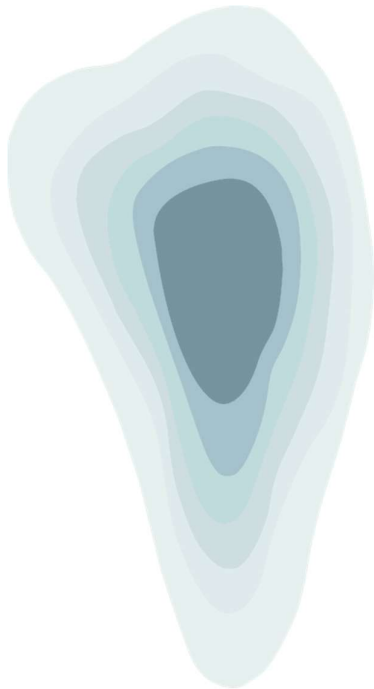




Notat

Miljørisiko og beredskap – Brønn 6507/5-12 (Slagugle appraisal # 2) i PL 891

Rapport nummer 65491.01

For ConocoPhillips Skandinavia AS

Akvaplan-niva AS

Tittel: Miljørisiko og beredskap – Brønn 6507/5-12 (Slagugle appraisal # 2) i PL 891	
Forfatter(e): Geir Morten Skeie	Akvaplan-niva rapport nr.: 65491.01
	Dato: 20.01.24
	Antall sider: 16
	Distribusjon: Oppdragsgiver
Kunde: ConocoPhillips Skandinavia AS	Kundes referanse: Monica Aasberg
Sammendrag: ConocoPhillips Skandinavia planlegger å bore avgrensningsbrønnen Slagugle appraisal # 2 i Norskehavet. Referanseolje er samme som for Slagugle avgrensningsbrønn (6507/5-11), mens strømningsratene er vesentlig lavere. Miljøriskoen for Slagugle avgrensningsbrønn # 1 var lav, og miljørisikoen for Slagugle appraisal # 2 vurderes derfor å være lavere. Beredskapsbehovet i havgående barrierer er 2 til 4 NOFO-systemer med HiVisc oljeopptager, avhengig av boretidspunkt.	
Prosjektleder:  Geir Morten Skeie	Kvalitetskontroll:  Tom Sørnes

© 2024 Akvaplan-niva AS. This report may only be copied as a whole. Copying and use of results by Client is permitted according to Contract between the Client and Akvaplan-niva AS. For others than Client, copying of part of this report (sections of text, illustrations, tables, conclusions, etc.) and/or reproduction in other ways, is only permitted with written consent from Akvaplan-niva AS and the Client and it may only be used in the context for which permission was given.

Please consider the environment before you print.

Akvaplan-niva AS

Rådgivning og forskning innen miljø og akvakultur

Org.nr.: NO 937 375 158 MVA

Framsenteret, 9296 Tromsø

Norge

Akvaplan-niva (APN) er et forskningsbasert selskap som leverer kunnskap og råd om miljø og havbruk. Selskapet vil kombinere forskning, beslutningsstøtte og teknisk innovasjon til praktiske og kostnads-effektive løsninger for bedrifter, myndigheter og andre kunder verden over.

Vår produktportefølje inkluderer miljøovervåkning, konsekvensutredninger, risiko- og beredskaps-vurderinger, beslutningsstøtte for petroleumsvirksomhet, arktisk miljøforskning, akvakulturdesign og -ledelse, forskning på nye oppdrettsarter og en rekke akkrediterte miljørelaterte, tekniske og analytiske tjenester.

www.akvaplan.niva.no

Sensitive Environments Decision Support Group

Idrettsveien 6, 1400 Ski

Norge

Tlf: +47 92804193/+47 91372252

Sensitive Environments Decision Support Group (SensE) er en egen gruppe i Akvaplan-niva AS.

SensE leverer en rekke tjenester innenfor miljørisiko og oljevernberedskap for petroleumsoperasjoner og aktiviteter i sensitive marine områder.

SensE fokuserer på kvalitet og kompetanse i gjennomføringen av analyser/arbeider og samarbeider tett med oppdragsgiver i prosessen, for å sikre god involvering og utarbeidelse av analyser med høy kvalitet.

