.1	LOCATION AND WATER DEPTH	7
3.2	DRILLING FACILITIES	8
3.3	RESERVOIR PROPERTIES	8
3.4	RESERVOIR FLUID INFORMATION	9
3.5	WELL DESIGN	10
3.6	INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP	10
3.7	WATER	10
4	BLOWOUT POTENTIALS AND DURATION	13
4.1	BLOWOUTS IN GENERAL	13
4.2	BLOWOUT POTENTIALS	13
4.3	BLOWOUT SCENARIOS	14
4.4	STATISTICAL MODELLING OF THE BLOWOUT SCENARIOS	16
4.4.1	<i>Statistical distribution</i>	<i>17</i>
4.4.2	<i>Method for risking of blowout potentials</i>	<i>18</i>
4.5	METHOD FOR ESTIMATION OF MOST LIKELY BLOWOUT DURATION	19
4.5.1	<i>Remedial actions</i>	<i>19</i>
4.5.2	<i>Blowout duration distribution</i>	<i>21</i>
4.6	BLOWOUT DURATION ESTIMATE FOR THE ISFLAK WELL	23
4.6.1	<i>Blowout duration with surface release</i>	<i>23</i>
4.6.2	<i>Blowout duration with seabed release</i>	<i>23</i>
4.6.3	<i>Overall blowout duration estimate</i>	<i>24</i>
5	BLOWOUT RATES	24
5.1	DETAILED BLOWOUT RATES – CASE 1	24
6	BLOWOUT DISTRIBUTIONS	25
6.1	RISKED BLOWOUT RATES – CASE 1	25
7	REFERENCES	27



List of Figures

FIGURE 1: LOCATION OF BLOCK 7220/7 IN THE BARENTS SEA (SOURCE: WWW.NPD.NO).....	8
FIGURE 2: WELL SCHEMATICS FOR ISFLAK	11
FIGURE 3: GAS INFLOW PERFORMANCE	12
FIGURE 4: OIL INFLOW PERFORMANCE	12
FIGURE 5: EXPECTATION CURVES FOR VOLUME/FREQUENCIES AND POSSIBLE SIMPLIFICATION STRATEGIES	14
FIGURE 6: POSSIBLE BLOWOUT PATHS FOR THE DEFINED SCENARIOS (ILLUSTRATIVE ONLY)	15
FIGURE 7: TYPICAL METHODOLOGY FOR RISKING OF BLOWOUT RATES FOR EXPLORATION WELLS	19
FIGURE 8: RELIABILITY PLOTS FOR EACH OF THE POSSIBLE REMEDIAL ACTIONS	21
FIGURE 9: RELIABILITY PRESENTATION OF ALL KILL ACTIONS WHEN COMBINED FOR A SEABED RELEASE.....	22
FIGURE 10: RELIABILITY PRESENTATION OF ALL KILL ACTIONS WHEN COMBINED FOR A SURFACE RELEASE	22

List of Tables

TABLE 1: RESERVOIR DATA FOR THE ISFLAK WELL	9
TABLE 2: FLUID PROPERTIES FOR THE EXPECTED GAS RESERVOIR FLUID	9
TABLE 3: FLUID PROPERTIES FOR THE EXPECTED OIL RESERVOIR FLUID	9
TABLE 4: PROBABILITY DISTRIBUTION OF FLOW PATHS FROM MORE THAN 30 YEARS OF HISTORICAL DATA	16
TABLE 5: DISCRETIZATION MODEL FOR DURATION ESTIMATES	23
TABLE 6: BLOWOUT RATES CASE 1 – SURFACE RELEASE POINT	24
TABLE 7: BLOWOUT RATES CASE 1 – SEABED RELEASE POINT	24
TABLE 8: RISKED BLOWOUT RATES CASE 1 – SURFACE RELEASE POINT	25
TABLE 9: RISKED BLOWOUT RATES CASE 1 – SEABED RELEASE POINT	26



Abbreviations

ANN	Annulus
AOF	Absolute open flow
BHA	Bottomhole assembly
BHP	Bottomhole pressure
BOP	Blowout preventer
CGR	Condensate gas ratio
DHSV	Down hole safety valve
DP	Drillpipe
FBHP	Flowing bottomhole pressure
GCR	Gas condensate ratio
GOR	Gas oil ratio
ID	Inner diameter
IPR	Inflow performance relationship
LPM	Liters per minute
MD	Measured depth
MSL	Mean sea level
NOROG	Norwegian Oil and Gas Association
N/G	Net/Gross
OD	Outer diameter
OH	Open hole
OIM	Offshore Installation Manager
OWC	Oil water contact
PWL	Planned well location
RKB	Rotary Kelly bushing
sg	Specific gravity
TD	Total depth
TVD	True vertical depth
WBM	Water based mud



1 INTRODUCTION

This study is part of establishing input for required approval and contingency planning purposes as required in NORSOK D-010 in terms of estimating the expected blowout rates and their duration for the 7220/7-4 Isflak exploration wildcat well in the Bjørnøya Basin of the Barents Sea.

Ranold AS, an independent and specialized center of competence for flow modelling and simulation services, was contacted and asked to perform blowout and dynamic kill analysis for different possible case scenarios during drilling of the well.

This report summarizes the blowout simulations and duration evaluations performed. The main objective of the well is to explore for commercial HC potential in the Stø/Nordmela reservoirs.

2 SCOPE

The objectives of this study are:

- Calculate and present an expected range of potential blowout rates for the well, including the worst-case flow rates of oil and gas to surface.
- Estimate flow rate and duration distributions of the blowout rates based on updated historical blowout data and reliable distribution statistics.

The flow rate and duration distributions will be estimated based on the SINTEF Offshore Blowout Database [1][2] and the latest approved evaluation of the SINTEF Database data from Lloyd's Register Consulting [3].

The following main scenario is evaluated based on Client request:

- Case 1: Drilling an 8 ½" section from the 9 5/8" liner shoe through the Stø gas cap and the Stø and Nordmela oil zones
 - Calculate blowout rates
 - Produce duration estimates

Blowout rates will be calculated for partial and full reservoir exposure, with release to both seabed and surface.

The blowout rates have been simulated in Prosper (Petroleum Experts).

3 DATA & INFORMATION COLLECTION

3.1 Location and water depth

The well will be drilled in block 7220/7 as part of the Johan Castberg Field in production license PL 532 located approximately 240 kilometres north of Melkøya. The location of block 7220/7 in the Barents Sea is shown in Figure 1. The water depth at location is 352 m.

