

Miljø- og Beredskapsanalyse for letebrønn 31/1-3 Røver Sør

**Analyse av beredskap mot akutt forurensning, fra åpent
hav til kyst- og strandsone**

Tittel:		
Beredskapsanalyse for letebrønn 31/1-3 Røver Sør		
Dokumentnr.:	Kontrakt:	Prosjekt:

Gradering: Open	Distribusjon:
Utløpsdato:	Status: Final

Utgivelsesdato: 30.03.2022	Rev. nr.:	Eksempel nr.:
-------------------------------	-----------	---------------

Forfatter(e)/Kilde(r): TDI OG FOS SAPT ENV Aina Dahlø	
Omhandler (fagområde/emneord): Beredskap mot akutt forurensning, oljevern, analyse og krav	
Merknader:	
Trer i kraft:	Oppdatering:
Ansvarlig for utgivelse:	Myndighet til å godkjenne fravik:

Utarbeidet (organisasjonsenhet/ navn): TDI OG FOS SAPT ENV Aina Dahlø	Dato/Signatur: X _____
Anbefalt (organisasjonsenhet/ navn): TDI OG FOS SAPT ENV Hanne Greiff Johnsen	Dato/Signatur: X _____
Godkjent (organisasjonsenhet/ navn): TDI OG FOS SAPT ENV Mona Låte	Dato/Signatur: X _____

Innholdsfortegnelse

0	Oppsummering	5
1	Innledning	9
1.1	Bakgrunn	9
1.2	Aktivitetsbeskrivelse	9
2	Miljørisikoanalyse	10
2.1	Metodikk	10
2.2	Gyldighet av referanseanalysen	11
2.2.1	Geografisk lokasjon	13
2.2.2	Type operasjon og utslippssannsynlighet	13
2.2.3	Oljetype	13
2.2.4	Utblåsningsrater og -varigheter	14
2.2.5	Utblåsningsvarighet	14
2.2.6	Årstid	14
2.2.7	Beskrivelse av miljøressurser	14
2.3	Resultater oljedrift	14
2.3.1	Influensområde overflate	15
2.3.2	Influensområde vannsøyle	15
2.3.3	Influensområde strand	15
2.4	Resultater fra analysen av miljørisiko	19
2.4.1	Miljørisiko for pelagisk sjøfugl	19
2.4.2	Antall arter med utslag i skadekategoriene hver måned	20
2.4.3	Miljørisiko marine pattedyr	21
2.4.4	Miljørisiko for fiskeressurser	21
2.4.5	Miljørisiko for strand	22
2.5	Oppsummering og konklusjon av miljørisiko	22
2.5.1	Høyeste utslag per måned	23
3	Beredskapsanalyse	25
3.1	Utslippsscenarioer	25
3.2	Oljens egenskaper	25
3.2.1	Flammepunkt	26
3.2.2	Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering	26
3.2.3	Oljens egenskaper ved mekanisk dispergering	27
3.2.4	Subsea dispergering	28
3.2.5	Blowout Contingency and Relief Well Plan	28
3.3	Oljevernressurser	28
3.3.1	Tier 1 Beredskap nær letebrønn 31/1-3 Røver Sør	28
3.3.2	Tier 2 – NOFO ressurser	29
3.3.3	Tier 3 – OSRL ressurser	29

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

3.4	Influensområder og stranding	29
3.5	Naturressurser og særlig viktige områder rundt letebrønn 31/1-3 Røver Sør.....	30
3.5.1	Sjøfugl.....	30
3.5.2	Sjøpattedyr.....	32
3.5.3	Fisk og gyteområder	33
3.6	Resultater.....	34
3.6.1	Beredskapsbehov i barriere 1 til 4	34
3.6.2	Strandrensing - beredskapsbehov og responstider i barriere 5	36
3.7	NEBA vurdering av oljeverntiltak	37
3.8	Konklusjon Beredskapsanalyse	38
3.9	Endringer fra tidligere versjon av Beredskapsanalysen.....	39
4	Referanser	39
5	Appendix.....	40
5.1	Appendix A.....	40
5.2	Appendix B.....	60

0 Oppsummering

Dette dokumentet omfatter miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønnen 31/1-3 Røver Sør. Letebrønn Røver Sør ligger i Nordsjøen ca 70 km vest for øygrupper i Solund kommune, og 15 km sørøst for 35/10-7 Toppand. Vanddyppet på lokasjon er 349 meter. Brønnen skal bores med den halvt nedsenkbare riggen Transocean Spitsbergen. Forventet hydrokarbonfluid har tilsvarende egenskaper som Framolje. Utslippsscenarioet som er dimensjonerende for beredskap er utblåsning med vektet rate på 3300 Sm³/d. Beregnet maksimal varighet av utblåsning er 56 døgn. Brønnen forventes å ha borestart i Q3, med sannsynlig boring i oljeførende lag i høst og eventuelt også vintersesongen.

Miljørisikoanalysen for Røver Sør er gjennomført som en referansebasert analyse, med utgangspunkt i ERA-akutt analysen som ble gjennomført for letebrønn 35/10-7 Toppand i PL630 i 2021 [1]. Beredskapsanalysen for Røver Sør er basert på resultater fra miljørisikoanalysen for Toppand. Beregninger av systembehov, responstider og NEBA-vurdering av oljevertiltak spesifikt for letebrønn 31/1-3 Røver Sør.

En sammenlikning av parametere for benyttelse av referanseanalyse er presentert i tabell XX. Alle parametere er ansett å være innenfor kriteriene for å kunne utføre en referansebasert analyse.

Simulering av oljedrift:

Oljedriftsimuleringene for Toppand indikerer høy strandingssannsynlighet i alle sesonger (80% sommerstid og 98% i høstsesongen). Sannsynligheten er høyere vinterstid enn sommerstid, mens strandingsmengdene (uten effekt av oljevernberedskap) er høyere sommerstid. Utsiktet utblåsning ved boring av letebrønnen vil kunne berøre 6 NOFO eksempelområder langs kysten av Vestland til Trøndelag. 95-persentilen av korteste drivtid til land er modellert til 3 døgn (95 persentil)-og 95-persentilen av størst strandet mengde varierer fra om lag 25 000-40 000 tonn, avhengig av sesong. Ratene beregnet for letebrønnen Røver Sør er anslått å være ca 44% lavere enn ratene brukt som grunnlag for oljedriftssimuleringer og i miljørisikoanalysen for referansebrønnen Toppand. Strandingsmengder og berørte områder vil således være et svært konservativt anslag.

Miljørisiko:

Det er størst sannsynlighet for små konsekvenser gitt at en hendelse inntreffer. Konsekvensene av et større utilsiktet utslipp i forbindelse med boringen av Røver Sør vil variere for de ulike artene, og er avhengig av når et potensielt utslipp finner sted. Miljørisiko er gjennomgående lav til moderat i planlagt boreperiode, der sjøfugl har høyeste utslag ift miljørisiko i skadekategori alvorlig.

Høst og vinter (planlagt borestart Q3) er en gunstig periode med hensyn på miljørisiko, som er lavere enn om sommeren. Sjøfugl som kan berøres i disse sesongene er særlig de pelagiske artene, norsk bestand av havsule, samt lomvi og havhest i Norskehavet. Lomvi, som slår høyest ut i høstperioden (miljøskadekategori moderat), er kritisk truet (CR) på norsk rødliste (ikke i truet kategori på global rødliste). Vinterstid er miljørisikoen høyest for havhest og havsule. Havhest er sterkt truet (EN) på norsk rødliste (ikke truet iht global rødliste), mens havsule er ikke ansett som truet art hverken nasjonalt eller internasjonalt. Hovedtyngden av bestandstapet for havhest og lomvi finner sted i åpent hav nord og nordøst fra lokasjonen.

For variasjon gjennom året vises det til Tabell 0-1 for sjøoverflate (pelagisk sjøfugl) og Tabell 0-2 for strandhabitat. For vannsøyle (fisk) er det ikke beregnet RDF-verdier grunnet meget lave utslag.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 0-1 Sannsynlighet i høyeste skadekategori for overflate-VØK med høyeste utslag i hver måned. Sannsynligheten er gitt at en hendelse skjer, som har frekvens 1,14E-04. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med Equinors risikomatrise.

Skade-kategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Liten												
Moderat	2,2 %								4,8 %	4,4 %	9,4 %	
Alvorlig		1,0 %	1,2 %	1,0 %				6,6 %				1,6 %
Veldig alvorlig					1,1 %							
Stor						5,3 %	3,1 %					
Katastrofal												
VØK	Havhest	Havsule	Havsule	Lomvi	Lomvi	Havhest	Havhest	Havhest	Lomvi	Lomvi	Havsule	Havhest

Miljøriskoen for fisk, sjøpattedyr og kystnære sjøfugl er lav.

Det er ingen simuleringer som gir > 1 % larvetap, hverken for sild eller torsk og det er derfor ingen skade eller beregnet restitusjonstid på disse artene. Ved bruk av gyteområdedata er også alle larvetap under 1 % også vinterstid og det er ingen av områdene det er gyting i høstperioden.

Strandingssannsynligheten og mengdene er høye, men kysttypen i influensområdet er dominert av eksponert svabergskyst (ESI-klasse 1), som har god selvrensingsevne og kort restitusjonstid, sammenlignet med beskyttede områder, som det er mindre av i dette området. Det er en liten sannsynlighet (ca 2 %) t for moderat miljøskade på kyst av ESI-klasse 1. Risikonivået varierer lite gjennom året. For de mer beskyttede og sårbare strandtypene er sannsynligheten for berøring lav og gir ikke utslag i skade-kategorier.

Tabell 0-2 Sannsynlighet i høyeste skadekategori for strand VØK med høyeste utslag i hver måned (alle måneder ESI1 (Strandberg)). Sannsynligheten er gitt at en hendelse skjer, som har frekvens 1,14E-04. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med Equinors risikomatrise.

Skade-kategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Liten												
Moderat	2,1 %	2,3 %	2,7 %	3,2 %	2,7 %	2,4 %	2,6 %	2,8 %	3,1 %	3,3 %	2,4 %	2,4 %
Alvorlig												
Veldig alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
VØK	ESI 1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1

Miljørisiko er vist innplassert i Equinors risikomatrise, se Figur 0-1. Miljøriskoen for 35/10-7 S Toppand er innenfor Equinors toleransegrenser for alle VØK-er og sesonger. Matrisen viser innplassert miljørisiko for vintersesong (planlagt boreperiode).

	Sannsynlighet (%)	<0,001 %	0,001-0,01 %	0,01-0,1 %	0,1-1 %	1-5%	5-25%	25-50%	>50 %
	Frekvens	$10^{-6} - 10^{-5}$	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-4}-10^{-3}$	$10^{-3}-10^{-2}$	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	>0,5
Skadekategori	1 Ingen			V					
	2 Ubetydelig								
	3 Liten								
	4 Moderat	S							
	5 Alvorlig	O							
	6 Veldig alvorlig								
	7 Stor								
	8 Katastrofal								
	9 Ekstrem								

Figur 0-1 Oppsummert innplassering i Equinors risiko matrisen for vintersesongen, illustrert med høyeste skadekategori avd miljøskade (RDF) for høyest utslagsgivende overflateressurs (O) (havhest i Norskehavet) og strand (S) ESI-1. For vannsøyle-(fiske)ressurser er det meget lave utslag (V) og ingen beregnet RDF-verdi. Utslag over 1 % gitt hendelse er tatt med i oppsummert matrise

Oljevernberedskap:

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for letebrønn Røver Sør er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i Tabell 0-2. Det er satt krav til 4 havgående systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 24 timer.

Basert på antatt oljetype (Framolje) og en NEBA vurdering er det konkludert at dispergering er et velegnet tiltak for å minimalisere miljørisikoen gjennom hele året. Det er noe redusert miljøgevinst i mars og april da det er mest gyting i området, men den negative påvirkningen på gyteprodukt må da veies opp mot den positive effekten en dispergeringsaksjon vil ha for sjøfugl, samt hindre stranding. Dispergerbarhet til faktisk oljetype må verifiseres gjennom flasketest før man eventuelt igangsetter en dispergeringsaksjon. Værforhold vil også inngå i denne vurderingen.

For barriere 3 og 4 stilles det krav til en kapasitet tilsvarende 1 MOS Sweeper, 6 systemer i barriere 3 og 6 systemer i barriere 4 basert på antall berørte prioriterte områder med drivtid < 20 døgn, med responstid på 3 døgn som er korteste drivtid til land.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler med NOFO og Kystverket. Equinor vil fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 0-2 Krav til beredskap i hver barriere for letebrønn 31/1-3 Røver Sør

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	4 havgående systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 24 timer. Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering og overvåking.
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 1 MOS Sweeper, 6 systemer i barriere 3 og 6 systemer i barriere 4. Responstid for første system innen korteste drivtid til land, fullt utbygget barriere innen drivtid til NOFOs eksempelområder.
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Dette dokumentet omfatter miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønnen 31/1-3 Røver Sør. Formålet med miljørisikoanalysen er å kartlegge risikonivået for det ytre miljøet med hensyn til akutt oljeutslipp i forbindelse med den planlagte aktiviteten. Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge behovet for oljevernberedskap ved et større uhellsutslipp av olje eller kondensat. Analysen skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av beredskapsressurser. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av miljørisiko og beredskapsbehov som grunnlag for beredskapsetablering i forbindelse med aktiviteter som kan gi miljøforurensning som følge av akutte utslipp. Informasjon fra miljørisikoanalysen inngår som grunnlag i beredskapsanalysen.

Miljørisikoanalysen for Røver Sør er gjennomført som en referansebasert analyse, med utgangspunkt i analysen som ble gjennomført for letebrønn 35/10-7 Toppand i PL630 i 2020 [1]. Beredskapsanalysen for Røver Sør er basert på både resultater fra miljørisikoanalysen for Toppand, og beregninger av systembehov, responstider og NEBA-vurdering av oljeverntiltak spesifikt for letebrønnen Røver Sør.

1.2 Aktivitetsbeskrivelse

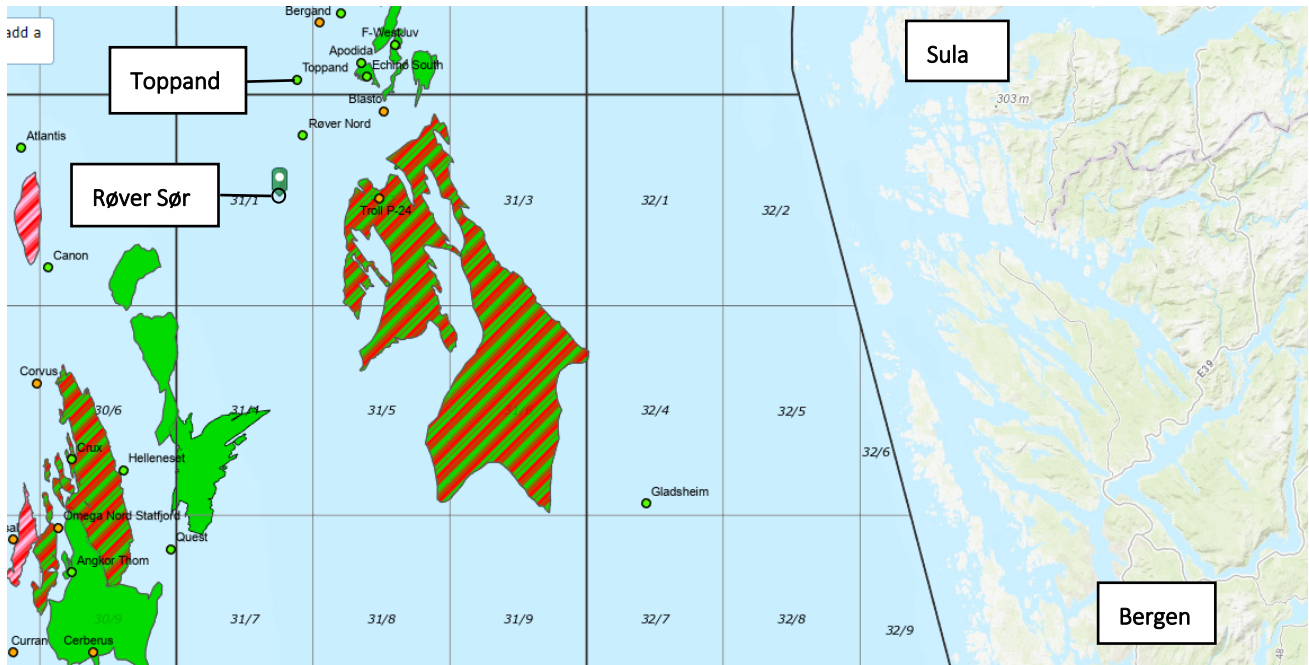
Boreoperasjonen for letebrønn Røver Sør har tentativ oppstart i Q3 2022. Røver Sør ligger i Nordsjøen (Figur 1-1). Vanddybden på lokasjon er 349 m og korteste avstand til land er 70 km til øygrupper i Solund kommune. Brønnen skal bores med den halvt nedsenkbare riggen Transocean Spitsbergen i et veletablert område med flere produserende felt preget av god geologisk kunnskap og forståelse.