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag.....	5
2	Forkortelser og definisjoner.....	6
3	Aktiviteten	7
3.1	Definerte fare- og ulykkeshendelser.....	8
3.2	Oljens egenskaper	8
3.3	Utstrømningsrater og -varigheter	9
4	Resultater fra oljedriftsanalysene	10
5	Miljørisiko	11
6	Beredskapsanalyse.....	13
6.1	Behov for havgående beredskap	13
6.2	Behovet for kystnær beredskap	13
6.3	Anbefalt beredskapsløsning	14
7	Konklusjon	15
8	Referanser.....	16

1 Sammendrag

ConocoPhillips Skandinavia AS (heretter kalt ConocoPhillips) planlegger å bore avgrensingsbrønnen 6507/5-12 (Slagugle appraisal # 2) i produksjonslisens (PL) 891 i Norskehavet. Slagugle appraisal # 2 ligger ca. 400 m sør for Slagugle appraisal # 1, 20 km nord-nordøst av Heidrun, 21 km sør-sørvest av Skarv FPSO og om lag 167 km nordvest for Ytre Vikna, som er nærmeste punkt på land. Brønnens posisjon er 65° 30' 45,2489'' N og 07° 29' 10,2690'' Ø (WGS 84). Vannndypet på lokasjonen er 344 m.

Det er gjennomført nye beregninger av strømningsrater for Slagugle appraisal # 2, som viser vesentlig lavere verdier enn for Slagugle appraisal # 1.

For Slagugle appraisal # 1 er det gjennomført en fullstendig miljørisiko- og beredskapsanalyse (ref. Akvaplan-niva, 2021), hvor miljørisiko ble analysert i henhold til MIRA-metoden og ConocoPhillips Skandinavia sine akseptkriterier, og med en konklusjon om lav miljørisiko, godt innenfor selskapets akseptkriterier.

Som grunnlag for foreliggende notat er det gjennomført oljedriftsberegninger for vektet rate og varighet, samt en full beredskapsanalyse, inkludert beregninger av beredskapsbehov ved hjelp av BarKal.

Det er videre gjennomført en vurdering av nivået av miljørisiko, også ut fra selskapets overgang fra MIRA til ERA Acute som analysemetode, og en oppdatert risikomatrise tilpasset denne metoden.

I forhold til analysene gjennomført for Slagugle appraisal # 1 er det ingen endringer i oljedriftsmodell, driverdata for modellen og ressursdata, og kun en marginal forskjell i boreposisjon. Endringer i øvrige parametere er alle i retning av lavere miljørisiko og beredskapsbehov, med unntak av tid for boring av avlastningsbrønn, som er noe lengre for Slagugle appraisal # 2.

Miljørisikoen forbundet med boringen av Slagugle appraisal # 2 vurderes derfor til å være i grønn risikokategori i henhold til ConocoPhillips sin risikomatrise.

Anbefalt beredskapsløsning for aktiviteten er mellom 2 og 4 systemer i de havgående barrierene, med første system innen 9 timer og fullt utbygd barriere senest innen 27 timer. Kystnært kreves ett system innen 7 døgn og totalt tre CB4-systemer innen 11 døgn vil dekke behovene i barriere 3.

2 Forkortelser og definisjoner

ALARP	As Low As Reasonably Practicable
CB4-system	Current Buster 4 system
Eksempelområde	Områder i den ytre kystsonen som har en høy tetthet av miljøprioriterte lokaliteter og som også på andre måter setter strenge krav til oljevernberedskapen
GIS	Geografisk Informasjonssystem
GOR	Gas Oil Ratio
Grid	Rutenett som brukes i GIS
HI	Havforskningsinstituttet (www.imr.no)
Influensområde	Område med mer enn 5 % sannsynlighet for treff av mer enn 1 tonn olje i en 10x10 km modellrute
MEMW	Marine Environmental Modelling Workbench (SINTEF-model)
MIRA	Miljørettet risikoanalyse
MOB	Modell for prioritering av områder for beskyttelse mot oljeforurensning
NINA	Norsk Institutt for Naturforskning (www.nina.no)
OSCAR	Oil Spill Contingency And Response Model (SINTEF-modell for oljedriftssimuleringer)
PAH	Polysykliske aromatiske hydrokarboner
PL	Produksjonslisens
SEAPOP	Norsk Institutt for Naturforskning sitt program for overvåking og kartlegging av sjøfugl (www.seapop.no)
SIMA	Spill Impact Mitigation Assessment
SINTEF	www.sintef.no
SVIM-arkivet	Hindcast-arkiv fra numeriske havmodeller, som blant annet inneholder strømdata med 4 km oppløsning
THC	Total Hydrocarbon Content
VØK	Verdsatt økosystemkomponent