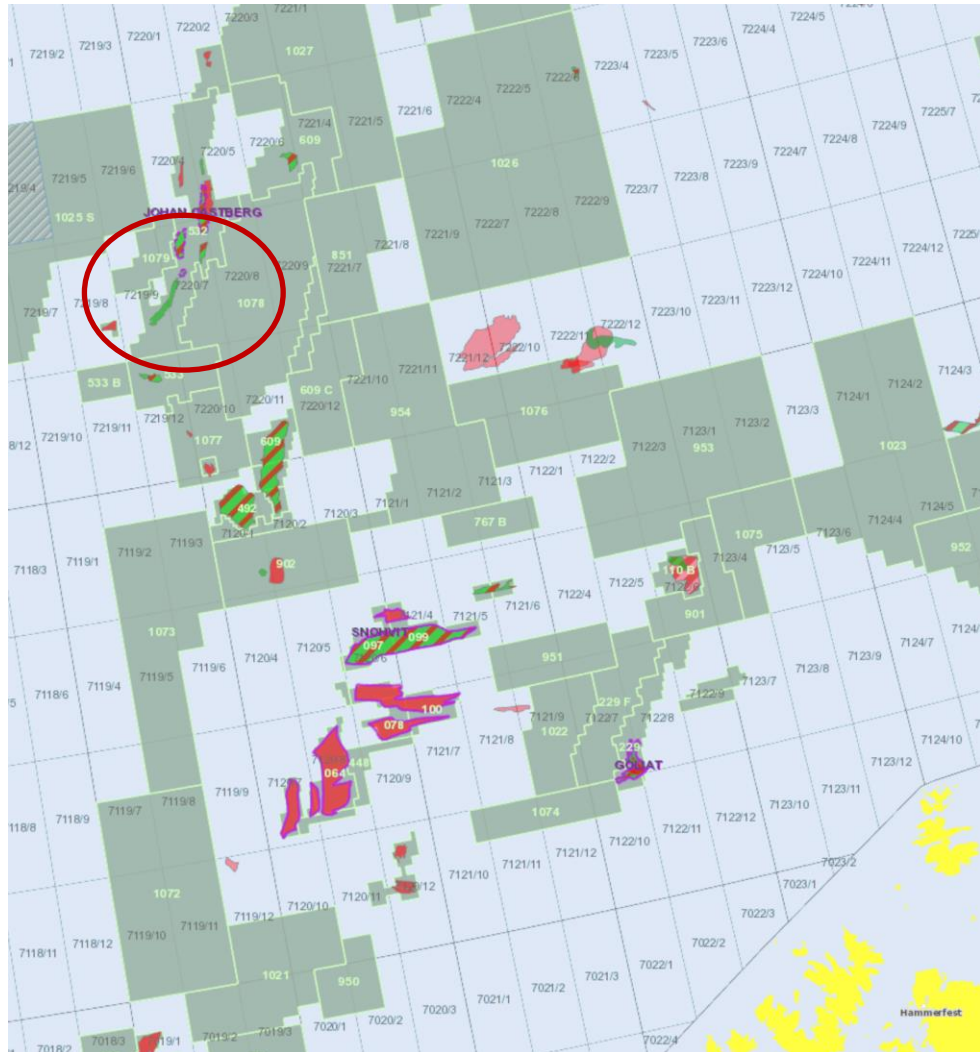


Figure 1: Location of Block 7220/7 IN THE Barents Sea (source: www.npd.no)

3.2 Drilling facilities

The well will be drilled by the semi-submersible drilling rig Transocean Enabler of CAT D (GVA 4000 NCS) design, capable of drilling in water depths up to 500 m. Transocean Enabler is a 6th generation dynamically positioned, harsh environment and winterized semi-submersible rig built at Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering, South Korea, in 2016. RKB – MSL is 32 m.

3.3 Reservoir properties

The well is to be drilled through the Stø and Nordmela reservoirs for investigation of HC potential. The reservoirs are expected to hold oil with a GOR of 105.94 Sm³/Sm³. The gas-oil contact (GOC) is expected at 1832 m TVD RKB indicating a gas cap with a GOR of 46801 Sm³/Sm³ in the Stø Fm. The oil-water contact (OWC) is expected at 1948 m TVD RKB.

Table 1 shows the reservoir data based on customer input [6] used as basis for the well presented in this report.



Table 1: Reservoir data for the Isflak well

Reservoir property	Unit	Stø Gas Cap	Stø Oil Zone	Nordmela Oil Zone
Top formation	m TVD RKB	1811	1832	1886
Temperature @ res top	°C	59.08	59.08	59.08
Pressure	bara	198.36	198.36	198.36
Gross interval depth, total HC sand	meter	21	54	62
N/G ratio	-	0.957	0.899	0.899
Net interval depth, HC layer	meter	20.097	48.546	55.738
Porosity	fraction	0.186	0.198	0.198
Connate water sat.	fraction	0.071	0.073	0.073
Absolute permeability	mD	230	615	615
Effective permeability	mD	214	570	570
Skin	-	0	0	0
Water cut	%	0	0	0
Length along well (X)	meter	647	1828	1828
Width across well (Y)	meter	526	1575	1575
Position of well within reservoir (X1)	meter	86	656	656
Position of well within reservoir (Y1)	meter	237	715	715

3.4 Reservoir fluid information

The expected properties of the reservoir fluid are listed in Table 2. These properties are based on Client input [6]. The fluids are represented by a black-oil model in all simulations presented in this report and tuned according to the data listed in Table 2.

Table 2: Fluid properties for the expected GAS reservoir fluid

Standard conditions*		Gas
Condensate density	kg/Sm ³	773.1
Gas density	kg/Sm ³	0.80355
Gas to Oil/Condensate Ratio (GOR, GCR)	Sm ³ /Sm ³	46801
*standard conditions defined as 15°C / 1.01325 bara		

Reservoir conditions**		Gas
Gas density	kg/m ³	161.3
Gas viscosity	cP	0.0208
Dew point	Bar	196
Gas formation factor, Bg	Rm ³ /Sm ³	0.0051
** reservoir conditions: 198.36 bara / 59.08°C		

Table 3: Fluid properties for the expected OIL reservoir fluid

Standard conditions*		Oil
Oil density	kg/Sm ³	852.9
Gas density	kg/Sm ³	0.7954
Gas to Oil Ratio (GOR)	Sm ³ /Sm ³	105.94
*standard conditions defined as 15°C / 1.01325 bara		

Reservoir conditions**		Oil
Oil density	kg/m ³	736
Oil viscosity	cP	0.7603
Bubble point	Bar	185.4
Oil formation factor, FVF	Rm ³ /Sm ³	1.29507
** reservoir conditions: 198.69 bara / 59.75°C		



3.5 Well design

The well is to be drilled as a vertical wildcat exploration well with the following well design:

- 30" conductor pipe set @ 470 m MD/TVD RKB
- 13 $\frac{3}{8}$ " surface casing set @ 1250 m MD/TVD RKB
- 9 $\frac{5}{8}$ " intermediate liner (weight 53.5 lb/ft) set @ 1770 m MD/TVD RKB with TOL @ 1200 m MD/TVD RKB
- An 8 $\frac{1}{2}$ " section will be drilled with 5 $\frac{1}{2}$ " drillpipe OD (weight 21.9 lb/ft) through the Stø/Nordmela reservoirs to TD @ 2278 m MD/TVD RKB

The well schematics are illustrated in Figure 2.

3.6 Inflow Performance Relationship

The productivity index or, more generally, the inflow performance relationship describes how the pressure drawdown from reservoir to well increases with increasing flow rate. It is sensitive to parameters such as permeability, fluid viscosity, penetration length, N/G ratio, the productive height of the reservoir as well as mechanical skin, inflow turbulence and skew drainage due to limited penetration.

The productivity index is also a transient parameter that tends to decline shortly after initiation of the production, or as in this case, a blowout. This is caused by the reduction of the near-wellbore pressures.

When calculating the blowout potentials, the blowout rates for the different scenarios are strongly dependent on the reservoir pressure and on the parameters that affect the inflow performance relationship. Simulations are based on the inflow performance (IPR) calculated from the parameters in Section 3.3 and 3.4.

The IPRs for the Isflak well are given in Figure 3 for the gas inflow performance from the Stø gas cap and Figure 4 for the oil inflow performance from the Stø and Nordmela oil zones. The IPRs shown are for both full and partial penetration according to the scenarios described in Section 2.

3.7 Water

It is conservatively assumed that no formation water will enter the well in a blowout situation.