Hovedformålet med letebrønn Røver Sør er påvise tilstedeværelse av reservoar og kommersielle volumer av hydrokarboner. Forventet fluid har tilsvarende egenskaper som Framolje.

Utblåsningssannsynlighet, utblåsningsrater og utblåsningsvarigheter for letebrønn Røver Sør er beskrevet i eget notat, se Appendiks A.

Tabell 1-1 Basisinformasjon for letebrønnen 31/1-3 Røver Sør

	Letebrønn 31/1-3 Røver Sør	
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	60° 52' 40.98"N, 003° 14' 48.02"E	
Vanddyb	349 m	
Borerigg	Transocean Spitsbergen	
Planlagt boreperiode	Q3 2021	
Sannsynlighet for utblåsning	1,03E-04	
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	T25/S75	
Vektet utblåsningsrate	Main bore: Overflate: 2558 m³/døgn Sjøbunn: 2435 m³/døgn Totalt vektet: 2500 m³/døgn	Sidetrack: Overflate: 3400 m³/døgn Sjøbunn: 3300 m³/døgn Totalt vektet: ~3300 m³/døgn
Oljetype (tetthet)	Framolje (809 kg/m³)	
Maksimal varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	56 døgn	



Figur 1-1 Lokasjon til letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Korteste avstand til land er 70 km til øyer i Solund kommune.

2 Miljørisikoanalyse

Formålet med miljørisikoanalysen er å identifisere hvilke miljøverdier som er utsatt for risiko fra den aktuelle boreoperasjonen. Videre er formålet å identifisere eventuelt behov for nye eller ytterligere risikoreduserende tiltak.

2.1 Metodikk

En fullstendig miljørisikoanalyse består av en sammenstilling av sannsynlighet for utslippshendelser og potensiell miljøskade relatert til disse. Oljedriftsmodeller gir innspill til beregning av skadeomfang på utvalgte Verdsatte Økologiske Komponenter (VØK'er) i influensområdet. Metodikk samt begrepsdefinisjoner er fullstendig beskrevet i Norsk olje og gass (NOROG) sin veiledning for miljørettede risikoanalyser med metodikken MIRA og ERA-Akutt.

I ERA Akutt beregnes det først bestandstap for sjøfugl/sjøpattedyr og larvetap for fisk, samt antall kilometer påvirket strandflora og -fauna som følge av overlapp med oljedriftsimuleringene. Deretter beregnes restitusjonstid som følge av en slik påvirkning og skaden oppsummeres med en ressurskedefaktor RDF (Resource Damage Factor). RDF er målt som tapte bestands-år for sjøfugl/sjøpattedyr og fisk og som tapte habitat-år (km-år) for strandflora og -fauna. RDF benyttes som mål for miljøskade i forbindelse med beregning og vurdering av miljørisiko. Kategorier av miljøskade benyttes til å presentere miljørisiko vha. risikomatriser. Nivået på miljøskaden i kombinasjon med sannsynligheten for at skaden kan inntreffe måles opp mot selskapets toleransekriterier for skade på ytre miljø. Skadekategorier benyttet i ERA Akutt er ubetydelig, liten, moderat, alvorlig, svært alvorlig, stor og katastrofal.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Miljørisikoanalysen for Røver Sør er gjennomført som en referansebasert analyse, med utgangspunkt i ERA Akutt-analysen som ble gjennomført for letebrønn 35/10-7 Toppand i PL630 i 2021 [1]. Dersom inngangsparametere i referanseanalysen tilsvarer eller dekker samme parametere for aktuell aktivitet (letebrønn Røver Sør i dette tilfelle) anses miljørisikoen beskrevet i referanseanalysen å beskrive miljørisikoen for denne aktiviteten. For å kunne vurdere om det kan brukes referansebasert tilnærming, er parametere i Tabell 2-1 gjennomgått. Der det er nødvendig med ytterligere forklaringer, er dette behandlet i egne delkapitler som oppgitt i tabellen.

Metodikk samt begrepsdefinisjoner er mer inngående beskrevet i Kapittel 4.2, 'Analysemetodikk' i miljørisikoanalysen for Toppand [2].

2.2 Gyldighet av referanseanalysen

Tabell 2-1 viser miljørisiko-relevante data for letebrønn Røver Sør sammenholdt med inngangsdata i miljørisikoanalysen for letebrønn Toppand, og det er for hver parameter vurdert hvorvidt analysen for Toppand er dekkende for å beskrive miljørisiko ved Røver Sør. Ytterligere beskrivelser og vurderinger av gyldighet knyttet til de ulike parametere er gitt i avsnittene under. Sentrale inngangsparametere for miljørisiko for letebrønn Røver Sør på utblåsningssannsynlighet, -rater og -varigheter er gitt i eget teknisk notat, se App A [3].

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 2-1 Miljørisiko-relevante data for Røver Sør sammenholdt med tilsvarende data i miljørisikoanalysen til Toppand

Parametre	Kriteriet	Letebrønn Røver Sør	Letebrønn Toppand	Vurdering av gyldighet
Geografisk lokasjon	< 50 km fra sammenlignet felt/operasjon			OK; Avstand 15 km Se kap 2.2.1
Avstand til land	Ikke vesentlig nærmere land	70 km	65	Ok, noe lengre avstand
Vanndyp	Tilsvarende	349 m	354 m	OK, tilsvarende
Type operasjon	Tilsvarende	Letebrønn, Halvt nedsenkbar flyterigg, Transocean Spitsbergen	Letebrønn, Halvt nedsenkbar flyterigg, DP, West Hercules	OK
Utslippssannsynlighet	Tilsvarende eller lavere	1,03E-4 x2 (main bore + side track)	1,14E-04	Se kap 2.2.2
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	Tilsvarende	25/75 (Ankring)	10/90 (DP)	Ok, da vektet rate og vektet varighet er lavere. Se kap 2.2.2
Oljetype (tetthet)	Tilsvarende, eller kortere levetid på sjø	Framolje (809 kg/m ³)	Framolje (809 kg/m ³)	OK Se kap 2.2.3
Vektet utblåsningsrate	Tilsvarende eller lavere	Main bore: Overflate: 2558 m ³ /døgn Sjøbunn: 2435 m ³ /døgn Totalt vektet: 2500 m ³ /døgn Sidetrack: Overflate: 3400 m ³ /døgn Sjøbunn: 3300 m ³ /døgn Totalt vektet: ~3300 m ³ /døgn	Overflate: 5951 m ³ /døgn Sjøbunn: 5883m ³ /døgn Totalt: ~5900 m ³ /døgn	Ok Se kap 2.2.4
Vektet varighet (døgn)	Tilsvarende eller lavere	10 overflate 13 sjøbunn Vektet varighet: 12,25	5,88 overflate 13,36 sjøbunn Vektet varighet: 12,6	Ok Se kap 2.2.5
Maksimal varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	Tilsvarende eller lavere	56 døgn	56 døgn	Ok Se kap 2.2.5
Årstid		Tentativt boretidspunkt Q3 2022)	Helårs analyse	OK Se kap 2.2.6
Modellverktøy	Lik eller nyere enn Oscar MEMW 7.01		MEMW 11.0.1	Ok
VØK datasett	Siste oppdaterte	Seatrack 2021 Kolonidatasett 2021	Seatrack 2021 Kolonidatasett 2021	Ok Se kap 2.2.7
Akseptkriterier		RM100-matrise	RM100-matrise	OK
Miljørisiko			Innenfor Equinors toleransegrenser for alle VØK-er og sesonger	Ok

2.2.1 Geografisk lokasjon

Lokasjon for letebrønn Røver Sør er i Nordsjøen, 70 km vest av øygrupper i Solund kommune. (Figur 1-1) Vanndybden på lokasjon er ~350 m. Posisjonen til referansebrønnen Toppand er 15 km mot norvest, og noe nærmere land.

- Det er vurdert at Røver Sør ligger innenfor det geografiske gyldighetsområde til miljørisikoanalysen til Toppand.

2.2.2 Type operasjon og utslippssannsynlighet

Letebrønnen er planlagt boret med Transocean Spitsbergen, som er en halvt nedsenkbar flyterigg som vil bli holdt på plass ved ankring. BOP vil plasseres på havbunnen. Boreoperasjonen på Røver Sør er planlagt som en main bore, og deretter boring av side track dersom funn av hydrokarboner i reservoaret. Røver Sør vil ha en samlet utblåsningsfrekvens på $2,06E-04$, som er et resultat av frekvens for main bore; $1,03E-04$, og sidetrack; $1,03E-04$.

Sannsynligheten for utblåsning fordelt på utslippspunkt er satt til 25 % for overflateutblåsning og 75 % for sjøbunnsutblåsning. I miljørisikoanalysen for letebrønn Toppand ble en utblåsningsfrekvens på $1,16E-04$ benyttet, med overflate/havbunn på fordeling 10% for overflateutblåsning og 90 % for sjøbunnsutblåsning. Andelen utslippspunkt overflate er høyere på letebrønnen Røver Sør, men da både vektet varighet og vektet rate er lavere enn referansebrønnen Toppand, anses miljørisikoanalysen som dekkende.

Selv om den kombinerte utblåsningsfrekvensen på Røver Sør gir en dobling av frekvens, er likevel skadepotensialet likt, og man holder seg i samme sannsynlighetskategori i Equinor's risikomatrise.

- Letebrønn Røver Sør har tilsvarende frekvens på main bore og side track som frekvensen benyttet i letebrønn Toppand analysen. Boreoperasjonen og sannsynlighet for utblåsning fordelt på utslippspunkt er sammenlignbare. Miljørisikoanalysen for Toppand anses derfor dekkende.

2.2.3 Oljetype

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende potensielle miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det forventes å finne flytende hydrokarboner i letebrønnen Røver Sør, og det er valgt å benytte Framolje som referanseolje basert på reservoarkjennskap. Framolje ble også benyttet som modellolje i miljørisikoanalysen for Toppand. Boring av Toppand i 2020 ga funn av olje.

- Miljørisikoanalysen for Toppand er derfor dekkende med hensyn til oljetype.

2.2.3.1 Informasjon om oljetypen

Fram-olje har et middels voks- og asfalteninnhold sammenliknet med andre råoljer på norsk sokkel. De lette komponentene av oljen fordamper lett ved et oljeutslipp til havs. Denne høye fordampningsraten medfører at det relative innholdet av voks og asfalten vil øke raskt i starten av et oljeutslipp. Fram har lang levetid på sjøen på grunn av hurtig vannopptak og høy viskositet, men ved røffe værforhold (15 m/s vind) forventes oljen å forsvinne fra overflaten etter 2 dager. Forvitringsstudien er gjennomført for to temperaturer, 5 og 13 °C [4]. Dette er realistiske temperaturer også for 31/1-3 Røver Sør-lokasjonen.

Tabell 2-2 Nøkkelegenskaper for Framolje

Parameter	Framolje (2013)
Oljetetthet (kg/m ³)	809
Maksimalt vanninnhold (vol %)	80
Voksinnhold (vekt %)	5,3
Asfalten-innhold (harde) (vekt %)	0,11
Viskositet, fersk olje (13 °C) (cP)	69

2.2.4 Utblåsningsrater og -varigheter

For 31/1-3 Røver Sør er det beregnet en vektet rate på 2500 m³/d for hovedløp (main bore), og 3300 m³/d for sidetrack. Vektet rate for side track er benyttet til dimensjonering av beredskap mot akutt forurensning. Dette er lavere rater enn det som er tilfelle i referanseanalysen; Toppand hadde en vektet rate på 5600 Sm³/d.

- Lavere rate på 31/1-3 Røver Sør vil si at oljedriften til referansebrønnen er dekkende, og konservativ for 31/1-3 Røver Sør.

2.2.5 Utblåsningsvarighet

En utblåsning vil kunne stoppes på ulike vis, enten ved at brønnen kollapse av seg selv (reservoarstrukturen kollapse rundt brønnen, debris plugges brønnen eller ved endrede fluidegenskaper som følge av vann og oljekoning) eller ved at brønnen drepes. Dreping av brønnen kan skje ved bruk av Blow Out Preventer (BOP), capping eller avstengningsanordning på brønnhodet. Hvis ingen av disse tiltakene lykkes, vil en starte arbeidet med å bore en avlastningsbrønn. Varigheten av en potensiell utblåsning er beregnet og dokumentert ved hjelp av sannsynlighet for ulike varigheter gitt en utblåsning [3]. Tid for boring av avlastningsbrønn er basert på operasjonelle og brønnsesifikke forhold og inkluderer tid til avgjørelser, mobilisering av rigg, transitt, oppankring, boring, geomagnetisk styring og dreping av brønnen. Tid til boring av avlastningsbrønn er basert på vurderinger fra prosjektet.

- For Røver Sør er maksimal utblåsningsvarighet beregnet til 56 døgn, som er tilsvarende det som ble beregnet for Toppand (56 døgn), og dermed er referanseanalysen dekkende.

2.2.6 Årstid

- Miljørisikoanalysen og oljedriftsimuleringer for Toppand er gjennomført som en helårlig analyse og vil være dekkende for letebrønnen Røver Sør hele året. Letebrønn Røver Sør er planlagt boret i Q3 2022.

2.2.7 Beskrivelse av miljøressurser

En detaljert beskrivelse av VØKene og også komplette figurer på sannsynlighet for skadepotensiale for alle utvalgte VØKene finnes i miljørisikoanalysen for Toppand [1]. Det er ikke vesentlige endringer i datagrunnlaget for pelagisk sjøfugl, kystnær sjøfugl, sjøpattedyr, strandhabitat og fisk. Det er brukt nyeste datasett på sjøfugl fra SEAPOP og SEATRACK.

- Beskrivelsene og resultatene for miljøressursene i analysen for Toppand er vurdert å være dekkende for boring av Røver Sør i 2022.

2.3 Resultater oljedrift

Det er gjennomført simuleringer av overflate- og sjøbunnsutblåsninger med grupperte rater og varigheter [1] (Se tabell App B). I figurene under vises influensområdene gitt utblåsning under boring som totalstatistikk for hver av de fire sesongene.

2.3.1 Influensområde overflate

Beregning av bestandstap på overflateressurser benytter dekningsgraden av olje over en grenseverdi på 2 μm filmtykkelse for sjøfugl og sjøpattedyr. Influensområdene på overflaten vises derfor som området med mer enn 5 % sannsynlighet for at filmtykkelsen overskrider 2 μm (rosa fargeskala i Figur 2-1). Sannsynligheten indikerer om simuleringene treffer ruta og kan gi bestandstap.

2.3.2 Influensområde vannsøyle

Influensområde over olje i vannsøylen vises som sannsynlighet for at den maksimale tidsmidlede total hydrokarbonkonsentrasjonen (THC i ppb) i de øvre vannlagene, overstiger 58 ppb i en 10 x10 km rute. Resultatene for hver sesong er vist i Figur 2-2. 58 ppb THC gir 5 % dødelighet i dose-respons kurven som brukes til beregning av tap av egg og larver i ERA Acute.