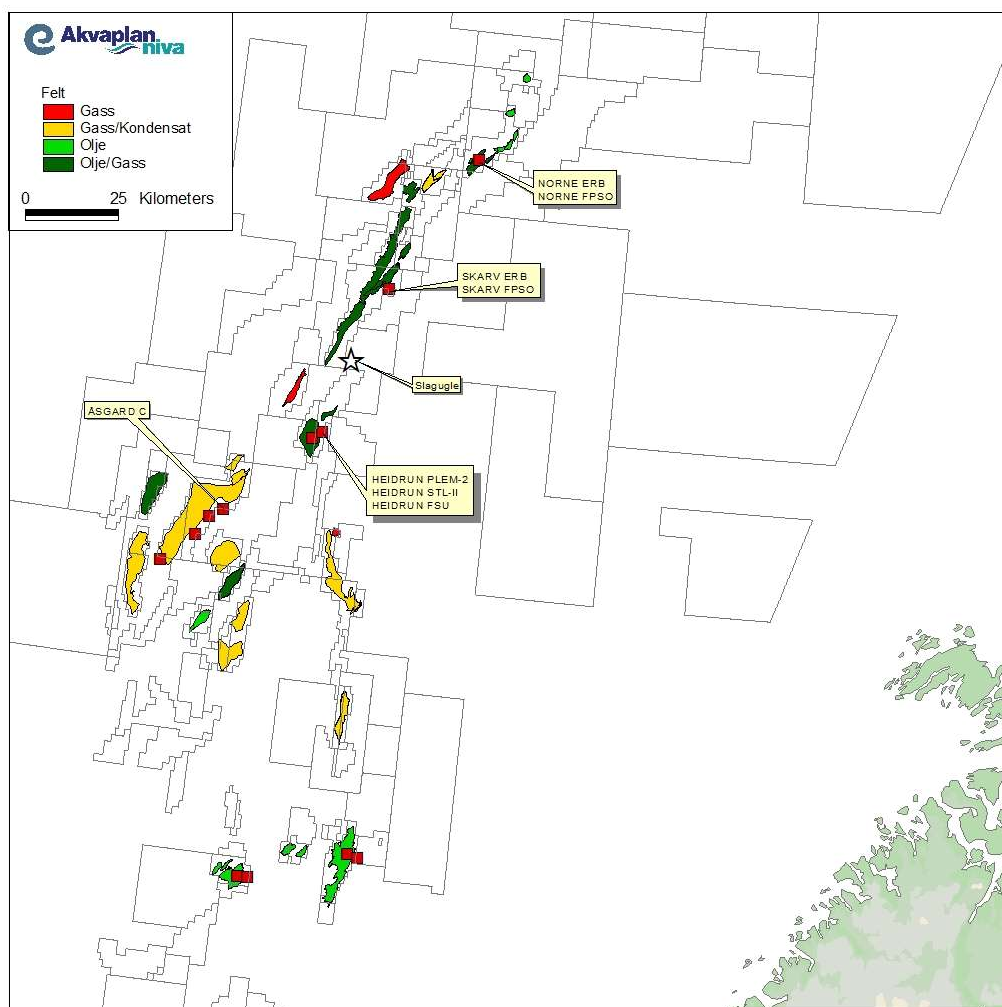
3 Aktiviteten

ConocoPhillips planlegger å bore avgrensningsbrønnen 6507/5-12 (Slagugle appraisal # 2) i produksjonslisens (PL) 891 i Norskehavet.

Formålet med denne avgrensningsbrønnen er å skaffe informasjon om Åre- og Grey Beds-reservoarene. Brønnen skal bores vertikalt til forventet topp av reservoaret på 1837 TVD. Forholdene i reservoaret er utførlig beskrevet i utblåsningsstudien for brønnen (Add Energy, 2023).

Slagugle appraisal # 2 ligger ca. 400 m sør for Slagugle appraisal # 1, 20 km nord-nordøst av Heidrun, 21 km sør-sørvest av Skarv FPSO og om lag 167 km nordvest for Ytre Vikna, som er nærmeste punkt på land. Brønnens posisjon er 65° 30' 45,2489'' N og 07° 29' 10,2690'' Ø (WGS 84). Vanddypet på lokasjonen er 344 meter.

Boreoperasjonen skal gjennomføres med den delvis nedsenkbare boreriggen Deepsea Yantai. Estimert borestart er Q2 2024/Q1 2025. Det er beregnet 70 – 82 døgn til boring av et eventuelt sidesteg og testing av brønnen.



Figur 1. Posisjonen til avgrensningsbrønnen Slagugle appraisal # 2 i PL 891, samt funn, felt og overflateinnretninger. Kilde: OD.