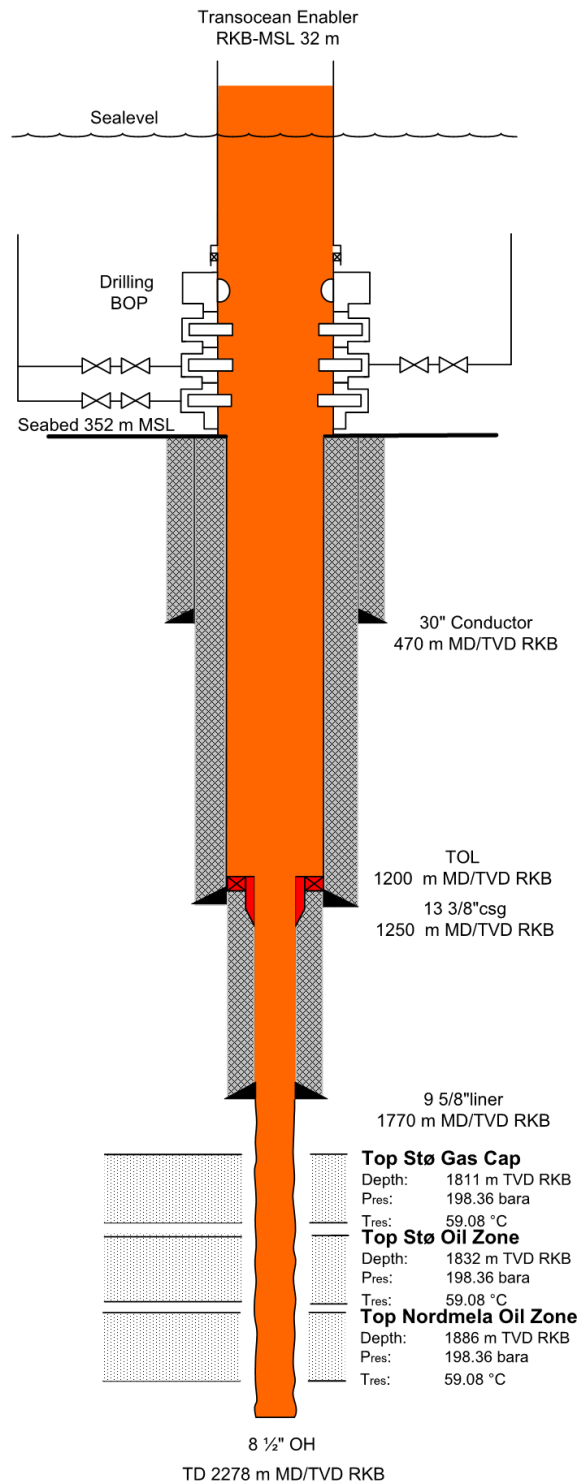


Figure 2: Well schematics for Isflak

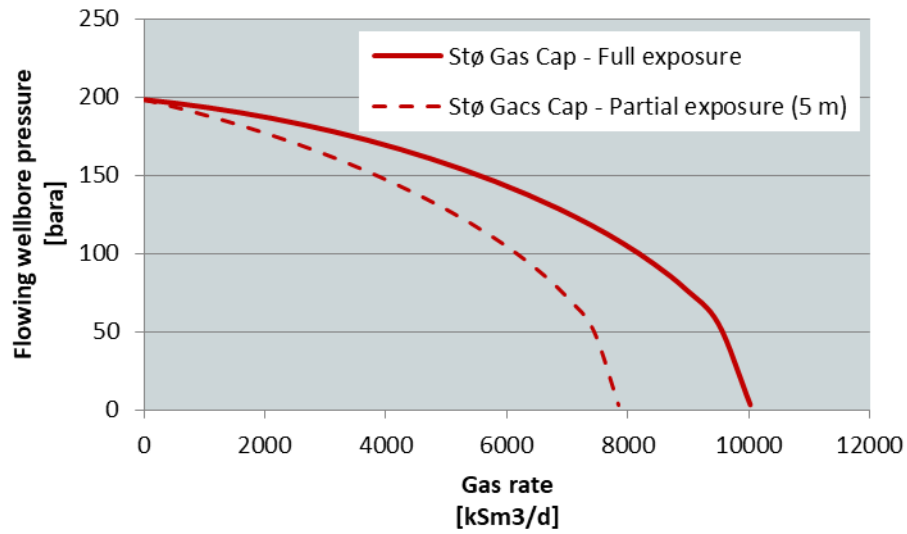


Figure 3: Gas inflow performance

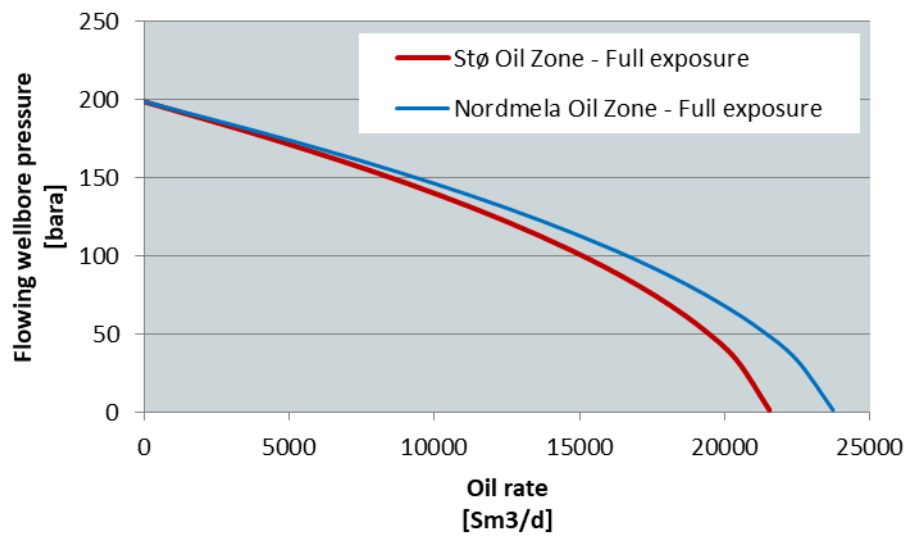


Figure 4: Oil inflow performance



4 BLOWOUT POTENTIALS AND DURATION

Blowout potentials are defined as the maximum expected blowout rates for various scenarios. Most likely **expected** parameters are to be used, or a weighted distribution of the same parameters. Whenever necessary, parameters and calculation results should be risked in order to establish the most reliable probability distributions for **expected** rates.

The “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration” [4] are used as basis for all flow rate calculations presented in this report. Distributions of possible flowpaths are given in accordance with data from the SINTEF Offshore Blowout Database [1][2] and the latest evaluation of the SINTEF Database data in the report from LR Consulting [3].

4.1 Blowouts in general

A blowout is defined as an unwanted and uncontrolled flow from a subsurface formation which is released at surface, seabed or into a secondary formation, and cannot be closed by the predefined and installed barriers.

For offshore operations, blowouts can be classified in three groups:

- Surface blowouts
- Subsea blowouts
- Underground blowouts

Surface blowouts are characterized by flow of fluid from a permeable formation to the rig floor, where atmospheric conditions exist. For subsea blowouts, the flow typically exits the well at the mud-line, where the exit conditions are controlled by the seawater. Surface blowouts have been given the most attention, as they are usually associated with large-scale fires. For subsea blowouts, the plume of the reservoir fluid may cause exposure of HC gas at surface. In deeper water, the plume of oil can be dispersed before reaching the surface or could be carried with the ocean currents to a location away from the rig.

The North Sea Standard requires that two independent barriers shall be present during all drilling and well operations. The drilling fluid that balances the pressure in the well will typically represent the primary barrier, while the casing and the blowout preventer (BOP) typically represents the secondary barrier. In order to make a blowout possible, i.e. to experience total loss of well control, both the primary barrier and the secondary barrier have failed.

Blowout potentials, i.e. the expected rates of oil, water and gas, are highly dependent on the scenario in which the blowout occurs. Lost pipe, junk or complex escape paths for the fluid will result in considerably lower blowout rates than e.g. a fully open 9 5/8” casing all the way from formation to surface.

4.2 Blowout potentials

In the following, the methodology for calculation of blowout potentials is presented and implemented on the defined hypothetical wells.

Multiple blowout scenarios are simulated as accurately as possible, and the resulting blowout rates are then used as input to statistical models that provide a complete overview of the sample space for the blowout rates together with the expected value, i.e. the probability-weighted average of the simulated blowout rates.

The probability distribution among all investigated scenarios and associated expected blowout durations are based on the “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration” [4]. Conservative simplifications can be made, as illustrated in Figure 5, where curve A represents a rigorous study with extensive parametric analyses, whereas curve B and C represent conservative simplifications. All scenarios A, B and C are acceptable; alternative A is most work intensive, and alternative C is least work intensive, but most conservative. This study is based on a simplified A (i.e. alternative A without extensive parameter variations). This is in accordance with the requirements in NORSOK D-010.

