

Beredskapsanalyse Valemonfeltet

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

Title:		
Beredskapsanalyse for oljevern Valemon		
Document no. :	Contract no. :	Project:

Classification:	Distribution:
Open	Open
Expiry date:	Status
	Final

Distribution date:	Rev. no.:	Copy no.:
04-07-2017	0	1

Author(s)/Source(s):	
Stine Kooyman	
Subjects:	
Oljevern, beredskap, akutt forurensning	
Remarks:	
Valid from:	Updated:
24-04-2017	
Responsible publisher:	Authority to approve deviations:

Techn. responsible (Organisation unit / Name):	Date/Signature:
TPD R&T FT SST ERO Stine Kooyman	4/7-17 <i>[Signature]</i>
Recommended by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature:
TPD R&T FT SST Anne-Lise Hegge	4/7-17 <i>[Signature]</i>
Approved by (Organisation unit/ Name):	Date/Signature:
TPD R&T FT SST ERO Hanne Greiff Johnsen	5/7-17 <i>[Signature]</i>

Innhold

1	Sammendrag	6
2	Innledning.....	6
2.1	Bakgrunn.....	6
2.2	Aktivitetsbeskrivelse.....	9
2.3	Utslippsscenarier	10
3	Metode	11
3.1	Ytelseskrav	11
3.2	Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer	11
3.3	Dimensjonering av barriere 1 og 2 – nær kilden og på åpent hav	12
3.4	Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone	12
3.5	Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing.....	13
3.6	Kjemisk dispergering.....	13
3.7	In situ brenning	14
3.8	Avfallshåndtering	14
4	Grunnlag	14
4.1	Oljetyper ved Valemon.....	14
4.1.1	Oljenes egenskaper ved mekanisk oppsamling.....	15
4.1.2	Oljenes egenskaper ved kjemisk dispergering på overflate.....	15
4.1.3	Særlige forhold - usikkerhet knyttet til Valemons forvitringsegenskaper	16
4.1.4	Oljenes egenskaper ved subsea dispergering.....	17
4.2	Operasjonslys ved Valemonfeltet	17
4.3	Bølgeforhold nær lokasjon til Valemon	18
4.4	Bølger i kystsonen (generisk for Norges kystlinje).....	18
4.5	Oljevernressurser – utstyrsplassering og forutsetninger.....	19
4.5.1	Tier 1 – Beredskap på feltet.....	20
4.5.2	Tier 2 – NOFO ressurser	20
4.5.3	Tier 3– OSRL ressurser.....	22
4.6	Influensområder og stranding	23
	Miljøsårbare ressurser	23
4.6.1	Sjøfugl.....	23
4.6.2	Sjøpattedyr.....	24
4.6.3	Fisk og gyteområder	25
5	Resultater	25
5.1	Mekanisk oppsamling	26
5.1.1	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2	26
5.1.2	Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4	28
5.1.3	Beregning av beredskapsbehov i barriere 5	28
5.2	Offshore dispergering	28

5.2.1	Overflatedispergering fra fartøy	28
5.2.2	Overflatedispergering fra fly	29
5.2.3	Subsea dispergering	29
5.2.4	Logistikk ved offshore dispergering	29
5.3	Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner	30
5.3.1	Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser	30
5.3.2	Modellering og visualisering av utslipp ved en hendelse	30
5.4	Håndtering av oljeskadet vilt	30
5.5	Miljøundersøkelser	30
5.5.1	Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA	31
5.5.2	Prøvetaking av olje på vannoverflaten og i vannsøylen – SINTEF	31
5.5.3	Undersøkelse i strandsone – Akvaplan Niva	31
6	Konklusjon	33
	Referanser	34
	Appendiks A	36

Definisjoner og forkortelser

Sentrale ord og uttrykk som inngår i beredskapsanalysen er kort beskrevet nedenfor:

- *DFU*: Definert fare- og ulykkessituasjon.
- *Grunnberedskap*: 1 Kystsystem (type A eller B) og 1 Fjordsystem (type A eller B).
- *IKV*: Indre Kystvakt
- *Influensområde*: Område som med mer enn 5 % sannsynlighet vil bli berørt av et oljeutslipp, hvor det er tatt hensyn til fordeling over alle utslippsrater og -varigheter.
- *Korteste drivtid*: 95-persentilen i utfallsrommet for korteste drivtid til kysten.
- *KYV*: Kystverket
- *Miljørisikoanalyse*: Risikoanalyse som vurderer risiko for ytre miljø.
- *NOFO*: Norsk Oljevernforening for Operatørselskap
- *NEBA-prinsippet*: Net Environmental Benefit Analysis – metode for å sammenligne og rangere netto miljøgevinst forbundet med forskjellige bekjempelsesmetoder innen oljevern, eksempelvis oppsamling, mekanisk og kjemisk dispergering.
- *OSRL*: Oil Spill Response Limited
- *Prioriterte områder*: Til bruk i beredskapsplanleggingen er det definert arealer kalt prioriterte områder (basert på en vurdering av tidligere eksempelområder i NOFO). Disse er karakterisert ved at de ligger i ytre kystsone, har høy tetthet av miljøprioriterte lokaliteter og som også på andre måter setter strenge krav til oljevernberedskapen. Disse områdene er derfor forhåndsdefinert som dimensjonerende for oljevernberedskapen.
- *Størst strandet emulsjonsmengde*: 95-persentilen i utfallsrommet for størst strandet mengde

1 Sammen drag

Statoils krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for produksjonsboring og drift av Valemon er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i tabellen under. Det er satt krav til 2 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 9 timer. Kjemisk dispergering vil, basert på en NEBA vurdering, kunne bidra til et effektivt oljevern til havs. For barriere 3, 4 og 5 er det ikke satt spesifikke krav til beredskap grunnet lang drivtid til land.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og berørte IUAer. Gjennom aksjonsledelsen vil Statoil fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning for produksjonsboring og drift av Valemon er oppsummert i tabellen under.

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	2 NOFO-systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 9 timer
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsoner	
Systemer og responstid	Ingen spesifikke krav
Barriere 5 - strandrensing	
Systemer og responstid	Ingen spesifikke krav
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

2 Innledning

2.1 Bakgrunn

Formålet med beredskapsanalysen er å kartlegge behovet for oljevernberedskap ved et større uhellsutslipp av olje. Analysen skal gi grunnlag for valg og dimensjonering av beredskapsressurser. Beredskapsanalysen er spesifikk for Valemonfeltet. Aktivitetsforskriftens § 73 og Styringsforskriftens § 17 stiller krav til beregning av miljørisiko og beredskapsbehov som grunnlag for beredskapsetablering i forbindelse aktiviteter som kan gi miljøforurensning som følge av akutte utslipp. Det er utført en miljørisikoanalyse for feltet [1]. Informasjon fra miljørisikoanalysen inngår som grunnlag i beredskapsanalysen. Beredskapsplanlegging er en kontinuerlig prosess, og beredskapsanalysen skal oppdateres ved vesentlig endringer, og vurderes for oppdatering som et minimum hvert 5 år.

Effektiv oljevernberedskap vil redusere oljemengder på sjøen, begrense utstrekning og påslagsområder for et oljesøl og redusere miljørisiko. Statoil vil være ansvarlig for en eventuell oljevernaksjon både nær kilden til havs, langs kysten og på

land i tilfelle stranding. Valg av metoder og utstyr for bekjempelse vil baseres på utslippets karakter, værforhold, effektivitet av utstyr og tilstedeværelse av sårbare ressurser. Hovedstrategier for aksjoner er bekjempelse nær kilden. En vil tilstrebe å benytte den bekjempelsesmetoden, mekanisk oppsamling eller kjemisk dispergering, som resulterer i minst miljøskade.

Statoil bygger opp sin beredskap etter «tier» konseptet, for å sikre at beredskapen kan bygges opp på en sømløs måte for å ivareta ulike hendelser. Det vil si at det kontinuerlig gjøres vurdering om behov for å bygge opp eller trappe ned beredskapen etter hvordan utslippet og aksjonen utvikler seg. Beredskapsfunksjonene er definert som ressursene som kreves for å redusere konsekvensene av en hendelse og er kombinasjonen av beredskapspersonell, utstyr og tilleggsstøtte.