3.1 Definerte fare- og ulykkeshendelser

En ukontrollert utstrømning er lagt til grunn for utblåsnings- og drepeberegningene. Dette scenariet ble ansett å være dimensjonerende mht. miljørisiko og beredskapsbehov. Følgende strømningsveier ble vurdert i studien på gjennomføringstidspunktet:

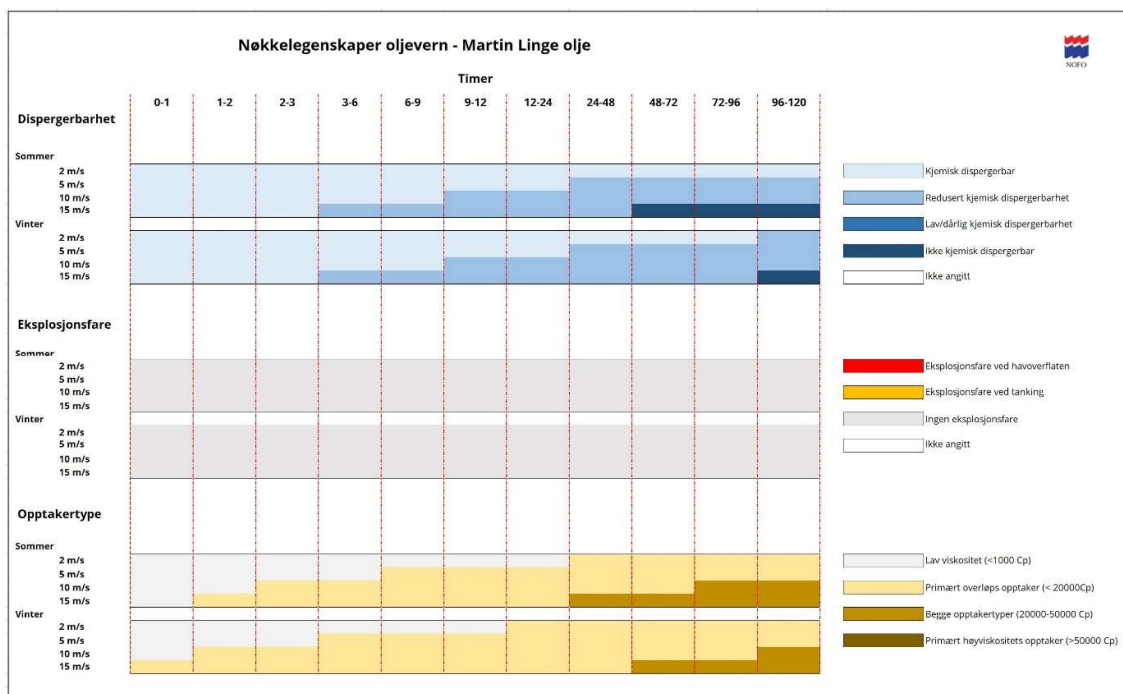
- Hele reservoaret er eksponert. Mulige strømningsveier er åpent hull, annulus eller borestreng.
- Deler av reservoaret er eksponert. Mulige strømningsveier er som over.

Andre uhellsutslipp er vurdert å være av mindre volumer og konsekvens, og er derfor ikke ansett som dimensjonerende.

3.2 Oljens egenskaper

Martin Linge er valgt som referanseolje, som for Slagugle appraisal # 1. Denne oljen har en tetthet på 930 kg/m³, og er av SINTEF (2016) karakterisert som en tung naftensk olje. Den har et moderat raskt vannopptak og danner emulsjoner med et maksimalt vanninnhold på 77 %. Emulsjonen er innledningsvis kjemisk dispergerbar, og etter 2-120 timer angitt å ha redusert kjemisk dispergerbarhet, og deretter lav/dårlig kjemisk dispergerbarhet etter videre drift på sjø.

For detaljert massebalanse og endringer i ulike egenskaper som en funksjon av tid etter utslipp, vann-temperatur og vindforhold vises det til forvittringsstudien (SINTEF, 2016). Oljens nøkkelegenskaper mht. oljevernberedskap er sammenfattet i [NOFOs Planverk](#).



Figur 2. Nøkkelegenskaper til Martin Linge råolje.

3.3 Utstrømningsrater og -varigheter

Add Energy (2023) har gjennomført simuleringer av potensielle utstrømningsrater fra avgrensningsbrønnen Slagugle appraisal # 2 (Tabell 1).

Vektet varighet er hhv. 6 og 17 døgn for en overflate- og sjøbunnsutblåsning. Lengste varighet, som reflekterer nødvendig tid for boring av en avlastningsbrønn, er estimert til 45 døgn.

Tabell 1. Full rate- og varighetsmatrise for Slagugle appraisal # 2 (Add Energy, 2023).