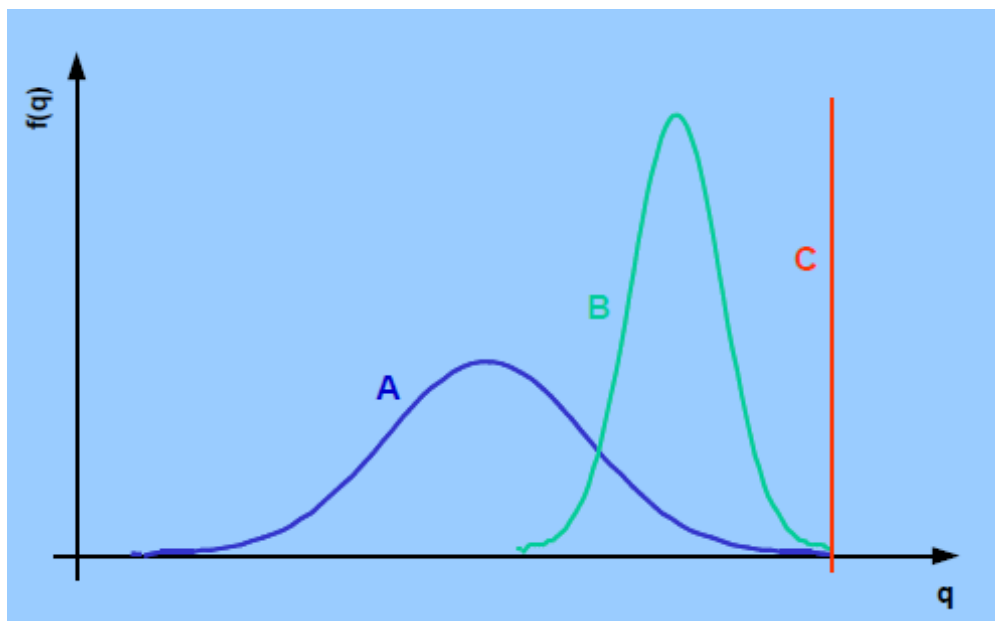


Figure 5: Expectation curves for volume/frequencies and possible simplification strategies

4.3 Blowout scenarios

Hypothetical blowout scenarios have been investigated in this study, all relevant for drilling operations. The analyzed scenarios include blowouts through open hole, drill pipe and annulus to drill floor and to seabed. Figure 6 illustrates the possible blowout paths to drill floor. In addition, simulation cases for blowouts through a restriction have also been included representing a partly closed BOP or accidental rupture of piping, valves or hoses connected with the BOP.

The statistical values are found based on the SINTEF Offshore Blowout Database [1][2] and the annual report from LR Consulting [3], which are based upon a more comprehensive analysis of the SINTEF database. Hence, irrelevant cases are removed and probability distributions are adjusted according to observed trends.

Furthermore, Ranolds operational collaboration with the Acona group of companies, with more than 25 years of relevant experience is implemented in the calculation of the probability distribution. These evaluations and their weighting are discussed in detail below.

In order to limit the number of scenarios to analyse, two main categories of incidents are simulated and are intended to cover all possible scenarios conservatively. These are "Partly

Penetrated" and *"Fully Penetrated"* reservoir sections, which together are assumed to cover all kick and swab scenarios.

For *"Partly penetrated"* scenarios, a penetration pay of 5 meters is used. In reality, the choice of penetration length into the reservoir, i.e. 5 m, is not of importance when evaluating the probability distribution. In fact, it is the mechanisms leading to the blowout that are important. For the partly penetrated case, the occurrence of a blowout is due to a kick scenario in the well. For the fully penetrated case, a swab scenario leads to the possible blowout. Loss of the primary barrier by swabbing of reservoir fluids when pulling out of hole can be caused by pulling too fast, insufficient compensation of the pumping rates or by a combination of these. Borehole collapse or partial collapse of some strings or formations might increase the risks of swabbing reservoir fluids. Theoretically such swabbing may not be discovered before the BHA is at surface.

Detailed descriptions of each blowout scenario and their associated reservoir exposure were specified in Section 2. Figure 6 illustrates the different flowpaths simulated.

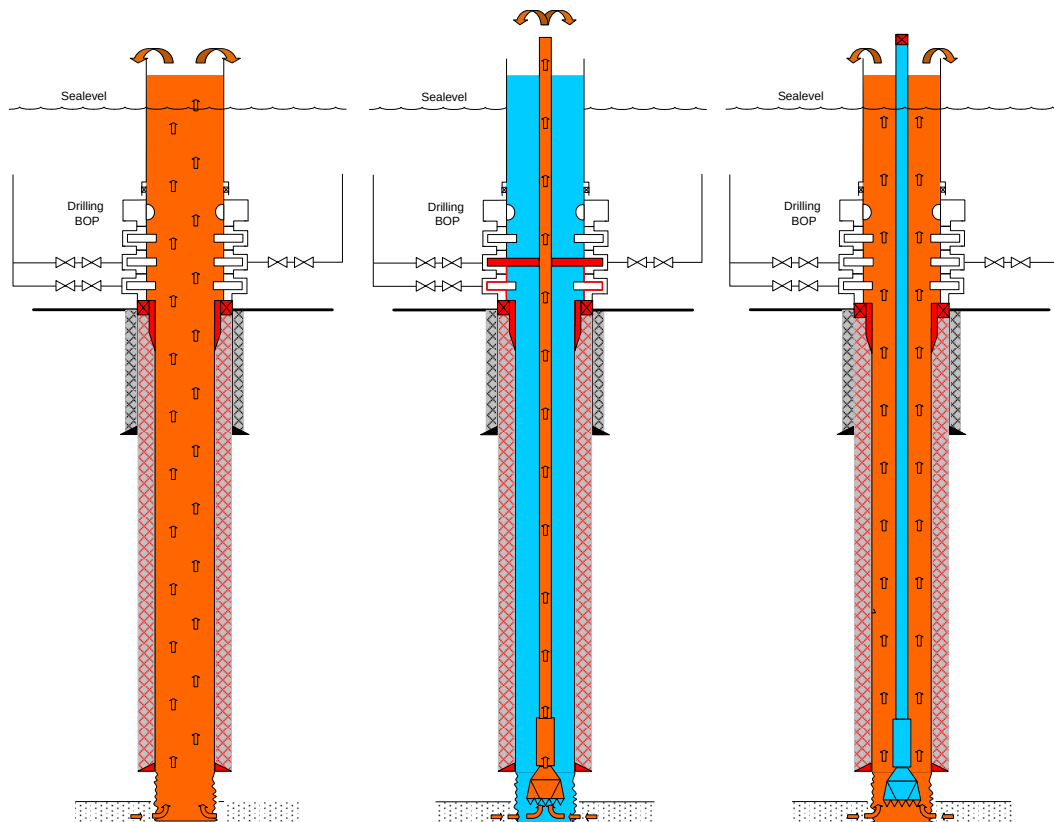


Figure 6: Possible blowout paths for the defined scenarios (illustrative only)
From left to right: Open hole, drill pipe and annulus

The following *"Partly penetrated"* scenarios have been investigated:

- Blowout through casing/open hole, reservoir partly penetrated
- Blowout through drillpipe, reservoir partly penetrated
- Blowout through annulus, reservoir partly penetrated
- Restricted blowout through a leak, 64/64" choke for each of the above



The following "Fully penetrated" scenarios have been investigated:

- Blowout through casing/open hole, reservoir fully penetrated
- Blowout through drillpipe, reservoir fully penetrated
- Blowout through annulus, reservoir fully penetrated
- Restricted blowout through a leak, 64/64" choke for each of the above

For all the above-mentioned scenarios, the blowout potentials have been modelled, and the results organized.

4.4 Statistical modelling of the blowout scenarios

The statistical modelling of flow path distributions is based on the analysis performed by *LR Consulting* [3] of the *SINTEF Offshore Blowout Database* [1][2]. All blowouts in the US Gulf of Mexico and the North Sea since 1980, where equipment has been in accordance with the North Sea standard, form the statistical basis. For completion and workover where the number of blowouts is low, blowouts characterized as "Standard of equipment not relevant" are included with a weight of 0.2 indicating that 20% of the incidents would have happened even if North Sea standard equipment were used.