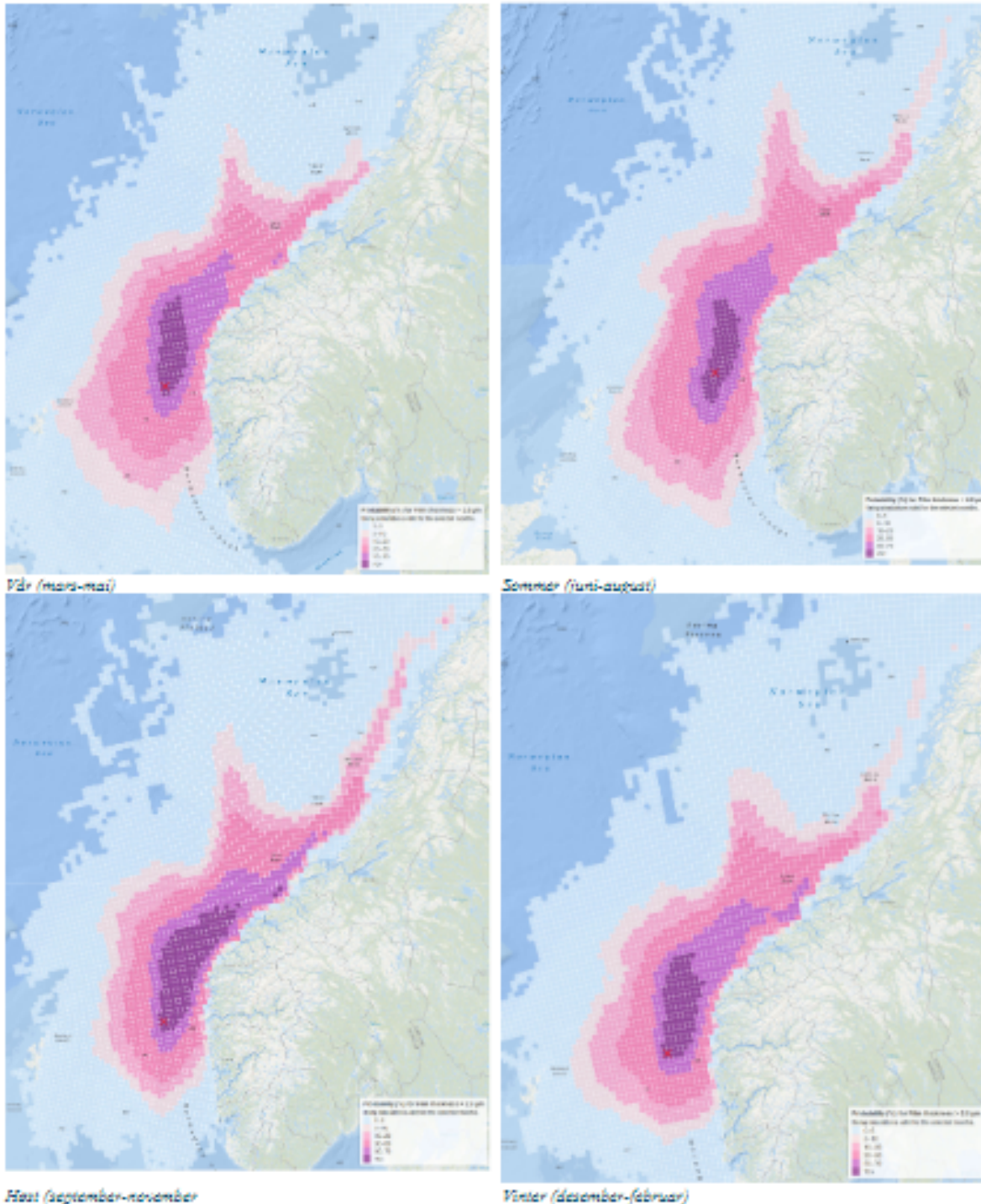
2.3.3 Influensområde strand

Influensområdet for strand er vist i Figur 2-3. Persentilverdier for strandingsmengder og drivtider til land er vist i avsnitt 3.4 og Tabell 3-5. Stranding er mest sannsynlig i områdene langs kysten fra Bergen til Trøndelag. Mens strandingssannsynligheten er høyere vinterstid er de strandede mengdene høyere sommerstid, i tråd med værforholdene og Fram-oljens egenskaper (uten effekt av oljevernberedskap).

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

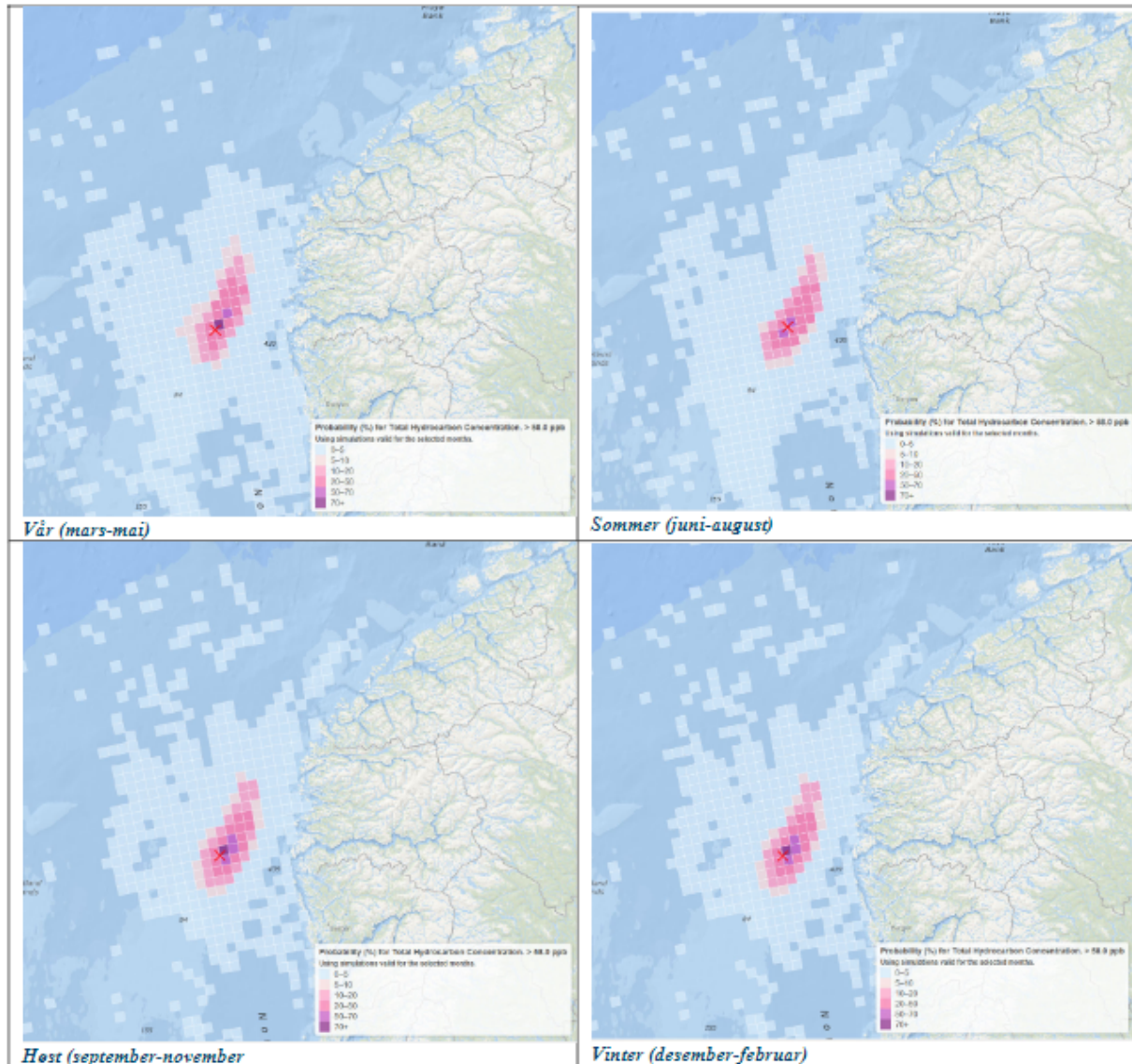


Figur 2-1 Influensområdet på overflaten vist som sannsynlighet for at det er > 2 µm filmtykkelse i en 10x10 km rute. 2 µm er terskelfilmtykkelse for skade på sjøfugl og marine pattedyr. Utslippslokasjonen er markert ved et rødt kryss. 0-5 % er utenfor influensområdet. Siden det er samme oljetype og ratene til Røver Sør er lavere enn for Toppand, så forventes samme eller litt mindre influensområde for Røver Sør. Oljemengdene anslås som mindre gitt at ratene er betydelig lavere for Røver Sør.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

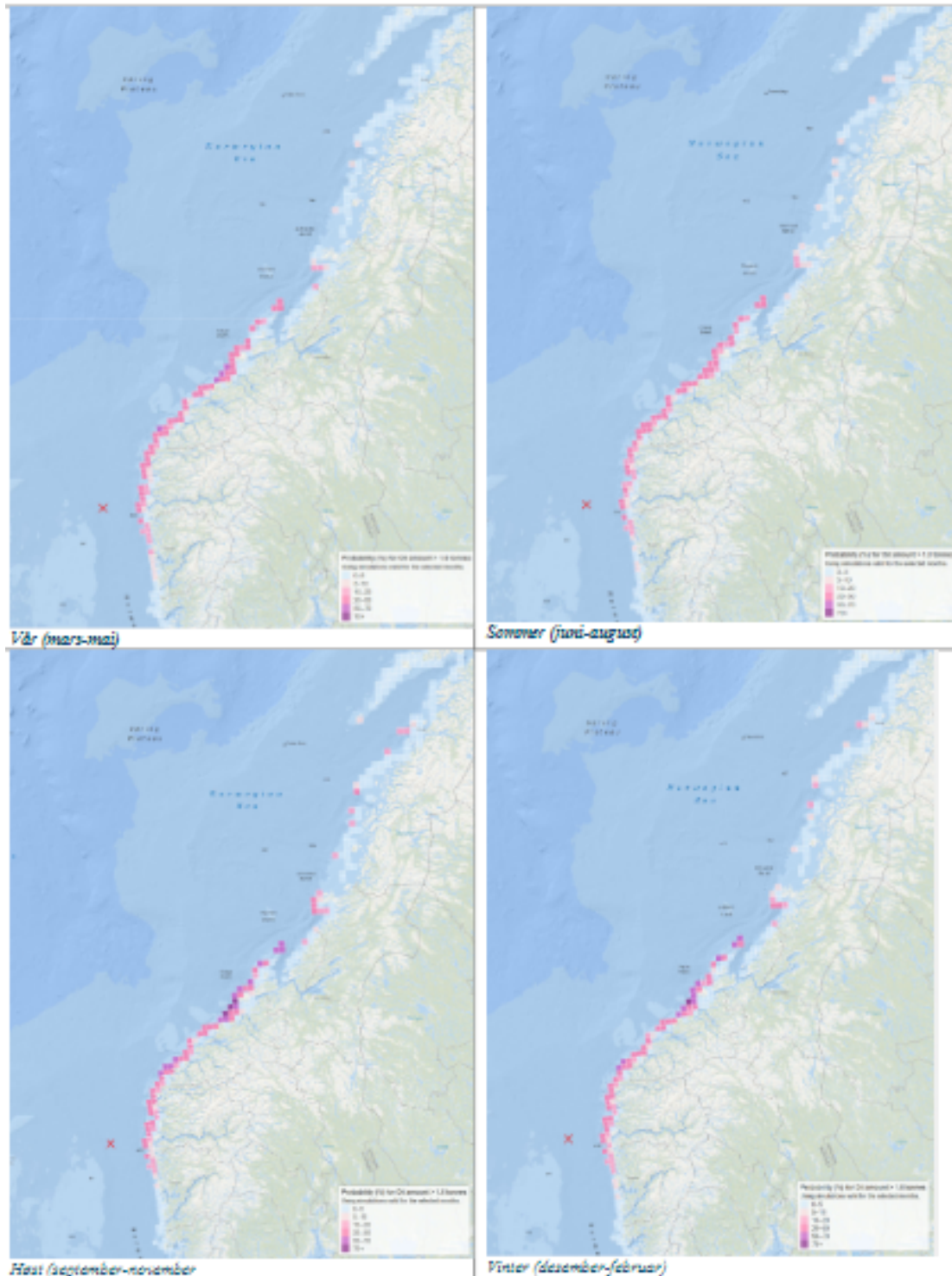


Figur 2-2 Sannsynlighet for at maksimal tidsmidlet THC-konsentrasjon (THC) > 58 ppb i vannsøylen vedtap av brønnkontroll for sesongene sommer (venstre) og vinter(høyre). (Totalstatistikk med bidrag fra alle scenarier iht. sannsynlighetsfordelingen for hver sesong). 58 ppb gir 5 % dødelighet i SSD-kurven som brukes i ERA Acute. Utslippslokasjonen er markert ved et rødt kryss. Konsentrasjonen anslås som mindre gitt at ratene er betydelig lavere for Røver Sør.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Figur 2-3 Treffsannsynlighet av mer enn 1 tonn på strand i en 10 x 10 km rute, ved tap av brønnkontroll under boring, for sesongene sommer (venstre), vinter (høyre). (Totalstatistikken med bidrag fra alle scenarier iht. sannsynlighetsfordelingen for hver sesong). Utslippslokasjonen er markert ved et rødt kryss.

2.4 Resultater fra analysen av miljørisiko

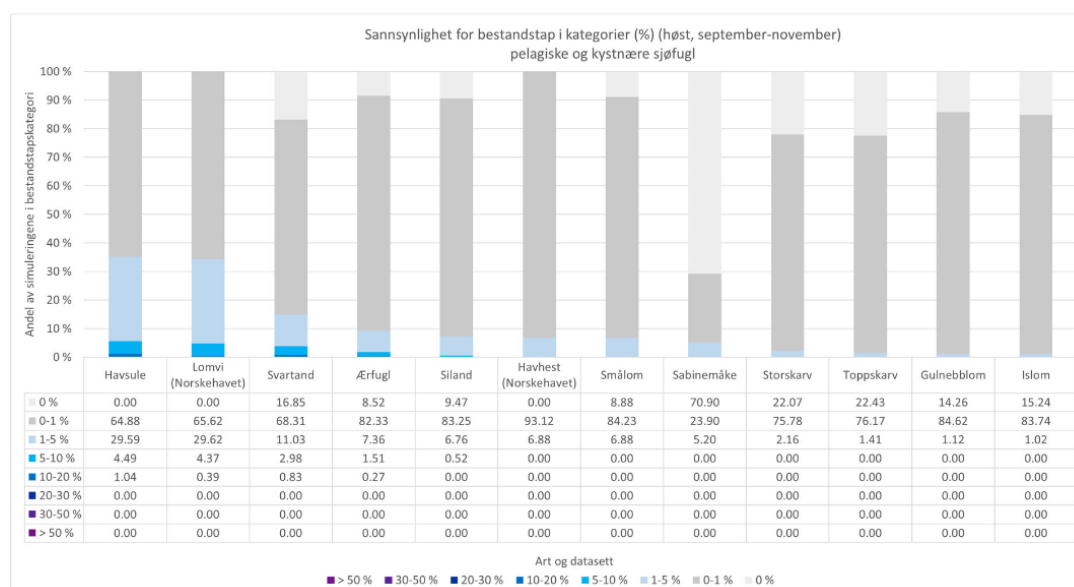
Miljørisikoen beskrevet under gjelder for letebrønn Toppand. Det vil være lavere konsekvenspotensiale for Røver Sør grunnet betydelig lavere rater. Beskrivelsene under vil være konservativ for letebrønn Røver Sør.

2.4.1 Miljørisiko for pelagisk sjøfugl

Aktiviteten har tentativ oppstart i Q3, og boring i oljeførende lag vil sammenfalle med høstsesongen. Detaljerte resultater er produsert for fire sesonger, og alle figurer og tabeller med bestandstapsfordeling, sannsynligheter i RDF-skadekategorier og populasjonstapsskilt er tilgjengelige i miljørisikoanalysen for Toppand [1]. For arter med høyeste utslag i hver sesong er også gjennomsnittlige og maksimale bestandstap vist for hver måned for å vise forandring i risiko gjennom sesongen. I de følgende avsnitt er data for høstsesongen (sept – okt – nov) vist for sjøfugl.

Generelt er bestandstapene lavere i høstsesongen enn i hekkeperioden, både i åpent hav og kystnært og det er færre arter med sannsynlighet for bestandstap > 1%. Sannsynligheten for høyere bestandstap synker også i høst og vintersesongen. Miljørisikoen om høsten er dermed lavere enn om sommeren. Figur 2-4 viser utslagene i bestandstapsskadekategorier for alle arter av sjøfugl som har mer enn 1 % sannsynlighet for bestandstap > 1 % i denne perioden. Kystnært samles svartand og ærfugl i store flokker for overvintring, og er artene som slår høyest ut kystnært, men likevel med lav risiko. Lomvi (Norskehav-bestanden), samt havsule har de høyeste sannsynlighetene for bestandstap av de pelagiske artene. Sannsynligheter er gitt i tabellen under Figur 2-5 for artene med > 1 % sannsynlighet for > 1 % bestandstap.

Målt som ressurskedefaktor (RDF) i skadekategorier er det lomvi som har utslag i skadekategori Alvorlig som høyeste kategori gitt at en utblåsning skjer, men sannsynligheten er meget lav (0,4 %). Sannsynligheten er 3,5% for at skaden er i kategori Moderat på lomvi i Norskehavet, og 2,9 % for havsule i samme kategori. For svartand er sannsynligheten 1,5 % i Moderat og bare noen få simuleringer gir skade i kategori Alvorlig (0,04 %). For ærfugl er det 4,5 % sannsynlighet for at skaden er i Moderat som høyeste kategori > 1 % sannsynlighet. Alle sannsynligheter er gitt dersom utblåsning skjer.