ADD ENERGY TAI ASB, Group Company <i>Based on Sintef Offshore Blowout Database and Offshore Norge's guidelines</i>						GOR = 35		Time to drill Relief Well: 45 days				
Surface scenario	Scenario Dist. %	Pentetration Depth Dist.%	top/entire	IBOP/TIW Opening Dist %	Opening Opening	Total Dist. %	Oil S m3/d	Gas MS m³/d	Distribution - Duration			Weighted Duration
									t<2 days	t~15 days	t~45 days	
1S - Drillpipe	11	55	Top	30	Open	1.8	180	0.006	90	5	5	5
		70	5% open	4.2	180	0.006						
		45	Entire	30	Open	1.5	3075	0.107				
		70	5% open	3.5	2007	0.070						
2S - Annulus	78	55	Top	30	Open	12.9	65	0.002	85	10	5	5
		70	5% open	30.0	65	0.002						
		45	Entire	30	Open	10.5	3976	0.138				
		70	5% open	24.6	2500	0.087						
3S - Open Hole	11	55	Top	30	Open	1.8	60	0.002	75	15	10	8
		70	5% open	4.2	60	0.002						
		45	Entire	30	Open	1.5	9277	0.323				
		70	5% open	3.5	4672	0.163						
Totals and weighted rates:						100	1490	0.05	Weighted duration:			6

Based on Sintef Offshore Blowout Database and Offshore Norge's guidelines					GOR = 35		Time to drill Relief Well: 45 days				
Seabed scenario	Scenario Dist. %	Pentetration Depth Dist.% top/entire	BOP Opening Dist % Opening		Total Dist. %	Oil Sm3/d	Gas MSm3/d	Distribution - Duration t<2 days t~15 days t~45 days			Weighted Duration
1 - Drillpipe	11	55 Top	30 Open		1.8	59	0.00	50	25	25	16
			70 5% open		4.2	59	0.00				
		45 Entire	30 Open		1.5	2572	0.09				
			70 5% open		3.5	1652	0.06				
2 - Annulus	78	55 Top	30 Open		12.9	50	0.00	50	25	25	16
			70 5% open		30.0	50	0.00				
		45 Entire	30 Open		10.5	2397	0.08				
			70 5% open		24.6	1894	0.07				
3 - Open Hole	11	55 Top	30 Open		1.8	47	0.00	25	25	50	27
			70 5% open		4.2	47	0.00				
		45 Entire	30 Open		1.5	4421	0.15				
			70 5% open		3.5	3379	0.12				
Totals and weighted rates:					100	1020	0.04	Weighted duration:			17

4 Resultater fra oljedriftsanalysene

Resultater fra oljedriftsberegninger av vektet rate og varighet av et overflateutslipp er vist i Tabell 2. Siden tilsvarende resultater ikke er vist i analysen for Slagugle appraisal # 1, er disse hentet ut og vist i Tabell 3.

Tabell 2. Slagugle appraisal # 2. Statistiske resultater fra oljedriftsberegningene for strand i fire sesonger for vektet rate og varighet.

Periode	Sannsynlighet for stranding (%)	Maksimal strandet mengde emulsjon i tonn (prosentiler)			Korteste drivtid i døgn (prosentiler)			# strandruter berørt (prosentiler)		
		95		100	95		100	95		100
Desember-februar	61	462		1014	8,6		8,0	25		37
Mars-mai	68	621		1855	7,2		6,4	25		35
Juni-august	38	645		1818	13,1		8,3	17		28
September-november	76	524		942	8,4		6,5	30		34

Tabell 3. Slagugle appraisal # 1. Statistiske resultater fra oljedriftsberegningene for strand i fire sesonger for vektet rate og varighet.

Periode	Sannsynlighet for stranding (%)	Maksimal strandet mengde emulsjon i tonn (prosentiler)			Korteste drivtid i døgn (prosentiler)			# strandruter berørt (prosentiler)		
		95		100	95		100	95		100
Desember-februar	69	2711		4292	8,1		7,1	54		77
Mars-mai	70	3101		8212	6,9		4,8	63		84
Juni-august	39	2067		4782	12,8		5,0	35		52
September-november	80	2361		3436	8,5		7,0	60		78