Tier konseptet er definert som følgende i Statoil sitt styringssystem [2]:

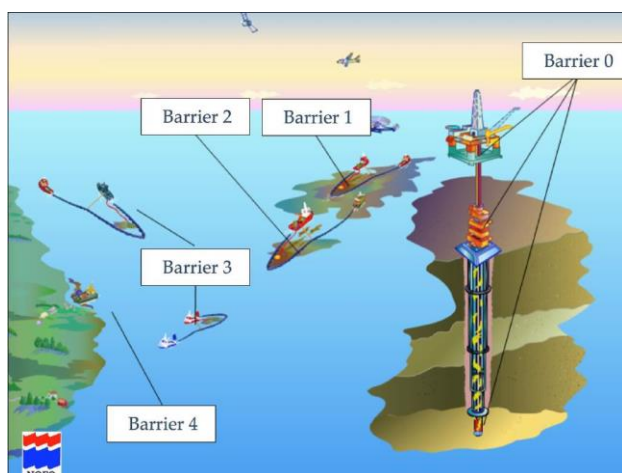
- Tier 1: tilstrekkelig beredskapsevne for å håndtere et lokalt utslipp og/eller initiell beredskap ved en større hendelse.
- Tier 2: tilstrekkelig regional (nasjonal) beredskapsevne til å supplere Tier 1 beredskap, inkludert generelt utstyr og spesialiserte verktøy og tjenester.
- Tier 3: tilstrekkelig globale (internasjonale) ressurser for utslipp som krever vesentlig tilleggsberedskap grunnet størrelsen, kompleksiteten og potensiell konsekvens av hendelsen.

I følgende beredskapsanalyse vil det gis en systematisk gjennomgang av ulike beredskapsfunksjoner som er sentrale for gjennomføring av en oljevernaksjon på feltet. Beredskapsfunksjonene som skal inngå i beredskapsanalysen er beskrevet i Statoils styrende dokumentasjon, og er hentet fra IPIECA [3]. Beredskapsfunksjonene som inngår i denne analysen er:

- mekanisk bekjempelse;
- offshore overflate dispergering (fra fly og fartøy);
- offshore subsea dispergering;
- utslippsdeteksjon og overvåkning (inkludert visualisering og modellering);
- in-situ brenning;
- håndtering av oljeskadet vilt;
- miljøundersøkelser
- avfallshåndtering

Kildekontroll; håndtering og involvering av berørte parter (stakeholder management); og økonomisk evaluering og kompensasjon er ikke omtalt i denne beredskapsanalysen, da de omtales i egne analyser og planer.

I tillegg til tier konseptet benytter man på norsk sokkel barrierebegrepet som en geografisk inndeling av den aktuelle beredskapsresponsen i forhold til avstand fra utslippspunkt. Figur 2-1 illustrerer barrierekonseptet: Barriere 1 er nær kilden, barriere 2 åpent hav (i noe avstand fra kilden), barriere 3 fjord, barriere 4 kyst, barriere 5 strandsanering. For hver barriere har Statoil spesifikke ytelseskrav, og ulikt utstyr og ulike metoder vil være aktuelle. Barriere 0 er kildekontroll, og omtales ikke i denne analysen. Tiltak i en barriere kan være fordelt på ulike beredskapsfunksjoner, og komme fra ulike «tier»-nivå.



Figur 2-1 Illustrasjon over barrierekonseptet med fokus på mekanisk bekjempelse og NOFO, andre beredskapsfunksjoner og «tier»-nivå kan inngå i de ulike barrierene [4].

Statoil vil ha det fulle ansvaret for oljevernberedskap ved et (akutt) oljeutslipp som følge av egen aktivitet. Norsk Oljevernforening for Operatørselskap (NOFO) står for den operative delen av beredskapen både til havs, nær kysten og ved eventuelle strandrenseaksjoner, og disponerer ressurser og personell for å håndtere dette. NOFO etablerer og ivaretar oljevernberedskap på norsk sokkel for å bekjempe oljeforurensning på vegne av 30 operatørselskap, som også i felleskap finansierer aktiviteten. NOFO er klar til aksjon hele døgnet, hele året. NOFO ressurser omtales som tier 2 ressurs. Felt- og områdeberedskapsfartøyene på sokkelen omtales som en tier 1 ressurs for de enkelte feltene de tilhører, men er tier 2 ressurser for de øvrige felt og installasjoner på sokkelen. Initielt, de første timene etter en hendelse, vil operatøren styre tier 1 ressursen, og etter hvert vil den overføres til NOFO som vil operere alle beredskapsressurser som inngår i den pågående oljevernaksjonen.

I tillegg er Statoil medlem i Oil Spill Response Limited (OSRL) og vil kunne benytte oljevernressurser herfra, som for eksempel kjemisk dispergering, strandrenseutstyr og personell, etter behov i en aksjon. OSRL er et samarbeidsorgan som opererer på global basis, og som eies og styres av oljeselskaper internasjonalt. OSRL omtales dermed som en Tier 3-ressurs. OSRL har utstyr og personell for å håndtere oljeutslipp til havs, samt på kyst og strand. Personell fra OSRL har god praktisk og operasjonell erfaring, og har deltatt i flere store oljevernaksjoner. Ved en hendelse vil det kunne være aktuelt å benytte personell fra OSRL, enten i ledelsesfunksjoner, med selvstendige oppgaver eller som rådgivere og/eller leverandør av ressurser. Dette medfører at Statoil kan disponere OSRL sine ressurser i form av oljevernutstyr og personell [5].

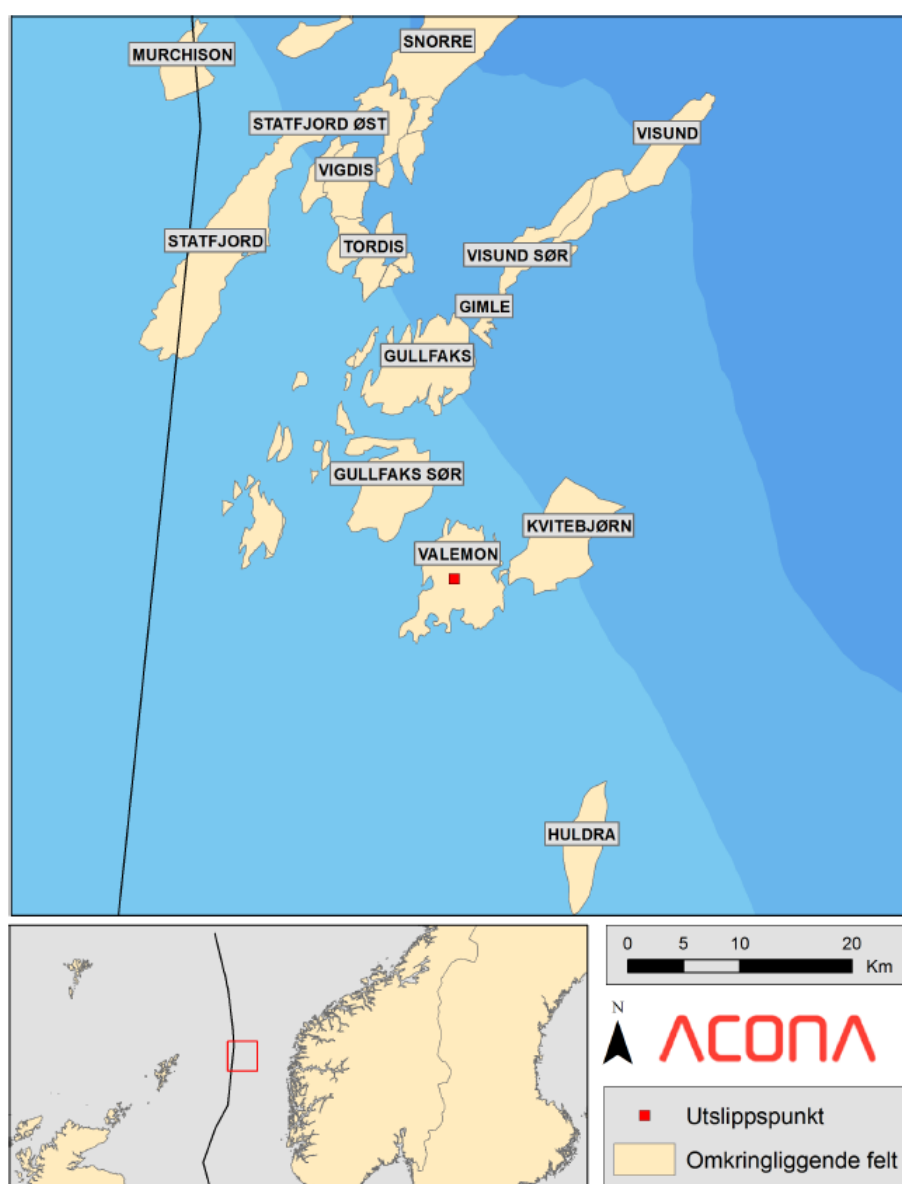
Kystverket er norske myndigheters representant i forbindelse med akutt forurensning, og har noe ulikt ansvar og rolle avhengig om forurensningen er privat, kommunal eller statlig [6]. Uansett gjelder at ansvarlig forurensner har plikt til å sette i verk tiltak ved akutt forurensning eller fare for akutt forurensning. Kystverket og oljeindustrien har gjennom eget brodokument [7], øvelser og trening gjort forberedelser for at staten kan overta ledelsen av aksjoneringen ved en ekstrem forurensningshendelse fra petroleumsindustrien. En slik overtakelse gjennomføres ved samordnet aksjonsledelse og endrer ikke på operatørens ansvar for egen beredskap, ansvar for hendelsen i seg selv eller ansvaret for konsekvensene av denne. NOFO og Kystverket har en samarbeidsavtale som innebærer utstyr og ressurser stilles til rådighet for hverandre ved behov [8].