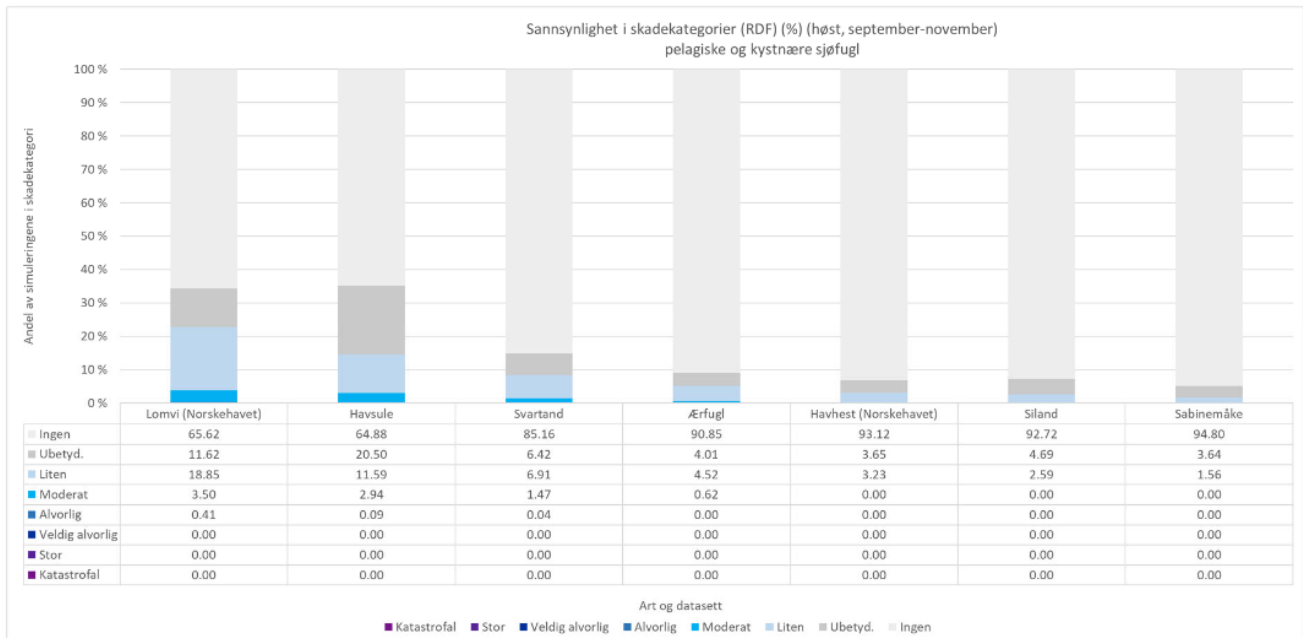


Figur 2-4. Bestandstapsfordeling for sjøfuglarter (høst, september-november). Alle arter i åpent hav og kystnært med > 1 % sannsynlighet for > 1 % bestandstap er tatt med.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Figur 2-5. Sannsynligheter i RDF-skadekategorier for sjøfuglarter (høst, september-november). Alle arter i åpent hav og kystnært med > 1 % sannsynlighet i skadekategori Liten eller høyere er tatt med.

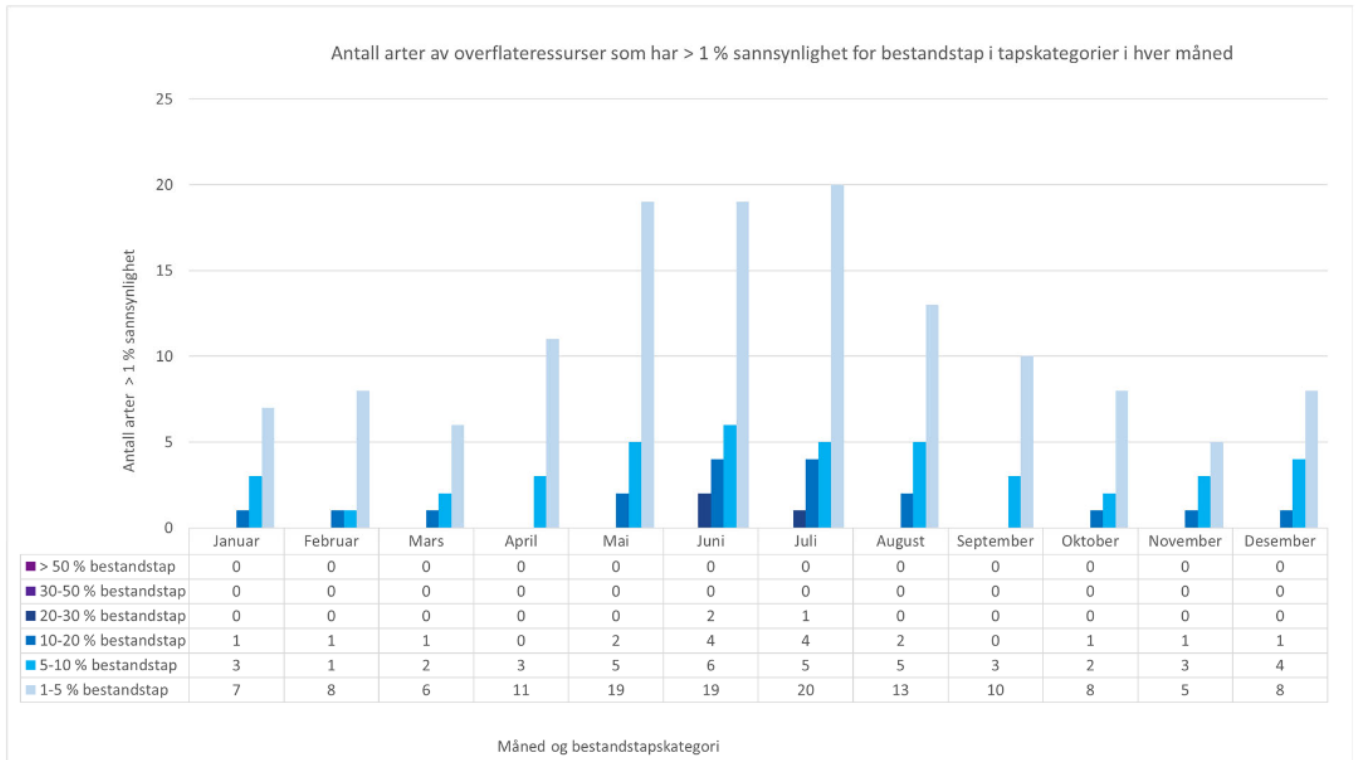
2.4.2 Antall arter med utslag i skadekategoriene hver måned

Figur 2-6 viser hvordan antallet arter med utslag i miljørisiko i hver av bestandstapskategoriene varierer mellom månedene i året. Antallet arter med >1 % sannsynlighet for tap i bestandstapskategorier over 1 % tap er tatt med. Figuren viser hvordan både *antallet* arter som har bestandstap > 1 % øker i sommermånedene, samt antallet arter med > 1 % sannsynlighet for at bestandstapene er i *høyere tapsekategorier*. Høst- og vintermånedene har lavere antall arter med > 1 % sannsynlighet for bestandstap i alle kategorier som gir utslag i miljørisiko enn mai-august.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Figur 2-6. Antall arter som har >1 % sannsynlighet for bestandstap i tapskategorier hver måned. Figuren leses slik: I januar er det 7 arter med > 1 % sannsynlighet for 1-5 % bestandstap. 3 arter har > 1 % sannsynlighet for 5-10 % bestandstap, osv. Sannsynligheter < 1 % er ikke tatt med.

2.4.3 Miljørisiko marine pattedyr

For bestandene av kystsel (havert (Sør for Stad) og steinkobbe (Rogaland-Lopphavet) i Midt-Norge er det meget små bestandstap, og ingen simuleringer med bestandstap > 1 %.

2.4.4 Miljørisiko for fiskeressurser

2.4.4.1 Beste-praksis-data for silde- og torskelarver

Det er meget lite overlap mellom THC-konsentrasjoner og utbredelsesdataene av larver av sild og torsk som er utarbeidet som en del av Beste Praksisarbeidet. Disse to artene har flere års larveutbredelser som separate datasett. For høst (sept-nov) og vinter (des-februar) gir ingen simuleringer larvetap > 0%.

For utfyllende figurer og tabeller, se miljørisikoanalysen for Toppand [1].

2.4.4.2 Tilrettelagte gyteområder fra Havforskningsinstituttet

Disse datasettene har ikke fordeling av tetthet innenfor gyteområdene. I foreliggende analyse er alle artene analysert ved hjelp av THC-konsentrasjoner og standard ERA Acute dose - respons kurve der THC-konsentrasjon = 58 ppb gir 5 % dødelighet og 193 ppb gir 50 % dødelighet (kontinuerlig skadefunksjon iht. dagens beste praksis for ERA Acute). [5].

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Larvetapene er meget lave, og forventes ikke å ha effekt på rekruttering til gytebestand, og gir ikke utslag i skadekategorier etter RDF.

Sommer (juni-aug.) og høst (sept.-nov.): Ingen simuleringer med larvetap > 0 % for artene med tilrettelagte datasett.

2.4.5 Miljørisiko for strand

Området med høyest sannsynlighet for stranding er preget av svabergskyst. Det er kun ESI-klasse 1 (bølgeeksponert svaberg) som har sannsynlighet > 1 % for skade på > 1 km strand for invertebrater. I øvrige strandtypeklasser er det kun få simuleringer som gir utslag i klasse ESI 4 (sandstrand), ESI6 (steinstrand/blokkstrand) og ESI 8 (beskyttet strandberg), for alle strandtypene er sannsynligheten for skade på > 1 km strand < 0,5 %. For floraressurser er det ingen utslag i noen sesonger.

Tabell 2-3 Sannsynlighet for skade i km-kategorier av strandtyper (ESI 1 – bølgeeksponert strandberg).

ESI-klasse	Sesong	Sannsynlighet (%) for skade i lengdekategorier (km)							
		0 km	0-1 km	1-50 km	50-250 km	250-500 km	500-1000 km	1000-2000 km	> 2000 km
ESI 1 (bølgeeksponert strandberg)	Vinter	86,7	0	0,0	11,9	0,3	1,1	0	0
	Vår	86,5	0	0,0	11,5	0,6	1,3	0	0
	Sommer	87,9	0	0,0	10,4	0,4	1,4	0	0
	Høst	85,1	0	0,0	12,8	0,5	1,5	0	0
ESI-klasse	Sesong	Sannsynlighet (%) for skade i RDF skadekategorier (km-år)							
		Ingen	Ubetyd.	Liten	Moderat	Alvorlig	Veldig alvorlig	Stor	Katastrofal
ESI 1 (bølgeeksponert strandberg)	Vinter	86,7	0	11,9	1,4	0	0	0	0
	Vår	86,5	0	11,5	1,9	0	0	0	0
	Sommer	87,9	0	10,4	1,8	0	0	0	0
	Høst	85,1	0	12,8	2,1	0	0	0	0

2.5 Oppsummering og konklusjon av miljørisiko

Konsekvensene av en utblåsning under boring av letebrønn 31/1-3 Røver Sør vil variere for de ulike artene.

Aktivitetsperioden er tentativt planlagt Q3 2022 og utover, og boring i oljeførende lag vil dermed overlappe primært med høstsesongen. Miljørisiko er moderat til lav høst- og vinterstid, der sjøfugl slår ut med høyest miljørisiko utslag, men antallet sjøfuglarter som berøres vil være lavere enn i hekkesesongen.

Det er mindre forekomst av strandtypene som er de mest sensitive, og miljørisiko på strand blir derfor lav totalt sett.

Scenariet som bidrar mest til total miljørisiko er sjøbunnsutslipp med høyeste rate og lengste varighet, som har høyere frekvens enn tilsvarende overflateutslipp.

Samlet for de pelagiske artene av sjøfugl, kommer potensielle bestandstap i åpne havområder og kystnært som omfatter deler av området som er foreslått som SVO Kystsonen Norskehavet Sør [6] og som representerer høy miljøverdi og viktighet for en rekke arter og biologisk produktivitet. Området er derfor viktig for biodiversitet, og selv om de individuelle bestandstapene for hver art er lave i de fleste simuleringene, er området preget av høy artsrikdom, også i vinterhalvåret. Vinterhalvåret som aktivitetsperiode (sept-feb), før hekking og før pelagiske stadier av tobislarver spres i vannmassene vil være gunstig boreperiode i dette området med tanke på miljørisiko for naturressurser.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

2.5.1 Høyeste utslag per måned.

Tabell 2-5 viser sannsynligheten for skade i den alvorligste skadekategorien for den overflate-VØK som hadde det høyeste utslaget for hver måned. I juni og juli er miljørisikoen i gul risikokategori med utslag i skadekategori Stor, iht. Equinors risikomatrikse. Havhest er eneste arten som havner i gul risikokategori i disse månedene. I boreperioden høst og vinter er miljørisiko i grønn kategori, men viser at miljørisiko er lavest ved tidligst mulig borestart om høsten (Q3).

Tabell 2-6 viser tilsvarende for strandressurser som viser en lav sannsynlighet for moderat miljøskade på strandberg i alle måneder.

Tabell 2-5 Sannsynlighet i høyeste skadekategori for overflate-VØK med høyeste utslag i hver måned. Sannsynligheten er gitt at en hendelse skjer, som har frekvens $1,14E-04$. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med Equinors risikomatrikse.

Skade-kategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Liten												
Moderat	2,2 %								4,8 %	4,4 %	9,4 %	
Alvorlig		1,0 %	1,2 %	1,0 %				6,6 %				1,6 %
Veldig alvorlig					1,1 %							
Stor						5,3 %	3,1 %					
Katastrofal												
VØK	Havhest	Havsule	Havsule	Lomvi	Lomvi	Havhest	Havhest	Havhest	Lomvi	Lomvi	Havsule	Havhest

Tabell 2-6 Sannsynlighet i høyeste skadekategori for strand VØK med høyeste utslag i hver måned (alle måneder ESI1 (Strandberg)). Sannsynligheten er gitt at en hendelse skjer, som har frekvens $1,14E-04$. Rutene er fargelagt for å angi sammenheng med Equinors risikomatrikse.

Skade-kategori	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Liten												
Moderat	2,1 %	2,3 %	2,7 %	3,2 %	2,7 %	2,4 %	2,6 %	2,8 %	3,1 %	3,3 %	2,4 %	2,4 %
Alvorlig												
Veldig alvorlig												
Stor												
Katastrofal												
VØK	ESI 1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1	ESI1

Oppsummerende risikomatrikse er vist i Figur 2-7 for aktiviteten. Siden aktiviteten er en leteboring, er utvalg av sesong som passer med aktiviteten mest relevant. For hvert kompartiment (overflate, strand og vannsøyle) velges den ressursen med det høyeste skadeutslaget i den av de to relevante sesongene for denne aktiviteten, og sesongen velges som har høyest miljørisiko. For sjøfugl er dette havhest i Norskehavet i vintersesongen som har høyest utslag og for strand er det Strandberg (ESI1) i høstperioden som slår høyest ut. I vannsøylen ble det ikke målt >1% egg- eller larvetap i noen av simuleringene (samtlige scenarier) vinterstid. Om høsten er det ikke gyting blant artene som var med i analysen.

Til den oppsummerende miljørisikomatriksen i Figur 2-7 tas utslag med sannsynlighet < 1 % ut, gitt en hendelse. Tabell 7-6 viser at miljørisikoen på (sjø)overflate (O), strand (S) og i vannsøyle (V) (høst og) vinter ligger i grønn miljørisiko-kategori.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

	Sannsynlighet (%)	<0,001 %	0,001-0,01 %	0,01-0,1%	0,1-1 %	1-5%	5-25%	25-50%	>50 %
	Frekvens	$10^{-6} - 10^{-5}$	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-4}-10^{-3}$	$10^{-3}-10^{-2}$	0,01-0,05	0,05-0,25	0,25-0,5	>0,5
Skadekategori	1 Ingen			V					
	2 Ubetydelig								
	3 Liten								
	4 Moderat	S							
	5 Alvorlig	O							
	6 Veldig alvorlig								
	7 Stor								
	8 Katastrofal								
	9 Ekstrem								

Figur 2-7 Innplassering i Equinors risikomatrixe av høyest utslagsgivende overflateressurs (O) (havhest i Norskehavet), strand (S) ESI-1 i vintersesongen. For vannsøyle-(fiske)ressurser er det meget lave utslag (V) og ingen beregnet RDF-verdi. Utslag over 1 % gitt hendelse er tatt med i oppsummert matrise

3 Beredskapsanalyse

Foreliggende beredskapsanalyse er utarbeidet for letebrønn 31/1-3 Røver Sør i Nordsjøen. Beredskapsanalysen er utført i henhold til Equinor's grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser [7] og NOFOs planverk [8]. Det henvises til begge kilder for en grundig beskrivelse av metode, forutsetninger og ytelseskrav.