Table 4 summarizes relevant statistical findings from drilling, completion and workover activities described in the *LR Consulting* report from April 2019 [3].

Table 4: Probability distribution of flow paths from more than 30 years of historical data

Data update: April 2019		Distribution - Floaters			
		Subsea		Topside	
		Full	Restricted	Full	Restricted
Drilling (25 incidents)	Outside casing	20.00%	4.00%		
	Outer annulus	24.00%			
	Annulus		32.00%	8.00%	4.00%
	Open hole				4.00%
	Inside drillstring				
	Inside test tubing				4.00%
Completion (7 incidents)	Annulus			14.29%	2.86%
	Inside drillstring			34.29%	14.29%
	Inside prod tubing	14.29%		5.71%	14.29%
Workover (11.6 incidents)	Outside casing	25.86%	8.62%		
	Outer annulus		8.62%		
	Annulus		17.24%		
	Inside drillstring			8.62%	
	Inside prod tubing	8.62%	8.62%	10.34%	3.45%

When implementing these data for calculation of flow path distribution, the following assumptions and methodology have been used:



Well operations categorized as “dead well”, defined as operations where the fluid column itself is the primary barrier, include the activities:

- Drilling operations
- Work-over operations
- Completion operations

Loss of well control in these operations is initiated by, and limited to:

- Formation kicks or losses caused by unexpected formation properties
- Lack of operational fluid control or swabbing of reservoir fluids from “pulling out of hole” activities
- Lack of heave compensation.

Since all these incidents (kick or loss from/to reservoir, lack of fluid control and swabbing) are also possible from completion and workover operations and the secondary barrier in these operations also includes the drilling BOP, the statistical data from these two groups are included in the statistical summary together with the data from drilling operations.

- In the final distribution used in this work, the outside casing and outer annulus flow paths are combined with the annulus flow path.
- The test tubing flow path is combined with the drill-string flow path due to comparable inner diameter and therefore comparable expected blowout rates.
- The flow through production tubing is interpreted as flow through open hole/casing.

Ranold reviews the statistical values on an annular basis. For data that cannot be derived from statistical sources, operational experience is used. The applied data are thoroughly evaluated, and quality assured by the Ranold review team which consists of Ranold chief engineers within drilling and well control.

4.4.1 Statistical distribution

The following probabilities are used between partly and fully penetrated reservoirs when drilling wildcat, exploration and appraisal wells:

- | | |
|---|-----|
| • Blowout initiated when the formation is partly penetrated | 60% |
| • Blowout initiated when the formation is fully penetrated | 40% |

For later development wells, more focus and time are used in the reservoir section in order to achieve optimum productivity, or injectivity, for each well. Based on this fact, the values are altered for development wells:

- | | |
|---|-----|
| • Blowout initiated when the formation is partly penetrated | 40% |
| • Blowout initiated when the formation is fully penetrated | 60% |

For the partly penetrated scenarios, 5 m penetration is used, with an N/G ratio of 1.0, which is considered conservative.

By implementation of the categorization made above, the flow path probabilities in the top penetration scenario, i.e. a partly penetrated scenario, are given the following values:

- | | |
|---|-----|
| • Blowout through drill pipe has a probability of | 15% |
| • Blowout through annulus has a probability of | 85% |
| • Blowout through open hole has a probability of | 0% |

Note: It is worth to notice that the risk of flowing through open hole (OH), when penetrating top reservoir only, is assumed irrelevant and the probability of this is given a 0.0% value. This is



founded upon the fact that the top reservoir cannot be penetrated without having the DP and the bit in the hole.

Similarly, the fully penetrated swab scenario is given the following probability distribution:

- Blowout through drill pipe has a probability of 12%
- Blowout through annulus has a probability of 72%
- Blowout through open hole has a probability of 16%

In all drilling operations, and most other well operations as well, a Blowout Preventer (BOP) stack of valves and rams defines the secondary barrier against uncontrolled outflow of reservoir fluids. The BOP testing program and its procedures ensure that a BOP stack is experienced as “extremely reliable equipment”. This is further emphasized by the number of independent rams in the BOP and the requirement for accumulator capacity. Based on this, the risk of a total failure of the BOP is assumed to be very low.

Once a blowout has occurred, the BOP has failed or has not been activated. Given such unlikely failures, and based on the “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration” [4], the following distribution has been used for partial or full BOP failure:

- Restricted flow area has a probability of 70%
- No restriction has a probability of 30%

The different consequences of a partial failure in the BOP are difficult to predict. In the “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration” [4] it is proposed to model a partial failure as 95% reduction of the available fluid flow area. As restriction in available flow paths also can be caused by pipe in the hole, fish/junk or collapse of the borehole itself, Ranold suggest that modelling of a partial failure is better described with a restriction equivalent to 64/64” flow area for all scenarios. This is justified by the fact that the remaining flow area is now independent of the wellbore design or the size of the drillpipe used.

The release point distribution depends on the location of wellhead and BOP/X-mas tree and therefore on rig type. For a floater, the following statistical distribution is found from the *SINTEF Offshore Blowout database* summarised in Table 4:

- Surface release point 31%
- Subsea release point 69%

When drilling from a floater, anchored or dynamically positioned, the OIM will try to pull the rig off from location shortly after an uncontrollable well integrity issue is unveiled and any surface attempt to stop the flow has not succeeded or has been evaluated as unlikely to succeed.

If the rig is pulled off, the topside blowout release is assumed to change to a subsea blowout release. DNV [5] reports that 75% of the attempts to pull a floater off from location under a blowout have been successful. Accordingly, the following distribution is proposed:

- Surface release point when drilling from a floater: 10%
- Seabed release point when drilling from a floater: 90%

4.4.2 Method for risking of blowout potentials

From the detailed analysis presented in the previous section the probabilities for all relevant scenarios were found. According to the “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration” all possible scenarios should be risked and blowout potentials should be weighted accordingly. The risk methodology breaks down each of the scenarios as illustrated in Figure 7 next.

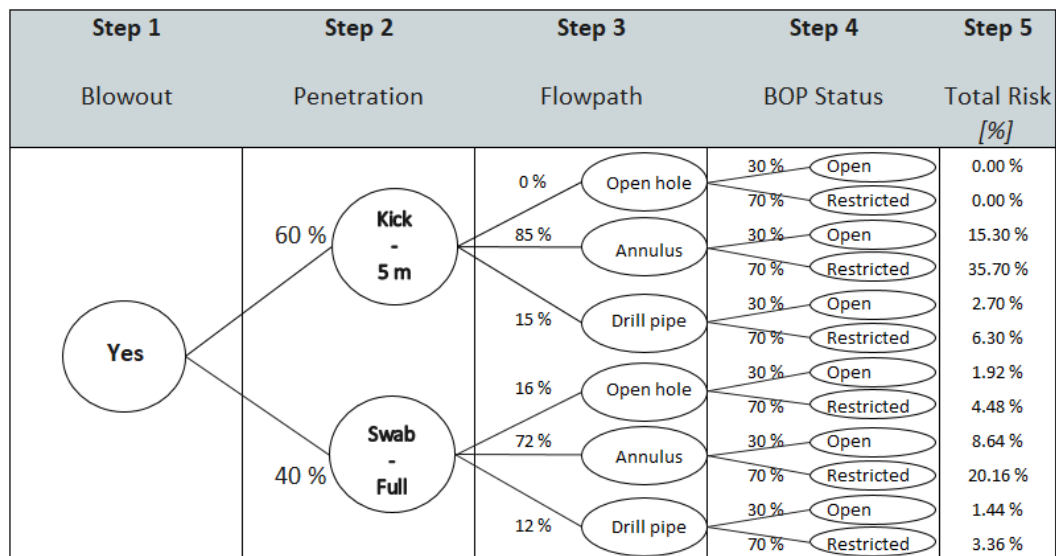


Figure 7: Typical methodology for risking of blowout rates for exploration wells

4.5 Method for estimation of most likely blowout duration

4.5.1 Remedial actions

A blowout may be stopped by several remedial actions. These can be divided into the following categories:

- Bridging, i.e. collapse of the near-wellbore formation
- Crew intervention
- Subsea installation of a new barrier system (capping)
- Drilling of relief wells with direct intersect of the blowing well
- Other causes

In the following, a more detailed discussion is presented for each of the above categories. In order to be able to model the statistical success for each of the above given actions, these are modelled as if they were the only remedial action imposed to stop the blowout.