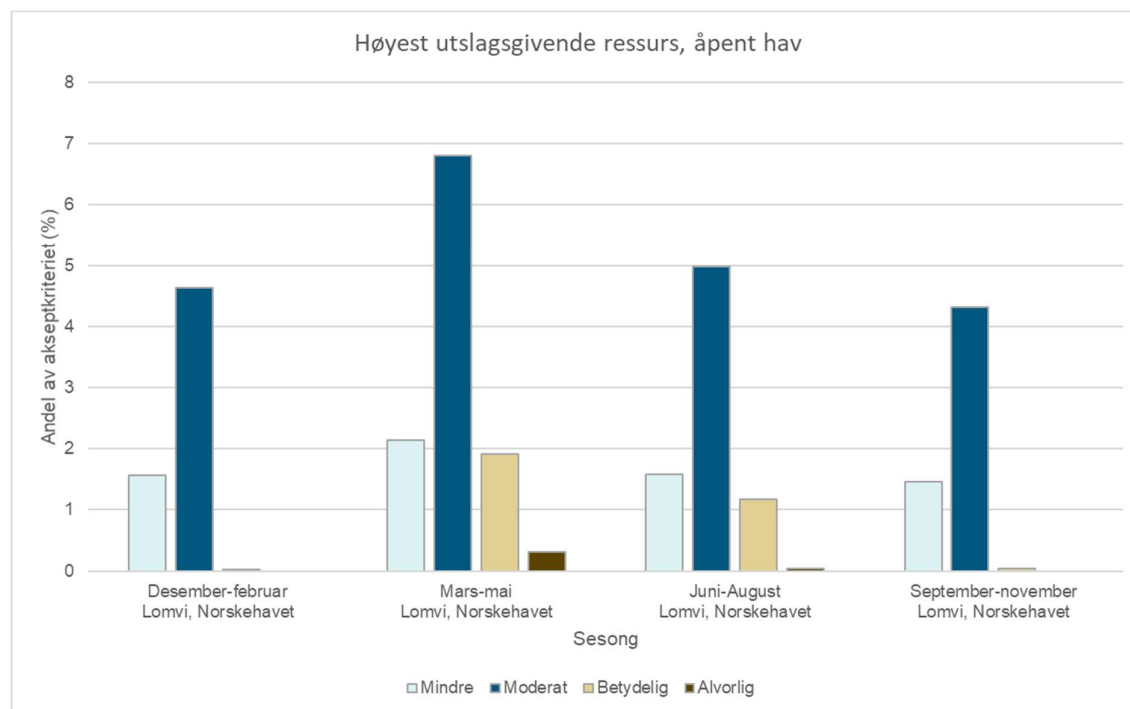
En oversikt over NOFO-eksempelområder innen influensområdet for vektet rate av overflateutslipp i perioden desember – februar, med drivtider mindre enn 20 døgn, er gitt i Tabell 4.

Tabell 4. Strandet mengde emulsjon, minste drivtid og strandingssannsynlighet for NOFOs eksempelområder (> 5 % treffsannsynlighet for mer enn 1 tonn olje basert på vektet rate og varighet av en overflateutblåsning i perioden desember-februar). Beregnet etter 2023-konsensus i Offshore Norges Beste Praksis-gruppe, og uten effekt av beredskap.

Navn	Beregnet 95-persentil emulsjonsmengde (tonn)	Beregnet 95-persentil minste drivtid (døgn)	Treffsannsynlighet (%)
Vega	33	15	20
Træna	108	11	43
Bliksvær	38	17	13

5 Miljørisiko

Høyeste utslag i miljørisiko for Slagugle appraisal # 1, beregnet i henhold til MIRA-metoden og målt i henhold til ConocoPhillips sine akseptkriterier, var i underkant av 7 % av akseptkriteriet i skadeklasse *Moderat* i vårsesongen. I øvrige sesonger var høyeste utslag mellom 4 og 5 % av akseptkriteriet, da også i skadeklasse *Moderat* (Figur 3).



Figur 3. Slagugle appraisal # 1. Miljørisiko for sjøfugl i åpent hav, som andel av selskapets akseptkriterier i hver sesong.

Gitt vesentlig lavere strømningsrater for Slagugle appraisal # 2 (hhv. 34 og 51 % av ratene for Slagugle appraisal # 1), ville miljørisikoen målt etter MIRA-metoden være vesentlig redusert, om ikke direkte proporsjonalt med strømningsratene.

ERA Acute måler skade på en annen måte enn MIRA, og skaden måles vesentlig mer nyansert, både med hensyn til antallet skadekategorier og antallet risikokategorier, som vist i Tabell 5. Dette gjør det vanskelig å foreta en direkte sammenligning mellom de to metodene og deres anvendelse. Det er kun gjennomført et fåtall prosjekter med slik direkte sammenligning. Akvaplan-niva har gjennomført dette for en kystnær aktivitet tidligere, for en annen operatør, hvor aktiviteten lå nær 50 % av akseptkriteriet med MIRA, og ga utslag i gul risikokategori i ERA Acute.

Vår vurdering er at en aktivitet som i utgangspunktet har en miljørisiko mindre enn 10 % av akseptkriteriet i henhold til MIRA-metoden, med ingen eller marginale utslag i skadekategorien *Alvorlig*, og hvor strømningsratene nå er redusert med 49 til 66 %, vil innplasseres i grønn risikokategori i henhold til ConocoPhillips sin nye risikomatrise.