3.1 Utslippsscenarioer

Utslippsscenario	Oljetype	Referanse – bakgrunn for rate/volum
Utblåsning – 3300 m ³ /døgn	Framolje	Vektet utblåsningsrate for letebrønn 31/1-3 Røver Sør [3]
Middels utslipp – 2000 m ³ punktutslipp	Framolje	Eksempelvis lekkasje fra brønn
Mindre utslipp – 100 m ³ punktutslipp	Framolje	Eksempelvis lekkasje fra brønn
Mindre punktutslipp av lette produkter	Kondensat eller andre petroleumsprodukter som danner tynn oljefilm	Eksempelvis lekkasje fra dieseltank, hydraulikksystem

gir oversikt over utslippsscenarioer som er lagt til grunn for beredskapsanalysen for letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Beredskapsbehov er beregnet for disse utslippsscenarioene.

Tabell 3-1 Utslippsscenarioer for letebrønn 31/1-3 Røver Sør.

Utslippsscenario	Oljetype	Referanse – bakgrunn for rate/volum
Utblåsning – 3300 m ³ /døgn	Framolje	Vektet utblåsningsrate for letebrønn 31/1-3 Røver Sør [3]
Middels utslipp – 2000 m ³ punktutslipp	Framolje	Eksempelvis lekkasje fra brønn
Mindre utslipp – 100 m ³ punktutslipp	Framolje	Eksempelvis lekkasje fra brønn
Mindre punktutslipp av lette produkter	Kondensat eller andre petroleumsprodukter som danner tynn oljefilm	Eksempelvis lekkasje fra dieseltank, hydraulikksystem

3.2 Oljens egenskaper

Både levetid til olje på sjø, grad av nedblanding i vannmassene og de tilhørende miljøeffektene vil avhenge av oljetype. Det samme gjelder egnetheten til og effekten av ulike typer oljevernberedskap (mekanisk og kjemisk bekjempelse).

Forventet fluid er olje med tilsvarende egenskaper som Framolje. Det er gjennomført en forvittringsstudie av Framolje av SINTEF i 2013 [4].

Forvittringsegenskaper for Fram-olje ved ulike vindstyrker og temperaturer er angitt i Tabell 2-2. Vintertemperatur er satt til 5°C og sommertemperatur til 15°C [3]. I analysen brukes en gjennomsnittlig vindhastighet på 10 m/s på vinteren og 5 m/s på sommeren.

Fram olje har et middels voks- og asfalteninnhold sammenliknet med andre råoljer på norsk sokkel. De lette komponentene av oljen fordampes lett ved et oljeutslipp til havs. Denne høye fordampningsraten medfører at det relative innholdet av voks og asfalter vil øke raskt i starten av et oljeutslipp. Fram har lang levetid på sjøen på grunn av hurtig vannopptak og høy viskositet, men ved røffe værforhold (15 m/s vind) forventes oljen å forsvinne fra overflaten etter 2 dager. Ytterligere informasjon om Framoljen er gitt i kapittel 2.

Tabell 3-2 Forvittringsegenskaper til Framolje ved 2 og 12 timer, ved vinter- og sommerforhold [8].

Timer	Framolje	VINTER 5°C 10 m/s vind	SOMMER 15°C 5 m/s vind
2 timer	Fordampning (%)	16 %	14 %
	Nedblanding (%)	4 %	0 %
	Vanninnhold (%)	49 %	35 %
	Viskositet av emulsjon (cP)	1610	583
	Gjenværende emulsjon på overflaten (%)	156 %	131 %
12 timer	Fordampning (%)	22 %	21 %
	Nedblanding (%)	18 %	1 %
	Vanninnhold (%)	67 %	72 %
	Viskositet av emulsjon (cP)	4610	2020
	Gjenværende emulsjon på overflaten (%)	180 %	281 %

3.2.1 Flammepunkt

Når flammepunktet til en olje er lavere enn sjøtemperaturen vil det være fare for brann og eksplosjon ved en eventuell oljevernaksjon. For Framolje er det ingen forventet brann- eller eksplosjonsfare ved havoverflaten siden flammepunktet vil være over sjøtemperatur umiddelbart etter et utslipp, også ved rolige sjøforhold.

Merk at enkelte fartøy er ikke klassifiserte for å frakte olje med flammepunkt lavere enn 60 grader. Framoljen antas å nå denne grensen etter ca 9 timer på åpen sjø ved vindstyrke på 2-5 m/s ved sommerforhold, og etter 24 t ved vinterforhold. Det er derfor viktig at beredskapsfartøy har utstyr for å måle gass om bord, og tar hensyn til vindretning når de nærmer seg et oljeflak for å redusere faren for brann og eksplosjon.

Tabell 3-2 oppsummerer eksplosjonsfare av Framolje ved definerte vinter- og sommerforhold.

3.2.2 Oljens egenskaper ved mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering

Risikoen for lekkasje av olje/emulsjon under lensen øker ved viskositeter under 1000 cP, og denne grensen er derved lagt inn i figur for nøkkelegenskaper (Tabell 3-3). Man kan opprettholde en relativt høy opptakskapasitet ved lavere

viskositet enn dette, blant annet ved å redusere hastigheten til linsen gjennom vannet. Laveste viskositet som er mulig å samle opp er satt til 250 cP [9]. Framolje passerer denne grensen umiddelbart ved alle vindhastigheter.

Frams emulsjoner vil ha viskositeter over 1000 cP etter 3 timer ved vinterforhold og etter 6 timer ved sommerforhold ved vindforhold med 2 m/s. Ved høyere vindstyrker vil denne grensen nås i løpet av betraktelig kortere tid.

Når viskositeten er over 15-20 000 cP vil det kunne være behov for skimmer for høyviskøse oljer. Økende viskositet på grunn av forvitring gjør at oljen etter 5 døgn vil ha viskositeter på henholdsvis 6000-8000 cP og 4000-6000 cP ved vinter- og sommerforhold. Det er derfor ikke behov for høyviskositetsskimmer på 31/1-3 Røver Sør.

Oljens egenskaper tilsier at man kan forvente en redusert effektivitet ved kjemisk dispergering av oljen både under sommer og vinterforhold (se tabell 3-3), men resultater fra forvitringsstudiet av Framoljen indikerer at det er potensiale for økt effektivitet av kjemisk dispergering av oljen ved høyere sjø, tilførsel av mekanisk energi eller bruk av høyere doseringshastighet og/eller gjentatt dispergeringspåføring. Ved et utslipp skal alltid dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

3.2.3 Oljens egenskaper ved mekanisk dispergering

Mekanisk dispergering ved vannspyling med brannslange og/eller fartøyspropeller er en mulig bekjempelsesmetode ved utslipp av kondensat eller lettoljer som danner tynne olje filmer under lave vindstyrker (<5m/s). En tynn oljefilm er definert som å ha en initiell tykkelse fra 5 µm til 300 µm. Slike tykkelser refererer til Bonn Agreement Oil Appearance Code (BAOAC) som code 3 «Metallic» og 4 «Discontinuous true oil color» [10].

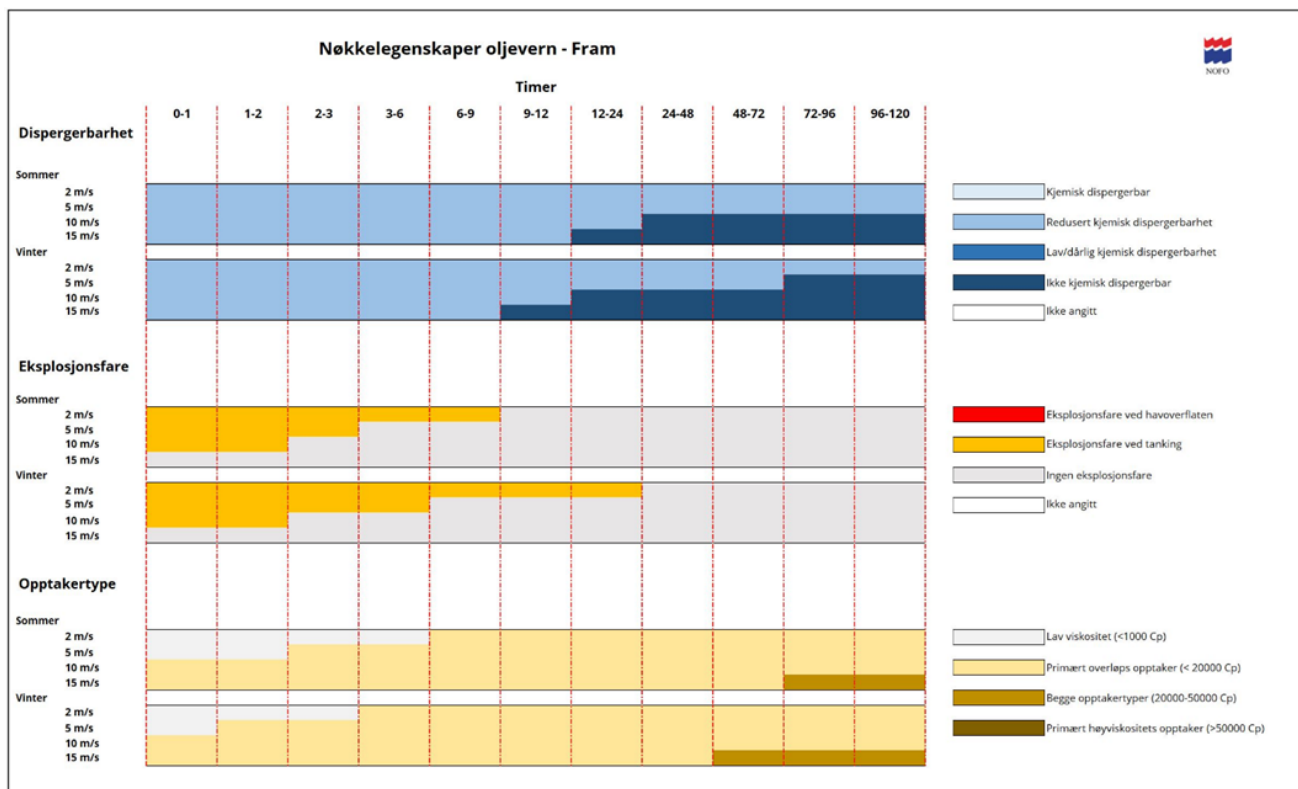
Det eksisterer en klassifisering av lettolje og kondensater som danner tynne olje filmer i forhold til egenskaper og forslag av mulige bekjempelsesmetoder [11]. En vurdering av Framoljens egenskaper plasserer den i kategori 4, «emulsifying parafinic oils» [12]. Oljen er forventet å danne tynn oljefilm på overflaten de første timene etter et utslipp, men viskositeten er likevel for høy for mekanisk dispergering. Denne bekjempelsesmetoden anses derfor som mindre aktuelt for Fram olje under en utblåsning [13] [12]. Ved mindre utslipp kan det likevel potensielt dannes tynne oljefilmer, som kan gjøre det mulig å benytte mekanisk dispergering.

Tabell 3-2 Potensiale for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering basert på viskositet og eksplosjonsfare av Framolje.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



3.2.4 Subsea dispergering

Framolje har ikke vært testet i screeningprogrammet for test av dispergerbarhet effektivitet ved subsea dispergering, men egenskapene kan sammenlignes med de 12 oljene som allerede er testet for å se om den ligger nært opp til en av dem [14]. Alternativt kan det gjøres en ny test for å inkludere Framolje i dette datasettet.

Viktige parametere for en effektiv subsea dispergering er vanddypt, GOR, forholdet mellom oljerate og utslippsdiameter og oljens viskositet. En evaluering av disse parametrene [15] gjør at undervannsdispergering i prinsippet kan være et effektivt tiltak for letebrønn 31/1-3 Røver Sør.

Med tanke på naturressurser i området (mye fugl, ikke koraller) og relativ kort drivtid til land vil subsea dispergering kunne være velegnet for å redusere konsekvensen av en langvarig utblåsning.

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

5000 m³ dispergeringsmiddel som tilfredsstiller krav til bruk i norske farvann er tilgjengelig via OSRL. Ved å anta en standard dosering (1:100), og bruk av «Global Dispersant Stockpile» (GDS) eksklusivt til subsea dispergering, er det

tilstrekkelig volum dispergeringsmiddel for å håndtere en utblåsning både frem til vellykket capping, og til en eventuell avlastningsbrønn er boret (56 dager).

3.2.5 *Blowout Contingency and Relief Well Plan*

Det vil lages en egen «Blow out Contingency and Relief Well Plan» for letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Denne inneholder beskrivelse og tekniske prosedyrer for hvordan brønnutblåsning vil kunne stoppes, enten med brønninternt utstyr, capping eller avlastningsboring [16]. Capping respons inkluderer tekniske, operasjonelle og logistiske aspekter for capping, håndtering av debris, injeksjon av dispergeringsmidler og BOP intervensjon ved en sjøbunnsutblåsning. OSRL Subsea Well Intervention Services (SWIS) utstyr (inkludert utstyr til subsea dispergering) er lagret på OSRL base ved Stavanger (Tananger). Utstyret er pakket klart til frakt. Det mobiliseres direkte på fartøy fra Stavanger base og går direkte til feltet dersom det skal brukes i forbindelse med capping eller subsea dispergering skal benyttes som selvstendig oljevertiltak (utstyr til subsea dispergering kan ha kortere mobiliseringstid enn hele utstyrspakken for capping av brønnen).

3.3 Oljevernressurser

Oljevernressurser tilgjengelig for 31/1-3 Røver Sør er beskrevet nedenfor, kategorisert etter tier-nivå og beredskapsfunksjon. Det vises også til Equinor sine grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser [7] og plan for langvarige aksjoner [17], som gir en oversikt over de totale oljevernressurser Equinor vil kunne disponere ved et større oljeutslipp, og tiltak for å sikre utholdenhet og robusthet i en langvarig oljevernaksjon.

3.3.1 *Tier 1 Beredskap nær letebrønn 31/1-3 Røver Sør*

Equinor setter, som et minimum, krav til tilstrekkelig kapasitet for å bekjempe et oljeutslipp på minimum 500 m³ med ressurser som skal være klar for operasjon innen 5 timer etter at utslippet er oppdaget [18].

Oljevernberedskapsfartøyet Stril Merkur er en del av den stående beredskap på sokkelen, og utgjør områdeberedskap for Troll og Oseberg feltene. Stril Merkur er posisjonert 15 nm fra 31/1-3 Røver Sør og har utstyr om bord for både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering.

3.3.2 *Tier 2 – NOFO ressurser*

Plassering av NOFO baser og stående beredskap og tilknyttet forutsetninger er beskrevet i NOFO planverk [8]. Spesifikke avtale med NOFO er ikke nødvendig for 31/1-3 Røver Sør.

Tabell 3-3 Avstander fra oljevernressurser til 31/1-3 Røver Sør benyttet i analysen.

Oljevernressurser	Avstand fra 31/1-3 Røver Sør (nm)	Mengde dispergeringsmidler om bord/på base (m ³)
Stril Merkur	15	33
Ocean Alden	61	45
Stril Herkules	80	62
Mongstad 1.NOFO system	102	69
Esvagt Stavanger*	183	48

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

* NOFO tilgjengelighetsfaktor, se NOFO planverk [19].

3.3.3 Tier 3 – OSRL ressurser

Equinor har flere avtaler med OSRL som er beskrevet i referansedokument [7]. Avtalene gir tilgang til flere ressurser som rådgivere, tilgang til halvparten av oljevernutstyret som er tilgjengelig på OSRLs baser, og dispergering fra fly (Boeing 727). Dispergeringsflyet til OSRL har base på Doncaster Sheffield Airport i Storbritannia.

Dersom flyet tar base på Flesland flyplass vil hver dispergeringsoperasjon ta omtrent 3,5 timer. Dette inkluderer transit til Røver Sør-området (30 min), dispergering (60 min), transit tilbake til Flesland flyplass (30 min) og bunkring og påfylling av 15 m³ dispergeringsmiddel (90 min). Det kan påregnes 1-3 turer til Røver Sør-området pr dag for å dispergere, avhengig av lysforholdene. Det er flere mulige operasjoner pr dag om sommeren sammenlignet med vintersesongen.

3.4 Influensområder og stranding

Resultater og figurer fra oljedriftsmodellering finnes i miljørisikoanalysen, Kap 2 [1]. Resultater relevant for beredskapsanalysen er gjengitt under.

Korteste drivtid til land (95-persentilen, hele kysten) for dimensjonering av oljevernberedskap er modellert til 3 døgn i sommersesong- og ca 4 døgn i vinterhalvåret i miljørisikoanalysen for Toppand. Antall berørte eksempelområder med kortere drivtid enn 20 døgn er 6 i sommer- og vintersesongen. Strandingsmengder og drivtid er vist i Tabell 3-5.

Drivtid til land er noe kortere for vinterhalvåret enn for sommerhalvåret. Beregnede strandingsmengder er basert på utblåsningsrater hos Toppand som er svært mye høyere enn for letebrønnen Røver Sør; ratene er 44% lavere på Røver Sør og anslaget i Tabell 3-5 er dermed svært konservativt.