2.2 Aktivitetsbeskrivelse

Denne beredskapsanalysen gjelder Valemonfeltet. Feltet er lokalisert mellom Kvitebjørn og Gullfaks Sør og ca. 117 km fra nærmeste land, som er Utvær i Solund kommune i Sogn og Fjordane (Figur 2-2). Analysen omfatter produksjonsboring og drift av Valemon. Vanndybden på feltet er ca 135m. Basisinformasjon for feltet er oppsummert i

Tabell 2-1.

Miljørisikoanalyse for Valemon er gjennomført i 2017 [1] med ny oljetype og nye utblåsningsrater og -sannsynlighet [9].



Figur 2-2 Lokasjon til Valemonfeltet. Korteste avstand til land er 117 km. Figur hentet fra miljørisikoanalysen for brønnen [1].

Tabell 2-1 Basisinformasjon for Valemonfeltet

Parameter	Valemon
Posisjon for DFU (geografiske koordinater)	61,0436°N, 2,3483°E
Vanndyp	135 m
Sannsynlighet for utblåsning	1.29×10^{-4}
Sannsynlighetsfordeling (% overflate/sjøbunn)	25/75
Utblåsningsrater	P 90 produksjon :200m3/ Vektet rate produksjonsboring: 2000m3/d (benyttet for dimensjonering av beredskap)
Oljetype (tetthet)	Alvheim (Kneler)
Maksimal varighet av en utblåsning (tid til boring av avlastningsbrønn)	98 døgn

2.3 Utslippsscenarioer

Utslippsscenarioer på feltet omfatter hendelser forbundet med utblåsning, lekkasjer ved lasteprosess og feltinterne rør har vært grunnlag for miljørisikoanalysen for feltet. Tre utslippsscenarioer er valgt ut og vurdert dekkende i forhold til beredskapsdimensjonering da de til sammen representerer verste utslippsscenario og et spekter av ulike beredskapsbehov (Tabell 2-2).

Systembehov ved utblåsningsscenariet er utført med Alvheim (Kneler) olje

Tabell 2-2 Utslippsscenarioer ved Valemonfeltet

Type utslipp	Valgt representativ oljetype	Bakgrunn for rate/volum
Mindre punktutslipp – 100 m ³	Alvheim (Kneler)	Eksempelvis lekkasje fra lasteslange.
Middels punktutslipp - 2000 m ³	Alvheim (Kneler)	Eksempelvis lekkasje fra rørledning, stigerør eller lasteslange etc.
Langvarig utblåsning – 2000m ³ /døgn	Alvheim (Kneler)	Vektet utblåsningsrate fra produksjonsboring på Valemon (se Appendiks A, tabell 8)

Dimensjonerende hendelse på Valemon er en langvarig utblåsning. En utblåsning på feltet 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 stenges av operatør (ved bruk av Blow Out Preventer (BOP), capping, avstengningsanordning settes på brønnhodet, eller boring av avlastningsbrønn). Varigheten av en potensiell utblåsning er beregnet og dokumentert ved hjelp av sannsynlighet for ulike varigheter gitt en utblåsning. Den maksimale forventede varigheten av en utblåsning er beregnet til 98 døgn, og sannsynligheten for at en utblåsning på feltet har denne varigheten er 0,5 %. Beredskap er beregnet for et daglig beredskapsbehov basert på initiell vektet utblåsningsrate, dermed er varigheten at en utblåsning ikke hensyntatt direkte inn i denne analysen. Utblåsningsvarighet er likevel inkludert i oljedriftberegning som er gjort som en del av miljørisikoanalysen og inngår dermed indirekte i dimensjonering av beredskapen i kyst og strandsonen.

3 Metode

Beredskapsanalysen utføres for å sikre tilgjengeligheten av nødvendig beredskapsressurser for ulike utslippsscenarioer og særlig fokus på dimensjonerende hendelse. Dimensjonering av ressurser for mekanisk bekjempelse i de ulike barrierene er gjort kvantitativt, med hensyn til ytelseskrav, forutsetninger og begrensninger som er satt av bransjen. Dimensjonering av ressurser for kjemisk dispergering er gjort semi-kvantitativt med bakgrunn i beste praksis fra bransjen og at de vil benyttes som supplement til mekanisk oppsamling. De resterende beredskapsfunksjonene er vurdert kvalitativt

3.1 Ytelseskrav

Statoils ytelseskrav til beredskap mot akutt forurensning er satt ut fra Statoils forutsetninger og metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [10], som også er i tråd med forutsetninger og metodikk som benyttes i NOROG veiledning [11] og NOFO [4].

Barriere 1 (nær kilden): Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe beregnet emulsjonsmengde på sjø. Første system innen best oppnåelig responstid. Full kapasitet snarest mulig og senest innen 95-persentilen av korteste drivtid til land, basert på beregnet kapasitetsbehov.

Statoil 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.

Barriere 2 (åpent hav): Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe den mengden emulsjon som passerer barriere 1 på grunn av operative begrensninger. Første system skal mobiliseres fortløpende etter at systemene i barriere 1 er mobilisert og med full kapasitet innen 95-persentilen av korteste drivtid til land.

Barriere 3 og 4 (kyst og fjord): Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon innen influensområdet. Systemene skal være mobilisert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land.

Barriere 5 (strandsone): Skal ha tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon inn til et prioritert område. Personell og utstyr til strandsanering skal være klar til operasjon innen 95-persentilen av korteste drivtid inn til prioritert område for de berørte områder med kortere drivtid enn 20 døgn. En plan for grovrensing av forurenset strand skal utarbeides senest innen 7 døgn fra registrert påslag av oljeemulsjon. Grovrensing av de påslagsområder som prioriteres av operasjonsledelsen i samråd med aksjonsledelsen skal være gjennomført innen 100 døgn fra plan for grovrensing foreligger, forutsatt at dette kan gjennomføres på en sikkerhetsmessig forsvarlig måte.

3.2 Faktorer som påvirker ytelse og effektivitet av bekjempelsessystemer

Ytelsen til systemene og som inngår i en aksjon mot akutt forurensning, målt i bekjempet mengde oljeemulsjon pr. døgn, er beregnet basert på følgende forhold:

- Andel av tiden enheten kan operere (mørke/reduert sikt og bølgeforhold)
- Effektiviteten innen operasjonsvinduet (relatert til ulike bølgeforhold, eller antatt konstant)
- Opptaks-/bekjempelseskapasitet under operasjon
- Lagringskapasitet for oppsamlet olje (kun relevant for opptakssystemer)
- Frekvens og varighet av driftsstans (overføring av oppsamlet olje, plunder og heft)
- Andel av tiden hvor tilgangen/tilflyten av olje til lense er mindre enn oljeopptakerens kapasitet (for mekanisk bekjempelse) eller hvor emulsjonen har en fordeling som gjør at dispergeringsmiddel ikke kan påføres med optimal effektivitet.

Analysegrunnlaget benyttes i Statoil sin beregningskalkulator for beredskapsbehov i alle barrierer for mekanisk bekjempelse. De andre beredskapsfunksjonene inngår ikke i beregningskalkulatoren, men omtales kvalitativt.

Kapasiteten til havgående opptakssystem i NOFO-klasse som brukes i beregningene er 2400 m³/døgn (for oljer med viskositet under 15000 cP). Kapasiteten til havgående dispergeringssystem i NOFO-klasse er satt til 1950 m³/døgn. For flere detaljer henvises det til Statoils metode for beredskapsdimensjonering i alle barrierer [10]. Det er et pågående arbeid i regi av NOFO, som reviderer og oppdaterer planforutsetningene. Dette arbeidet var ikke ferdig i tide for å inngå i følgende analyse, men vil inngå ved neste oppdatering av Valemonfeltet sin beredskapsanalyse. Det kan dermed ikke utelukkkes at det beregnede beredskapsbehovet endres som resultat av det pågående arbeidet.

Utstyr som kan benyttes til bekjempelse av olje/emulsjon i barriere 1-4:

- Havgående NOFO-system
- Havgående Kystvaktsystem
- System Kyst A – IKV
- System Kyst B – KYV
- System Fjord A – NOFO/Operatør
- System Fjord B – IUA/KYV
- Dispergeringssystem (NOFO og OSRL)

3.3 Dimensjonering av barriere 1 og 2 – nær kilden og på åpent hav

For barriere 1 og 2, bekjempelse nær kilden og på åpent hav, beregnes det et behov for antall NOFO-systemer basert på utslippsrate og forventet oljetype. For punktutslipp beregnes det et behov for antall system i barriere 1.