Tabell 5. ConocoPhillips Skandinavia sin risikomatrise for vurdering av miljørisiko.

Returperiode / frekvens / sannsynlighet			1 None	2 Insignificant/ Negligible (1)	3 Minor/ Minor (2)	4 Moderate/ Moderate (3)	5 Major/ Major 1 (4)	6 Serious/ Major 2 (4)	7 Very serious/ Severe 1 (5)	8 Catastrophic/ Catastrophic 2 (5)
ERA Acute			Miljøkonsekvens							
COP	% Likelihood	Frequency	None	Negligible (1)	Minor (2)	Moderate (3)	Major 1 (4)	Major 2 (4)	Severe 1 (5)	Severe 2 (5)
Very Likely 1 (5)	> 50 %	> 0,5								
Very Likely 2 (5)	25-50 %	0,25-0,5								
Very Likely 3 (5)	10-25 %	0,10-0,25								
Likely (4)	1-10 %	0,01-0,10								
Somewhat Likely 1 (3)	0,1-1 %	10 ⁻¹ -10 ⁻²								
Somewhat Likely 2 (3)	0,01-0,1%	10 ⁻¹ -10 ⁻³								
Unlikely 1 (2)	0,001-0,01%	10 ⁻³ -10 ⁻⁴								
Unlikely 2 (2)	0,0001-0,001	10 ⁻⁴ -10 ⁻⁵								
Very unlikely (1)	<0,0001 %	<10 ⁻⁶								
	High risk (RR IV)									
	Significant risk (RR III)									
	Medium risk (RR II)									
	Low risk (RR I)									

6 Beredskapsanalyse

Det henvises til analysen for Slagugle appraisal # 1 for en mer generell beskrivelse av operatørenes beredskap på norsk sokkel.

De ressurser som er relevante for boringen av Slagugle appraisal # 2 er vist i Tabell 6.

Tabell 6. Gangtider og responstider for de nærmeste relevante oljevernressurser for aktiviteten. Gangtid og best oppnåelig responstid avrundet oppad til nærmeste hele time.

Ressurs/plassering	Avstand (km)	Avstand (nm)	Mobilisering, frigivelse og utsetting av lenser (timer)	Gangtid (timer)	Total responstid (timer)
Tampen, stående beredskap	45	24	7	2	9
Aasta Hansteen, stående beredskap	114	62	7	5	12
NOFO Base, Kristiansund 01	268	145	11	11	22
Gjøa, stående beredskap	512	278	5	20	25
Tampen	548	296	6	21	27
Oljevern fartøy for sleping					
Redningsselskapet fra Rørvik	186	101	2	5	7
Oljevern fartøy for sleping mobiliseres gjennom NOFO					24

6.1 Behov for havgående beredskap

Behovet for beredskap i åpent hav (barriere 1 og 2) er beregnet for sesongene vinter og sommer ved hjelp av NOFOs beredskapskalkulator (BarKal). Resultatene er oppsummert i Tabell 7.

Tabell 7. Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2 for de to sesongene. Referansestasjonen ved angivelse av effektivitet = 17.

Sesong	Vinter	Sommer
Beregnet behov for beredskap i barriere 1 og 2, gitt som NOFO J m/HiVisc oljeopptakere	B1: 2* B2: 2	B1: 1 B2: 1
Total reell ytelse av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (Sm ³ /d)	1309	1509
Beregnet effektivitet av beredskapsløsningen i barriere 1 og 2 (%)	30	66

*Ved å forholde seg strengt til heltall systemer. Behovet er 1987 m³/d, mens kapasiteten er 1920 m³/d.

6.2 Behovet for kystnær beredskap

Behovet for beredskap kystnært (barriere 3) er beregnet for sesongene vinter og sommer ved hjelp av NOFOs beredskapskalkulator (BarKal) (Tabell 8).

Tabell 8. Beregnet behov for beredskap i barriere 3 for hver av de to sesongene. Referansestasjonen ved angivelse av effektivitet = 4.

Sesong	Vinter	Sommer
Beregnet behov for beredskap i barriere 3, gitt som standard Current Buster 4-systemer	1	1
Total reell ytelse av beredskapsløsningen i barriere 3 (Sm ³ /d)	80	80
Beregnet effektivitet av beredskapsløsningen i barriere 3 (%)	48	81

Aktivitetens ytelseskrav med hensyn til kystnær beredskap (Barriere 3) kan volummessig dekkes ved 1 NOFO kystsystem. Det er imidlertid også behov for å ivareta geografisk dekning, og det anbefales derfor en løsning som dekker de eksempelområder som har en beliggenhet innenfor influensområdet.