Ressursbehov for barriere 3 og 4 er beregnet basert på korteste drivtid til land og største strandete emulsjonsmengde.

Ressursbehov for barriere 5 er dimensjonert for de NOFO eksempelområder hvor drivtid er mindre enn 20 døgn uavhengig av sesong, vist i Tabell 3-5. Tallene er statistikk gitt for hvert enkelt område og utgjør ikke et reelt bilde av et enkelt-scenariet.

Tabell 3-4 Maksimal strandete oljemengde og korteste drivtider til hele kysten, uten effekt av oljevernberedskap

Persentil	Strandet oljeemulsjon (tonn)		Drivtid (døgn)	
	Vinterhalvår (oktober – mars)	Sommerhalvår (april – september)	Vinterhalvår (oktober – mars)	Sommerhalvår (april – september)
95	24500	36100	3	4,2

Tabell 3-5 Modellerte strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til NOFO eksempelområder med drivtid kortere enn 20 døgn. Tallverdiene er uten effekt av oljevernberedskap, og vises for vintersesongen.

Område	Treffsannsynlighet (høst/vinter)	P95 Størst strandet mengde (tonn)	P95 Korteste drivtid (døgn)
Smøla	90 %	292	17,5

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Frøya/Froan	77 %	261	20
Sandøy	62 %	53	14,3
Runde	60%	295	11,3
Sverslingsosen-Skorpa	48%	639	9,3
Ytre Sula	48 %	950	4,5

3.5 Naturressurser og særlig viktige områder rundt letebrønn 31/1-3 Røver Sør

3.5.1 Sjøfugl

Tetthet av sjøfugl er basert på nyeste tilgjengelig datasett fra SEAPOP [20] og SEATRACK. Gjennom hele året er det middels til høy tetthet av flere arter sjøfugl. Faktisk tilstedeværelse av fugl skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

Tabell 3-6 viser predikert tetthet pr art og sesong, og tabell 3-8 viser predikert tetthet pr art pr måned for kartruten hvor 31/1-3 Røver Sør er lokalisert. Hver kartrute er 10 x 10 km.

Kategoriene for tetthet (antall individ/rute) er basert på SEAPOP:

- < 0,3 individ pr rute → lav tetthet
- 0,3 – 10 individ pr rute → middels tetthet
- <10 individ pr rute → høy tetthet
- - → ingen data tilgjengelig.

Arter med særlig sensitivitet til olje på overflaten er uthevd i fet skrift, og artenes internasjonale nasjonale IUCN status (fastland) fra 2021 er gjengitt kritisk truet (CR), Sterkt truet (EN), Sårbar (VU), Nær truet (NT), livskraftig (LC), og ikke egnet (NA). Kategoriene truet er understreket (CR, EN, VU). ↓ betyr at bestanden er nedadgående, ↑ betyr oppadgående.

Tabell 3-6 Predikert tetthet per art og sesong i den aktuelle kartruten (10 x 10 km²) fra SEAPOP hvor 31/1-3 Røver Sør er lokalisert.

Art og sensitivitet	Global rødliste	Norsk rødliste (fastland)	Sommer (apr - juni)	Høst (juli - okt)	Vinter (nov - mars)
Alke	NT ↓	<u>VU</u>	Lav	Lav	Lav
Fiskemåke	LC	VU	Lav	Lav	Lav
Polarmåke	LC	NA	-	-	Lav
Svartbak	LC	LC	Middels	Middels	Middels
Gråmåke	LC ↓	VU	Lav	Lav	Høy
Havsule	LC ↑	LC	Middels	Middels	Høy

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 3-7 Miljørisiko i de fire kategoriene pr måned for pelagisk sjøfugl

Art og sensitivitet	Global rødliste	Norsk rødliste	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEC
Alkekonge	LC ↓	-	-	Lav	Lav	Lav	-	-	-	-	-	Lav	Lav	Lav
Lunde	VU ↓	EN	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Havhest	LC ↑	EN	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Krykkje	VU ↓	EN	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Middels	Middels	Middels	Høy	Høy
Lomvi	LC ↑	CR	Høy	Høy	Høy	Høy	Middels	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy	Høy
Polarlomvi	LC ↑	CR	Lav	Lav	-	Lav	-	-	-	-	Lav	Lav	-	Lav

3.5.2 Sjøpattedyr

Sjøpattedyr som vil kunne være sårbar for akutt oljeforurensning vil i første rekke være kystnære arter som oter og selartene steinkobbe og havert.

Figur 3-1 og Figur 3-2 viser utbredelsesområdet og området med høy konsentrasjon av både steinkobbe og havert. Høy konsentrasjon av steinkobbe og havert er forventet i parringstid og under ungekasting og når hårfelling foregår (august-september). Tabell 3-8 gir en oversikt over disse periodene for de to artene.

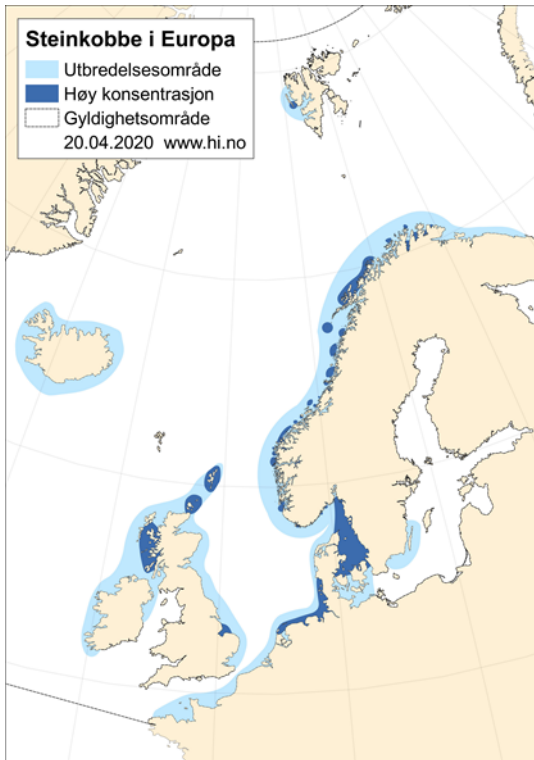
Tabell 3-8 Parringstid og ungekasting (P) og hårfellingstid (H) for steinkobbe og havert [21]

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Steinkobbe						P	P	H	H			
Havert		H	H	H					P	P	P	P

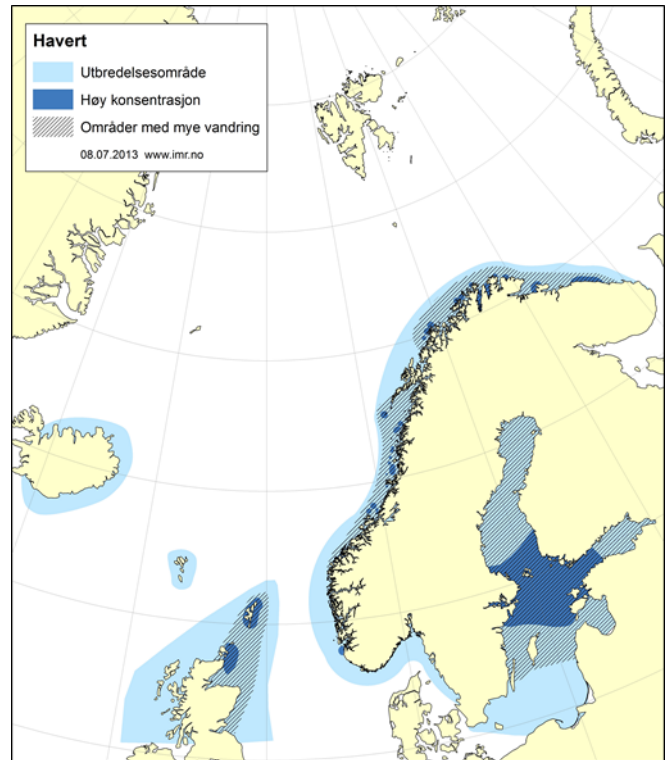
Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Figur 3-1 Utbredelsesområde for steinkobbe. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (juni-juli) og hårfelling foregår (august-september) [21]



Figur 3-2 Utbredelsesområde for havert. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (september-desember) og hårfelling foregår (februar-april) [21]

3.5.3 Fisk og gyteområder

Fisk som har gyteområde i nærheten av letebrønn 31/1-3 Røver Sør (inntil 50 km avstand) er oppgitt i Tabell 3-9. 50 km radius er vurdert hensiktsmessig med grunnlag i avstand og drift i forhold til barriere 1. Utbredelser og gytetidspunkt er hentet fra oversikt over fiskearter gjort tilgjengelig fra Havforskningsinstituttet gjennom intern kartløsning. Fisk med gyteområde i nærheten av 31/1-3 Røver Sør inkluderer blant annet blålange. Blålange er oppført som sterkt truet (EN) på den norske rødlisten. Likevel vurderes både blålange, gapeflyndre og lange til å ha lav sensitivitet til olje da egg og larver vil være langs havbunnen eller på dypt vann.

Tobis er en norsk ansvarsart som har en svekket bestand i Vikingbanken SVO. Tobis er en nøkkelart i næringsnettet og viktig for fiskerinæringen. Avstanden fra 31/1-3 Røver Sør til Vikingbanken SVO er 37 km. Det kan forekomme larver av tobis i området fra februar til juni/juli. For å vurdere bekjempelsesmetode med minst miljøskade bør faktisk tilstedeværelse av gyteprodukter i forhold til spredning av olje på sjø vurderes dersom informasjon er tilgjengelig.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 3-9 Arter og gytetidspunkt i et område med radius på 50 km fra letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Gul farge illustrer hele gyteperiode mens oransje farge illustrerer topp gyteperiode.

Art	JAN	FEB	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DES
Blålange (EN)			G	G	G	G	G					
Brosme			G	G	G	G	G					
Gapeflyndre		G	G	HG	G							
Hvitting			G	G	G	G						
Hyse		G	HG	HG	G							
Lange			G	G	G	G	G					
Lyr	G	G	HG	HG	G							
Lysing	G	G				G	HG	HG	G			
Sei	G	G	G	G	G							
Tobis	G	G	G	G	G	G	G					G
Torsk	G	G	HG	G	G							
Øyepål	G	G	G									

Oljevernberedskap som et konsekvensreducerende tiltak vil implementeres uavhengig av at miljørisiko er innenfor toleransegrensen (grønn kategori), iht ALARP prinsippet..

3.6 Resultater

Brønnsesifikt beredskapsbehov er beskrevet i de følgende avsnitt. Avtalene og funksjonene som ikke er brønnsesifikke er beskrevet i referansedokument [7].

3.6.1 Beredskapsbehov i barriere 1 til 4

Beregning av beredskapsbehov er utført med bruk av NOFO BarriereKalkulator (BarKal) som er en Excel-basert modell [8]. BarKal omfatter både mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering fra fartøy som oljeverniltak. Det henvises til NOFO planverk for flere detaljer om kalkulatoren [8].

Bølgefôrhold på åpnet hav og i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 til 4. Barkal bruker data fra 27 forskjellige stasjoner som inngangsdata for å beregne bølgefôrholdene på norsk kontinentalsokkel (brukes for Gruppe A NOFO systemer) og 4 stasjoner langs nær kysten (brukes for Gruppe D systemer). Stasjon 9 er antatt å best representere bølgefôrholdene for Gruppe A NOFO systemer og stasjon S 4 for Gruppe D systemer ved letebrønn 31/1-3 Røver Sør.

3.6.1.1 Beregning av beredskapsbehov og responstider for barriere 1 og 2

For letebrønn 31/1-3 Røver Sør er behov for antall systemer beregnet for mindre utslipp, middels utslipp og dimensjonerende hendelse, en utblåsning med vektet rate på 3300 m³/d ved hjelp av Barkal. Oppsummering av beregnet systembehov for hvert utslippsscenario finnes i Tabell 3-10. Flere detaljer finnes i den brønnsesifikke BarKal-filen.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 3-10 Beregnet systembehov for hvert utslippsscenario

Utslippsscenario	Oljetype	Sommer	Vinter
Utblåsning – 3300 m ³ /døgn	Framolje	4	4
Middels utslipp – 2000 m ³ punktutslipp	Framolje	2	2
Mindre utslipp – 100 m ³ punktutslipp	Framolje	1	1

Basert på dimensjonerende scenario for 31/1-3 Røver Sør er det beregnet et behov for 4 havgående systemer i barriere 1 og 2 for å håndtere dimensjonerende hendelse med mekanisk oppsamling.

Tabell 3-11 viser forslag til fartøy og responstider baser på lokasjon for letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Fartøy som benyttes i barriere 1 og 2 har mannsskipper, dokking, seilingsmønstre og forpliktelser for sertifikatopprettholdelse som medfører at de i mindre perioder ikke vil være tilgjengelige som beskrevet i NOFO sitt planverk. NOFO anbefaler derfor at man i responstidanalyser benytter en tilgjengelighetsfaktor for beregning av fullt utbygd barriere 1 og 2. Det henvises til NOFO planverk for flere detaljer [8].

Tabell 3-11 viser også beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler ombord og deres responstid til letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Dispergeringsmiddelet om bord på NOFO fartøy og på NOFO baser er Dasic Slickgone NS. Det er lagret dispergeringsmidler på basene om det blir nødvendig å supplere med mer dispergeringsmidler.

Tabell 3-11 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for letebrønn 31/1-3 Røver Sør. Fartøy kan endres, men korteste og lengste responstid forblir den samme.

System nr	Fartøy	Slepefartøy	Dispergeringsmidler (tilgjengelig om bord eller på base)	Total responstid - timer (kjemisk dispergering på fartøy)	Total responstid (t) (mekanisk oppsamling)
1	Stril Merkur	DC**/Måløy	33	5	5
2	Ocean Alden	Haugesund	45	9	13
3	Stril Herkules	Egersund	62	6	20
4	Mongstad 1.NOFO system	Slepebåt	69	24***	24***

*inkludert tid for utsetting av lense eller klargjøring for kjemisk dispergering

** Bruk av Daughter Craft (DC) frem til redningsskøyte kommer og avløser DC

*** Inkludert NOFO tilgjengelighetsfaktor [8]

Det settes krav til 4 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 24 timer. Dimensjonering av oljevernberedskapsressurser settes etter sesongen med høyest behov.

I henhold til ytelseskravene satt for analysen skal fullt utbygget barriere på åpent hav (barriere 1 og 2) være på plass senest innen korteste drivtid til land (3 døgn, 95 persentil, vinter). Med de beregnede responstidene for oljevernartøy og slepefartøy er ytelseskravene for barriere 1 og 2 oppfylt.

Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert som beskrevet i grunnleggende dokument [7].

3.6.1.2 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

95-persentilen av størst strandet emulsjonsmengde, gitt en utblåsning og uten oljevernberedskap, er 36180 tonn om sommeren og 24570 om høst/vinter/vår. Korteste drivtid til land er ca 4 døgn om sommeren og 3 døgn om høst/vinter/vår. Det finnes 6 prioritert område med drivtid kortere enn 20 døgn både i sommer- og vinterhalvåret.

På grunn av den korte drivtiden land, og relativt store strandingsmengdene (konservativt anslått fra oljedriftsberegninger fra Toppand) styrkes barriere 3 med et MOS Sweeper-system. I tillegg dimensjoneres det med 6 systemer i barriere 3 og 6 i barriere 4 basert på antall prioriterte områder som får stranding i vinterhalvåret. Flere detaljer finnes i den brønnsesifikke BarKal-filen.

Responstiden er satt til korteste drivtid til land for første system (3 døgn) og fullt utbygget barriere 3 og 4 innen korteste drivtid til hvert enkelt prioritert område med drivtid kortere enn 20 døgn (3 døgn).

Vurdering av behov for ytterligere ressurser og utstyr vil være en kontinuerlig prosess under en aksjon, og vil kunne mobiliseres etter behov og som beskrevet i grunnleggende dokument [7]. Riktig og tilstrekkelig dimensjonert beredskap vil være et viktig tiltak for å redusere mengde olje inn til kyst og strand, og for å hindre remobilisering av olje.

3.6.2 Strandrensing - beredskapsbehov og responstider i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding. Når korteste drivtid til NOFO eksempelområder er mindre enn 20 døgn beregnes det et beredskapsbehov også for barriere 5.

Beregnet behov for antall strandrenselag i de forskjellige NOFO eksempelområdene, er vist i Tabell 3-12.

Tabell 3-12 Eksempler på behov for strandrenselag i eksempelområder i dimensjonerende sesong (vinter). Resultater for 95-persentil. Kun drivtid <20 døgn er tatt med i beregningene.