For dimensjonering av barriere 1 benyttes egenskaper (fordamping, naturlig nedblanding, vannopptak og viskositet av emulsjon) for 2 timer forvitret olje. Det grunnleggende prinsippet er at kapasiteten i de ulike barrierene skal være tilstrekkelig til å kunne håndtere emulsjonsmengden ved de gitte betingelsene. Separate beregninger er gjort for vinter- og sommersesong.

For dimensjonering av barriere 2 er det utført beregninger av det antall systemer som kreves for å kunne bekjempe emulsjonsmengden som har passert barriere 1 pga. redusert systemeffektivitet. Systemeffektiviteten er avhengig av bølgehøyde og lysforhold, og varierer mellom de ulike områdene på norsk sokkel. I beregningen av systembehov for barriere 2 benyttes oljeegenskaper for 12 timer forvitret olje.

Kravene til responstid er satt til best oppnåelig responstid for NOFO-fartøyer til feltet, og er basert på avstand til oljevernressurser, gangfart for OR-fartøy, slepebåtkapasitet og gangfart for disse, mobilisering av oljevernutstyr om bord på OR-fartøy, og tilgang til personell på basene. I tillegg kommer en vurdering opp mot krav om etablering av barriere 1 og barriere 2 senest innen korteste drivtid til land (95-persentil). Ved særlig lange avstander til eksisterende oljevernressurser kan det settes krav til kortere responstider, noe som forutsetter brønn eller installasjonsspesifikke løsninger med reduserte responstider for oljevernressursene.

3.4 Dimensjonering av barriere 3 og 4 – kyst- og strandsone

For barriere 3 og 4, bekjempelse av olje i kyst- og strandsone, er kravene til beredskap satt ut fra størst behov ved å bruke to alternative tilnærminger:

- 95-persentilen av maksimalt strandet mengde emulsjon. Beredskapen i barriere 3 og 4 skal ha kapasitet til å bekjempe emulsjon som passerer barriere 3. Beredskapsbehov i barriere 3 og 4 er beregnet basert på resultater fra oljedriftssimulering gjennomført for feltet.

- Prioriterte områder som er berørt av stranding med drivtid kortere enn 20 døgn (ifølge oljedriftssimuleringer) skal kunne ha tilgang til grunnberedskap. Grunnberedskap er definert som 1 Kystsystem (type A eller B) og 1 Fjordsystem (type A eller B). Beredskapsressursene skal brukes der det er mest hensiktsmessig og er ikke begrenset til de prioriterte områdene.

Denne tilnærmingen medfører at Statoil dimensjonerer både for volumer og utstrekning av strandet emulsjon, og legger til grunn det største behovet når krav til beredskap i barriere 3 og 4 settes.

Statoil stiller krav til at beredskapen i barriere 3 og 4 skal være etablert innen 95-persentilen av korteste drivtid til land. Dersom drivtid til land er lenger enn 20 døgn settes det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 3 og 4.

3.5 Dimensjonering av barriere 5 - strandrensing

For barriere 5, bekjempelse av strandet olje, er det beregnet behov for antall strandrenselag med tilstrekkelig kapasitet til å kunne bekjempe 95-persentilen av størst strandet mengde emulsjon innenfor de berørte prioriterte områdene med kortere drivtid enn 20 døgn. Når korteste drivtid er lengre enn 20 døgn stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. Basert på erfaringer antar man en rensekapasitet på 0,18 tonn per dagsverk. Statoil har valgt å gjøre beregninger for vinterstid, og lagt inn en effektivitetsfaktor på dagsverk på 0,5. Hvert strandrenselag består av 10 personer. Andre hensyn kan tas med for å styrke beredskapen ytterligere.

3.6 Kjemisk dispergering

Kjemisk dispergering kan være en effektiv måte å redusere den totale økologiske skaden av et utslipp ved å bidra til å unngå eller redusere at emulsjon når særlig verdifulle områder og kysten. Kjemisk dispergering øker mengden og utstrekning av den naturlige dispergeringen og fortynning av oljen som skjer ved for eksempel bølgeenergi. Surfaktantene i dispergeringsmidlene, sammen med energi fra bølger eller annen turbulens, akselerer nedbrytingen av oljen til mindre oljedråper. Oljedråpene flyttes ned i de øvre vannmassene av bølgeenergien, og forblir der lengre grunnet turbulens og lav oppdrift. De mindre oljedråpene forårsaket av dispergeringen blir mer tilgjengelige for den naturlige biodegraderingsprosessen sammenlignet med flytende eller strandet olje. Ved subsea dispergering, vil dispergeringsmiddel injiseres direkte inn i brønnstrømmen, som består av fersk olje som ikke er forvitret eller emulgert. Fersk olje og høy turbulens gir effektiv dispergering av oljen til små oljedråper. De små oljedråpene vil kunne innlagres i vannmassene og gi redusert mengde olje på overflaten og dermed også mindre andel flyktige oljekomponenter. Den oljen som kommer til overflaten vil typisk forekomme som tynnere oljefilmer med kortere levetid sammenlignet med ikke dispergert olje. Økt tid i vannkolonnen gir høyere grad av biodegradering og økt utløsning av gasser i vannfasen før oljen når overflaten.

Kjemisk dispergering vil være mest effektivt på fersk olje, og dispergeringsoperasjoner fokuseres derfor ved kilden (barriere 0) og/eller på overflaten nær kilden (barriere 1). Forvittringsprosessen fører til at oljens lette komponenter fordamper og den gjenværende oljen tar opp vann og øker i viskositet, noe som gir redusert effekt av dispergeringsmiddelet. Økt dosering av dispergering vil imidlertid kunne motvirke lavere effektivitet av kjemisk dispergering.

Ved et utslipp skal alltid dispergeringsevnen til olje/ oljeemulsjon testes in situ for å vurdere om dispergering kan være et egnet beredskapstiltak. En skal også alltid vurdere observasjoner eller sannsynlig tilstedeværelse av naturressurser i området samt værforhold for å kunne utføre en operasjonell NEBA (Net Environmental Benefit Analysis) for å avgjøre bruk av kjemisk dispergering ved en hendelse. Kjemisk dispergering vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl og/eller for å forhindre landpåslog.

Bruk av dispergeringsmidler i norske farvann er regulert i Forurensningsforskriften §19 og setter krav til giftighetstester på produktnivå (Skeletonema costatum test EC50 >10mg/l, ISO/DIS 10253). Testene utføres av produsenten av

dispergeringsmiddelet og dokumenteres i produktets sikkerhetsdatablad. Tre typer dispergeringsmidler er tilgjengelig gjennom Statoils avtaler: Corexit 9500, Finasol OSR 52 og Dasic Slickgone NS. Finasol OSR 52 og Dasic Slickgone NS har sikkerhetsdatablad som dokumenter lovlig bruk i Norge basert på giftighet [12, 13 og 14].

Den aktuelle oljen skal være testet for dispergeringsevne, som utføres i forvittringsstudiene til oljene, som er regulert i samme forskrift.

Operasjonelt kan de samme dispergeringsmidlene benyttes til dispergering på havoverflaten fra fartøy, ved dispergeringsoperasjon fra luften, eller subsea ved brønnhode i forbindelse med capping (stenging) av brønnen. Dosering, oppgitt som dispergeringsmiddel til olje (DOR), vil kunne variere med blant annet oljetype og forvittringsgrad, dispergeringsmiddel, temperaturen til oljen, den mikrobielle sammensetningen i vannsøylen. Standard DOR vil være 1:100 for subsea dispergering og 1:20 eller 1:25 ved overflate dispergering [15].

3.7 In situ brenning

In situ brenning (ISB) er per dags dato ikke en primær oljevernrespons på norsk sokkel og ikke inkludert i NOFO eller OSRL standard utstyrspakke (det er likevel utstyr for ISB hos OSRL). Generelt sett er ISB mer akseptert som en beredskapsfunksjon i isfylte farvann, der mekanisk oppsamling har større operasjonelle begrensninger, og tidsvinduet hvor oljen er antennbar og brennbar er lengre. ISB ble benyttet under Deep Water Horizon/Macondo hendelsen, og blir undersøkt i forskningsprosjekter for bruk på norsk sokkel, for eksempel under Olje På Vann 2016 [16]. Brenning under optimale forhold (lite vind og lite bølger) har potensiale for å kunne redusere oljemengder på overflaten med 90 %. Kontinuerlig forskning og utvikling på området vil kunne føre til økt forståelse og mulighet for bruk ISB som beredskapstiltak på norsk sokkel. Eventuelle nye funn eller retningslinjer vil tas til etterretning i neste oppdatering av beredskapsanalysen.