Responstid for første system er 7 døgn, som er korteste drivtid til land. Tre av eksempelområdene innenfor influensområdet til Slagugle appraisal # 2 har en minste drivtid mindre enn 21 døgn. Øvrige eksempelområder er dekket innen NOFOs generelle beredskap for kystsonen.

6.3 Anbefalt beredskapsløsning

Basert på de samme vurderinger og ytelseskrav som i analysen for Slagugle appraisal # 1 anbefales følgende beredskapsløsning:

Beredskap i åpent hav

I planlagt boreperiode vil en havgående beredskap med en ytelse tilsvarende totalt 4 NOFO J-systemer med HiVisc-opptaker tilfredsstille aktivitetens ytelseskrav. Fartøyet i stående beredskap i Haltenområdet vil kunne starte bekjempelse innen 9 timer (oljevern fartøy fra Redningsselskapets base i Rørvik). De neste systemene vil kunne være operative innen 25 timer. Hensyntatt NOFOs anbefaling om tilgjengelighetsfaktor vil barrieren kunne være fullt utbygd innen 27 timer.

Beredskap kystnært

Det vurderes at en kystnær beredskap med 3 NOFO CB4-systemer i barriere 3 vil dekke ytelseskravene, med hensyn til kapasitet og geografisk spredning. For de enkelte eksempelområdene vil behovene være 1 NOFO kystsystem, gitt effekten av foregående barrierer i beskrevet beredskapsløsning.

Det første systemet skal være på plass innen 95-prosentilen av korteste drivtid til land, som er 7 døgn. De resterende systemene kan mobiliseres sekvensielt, med responstider som vist for eksempelområdene i Tabell 4.

NOFO vil kunne mobilisere 10 komplette kystsystem til nærmeste NOFO-base innen 5 døgn. 10 system innbefatter 16 fartøy; 10 til oppsamling av olje/emulsjon, 4 til opptak, samt 2 til kommando og støtte.

Tiltaksalternativer

Oljetypen *Martin Linge* er egnet for mekanisk opptak og kjemisk dispergering i den første tiden etter utslipp til sjø, både under sommer- og vinterforhold. Under en oljevernoperasjon skal operatøren velge det tiltaksalternativet som gir minst mulig miljøbelastning.

7 Konklusjon

I forhold til analysene gjennomført for Slagugle appraisal # 1 er det ingen endringer i oljedriftsmodell, driverdata for modellen og ressursdata, og kun en marginal forskjell i boreposisjon.

Parametere som er forskjellige mellom de to brønnene er vist i Tabell 9. Som det fremgår av tabellen er alle endringer i retning av lavere miljørisiko og beredskapsbehov, med unntak av tid for boring av avlastningsbrønn, som er noe lengre for Slagugle appraisal # 2.

Miljørisikoen forbundet med boringen av Slagugle appraisal # 2 vurderes derfor til å være i grønn risikokategori i henhold til ConocoPhillips sin risikomatrise.

En beredskapsløsning i henhold til ConocoPhillips sine ytelseskrav er innenfor NOFOs kapasiteter, med hensyn til omfang så vel som responstid.

Tabell 9. Forskjeller i parametere av betydning for miljørisiko og beredskapsbehov.

Parameter	Slagugle appraisal # 1	Slagugle appraisal # 2	Vurdering
Sannsynlighet for tap av brønnkontroll	1,03 10 ⁻⁴	1,01 10 ⁻⁴	
Vektet strømningsrate, overflateutslipp (m ³ /d)	4360	1490	
Vektet strømningsrate, sjøbunnsutslipp (m ³ /d)	1970	1020	
Tid for boring av avlastningsbrønn (døgn)	42	45	
Minste drivtid (døgn) (p95)	6,9	7,2	
Strandet emulsjonsmengde (tonn) (p95)	3101	524	
Strandingssannsynlighet (%)	39-80	38-76	
Antall eksempelområder	6	3	
Miljørisiko	Lav	Lavere	
Beredskapsbehov, havgående (# systemer)	10 vinter 5 sommer	4* vinter 2 sommer	
Beredskapsbehov, kystnært (# systemer)	6	3	

8 Referanser

Add Energy, 2023: Blowout and Kill Simulation Study. Appraisal well 6507/12, Slagugle Main. ConocoPhillips Norway.

Akvaplan-niva, 2021: Miljørisiko- og beredskapsanalyse – Brønn 6507/5-11 (Slagugle appraisal) i PL 891. Rapport nr. 63453.01.

Offshore Norge, 2021: Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.

SINTEF, 2016: Martin Linge crude oil and condensate – properties and behaviour at sea. Report no. A27998.

Vysus Group, 2023: 2023 version of Blowout and well release frequencies based on SINTEF Offshore Blowout Database 2022.