Eksempelområde	Treffsannsynlighet	Drivtid (døgn)	Antall strandrenselag
Smøla	90 %	17,5	1
Frøya/Froan	77 %	20	1
Sandøy	62 %	14,3	1
Runde	60 %	11,3	1
Sverslingsosen-Skorpa	48 %	9,3	2
Ytre Sula	48 %	4,5	3

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 3-13 Eksempler på behov for strandrenselag i eksempelområder sommersesong. Resultater for 95-persentil. Kun drivtid <20 døgn er tatt med i beregningene.

Eksempelområde	Treffsannsynlighet	Drivtid	Antall strandrenselag
Sandøy	34 %	14,3	1
Runde	43 %	12,7	1
Sverslingsosen-Skorpa	31 %	15,6	1

Mobilisering av strandrenselag (personell og utstyr klar til operasjon) ved en lokalitet skal være mulig innen korteste forventede drivtid til lokaliteten, men prioritering av innsats under en hendelse vil tas av operasjonsledelsen, basert på en helhetlig vurdering der man tar hensyn til en rekke forhold (eks: sesong/årstid, værforhold, tilstedeværelse av naturressurser).

3.7 NEBA vurdering av oljeverntiltak

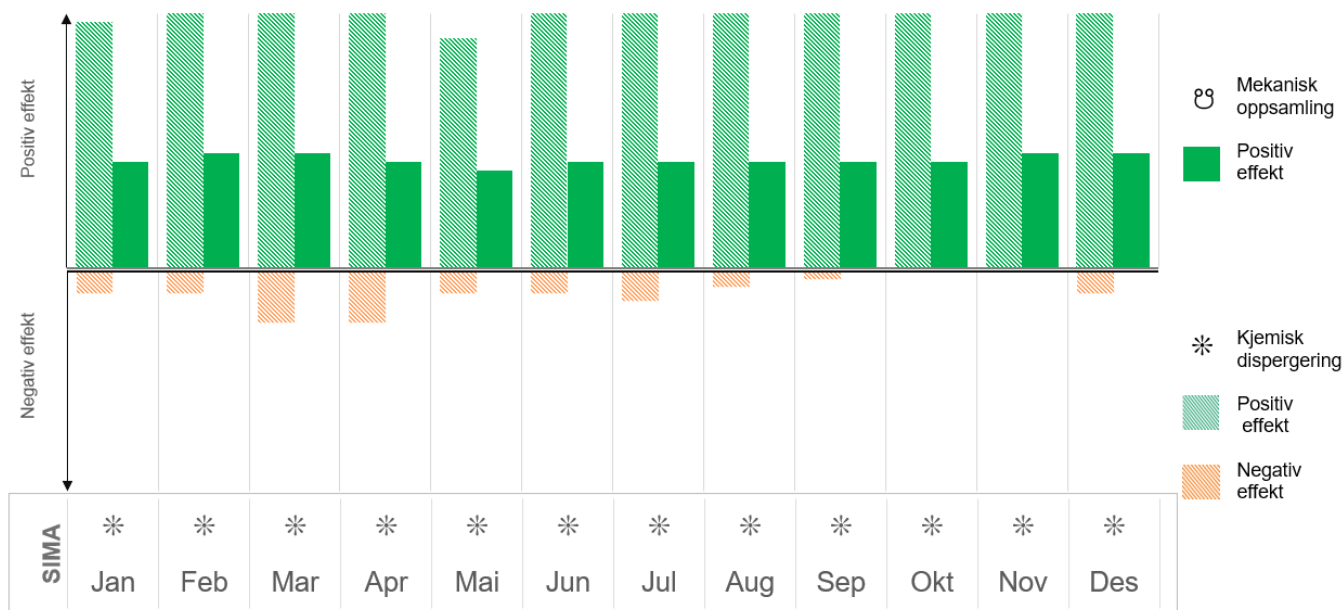
Valg av bekjempelsesstrategi og taktikk skal baseres på evalueringer av effektivitet og forventet påvirkning på biologiske ressurser, i henhold til NEBA prinsippet (Net Environmental Benefit Analysis). I tillegg til å vurdere effektivitet av kjemisk dispergering, skal en også alltid vurdere observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold før en igangsetter eller viderefører kjemisk dispergering.

I tillegg til å vurdere effektivitet av dispergering, skal en også alltid vurdere observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold før en igangsetter eller viderefører kjemisk dispergering

Både kjemisk/mekanisk dispergering og mekanisk oppsamling oppnår en netto miljøgevinst gjennom hele året (Figur 3-6). Kjemisk dispergering gir en høyere miljøgevinst, og det er begrunnet med en raskere fjerning av olje fra overflaten sammenlignet med mekanisk oppsamling. Og derved ansett som et effektivt tiltak for å hindre at oljen kommer i konflikt med sensitive sjøfugl samt hindre stranding. Kjemisk/mekanisk dispergering gir også en negativ påvirkning på miljøet ved en økt nedblanding av olje i vannsøylen, og er særlig knyttet til fiskearters tilstedeværelse og sensitivitet til oljekonsentrasjoner i vannsøylen i gyteperioden. Mekanisk oppsamling gir ingen direkte negativ påvirkning for miljøet i noen av årets måneder. Figur 3-6 viser resultatet av SIMA gjennomført for letebrønnen 31/1-3 Røver Sør.

I planlagt boreperiode er det lite gyteprodukter i området, og kjemisk dispergering vil være anbefalt tiltak dersom oljeområdet er tykt nok. Mekanisk dispergering kan være en egnet strategi dersom oljeområdet er for tynn for kjemisk dispergering eller mekanisk oppsamling.

Analysen tar ikke hensyn til kapasitet (antall og mengde) eller tilgjengelighet (responstid) av de ulike oljevernressursene innen hver type bekjempelsesmetodene, avfallshåndtering eller kostnad, eller størrelsen på utslippet.



Figur 3-6 Resultat av SIMA-evaluering for letebrønnen 31/1-3 Røver Sør illustrert per måned, med en forventet samlet positiv og negativ miljøgevinst av mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering sammenlignet med nullalternativ på en relativ måte (SIMA-metodikk). Nederste del av figur viser type oljevertiltak som gir høyeste netto gevinst for miljøet.

3.8 Konklusjon Beredskapsanalyse

Equinors krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for letebrønn 31/1-3 Røver Sør er oppsummert i **Tabell 3-14**.

Det er satt krav til 4 havgående systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 24 timer.

For barriere 3 og 4 stilles det krav til en kapasitet tilsvarende 6 systemer i barriere 3 og 6 i barriere 4 med responstid på 3 døgn for første system (korteste drivtid til land) og fullt utbygget barriere innen 3 døgn (drivtid til NOFOs eksempelområder).

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO og Kystverket.

Dimensjonerende hendelse vil kunne håndteres med kjemisk dispergering offshore i kombinasjon med mekanisk oppsamling. Operasjoner fra fartøy, fly og eventuelt subsea dispergering er operasjonelt mulig og tilgjengelig gjennom Equinor sine avtaler (både NOFO og OSRL).

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Tabell 3-14 Krav til beredskap i hver barriere for 31/1-3 Røver Sør

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	4 havgående systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 24 timer. Tilgang til ressurser for kjemisk dispergering, samt mekanisk dispergering og overvåking.
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Kapasitet tilsvarende 1 MOS sweeper, 6 systemer i barriere 3 og 6 systemer i barriere 4. Responstid for første system innen korteste drivtid til land, fullt utbygget barriere innen drivtid til NOFOs eksempelområder
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

3.9 Endringer fra tidligere versjon av Beredskapsanalysen

Dette er første versjon av Beredskapsanalysen til letebrønn

4 Referanser

- [1] Akvaplan-NIVA, "Miljøriskoanalyse for Toppand," 2020.
- [2] DNV, "Miljørisiko- og beredskapsanalyse for letebrønn 30/2-5 Atlantis i PL878 i Nordsjøen," 2020.
- [3] Equinor, "Blow-out scenario analysis for 31/1-3 Røver Sør," 2022.
- [4] SINTEF, "Fram crude oil - properties and behaviour at sea," 2013.
- [5] Nilsen, "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). Statoil Report. 18 p.," 2006.
- [6] Eriksen, "Særlig verdifulle og sårbare områder (SVOer) i Norske havområder – Miljøverdi. En gjennomgang av miljøverdier og grenser i eksisterende SVOer og forslag til nye områder (2021). Rapport fra Havforskningen.," 2021.
- [7] EQUINOR, "Grunnleggende prinsipper for beredskapsanalyser".
- [8] NOFO, [Online]. Available: www.nofo.no.
- [9] SINTEF, Project Recommendations for Response to Oil Spills from Condensates and Light Crude Oils. Thin oil Film (TOF) project, 2017.
- [10] Bonn Agreement, "Bonn Agreement Aerial Operations Handbook, 2016," 2016.
- [11] SINTEF, "Formation and behaviour of thin oil films and evaluation of response methods including HSE" (TOF-prosjektet)," 2017.
- [12] Equinor, *Excel-ark: Tynne oljefilmer Framolje Apodida*, 2020.
- [13] A.-L. Szymanski, "Response options for spills of condensates and light crude oil Best practice document," Equinor, 2020.
- [14] SINTEF, "Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)," 2016.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

-
- [15] Equinor, "SSDI - Modified Weber Number Correlation with Dmax and OilTemp and z-mal - Fram olje," 2020.
- [16] Equinor, "Blowout and kill simulation report NO 31/1-3 S and NO 31/1-3 A Røver Sør," 2022.
- [17] EQUINOR, "Utholdenhet og opptrapping av oljevernaksjon ledet av Statoil," 2017.
- [18] EQUINOR, "Equinor Requirement R-38072 - Oil spill preparedness and response," 2016.
- [19] NOFO, [Online]. Available: <https://www.nofo.no/planverk/>.
- [20] SEAPO database, [Online]. Available: <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/>.
- [21] Havforskningsinstituttet, [Online]. Available: <https://www.hi.no/hi/temasider/arter>.

5 Appendix

5.1 Appendix A

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Blowout scenario analysis, 31/1-3 S Røver Sør well

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Title:		
Blowout scenario analysis, 31/1-3 S Røver Sør well		
Document no.:	Contract no.:	Project: 31/1-3 S Røver Sør
Classification: Internal	Distribution:	
Expiry date:	Status: Final	
Distribution date: 14.03.2022	Rev. no.: 0	Copy no.:
Author(s)/Source(s): Bente Røiland Stiegler		
Subjects: Blowout frequency, rate and duration for the 31/1-3 S Røver Sør well		
Remarks:		
Valid from:	Updated:	
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:	
Prepared by (Organisation unit / Name): TDI OG FOS SAPT ST/ Bente Røiland Stiegler	Date/Signature: <i>Bente R. Stiegler</i>	
Responsible (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: X	
Recommended (Organisation unit/ Name): TDI OG FOS SAPT ST/ Mette Røiland	Date/Signature: <i>Mette Røiland</i>	
Approved by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature: X	

Page 2 of 19

Classification: Internal

Status: Final

www.equinor.com

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Summary

This note presents the assessment of blowout frequency, rate, and duration for the 31/1-3 S Røver Sør appraisal well. The analysis is based on input from the 31/1-3 S Røver Sør project, available blowout statistics and internal guidelines.

Maximum probable duration is 56 days with a 2,2 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 10 days and for seabed releases it is 13 days. The weighted blowout rate for the main-bore is 2500 Sm³/d and for the side-track it is calculated to 3300 Sm³/d.

The blowout frequency is expected to be $2 \times 1,03 \times 10^{-4} = 2,06 \times 10^{-4}$ per year, due to drilling of main-bore and side-track well.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

1 Introduction

To verify whether existing local Environmental Impact Statement (EIS) is valid for the 31/1-3 S Røver Sør appraisal well, information regarding blowout duration, rates and frequencies for this well is required. In this document, the blowout frequency, rates and possible duration of a blowout is discussed, and results given.

2 Abbreviations

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

3 System description

3.1 General

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

- Statistics for blowout and well leak frequencies [1]
- Input from 31/1-3 S Røver Sør project, collected in [4]
- Judgements and considerations in TDI OG FOS SAPT ST and in dialogue with 31/1-3 S Røver Sør organisation

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

3.2 Well specific information

The 31/1-3 S Røver Sør well is in the Norwegian Sea, with ED50 coordinates 60° 52' 40.98"N, 003° 14' 48.02"E (block 31/1-3). For the drilling, a semi-sub rig on anchors is assumed. Water depth is about 348m. The GOR is estimated to 335 Sm³/Sm³. See App.B for further details.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Table 1 Relevant data for ERA/oil spill preparedness, 31/1-3 S Røver Sør

Parameter	Value
Surface location (coordinates in ED50 datum)	60° 52' 40.98"N, 003°14' 48.02"E
Distance to shore (km)	Ca 80 km
Name of oil (with valid weathering study)	Fram
Expected condensate density at surface conditions (kg/m ³)	832
Gas density/gravity (sg)	0,906
Casing or liner design	liner
ID of surface casing (in)	
OD of drill string (in)	
Water depth (m)	348
Estimated time for drilling (month)	July 2022
Reference wells/ previous exploration wells in area (last 5 years)? Distances (km)?	31/1-2 S Røver Nord (8,8 km)

3.3 Assumptions/limitations

It is assumed a rig on anchors for this study.

The Røver Sør well is planned as a main-bore well and side-track well drilling into the reservoir in both drilling sequences. This is assumed to double the blowout frequency, as each well count as a separate well. These are multi-reservoir zone wells, and the scenario distribution is assumed split equally for the "drilling ahead" scenarios, ref. Table 2.

Table 2 The scenario distribution for the different reservoir zones

Scenario distribution	Scenario	Penetration Reservoir Zones
30 %	Top penetration	5 m Tarbert / Ness (TN)
20 %	Drilling ahead	100 % TN + 5m Etive
20 %	Drilling ahead	100 % TN and Etive, 5m Oseberg
30 %	Tripping	Full exposure TN, Etive, Oseberg

4 Blowout probabilities and scenarios

Frequency

The 31/1-3 S Røver Sør well is assumed by the project to be a "normal well", as well as an appraisal well, with a main-bore and a side-track. As the GOR is 335 Sm³/Sm³, the well is defined as an oil well. The statistics in [2] gives this type of well a blowout frequency of $1,03 \times 10^{-4}$ per year.

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

- $P(\text{blowout with surface release}) = 0,25 \cdot 2 \cdot 1,03 \cdot 10^{-4} = 5,15 \cdot 10^{-4}$
- $P(\text{blowout with seabed release}) = 0,75 \cdot 2 \cdot 1,03 \cdot 10^{-4} = 1,55 \cdot 10^{-4}$

Page 5 of 19

Classification: Internal

Status: Final

www.equinor.com

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Location of incident

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

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

As per 3, the following probabilities are recommended:

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

Given the above definition of scenarios:

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

Flow path scenarios

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

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

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

Flow restriction scenarios

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

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

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

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

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

5 Blowout rates

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

Table 3 Blowout rates – initial and weighted for the Main-bore

Scenario distribution	Scenario	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Surface		Seabed	
					Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)	Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)
30 %	Top penetration	Open	60 %	0,18	32	6	16	3
		95 % restr.	40 %	0,12	32	4	16	2
40 %	Drilling ahead split 20 % on each well-bore	Open	60 %	0,12	1498	180	1344	161
		95 % restr.	40 %	0,08	1203	96	1242	99
		Open	60 %	0,12	3724	447	3375	405
		95 % restr.	40 %	0,08	2285	183	2430	194
30 %	Tripping	Open	60 %	0,18	7000	1260	6450	1161
		95 % restr.	40 %	0,12	3188	383	3408	409
				Total		2558		2435

Thus, the weighted surface blowout rate for the Main-bore is 2600 Sm³/d and seabed blowout rate is 2400 Sm³/d. Using the distribution 25 % / 75 % for surface /seabed releases for a rig on anchors (ch.4), the total weighted rate is estimated to 2500 Sm³/d.

Table 4 Blowout rates – initial and weighted for the Side-track

Scenario distribution	Scenario	Restriction	Restriction distribution	Total distribution	Surface		Seabed	
					Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)	Initial rates (Sm ³ /d)	Weighted blowout rate (Sm ³ /d)
30 %	Top penetration	Open	60 %	0,18	654	118	601	108
		95 % restr.	40 %	0,12	619	74	595	71
40 %	Drilling ahead split 20 % on each well-bore	Open	60 %	0,12	3761	451	3522	423
		95 % restr.	40 %	0,08	2252	180	2396	192
		Open	60 %	0,12	5238	629	4841	593
		95 % restr.	40 %	0,08	2711	217	2897	232
30 %	Tripping	Open	60 %	0,18	7234	1302	6830	1229
		95 % restr.	40 %	0,12	3210	385	3418	410
				Total		3356		3258

Thus, the weighted surface blowout rate for the Side-track is 3400 Sm³/d and seabed blowout rate is 3300 Sm³/d. Using the distribution 25 % / 75 % for surface /seabed releases for a rig on anchors (ch.4), the total weighted rate is estimated to 3300 Sm³/d.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

6 Blowout duration, 31/1-3 S Røver Sør appraisal well

6.1 General

An oil blowout can be stopped by:

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

6.2 Blowout stopping mechanisms

6.2.1 Operator action [5]

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

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

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

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

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

6.2.2 Bridging [5]

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

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

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

Page 8 of 19

Classification: Internal

Status: Final

www.equinor.com

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

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

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

6.2.3 Coning [5]

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

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

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

6.2.4 Drilling a relief well [5]

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

6.2.5 Capping stack [3]

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

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

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

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

6.3 Background for duration calculations

6.3.1 Historical data

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

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

Table 5 Weibull parameters for calculating duration of blowout

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

$T_{\text{ReliefWell}}$ is uniformly distributed between α and β , while $T_{\text{Bridge}}/T_{\text{Capping surface}}/T_{\text{Capping Subsea}}$ has Weibull distributions. Note that for Relief well and Capping stack, specific input values are used (Table 6 and 6.4.2).