3.8 Avfallshåndtering

Avfallshåndtering er en viktig del av en oljevernaksjon, og vil være mest krevende ved mekanisk oppsamling (i alle barrierer) sammenlignet med kjemisk dispergering og ISB. Avfallshåndtering ved en oljevernaksjon omtales i en egen avfallshåndteringsplan for Statoil's operasjoner på norsk sokkel [18]. Planen beskriver rammer for hvordan avfallshåndtering skal håndteres i henhold til norsk regelverk samt hvordan avfallshåndtering kan integreres som del av en oljevernaksjon. Planen beskriver også kapasiteter og oppgaver relatert til håndtering av avfall som følge av et akutt oljeutslipp. Planen gjelder alle faser av en oljevernaksjon, og avfallshåndtering omtales dermed ikke videre i dette dokumentet.

4 Grunnlag

4.1 Oljetyper ved Valemon

Det er ikke gjennomført et forvittringsstudie av Valemon fluidet. Alvheim (Kneler) er vurdert som representativ for forventet oljetype i Valemon og det er gjennomført forvittringsstudie av SINTEF i 2013 [19]. Forvittringsegenskaper for Alvheim(Kneler) ved ulike vindstyrker og temperaturer er angitt i Tabell 4-1.

Representative forhold i sommerhalvåret er satt til en overflatetemperatur på sjøen på 15° C og vindstyrke på 5 m/s, mens for vinterhalvåret er satt til en sjøtemperatur på overflaten 5°C og vindstyrke på 10m/s. Tidsintervall som tilsvarer forventet forvittringsgrad i barriere 1 og 2 er satt til 2 timer og 12 timer.

Tabell 4-1 Forvittringsegenskaper til oljene på feltet ved 2 og 12 timer, vinter (5 °C, 10 m/s vind) og sommer (15 °C, 5 m/s vind)

Timer	Parameter – Alvheim Kneler olje	Vinter, 5 °C 10 m/s vind	Sommer, 15 °C 5 m/s vind
2 timer	Fordampning (%)	23	21
	Nedblanding (%)	22	20
	Vanninnhold (%)	50	38
	Viskositet av emulsjon (cP)	1500	400
	Gjenværende olje på overflate (%)	45	69
12 timer	Fordampning (%)	29	27
	Nedblanding (%)	27	27
	Vanninnhold (%)	65	69
	Viskositet av emulsjon (cP)	2700	1250
	Gjenværende olje på overflate (%)	44	46

4.1.1 Oljenes egenskaper ved mekanisk oppsamling

Erfaring fra norske feltforsøk viser at risikoen for lekkasje av olje under lensa er størst for oljer/emulsjoner med viskositet under 1000 cP. Emulsjon av Alvheim (Kneler) vil ha viskositeter over 1000 cP etter 6 timer ved sommerforhold og etter 1-2 timer ved vinterforhold. Det er raskere emulsjonsdannelse og økning i viskositet med økning i vindstyrke. Det forventes ikke å være behov for Hi-visc skimmere. Tabell 4-2 oppsummerer potensialet for mekanisk oppsamling av Alvheim (Kneler) olje ved definerte vinter- og sommerforhold, basert på kun viskositeter.

Tabell 4-2 Potensiale for mekanisk oppsamling basert på viskositet av Alvheim (Kneler). Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 15°C og 5 m/s vind.

	Tid (timer)				Tid (døgn)				
	1	3	6	12	1	2	3	4	5
Vinterforhold (5 °C - 10m/s)									
Sommerforhold (15 °C - 5m/s)									
		Godt potensial for mekanisk oppsamling							
		Risiko for lekkasje under lense grunnet lav viskositet							
		Mulig behov for tungoljeskimmer grunnet høy viskositet							

4.1.2 Oljenes egenskaper ved kjemisk dispergering på overflate

Ved testing i laboratoriet viser Alvheim (Kneler) godt potensial for bruk av kjemisk dispergering selv etter flere dagers forvitring. Det vil være et redusert potensial for bruk av dispergeringsmidler over viskositeter på 2000mPas. Tidsvindu for dispergering er vist i tabell 4.3 [18], og viser potensiale for kjemisk dispergering av Alvheim (Kneler) olje ved definerte vinter- og sommerforhold basert på viskositet.

Tabell 4-3 Potensiale for mekanisk oppsamling basert på viskositet av Alvheim (Kneler). Vinterforhold tilsvarer 5°C og 10 m/s vind, sommerforhold tilsvarer 15°C og 5 m/s vind.

	Tid (timer)				Tid (døgn)				
	1	3	6	12	1	2	3	4	5

Vinterforhold (5 °C - 10m/s)			
Sommerforhold (10 °C - 5m/s)			
		Godt potensial for kjemisk dispergering	
		Redusert potensial for kjemisk dispergering	
		Lite eller ikke potensial for kjemisk dispergering	

4.1.3 Særlige forhold - usikkerhet knyttet til Valemons forvitringsegenskaper

I forbindelse med krav om karakterisering og fullt forvittringsstudie for Valemon kondensatet i tillatelse etter forurensningsloven for Valemon er det foretatt en vurdering av tilgjengelige analyseresultater (utført ved Mongstad 2016). Kravet er gitt med hjemmel i Aktivitetsforskriften § 59 «Karakterisering av olje og kondensat», og er basert på at operatør skal ha den nødvendige kunnskap for å kunne vurdere miljørisiko, beredskapsløsning og dimensjonering av denne. Det vil derfor være viktig å ha tilstrekkelig kunnskap om hvordan de kjemiske og fysiske egenskapene til fluidet forandrer seg over tid som et resultat av de ytre betingelsene oljen eller kondensatet blir utsatt for.

Analysene utført ved Mongstad viser at Valemon kan klassifiseres som en parafinsk olje i grenseland lettolje/råolje med middels voksinnhold (5,2 vekt %) og et lavt asfalten-innhold på mindre enn 0,05 vekt % (under deteksjonsgrensen på 0,05) med en tetthet målt til 0,8317 g/mL. Prøven analysert fra Valemon er tatt fra separator og en del av de letteste komponentene vil da kunne ha fordampet. Dette gjør at prøven i utgangspunktet er konservativ i forhold til det som produseres på Valemon, men representativ for hva som være igjen på sjøen etter at de lette komponentene har dampet av.

Etter sammenlikning av relevante parametre knyttet til forvitring på sjø mot Gudrun olje og Alvheim olje (Kneler) kan man med utgangspunkt i tetthet, asfalten- og voksinnhold si at Valemon fluidet vurderes å ligge nært disse oljene. Valemon har lavere asfalteninnhold og noe høyere voksinnhold og dette vil kunne påvirke oljens evne til emulsjonsdannelse og stabilitet av emulsjonene. Både Gudrun og Alvheim (Kneler) danner stabile emulsjoner på sjø. Det er mer usikkert hvordan Valemon vil oppføre seg i forhold til vannopptak og stabilitet av emulsjoner. Valemon har lavere asfalteninnhold men vil sannsynligvis danne emulsjoner. Hvorvidt emulsjonen er tilstrekkelig stabil i forhold til at mekanisk oppsamling er et egnet oljeverntiltak er usikkert.

Sammenlikning av kokepunktsskurve og 250+ residuet sier noe om hvor mye av oljen som forventes å fordampe etter 0,5-1 uke på sjø, og her ligger Valemon mellom Gudrun (høyere fordampning) og Alvheim (Kneler). Man vil derfor kunne forvente at Valemons levetid på sjø vil kunne ligge mellom disse. Ettersom prøven som er analysert fra Valemon er tatt fra separator vil det kunne ha forekommet fordampning av de letteste komponentene, og prøven ansees dermed som konservativ for det fluidet Valemon produserer. Dette betyr også at bruk av Alvheim (Kneler) som referanseolje vil være konservativt med tanke på levetid på sjø.

Basert på gjennomgangen av Valemons parametre knyttet til forvitring på sjø vurderer Statoil at det foreligger tilstrekkelig informasjon for Valemon fluidet til å kunne foreta nødvendige vurderinger og ivareta et eventuelt akutt utslipp fra Valemon. Ved en oppdatering av miljørisiko og beredskapsanalyse for Valemon anbefales bruk av Alvheim (Kneler) som referanseolje for Valemon, og i foreliggende miljørisikoanalyse og beredskapsanalyse er denne oljetypen benyttet [18].

For å ta høyde for usikkerheten i forhold til hvordan oljen vil oppføre seg på sjø vil aksjonsplan for en lettere oljetype (Kvitebjørn) også legges inn i Feltspesifikk plan for akutt forurensning for Valemon feltet.