Bridging

The majority of blowing wells are killed by themselves because of bridging. According to the LR Consulting report approximately 63% of the historical blowouts were stopped by bridging, if this mechanism was the only remedial action imposed. Bridging mechanisms might be:

- Sand or rock accumulates inside the wellbore
- Formation collapses due to high flowing rates and high drawdown pressure
- Formation of hydrates blocking the flow paths

Crew intervention

Crew intervention is defined as activities possible to perform from the existing installation with equipment, or tools, already available or which can be mobilized on short notice. Typical actions



could be repair or replacement of hydraulic components, replacement of control system equipment or similar minor repairs. Prerequisites common to all activities in this group are that there is appropriate working equipment onboard the installation and that people and equipment can be operated safely.

Subsea capping

Several initiatives have been taken world-wide after the Macondo Blowout in April 2010 for pre-fabrication of capping devices that can be transported by commercial air freight, and that will be possible to assemble on local bases or onboard an offshore rig or supply vessel.

The working principle of most of these devices is that the subsea disconnect feature of the existing subsea BOP is activated and the marine riser is released. The new capping device, often based upon a standard lightweight BOP, is lowered onto the blowing well in open mode. After successful landing, the connection is made up and function tested before the rams are closed and the blowout is stopped.

Typically, these new capping devices shall be possible to mobilize, assemble and send offshore in 10 days. Conservatively 5 – 15 more days installation time should be planned for depending on weather, sea depth, and complexity related to preparation of the existing subsea BOP.

A time estimate for a capping operation is made as follows:

- | | |
|---------------------------------------|---------|
| • Collecting and preparing equipment: | 10 days |
| • Start cap and contain operation: | 15 days |
| • Total time for the operation: | 25 days |

In this work, a capping operation is assumed to have a success rate of 40% in killing the well.

Drilling of relief wells

In most offshore blowouts, drilling of one or several relief wells will be kicked off immediately after a blowout is confirmed. If one or more relief wells are necessary to regain control of the well, the time needed for mobilization of a drilling rig and the drilling itself may vary. It is assumed that the relief wells can be drilled with the same rate as the exploration well, but in addition, ranging runs are required, e.g. with electromagnetic ranging tools. The time required to run such equipment must be taken into account. The time will depend on drilling intersection depth, rig availability in general and in the specified area and weather conditions.

For this evaluation, the following estimates are used for the duration evaluation for drilling down to and intercept the blowing well at the last casing shoe. Most likely estimates are used [6]:

- | | |
|---|---------|
| • Decision to drill the relief well: | 3 day |
| • Termination of work, sail to location, anchoring and preparation: | 12 days |
| • Drilling relief well to intersection: | 30 days |
| • Homing in and kill: | 10 days |
| • Total time to kill well: | 55 days |

Consequently, the assumption is made that the relief well will successfully kill the blowing well after 55 days of blowout.

Other causes

Other possible mechanisms stopping a blowing well could be:

- Pressure depletion of the blowing reservoir



- Water breakthrough
- Stopping of gas lift, gas- or water injection
- Coning of water or gas into the blowing well

4.5.2 Blowout duration distribution

In order to give the best possible distribution estimate, the probability distribution for the different historical incidents must be found. Figure 8 is based on data from April 2019 [3] reported by LR Consulting, and on engineering values for capping and relief well actions. The figure presents the probability that a blowout is still active after a certain number of days based on the use of one single kill mechanism only.

From the statistical data available in the SINTEF Offshore Blowout database and from the latest revision of the LR Consulting report, reliability relations can be derived for each of the remedial actions, as if each of them was the only action imposed. The results from such reliability approach are presented in Figure 8.

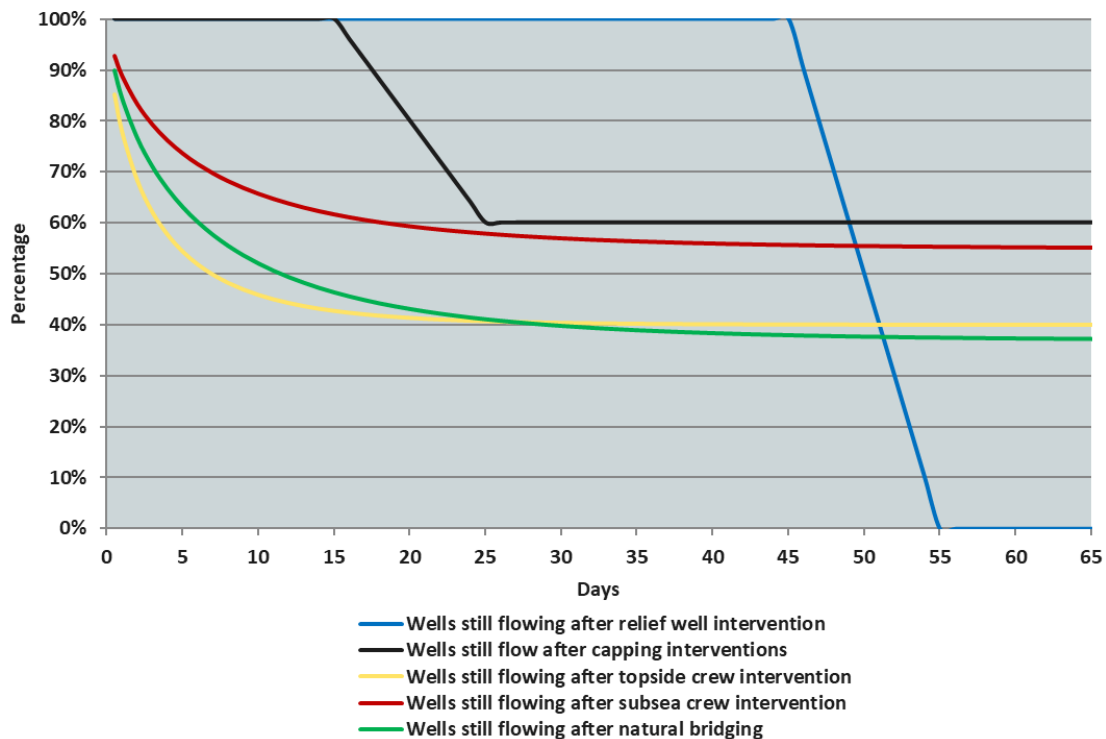


Figure 8: Reliability plots for each of the possible remedial actions

Multiple mechanisms may “work together” in order to stop the blowout. LR Consulting reports [3] that 63% of all blowouts will eventually be stopped by natural bridging (ref the green graph), 60% will eventually be stopped by topside crew intervention (ref the yellow graph) and 45% will eventually be stopped by subsea crew intervention (ref the magenta graph), if each mechanism evaluated is the only mechanism to stop the leak. Furthermore, the installation of a new subsea barrier by cap and contain is assumed to give a uniform distribution with a probability of 40% that the blowout is eventually killed (ref the black graph). The operation starts after 15 days and ends after 25 days.



Drilling a relief well is assumed to give a uniform distribution with a probability of 100% that the blowout is eventually killed. The drilling starts at the latest 12 days after the decision to start drilling has been taken (15 days including decision time) and earliest possible kill attempt can be performed after a successful intersection of the blowing well. In this work, a uniform distribution between 45 days and 55 days is proposed (ref the blue graph). 45 days represents the minimum time estimate to drill a relief well [6] and kill the well.

The probability that either of the kill mechanisms is successful may be derived by assuming that the individual kill mechanisms are not mutually exclusive, but rather independent events.