6.4 Duration of the blowout

6.4.1 Estimation of relief well duration

Well specific input about time to drill a relief well is given by the project and presented in Table 6. One assumption in the assessment of blowout duration is that one relief well is sufficient to kill the well. Also, the relief well is assumed to drill into a horizontal well. Need for a second relief well would require a re-evaluation.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Table 6: Time to drill a relief well (days)

	Min ²	Most likely	Max	Comments
1- Decision to mobilize	0,5	1	2	
2- Mobilization of rig, including: collection of equipment/rearmament, transit, anchoring and preparation	4	8	12	
3- Drilling down to the specific depth	15	20	25	Drilling top hole and 12 1/4" section
4- Geo magnetic steering into the well ²	7	12	20	Vertical well
5- Killing of well	1	2	5	
Sum	27,5	43	64	

6.4.2 Capping stack input

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

The duration of the different parts of a vertical capping stack installation for the 31/1-3 S Røver Sør operations are given in the tables below. The Kile well is used as reference well for Røver Sør as the Kile well is located in the same area in the North Sea (Kile to the Northwest and Røver Sør to the northeast of Oseberg) and the GOR and blowout rates are comparable. Grey cells are default values (as in App. A), and these are based on expert judgement from the discipline ladder and several capping stack workshops for exploration wells. Neither number of days nor the probabilities listed in App. A are exact values but a best estimate. Since several factors are added to give a statistical distribution, inaccuracies in single value do not affect the total result in a significant way.

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

The probability of vertical installation, P(vertical) is based on well specific evaluations and expert judgements, and set to 0,5 for the 31/1-3 S Røver Sør well, ref. Appendix A.

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

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Table 7 Vertical capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells. Values from Kile, applied for Røvær Sør

Part	Description	Vertical lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore <i>Justification: Typical values for NCS</i>		8	10	14
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 1-3 days for the NCS). <i>Justification: Typical values for NCS. The area is in the North Sea</i>		1	2	3
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful). <i>Justification: Typical values for NCS</i>	P(add time) = 2 %	2	2	2
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well • Transit stack to WH/BOP • Connect • Shut in well <i>Justification: Typical values for NCS for this water depth</i>		Hours a) 8 b) 1 c) 8	Hours a) 12 b) 1,5 c) 8	Hours a) 24 b) 2 c) 8
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g., mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels) <i>Justification of probability: Well will be drilled during winter period</i>	P(delay winter) = 10 %	2	3	7

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Table 8 Offset capping stack - duration for the different time steps for the different activities related to the cap&contain operation. Grey values are assumed well independent and based on North Sea wells. Values from Kile, applied for Røvær Sør

Part	Description	Offset lowering – in days			
		P(delay)	Min	Mean	Max
Decision	Time lost before mobilization is started		1	1	1
Mobilization	Equipment and resource set-up, parts and personnel transportation, ready for deployment from shore		14	18	28
Deployment	Time to deploy equipment to site and get ready for operation (typically, 4-6 days for the NCS)		2	4	6
Prepare offset installation system	Plan subsea layout, establish wet storage area (mooring corridors, dead man anchors etc.), typically 15 runs. Restrict to additional time beyond mobilization and deployment.		2	3	4
Set up offset installation system	Deploy equipment in wet storage area and set up offset installation system (3 x DMA installations, air systems using wires/tug lines between two boats). Sensitive weather conditions (through splash zone).		3	4	8
Additional time for debris clearance	Time necessary for debris (pipe, items from the rig etc.) clearance beyond the time of decision, mobilization, and deployment (LMRP disconnect successful).	P(add time) = 2 %	2	3	4
Stack installation	Transit carrier with capping stack to WH/BOP and install stack on the blowing well • 7a. Transit stack to WH/BOP • 7b. Connect • 7c. Shut in well		a) 24 hrs b) 8 hrs c) 8 hrs	a) 27 hrs b) 12 hrs c) 8 hrs	a) 36 hrs b) 24 hrs c) 8 hrs
Operational delays	Delays throughout operation, not covered by above factors, e.g. mobilization and fabrication, weather, vessel availability, position control and coordination/collaboration during subsea mooring, equipment failure (ROV, carrier, mooring wires, air supply systems, debris), operational failures (communication, sim ops 2+ vessels)	P(delay summer) = 2 % P(delay winter) = 15 %	2	5	20

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

6.4.3 Calculated blowout duration (including capping stack)

The probability distribution in Table 9 is constructed by a combination of the well specific input on capping stack installation and relief well drilling together with probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging.

Table 9 Probability distribution for a blowout to end as a function of time (days)

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
1	34.4%	25.1%	42	4.3%	5.7%
2	13.3%	11.1%	49	9.1%	6.6%
5	18.0%	17.3%	56*	2.2%	1.5%
7	5.6%	6.3%			
10	4.8%	6.0%			
14	3.5%	7.1%			
21	2.8%	8.1%			
28	1.3%	1.6%			
35	0.7%	3.6%			

* For blowout duration exceeding 56 days the probability less than 0.5% is added to 56 days duration.

Table 10 Weighted duration, including capping stack

Surface				Seabed			
Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability	Group no	Duration group	Grouped weighted duration	Grouped weighted probability
1	1 to 2 days	1,278	48 %	1	1 to 5 days	2,504	53 %
2	5 to 7 days	5,473	24 %	2	7 to 14 days	10,506	19 %
3	10 to 42 days	22,848	17 %	3	21 to 35 days	25,648	13 %
4	49 days	49,000	9 %	4	42 to 49 days	45,770	12 %
5	56 to 63 days	0,484	2 %	5	56 to 63 days	56,054	2 %
Sum weighted surface			10,377				13,271

As presented in Table 9, the maximum blowout duration is 63 days for surface and seabed release, while Table 10 indicates a weighted duration of 10 and 13 days for surface and seabed releases respectively. In Figure 1 and Figure 2 the blowout probabilities and duration are illustrated.

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

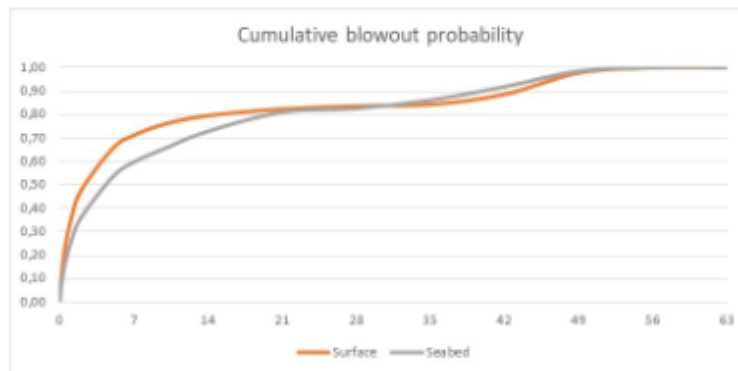


Figure 1 Blowout duration described by cumulative distributions, including capping stack

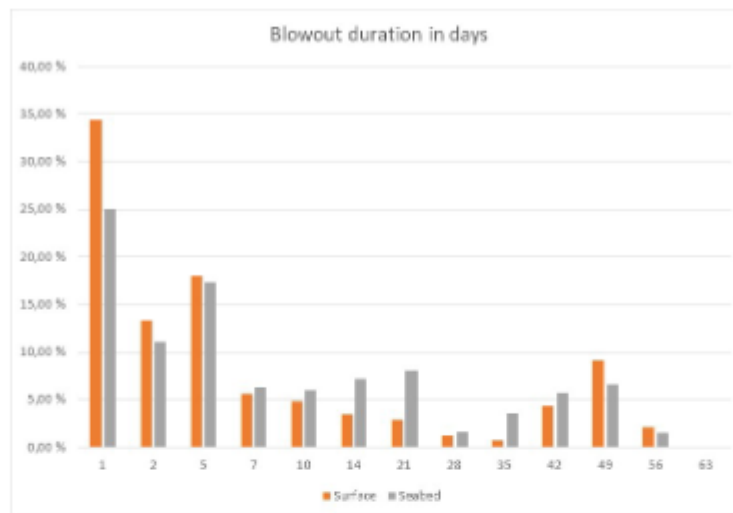


Figure 2 Blowout duration described by probability distributions, including capping stack

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

7 **Uncertainties**

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

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

8 **Summary**

Blowout frequency, rates and durations are calculated, and estimates are given. For 31/1-3 S Røver Sør appraisal well, the blowout frequency is judged to $2 \times 1,03 \times 10^{-4} = 2,06 \times 10^{-4}$ per year. The weighted blowout rate for the main-bore is 2500 Sm³/d and for the side-track it is calculated to 3300 Sm³/d.

Maximum probable duration is 56 days with a 2,2 % probability, while the weighted duration of a blowout with release on surface is 10 days and for seabed releases it is 13 days.

9 **References**

1. Sintef: "Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2020", Dok.nr. 2021:00131, Final rev., Jan 2021,
2. Vysus: "Blowout and Well Release Frequencies – based on Sintef Offshore Blowout Database 2020", report 19101001-8/2021/R3, rev Final, April 2021
3. Equinor: GL0498 "Guideline for Blowout Scenario Analysis as input to Environmental Risk Analysis" rev.2
4. Information from the 31/1-3 S Røver Sør project in "Exploration input scheme 31/1-3 S Røver Sør BSA and ERA input"
5. NOROG: "Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses", 2014

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Appendix A Probabilities related to use of capping stack. Values from Kile, applied for Røver Sør

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

Success, P(capping stack)		0,4892
P(blowout not through WH/BOP)		0,3
P(outside spec)		0,109
P(outside technical spec)	The technical spec has limitations like - water depth > 12500 ft/3810 m - max wellhead pressure (15K psi / ca 1000 bar) - GOR (liquid rate 15900 Sm ³ /d with GOR 356)	0,01
P(outside operational window)	Capping operation not undertaken due to restrictions related to environmental conditions, blowout rate and medium (uplift forces from flowing well) and vessel capabilities. E.g., - Water depth - Weather - Sea current - Vessel condition - Blowout flow rate - Blowout medium composition (GOR) (Justification of value: generic value of 0,1 for NCS)	0,1
P(Landing point not available)		0,0685
P(damaged landing points)	Most likely cause is failure of emergency disconnect to LMRP in case of loss of position	0,03
P(tilted wellhead)		0,03
P(no access)	The probability of this scenario is low and could be excluded if there are not specific conditions that suggest otherwise (e.g. subsea installations) makes installation impossible even after debris clearance.	0,01
P(failed operation)		0,1580
P (Failed operation vertical)		0,1179
P(vertical)	The probability of vertical installation, P(vertical) should be based on well specific evaluations on the most probable installation method based on e.g. surface conditions (plume, induced currents, water depth). (Justification of value: well is at 348m water depth)	0,5
P(influct critical damage to landing point vertical)	The probability of damaging landing point (connectors, wellhead/BOP) during the deployment and installation phase is dependent on the type of installation method. The probability of this occurring during vertical installation is low and comparable to BOP installation.	0,01
P(failed well integrity)	The probability of failed well integrity during the capping stack installation (i.e. blowout outside casing) is studied in the well planning phase (casing collapse study) and should be based on well specific input. (Justification of value: Not HPHT well, standard design, assumed casing collapse probability low)	0,1
P(capping blind shear ram not sealing)	Given inside spec, the probability of the blind shear ram not sealing is low and is not accounted for in the model.	0,01
P (Failed operation offset)		0,1981
P(offset)	(max water depth 600 m)	0,5
P(influct critical damage to landing point offset)	The probability for damaging the landing point during offset installation is less compared to vertical installation method. However, overall operations prior to landing capping stack is more complex than vertical.	0,1

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Appendix B Parameters for blowout and kill simulations 4

Table B-1 Reservoir properties mainbore

Reservoir data	Unit	Tarbert /Ness	Etive	Oseberg
Top reservoir	m TVD RKB	3159	3215	3243
Formation thickness	m TVD	56	11	45
HC bearing thickness	m TVD	56	11	45
Net/Gross	v/v	0.15	0.87	0.75
Well deviation	°	Vertical	Vertical	Vertical
Net pay	m TVD	8	10	34
Net pay	m MD	8	10	34
Porosity	v/v	0.15	0.18	0.175
Effective permeability ¹⁾	mD	2	92	85
kV/kH	ratio	0.1	0.1	0.1
Connate water saturation	fraction	0.25	0.25	0.25
Pressure (top reservoir)	bar	326	336	336
Temperature (top reservoir)	°C	127	129	130
Reservoir length	m	6440	6440	6535
Reservoir width	m	1160	1160	1235
X-position of well	m	3102	3102	3145
Y-position of well	m	501	501	510

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

Table B-2 Reservoir parameters sidetrack

Reservoir data	Unit	Tarbert /Ness	Etive	Oseberg
Top reservoir	m TVD RKB	3229	3296	3324
Formation thickness	m TVD	67	11	45
HC bearing thickness	m TVD	67	11	45
Net/Gross	v/v	0.35	0.87	0.75
Well deviation	°	Vertical	Vertical	Vertical
Net pay	m TVD	23	10	34
Net pay	m MD	23	10	34
Porosity	v/v	0.17	0.18	0.175
Effective permeability ¹⁾	mD	42	92	85
kV/kH	ratio	0.1	0.1	0.1
Connate water saturation	fraction	0.25	0.25	0.25
Pressure (top reservoir)	bar	330	340	340
Temperature (top reservoir)	°C	127	131	132
Reservoir length	m	6440	6440	6535
Reservoir width	m	1160	1160	1235
X-position of well	m	3102	3102	3145
Y-position of well	m	501	501	510

Page 18 of 19

Classification: Internal

Status: Final

www.equinor.com

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.



Doc. No.

Valid from:

Rev. no.

Table B-2 Fluid properties oil mainbore

Unit		Tarbert / Ness	Etive	Oseberg
Reference well PVT		NO 31/1-2 S		
Reference fluid properties at surface conditions (15°C and 1 bar)				
Oil density	g/cm ³	0.832		
Gas gravity	sg	0.908		
GOR	Sm ³ /Sm ³	335		
Calculated fluid properties at initial reservoir conditions (at top reservoir depth)				
Pressure	bar	326	336	336
Temperature	°C	127	129	130
Oil density	g/cm ³	0.563	0.565	0.564
Bubble point	bar	275.0	275.2	276.1
Viscosity	cP	0.148	0.149	0.148
Formation volume factor B _o	Rm ³ /Sm ³	2.206	2.210	2.214

Table B-3 Fluid properties oil sidetrack

Table B-3 Fluid properties oil reservoir				
	Unit	Tarbert / Ness	Etive	Oseberg
Reference well PVT		NO 31/1-2 S		
Reference fluid properties at surface conditions (15°C and 1 bar)				
Oil density	g/cm ³		0.832	
Gas gravity	sg		0.908	
GOR	Sm ³ /Sm ³		335	
Calculated fluid properties at initial reservoir conditions (at top reservoir depth)				
Pressure	bar	330	340	340
Temperature	°C	127	131	132
Oil density	g/cm ³	0.565	0.564	0.563
Bubble point	bar	274.7	275.7	275.9
Viscosity	cP	0.149	0.148	0.147
Formation volume factor B _o	Rm ³ /Sm ³	2.202	2.218	2.222

Dok. nr.

Trer i kraft:

Rev. nr.

5.2 Appendix B

Bakgrunnsdata for oljedriftsimulering; vektete varigheter og vektete rater:

				Sannsynlighet for varighet					
Utslippsdyp	P(dyp)	Rate	P(rate)	1	2	5	14	28	
Overflate	10%	3169	12 %	34,4	13,3	18	26,3	8	
		4566	18 %						
		5095	28 %						
		7909	42 %						
	P(dyp)	Rate	P(rate)	1	5	14	28	35	56
Sjøbunn	90%	3308	12 %	25,1	28,4	20,7	9,9	3,1	12,8
		4335	18 %						
		5329	28 %						
		7651	42 %						