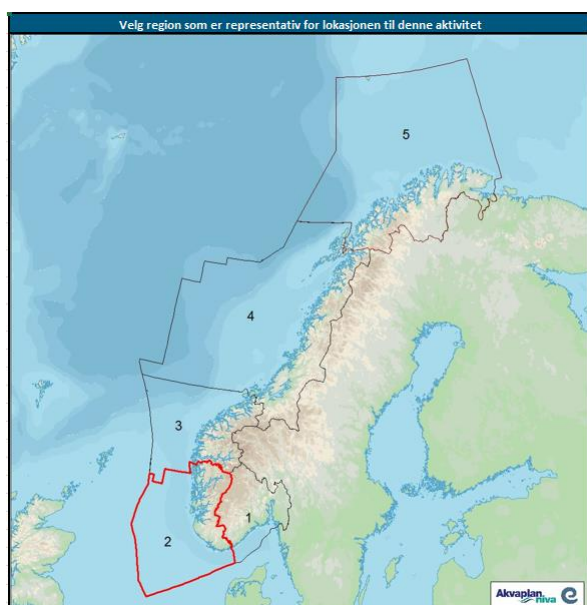
4.1.4 Oljenes egenskaper ved subsea dispergering

Gjeldende krav fra myndigheter oppgir foreløpig ikke testkriterier eller innhold i behov for dokumentasjon i forhold til oljens egenskaper spesifikt for subsea dispergering. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

Bransjen har gjort effektivitetstester av subsea dispergering med oljer som dekker et bredt spekter av oljetyper på norsk sokkel; parafinsk (Oseberg blend), naftensk (Troll), asfaltensk (Grane), voksrik (Norne) og kondensat (Kobbe). Testene er utført i laboratorie- og mesoskala ved turbulente betingelser og med ferske oljer som i et undervannsutslipp [21]. Oljene ble testet med ulike typer dispergeringsmidler, og rangering av effekten fulgte en generell trend med Corexit C9500 som den beste, etterfulgt av Finasol OSR 52 and Dasic Slickgone NS. Det er videre gjort et betydelig arbeid i å utvikle en testmetode for screening av ulike oljetyper og dispergeringsmidler i laboratorieskala ved betingelser som er typisk for et undervannsutslipp (høy turbulens og fersk olje). Oseberg A, Brynhild, Ormen lange, Skrugard, Statfjord C, Troll B, Kobbe, Oseberg Blend, Veslefrikk, Norne og Claire har alle vært testet med en eller flere ulike dispergeringsmidler [27]. Alle oljene viser god dispergeringsevne.

4.2 Operasjonslys ved Valemonfeltet

Andel operasjonslys inngår i beregning av ytelsen og effektiviteten til enhetene for mekanisk oppsamling og kjemisk dispergering fra fartøy som inngår i en aksjon mot akutt forurensning. Statoil har valgt å beregne operasjonslys for 5 regioner på norsk sokkel, se Figur 4-1. For Valemonfeltet (region 2) er andel operasjonslys oppsummert i Tabell 4-.



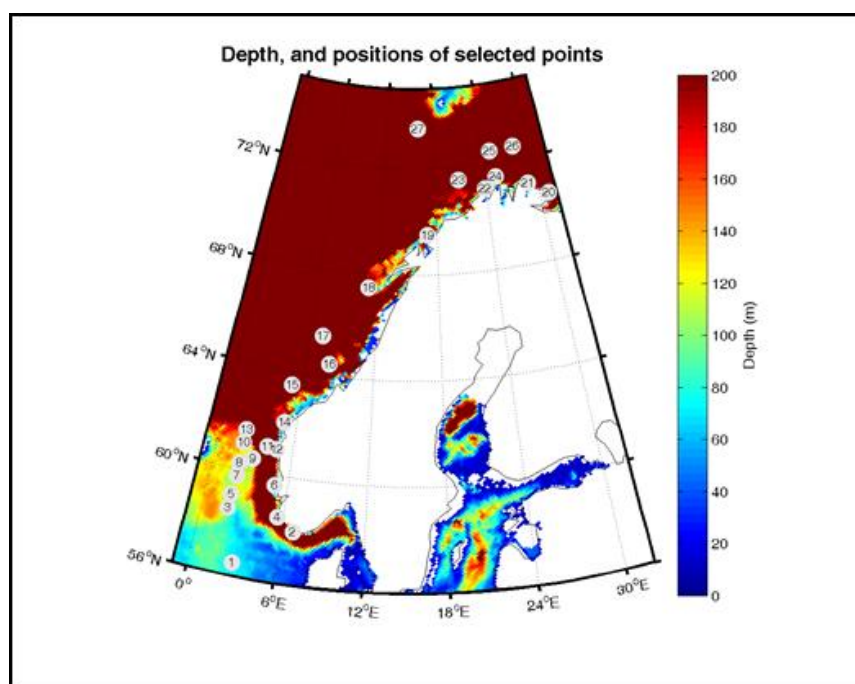
Figur 4-1 Andel operasjonslys i region 2

Tabell 4-4 Andel operasjonslys i region 2, hvor Valemon er lokalisert

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
Operasjonslys	38 %	65 %	80 %	49 %	58 %

4.3 Bølgeforhold nær lokasjon til Valemon

Bølgeforhold på åpent hav inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 1 og 2. Statoil har bølgedata for 27 stasjoner, som vist i Figur 4-2. Stasjon 7 er antatt å best representere bølgeforholdene ved Valemonfeltet. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for NOFO- og Kystvaktsystem (som kan brukes i både barriere 1 og 2) er oppsummert i Tabell 4-3. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon er oppsummert i Tabell 4-3.



Figur 4-2 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold for åpent hav

Tabell 4-3 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet, gitt bølgeforhold ved Valemon (antatt stasjon 7 for NOFO system og Kystvaktsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst	År
NOFO-system	47 %	65 %	77 %	58 %	61 %
Kystvakt-system	34 %	53 %	69 %	46 %	51 %

Tabell 4-4 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon, gitt bølgeforhold ved Valemon (antatt stasjon 7 for NOFO system og Kystvaktsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
NOFO-system (Hs < 4 m)	72 %	90 %	99 %	84 %
NOFO-dispergering (Hs < 4 m)	72 %	90 %	99 %	84 %
Kystvakt-system (Hs < 3 m)	51 %	76 %	95 %	68 %

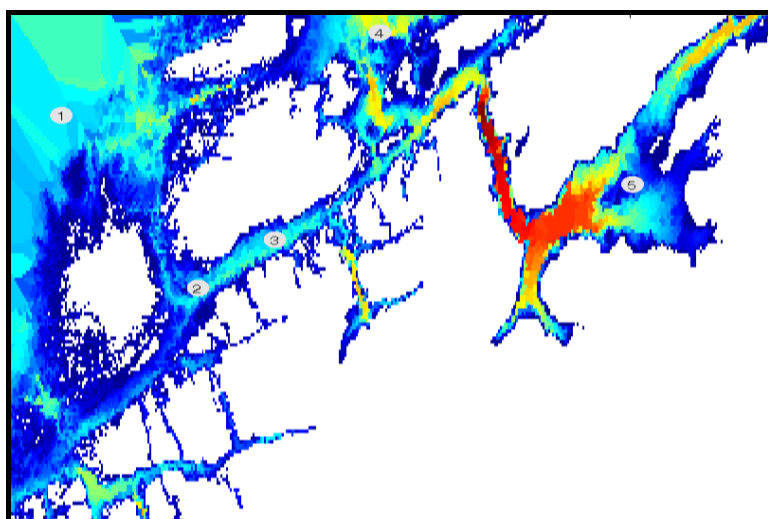
4.4 Bølger i kystsonen (generisk for Norges kystlinje)

Bølgeforhold i kystsonen inngår i beregning av effektiviteten og ytelsen til enhetene som inngår i en aksjon mot akutt forurensning i barriere 3 og 4. Statoil har bølgedata for 5 stasjoner, som vist i Figur 4-3. Stasjon 4 og 3 er antatt mest

konserverative med tanke på å representere bølgeforholdene for henholdsvis kyst- og fjordsystem. Antatt gjennomsnittlig opptakseffektivitet for kyst- og fjordsystem er oppsummert i Tabell 4-5. Antatt andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystemer er oppsummert i tabell 4-6

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Kyst-system	39 %	55 %	65 %	47 %
Fjord-system	66 %	66 %	72 %	68 %

Tabell 4-6.



Figur 4-3 Stasjoner brukt i beregning av bølgeforhold i kystsonen som representative for norskekysten.

Tabell 4-5 Gjennomsnittlig opptakseffektivitet gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem)

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Kyst-system	39 %	55 %	65 %	47 %
Fjord-system	66 %	66 %	72 %	68 %

Tabell 4-6 Andel av tiden hvor bølgeforholdene tillater operasjon for kyst- og fjordsystem, gitt bølgeforhold ved stasjon 4 (kystsystem) og 3 (fjordsystem).

	Vinter	Vår	Sommer	Høst
Kyst-system (Hs < 1,5 m)	56 %	78 %	93 %	68 %
Fjord-system (Hs < 1 m)	91 %	92 %	99 %	94 %

4.5 Oljevernressurser – utstyrs plassering og forutsetninger

Oljevernressurser tilgjengelig for Valemon feltet er beskrevet nedenfor, kategorisert etter tier-nivå og beredskapsfunksjon.