The results from Figure 8 above can be combined by statistical methods and a combined reliability curve can be presented as if all remedial actions are imposed together in order to stop a possible future blowout.

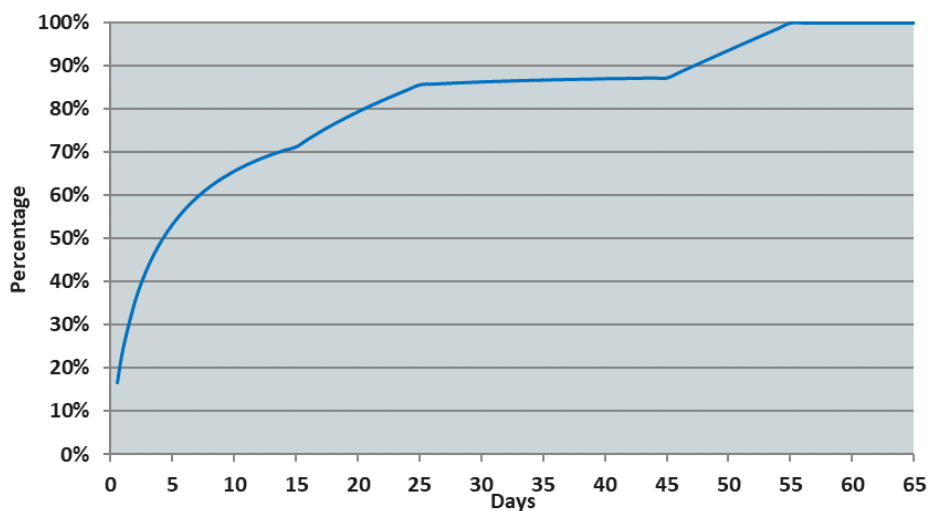


Figure 9: Reliability presentation of all kill actions when combined for a seabed release

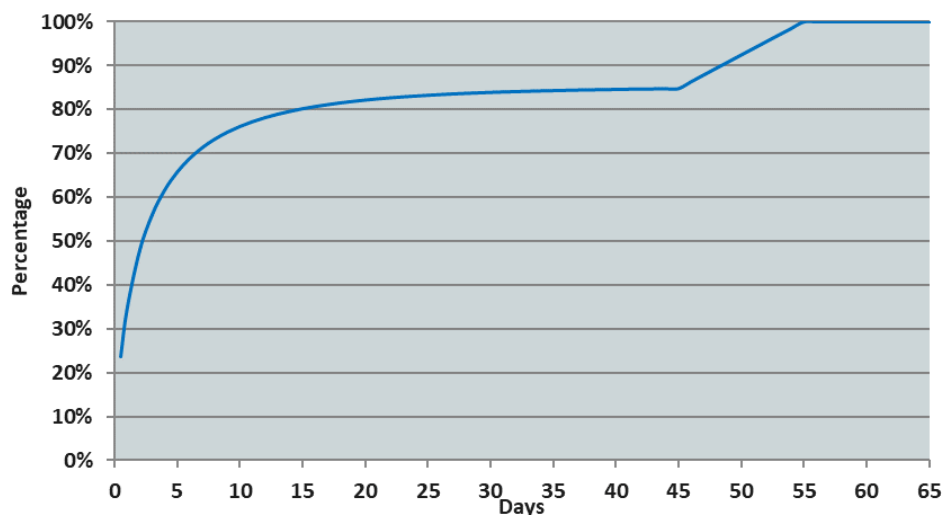


Figure 10: Reliability presentation of all kill actions when combined for a surface release

The combined reliability curve for a seabed release point is presented in Figure 9. Similarly, the same methodology can be used for estimation of blowout duration with a topside release point. The results of this combination are presented in Figure 10.



In order to provide a unique methodology for duration prognosis a simplified discretization is proposed in Table 5. The model represents five different logical stages in a kill operation.

Table 5: Discretization model for duration estimates

Risk of a blowout duration of 2 days	P ₂	The blowout could be controlled by measures performed from the existing rig
Risk of a blowout duration of 5 days	P ₅	The blowout could be controlled by equipment from local base/facility
Risk of a blowout duration of 15 days	P ₁₅	The blowout could be controlled by bringing in additional equipment
Risk of blowout duration of 25 days	P ₂₅	The blowout could be controlled by installation of new barrier system
Risk of a blowout duration of 55 days	P ₅₅	The blowout will have to be killed by drilling a dedicated relief well.

This discretization methodology makes estimation of possible blowout duration easy to communicate, and the method can be adapted to drilling time estimates shorter or longer than the 55 days used in this work.

When the statistical probabilities are to be found, the incremental value from previous values is to be derived, i.e. the value to be used at day 15 should be found as $P_{15} - P_5$.

4.6 Blowout duration estimate for the Isflak well

4.6.1 Blowout duration with surface release

Based on the discretization proposed above, reliability values can be extracted from Figure 10 above, which leads to the following duration estimate. The figure shows that 47% of the blowouts to surface would be killed in less than 2 days, 65% in less than 5 days, 80% in less than 15 days, 83% in less than 25 days and 100% in less than 55 days.

- Risk of a blowout duration less than 2 days: 47%
- Risk of a blowout duration between 2 days and 5 days (65% - 47%): 18%
- Risk of a blowout duration between 5 days and 15 days (80% - 65%): 15%
- Risk of a blowout duration between 15 days and 25 days (83% - 80%): 3%
- Risk of a blowout duration between 25 days and 55 days (100% - 83%): 17%

Assumptions are made that the relief well will successfully kill the well after 55 days, which means that $P_{56} = 0\%$. A weighted duration can now be calculated in a simplified way and is found to be as follows for a blowout with surface release point:

$$2 * 0.47 + 5 * 0.18 + 15 * 0.15 + 25 * 0.03 + 55 * 0.17 = \mathbf{14.2 \text{ days}}$$

4.6.2 Blowout duration with seabed release

Based on the discretization proposed above, reliability values can be extracted from Figure 9 above, which leads to the following duration estimate. The figure shows that 36% of the blowouts to seabed would be killed in less than 2 days, 53% in less than 5 days, 71% in less than 15 days, 85% in less than 25 days and 100% in less than 55 days.

- Risk of a blowout duration less than 2 days: 36%
- Risk of a blowout duration between 2 days and 5 days (53% - 36%): 17%
- Risk of a blowout duration between 5 days and 15 days (71% - 53%): 18%
- Risk of a blowout duration between 15 days and 25 days (85% - 71%): 14%



- Risk of a blowout duration between 25 days and 55 days (100% - 85%): 15%

Assumptions are made that the relief well will successfully kill the well after 55 days, which means that $P_{56} = 0\%$. A weighted duration can now be calculated in a simplified way and can be as follows for a blowout with seabed release point:

$$2 * 0.36 + 5 * 0.17 + 15 * 0.18 + 25 * 0.14 + 55 * 0.15 = \mathbf{16.0 \text{ days}}$$

4.6.3 Overall blowout duration estimate

In section 4.4.1, it was found that for a blowout developing when drilling from a floater, only 10% of the incidents will remain as surface blowout, the rest of the incidents will develop into a blowout with a seabed release point. This gives the following estimate for overall blowout duration:

$$14.2 * 0.1 + 16.0 * 0.9 \sim \mathbf{15.8 \text{ days}}$$

5 BLOWOUT RATES

This section lists the findings from the analysis performed with respect to calculating blowout rates of oil to sea. Section 6 takes into account probabilities for different flowpaths, while this section provides a simpler listing of the different scenarios to show the resulting oil, gas and water rates together with flowing bottom hole pressure (FBHP). The flowing wellbore pressure (FBHP) is taken at the top of the reservoir.

The blowout rates are presented for release of HC to surface and seabed for unrestricted openhole (OH), annulus (ANN) and drillpipe (DP) flowpaths, and for full and partial reservoir exposure.

5.1 Detailed blowout rates – Case 1

Detailed blowout rates for unrestricted openhole (OH), annulus (ANN) and drillpipe (DP) flowpaths are presented.