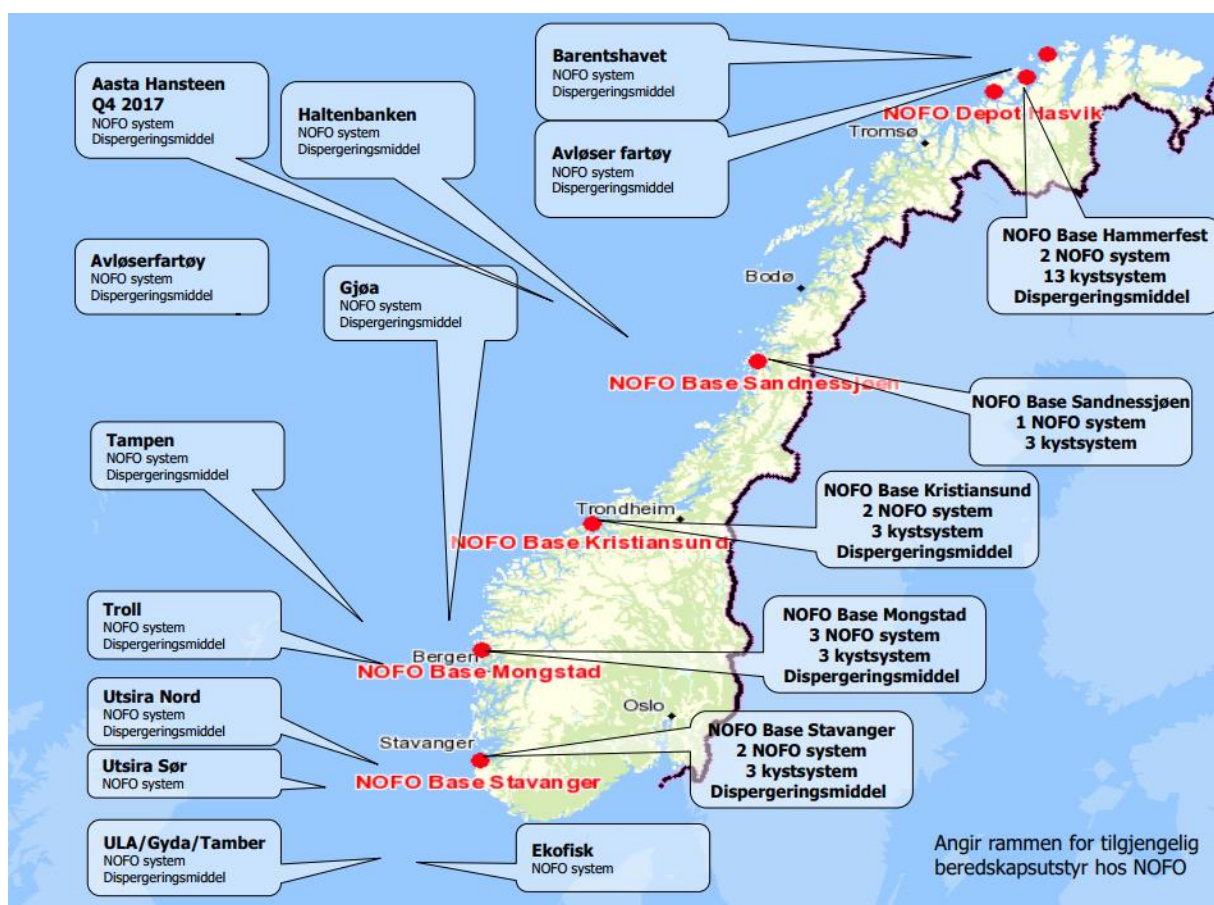
4.5.1 Tier 1 – Beredskap på feltet

Statoil 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 [2]. I praksis vil det bety at dette utstyret må være på feltet som en del av beredskapsløsningen på feltet, som i dette tilfellet omfatter områdeberedskapsfartøyet for Tampen.

4.5.2 Tier 2 – NOFO ressurser

Figur 4-4 viser plasseringen av NOFO utstyr for barriere 1 og 2, mekanisk bekjempelse og kjemisk dispergering fra fartøyer per Juni 2017 [4]. Det kan ikke utelukkes endringer i utstyrs plassering frem til operasjonsstart på feltet. Avstanden fra aktuelle oljevernressurser til feltet er brukt som grunnlag for responstider for barriere 1 og 2 er vist i Tabell 4-09. Tabell 4-10 presenterer ytterligere forutsetninger som gangfart, avgivelsestid for beredskapsfartøyer og slepefartøyer samt tid for mobilisering av utstyr fra baser. Et NOFO system inkluderer oljelenser, skimmer, tankvolum for oppsamlet emulsjon og overvåkningsutstyr. De fleste fartøyene har også utstyr for høyviskøse olje.

Totalt disponerer NOFO om lag 750 Sm³ dispergeringsmiddel fordelt på baser og fartøyer. Dispergeringsmiddelet er av type Dasic Slickgone NS, som tilfredsstiller norske myndigheters krav til toksikologiske tester.



Figur 4-4 NOFOs utstyrsoversikt per Juni 2017

Tabell 4-7 Avstander fra Valemon til oljevernressurser benyttet i analysen

Oljevernressurser	Avstander fra Valemon (nm)
Stril Herkules	15
Ocean Alden	47
Stril Poseidon	272
Stril Merkur	34
Esvagt Stavanger	107
Kristiansund NOFO-base	80
Mongstad NOFO-base	80
Stavanger NOFO-base	165
Redningsskøyte Klepppestø	93
Redningsskøyte Haugesund	130
Redningsskøyte Måløy	97

Tabell 4-8 Forutsetninger benyttet i analysen for beregning av beredskapsbehov i barriere 1 og 2

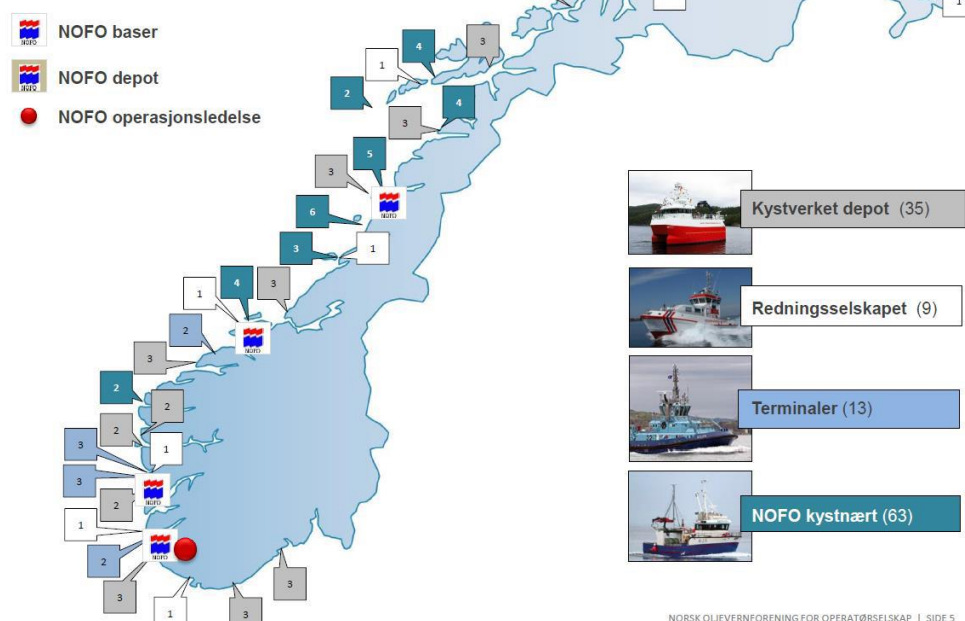
Gangfart, OR-fartøy	14 knop (17 knop for Statoils egne fartøy)
Mobilisering, klargjøring, lasting og lossing på base – system 1 fra NOFO-base	10 timer Unntatt Sandsnessjøen – 20 timer
Mobilisering av system 2 fra NOFO-base	30 timer
Mobilisering av system 3 fra NOFO-base	48 timer
Avgivelsestid for beredskapsfartøyer	Ekofisk/sørfeltene: 6 timer Ula/Gyda/Tamber: 6 timer Sleipner/Volve: 6 timer Balder: 6 timer Oseberg: 6 timer Troll: 6 timer Tampen: Valemon inkl i områdeberedskap Haltenbanken: 6 timer Goliat: 4 timer Gjøa: 4 timer Avløserfartøy: 6 timer
Responstid for slepefartøy	Slepefartøy fra NOFO-pool: 36 timer
Redningsskøyter	Gangfart 20knop, avgivelsestid 2 timer Sørvær, Båtsfjord, Vadsø, Ballstad, Rørvik, Kristiansund, Måløy, Klepppestø, Haugesund, Egersund
Tid til å sette lenser på sjøen / klargjøre dispergering ombord	1 time

NOFO's utstyr for barriere 3 til 5 er lokalisert på basene Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Sandnessjøen og Hammerfest. På hver base er det tilknyttet ressurser og fartøy for 10 sett med oljevernssystemer, det inkluderer oppsamlings- opptaks-, kommando- og støttefartøy. Disse har en mobiliseringstid på mellom 48 timer og 120 timer. Gangfarten til de ulike fartøyene er mellom 7 og 20 knop.