Table 6: Blowout rates Case 1 – Surface release point

Release point	Reservoir exposure	Flowpath	Oil rate [Sm ³ /d]	Gas rate [MSm ³ /d]	FBHP [bara]
Surface	Partial exposure - 5m net of Stø gas cap	OH	157	7.36	54.4
		ANN	122	5.69	112.3
		DP	70	3.28	159.1
	Full exposure - All reservoirs	OH	23661	9.12	128.1
		ANN	10903	5.39	173.4
		DP	3020	2.84	191.9

Table 7: Blowout rates Case 1 – Seabed release point

Release point	Reservoir exposure	Flowpath	Oil rate [Sm ³ /d]	Gas rate [MSm ³ /d]	FBHP [bara]
Seabed	Partial exposure - 5m net of Stø gas cap	OH	152	7.13	65.4
		ANN	119	5.55	115.7
		DP	75	3.53	155.1
	Full exposure - All reservoirs	OH	22115	8.68	134.6
		ANN	10068	5.13	175.6
		DP	3619	3.05	190.8



The worst-case blowout scenario is an unrestricted openhole to surface/seabed with full reservoir exposure. In such an unlikely event, the maximum blowout potential is found to be 23661 Sm³/day of condensate and 9.12 MSm³/day of gas.

6 BLOWOUT DISTRIBUTIONS

This section takes into account the statistical data discussed in Section 4.4. From the detailed analysis presented the probabilities for all relevant scenarios were found. According to the “*NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration*” [4] all possible scenarios should be risked and blowout potentials should be weighted correspondingly.

The risk process illustrates the most likely expected blowout rates for an uncontrolled blowout while drilling the Isflak well. These values are risk weighted; therefore, both higher and lower rates may be experienced in a real blowout. The risked values are qualified numbers for likely volumes expected and are to be used when evaluating the possible environmental impact from the well, only. The risked blowout rates shall not be used for evaluating possible kill methods or requirements.

Note: The overall probability of finding hydrocarbons in a well, which again introduces a certain risk for a blowout is neglected in this report but could preferably be included in the environmental analysis.

6.1 Risked Blowout rates – Case 1

The risked blowout rate distributions are listed in Table 8 for surface release and Table 9 for seabed release. The Stø gas cap is exposed 5 m net in the partial reservoir exposure, and all reservoirs are exposed in the full reservoir exposure.

Table 8: Risked blowout rates Case 1 – Surface release point

Scenario		Flowpath		BOP Status		Total Risk	Oil blowout potential	Risked Oil blowout rate	Risked Gas blowout rate
Prob.%	Exposure	Prob.%	Status	Prob.%	Status	[%]	[Sm ³ /day]	[Sm ³ /day]	[MSm ³ /day]
60	Partial reservoir exposure	0	Open hole	30	Open	0.00	157	0	0.00
				70	Restricted	0.00	32	0	0.00
		85	Annulus	30	Open	15.30	122	19	0.87
				70	Restricted	35.70	32	11	0.53
		15	Drillpipe	30	Open	2.70	70	2	0.09
				70	Restricted	6.30	29	2	0.09
40	Full reservoir exposure	16	Open hole	30	Open	1.92	23661	454	0.18
				70	Restricted	4.48	4223	189	0.09
		72	Annulus	30	Open	8.64	10903	942	0.47
				70	Restricted	20.16	3969	800	0.40
		12	Drillpipe	30	Open	1.44	3020	43	0.04
				70	Restricted	3.36	3094	104	0.05
Total sum:						100		2567	2.80



Table 9: Risked blowout rates Case 1– Seabed release point

Scenario		Flowpath		BOP Status		Total Risk	Oil blowout potential	Risked Oil blowout rate	Risked Gas blowout rate
Prob.%	Exposure	Prob.%	Status	Prob.%	Status	[%]	[Sm³/day]	[Sm³/day]	[MSm³/day]
60	Partial reservoir exposure	0	Open hole	30	Open	0.00	152	0	0.00
				70	Restricted	0.00	33	0	0.00
		85	Annulus	30	Open	15.30	119	18	0.85
				70	Restricted	35.70	32	11	0.53
		15	Drillpipe	30	Open	2.70	75	2	0.10
				70	Restricted	6.30	30	2	0.09
40	Full reservoir exposure	16	Open hole	30	Open	1.92	22115	425	0.17
				70	Restricted	4.48	4569	205	0.10
		72	Annulus	30	Open	8.64	10068	870	0.44
				70	Restricted	20.16	4282	863	0.43
		12	Drillpipe	30	Open	1.44	3619	52	0.04
				70	Restricted	3.36	3495	117	0.06
Total sum:						100		2565	2.81

The expected oil blowout rate is 2567 Sm³/day for a surface release point and 2565 Sm³/day for a seabed release point. The corresponding risked blowout rates of gas are 2.80 MSm³/day for a surface release point and 2.81 MSm³/day for a seabed release point.



7 REFERENCES

1. SINTEF Offshore Blowout Database - 2018 – <http://www.sintef.no/en/projects/sintef-offshore-blowout-database/>
2. “Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies”, 2018. SINTEF Report No. 2019:00018, 10th of January 2019.
3. “Blowout and Well Release Frequencies” – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2018, Report, Lloyd’s Register Consulting. Report no. 19101001-8/2019/R3, 08.04.2016.
4. “NOROG Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses” – Nilsen, Thomas, January 2017.
5. “Frequencies for accidental oil releases in the Barents Sea”. DNV Report No. 2006-0054, 11th of January 2006.
6. Documents from Client:
 - a) "Isflak - RANOLD Input Scheme BO and Kill analysis with Liner design.docx", document returned from Client, email from Camilla Bådsvik 28.04.2020
 - b) 7220_7_4 Isflak Pore Pressure Prognosis.pdf
 - c) 7220_7_4 Isflak Temperature Prognosis.pdf
 - d) 72207-4 Prepare Well.txt
 - e) PVT_ANALYSIS_REPORT_2.pdf
 - f) PVT_ANALYSIS_REPORT_3.pdf
 - g) Well Schematic Isflak rev 1.xlsx
 - h) Confirmation of fluid pvt data. E-mail from Tonje Edvardsen dated 16.03.2020



Appendix A

About Ranold AS



Ranold AS

Since 2006 Ranold AS, formerly known as Acona Flow Technology, has built a unique expert team within flow modelling and simulations services. This group has the capability and the ambition to contribute to increased operational safety, minimization of risks and increased profitability for its clients

Ranold AS has the mission to:

- Deliver best-in-class services within blowout modelling and well control
- Provide simulation services based on state-of-the-art tools and models
- Offer in-depth understanding and analytical approach to complex flow phenomena
- Serve various industries worldwide, and transfer know-how across industries
- Attract world-class specialists and enthusiastic talents through outstanding reputation

Ranold provides simulations and advisory services to the oil and gas industry within the following areas:

Blowout contingency planning

- Risk management and contingency documentation through advanced simulations and operational insight
- Simulation services, advisory services, risk management and peer review services

Wellkill planning and well control advisory

- Transient kill simulations as mandatory documentation of kill capability and to assist well engineering teams

Emergency response teams

- Trained and IWCF certified teams available to assist planning, preparation and execution of wellkill operations worldwide

Flow assurance teams

- Skilled seniors with long industrial training available for detailed flow assurance studies related to well and flowline hydraulics, thermal performance, production chemistry or metallurgy
- Complete design-basis engineering studies can be delivered

Computational Fluid Dynamics

- Advanced CFD experts are available for in-depth analysis of process related flow phenomena and their interaction with structure
- Wind, gas, explosion, spill, separation, settling, erosion, insulation, combustion and radiation are some of many areas to be covered with CFD



Ranold.

Flow matters

Ranold AS

Visiting address: Hydrovegen 67, NO-3936 Porsgrunn, Norway
Postal address: P.O.Box 1045, NO-3905 Porsgrunn, Norway
T: +47 99 15 23 89 | www.ranold.com | Org.no 985 987 483 VAT