NOFO har tilleggsutstyr på depot langs kysten og avtaler med over 60 fiskefartøy for å drive kystnær oljevernberedskap. NOFO har avtaler med kommunale og private etater og organisasjoner for å sikre tilstrekkelig personellressurser til den første fasen av en operasjon i barriere 3 til 5. Disse inkluderer IUA, NOFOs IGSA og Spesialteam, WWF, MMB, Norlense

og Kystverket depotstyrke. Kjemisk dispergering vil som regel ha høyest effekt nær kilden, men ved behov vil også NOFO kunne gjennomføre dispergeringsoperasjoner kystnært.

Oljevern fartøy - kystnært



Figur 4-5 Oljevern fartøy kystnært NOFO [4]

4.5.3 Tier 3– OSRL ressurs

Statoil har to avtaler med OSRL: Service Level Agreement (SLA) og Global Dispersant Stockpile (GDS). SLA går ut på at Statoil kan mobilisere halvparten av OSRL's tilgjengelige utstyr og personell til enhver tid. Dette inkluderer blant annet dispergeringsmidler, flybåren dispergeringspåføringssystemer, modellering av oljedrift, satellittovervåking og rådgivning forbundet med håndtering av oljeskadedt vilt. GDS er en tilleggsavtale som sikrer tilgang til ytterligere dispergeringsmidler. Dispergeringsmidlene i GDS er lokalisert i England, Singapore, Frankrike, Sør-Afrika og Florida, se Figur 4-6, og er pakket klar for videre frakt ved både luft-, sjø- eller veitransport. Dispergeringsmidlene som inngår i avtalen er Dasic Slickgone NS, Finasol OSR 52, Corexit EC9500A. Dasic Slickgone NS [13] og Finasol OSR 52 [12] tilfredsstiller norske myndigheters krav til toksikologiske tester, dermed er 4000 Sm³ dispergeringsmidler tilgjengelig for bruk i norske farvann.

OSRL har to Boeing 727 lokalisert på Doncaster Sheffield Airport i UK. Begge har dispergeringsutstyr og en kapasitet for transport og operasjoner av 15 Sm³ dispergeringsmidler per flyvning.



Figur 4-6 Lokasjon til dispergeringsmidler i GDS og Capping Stack System og som er tilgjengelig for Statoil. *symboliserer at capping stack har utstyr for subsea kjemisk dispergering. I tillegg er 300 Sm3 dispergeringsmiddel fra SLA lokalisert i England.

4.6 Influensområder og stranding

Korteste drivtid til land (hele kysten) er 26 døgn og største strandet emulsjonsmengde er 152 tonn om høsten og 109 tonn om vinteren (95 persentil), vist i tabell 4-11. Influensområdet omfatter ikke prioriterte områder som har kortere drivtid enn 20 døgn. Dimensjoneringen av barriere 5 benytter seg av strandingsmengdene inn til hvert enkelt prioriterte område med drivtid kortere enn 20 døgn. Det er ikke kortere drivtid enn 20 døgn inn til noen av Statoils prioriterte områder.

Tabell 9 Strandingsmengder med oljeemulsjon og kortest drivtid til land for Valemon gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning (95-persentiler).

Periode	Korteste drivtid (døgn)	Maksimal strandet mengde (tonn)
Vinter	30	109
Vår	30	107
Sommer	35	83
Høst	26	152

Miljøsårbare ressurser

4.6.1 Sjøfugl

Sjøfugl er blant ressursene som ofte rammes hardt av akutt oljeforurensning i marint miljø. De typiske sjøfuglene tilbringer det meste av tiden på sjøen, hvor de fleste artene henter all sin næring. Noen arter er bare avhengige av å

oppsøke land i hekketiden. Ved akutt oljeforurensning er det svært sannsynlig at sjøfugl kommer i kontakt med oljen deler av året.

Den individuelle oljesårbarheten til en sjøfugl varierer med en lang rekke forhold som blant annet art, fysisk tilstand og flygedyktighet samt fuglenes tilstedeværelse, atferd og arealutnyttelse i det berørte området (Anker-Nilssen 1987). Sårbarheten er generelt størst for de artene som ligger på havoverflaten og dykker etter næring.

Tetthet av sjøfuglarter i åpent hav i området nær Valemonfeltet er basert på nyeste tilgjengelig datasett fra SEAPOPOP [23]. Gjennom hele året er det middels til høy tetthet av sjøfugl. Faktisk tilstedeværelse av fugl skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

Tabell 4-10: Predikert tetthet per art og sesong i den aktuelle kartruten (10 x 10 km²) fra Seapop hvor installasjonen er lokalisert.

Art og sensitivitet	IUCN 2015	Sommer (apr - juni)	Høst (juli - okt)	Vinter (nov - mars)
Alkekonge	LC	Lav	Lav	Middels
Alke	<u>EN</u>	Lav	Lav	Lav
Lunde	<u>VU</u>	Lav	Lav	Lav
Havhest	<u>EN</u>	Høy	Høy	Høy
Fiskemåke	NT	Lav	Lav	Lav
Polarmåke	NA	Lav	Lav	Lav
Svartbak	LC	Lav	Middels	Middels
Gråmåke	LC	Lav	Middels	Høy
Krykkje	<u>EN</u>	Høy	Middels	Høy
Havsule	LC	Middels	Middels	Middels
Lomvi	<u>CR</u>	Middels	Middels	Middels

4.6.2 Sjøpattedyr

Sjøpattedyr langs norskekysten som er aktuelle for miljøundersøkelser i forbindelse med akutt oljeforurensning vil i første rekke være kystnære og til dels stedbundne arter og omfatter oter, og selartene steinkobbe og havert.

Figure 4-7 og 4-8 viser utbredelsesområdet og området av høy konsentrasjon av både steinkobbe og havert.

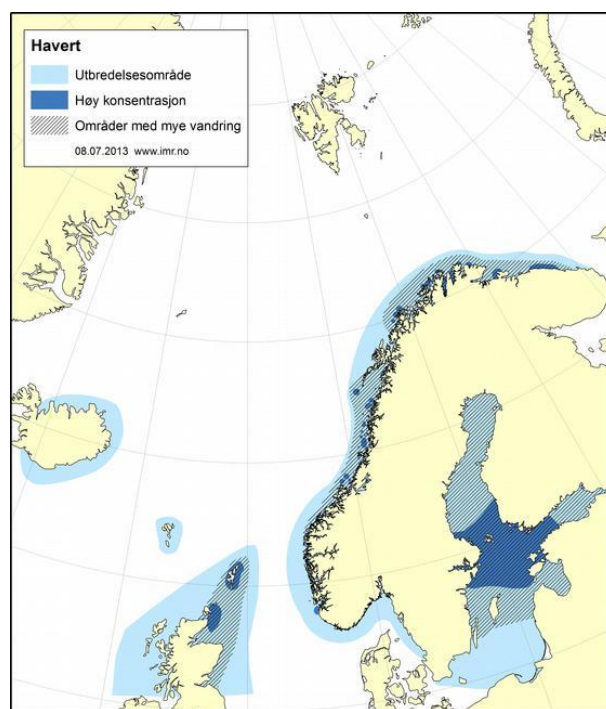
Influensområdet for Valemonfeltet omfatter området av høy konsentrasjon i området Hordaland til Sogn og Fjordane. Høy konsentrasjon av steinkobbe og havert er forventet i parringstid og ungekasting og når hårfelling foregår (August-September). Tabell 4-11 viser perioden for de to arter.

Tabell 4-11: Parringstid og ungekasting (P) og hårfellingstid (H) for steinkobbe og havert [24]

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



Figur 4-7: Figuren viser omtrentlig utbredelse av steinkobbe. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (Juni-Juli) og hårfeeling foregår (August-September) [24]



Figur 4-8: Figuren viser omtrentlig utbredelse av havert. Mørk blå farge indikerer områder med faste kolonier hvor reproduksjon (September-Desember) og hårfeeling foregår (Februar-April) [24]

4.6.3 Fisk og gyteområder

Gyteperiode er hentet fra oversikter for 17 arter gjort tilgjengelig fra Havforskningsinstituttet [25]. I perioden januar til mai forekommer det gyting av ulike arter fisk innenfor influensområdet av feltet. I perioden juni til desember forekommer det ikke gyting. Faktisk tilstedeværelse av fisk og gyteprodukter skal benyttes i tillegg til vurdering av effektiviteten av mulige bekjempelsesmetoder for kontinuerlig å vurdere beste bekjempelsesmetode.

Tabell 4-12: Gyteperiode (G) for fisk i influensområdet av Valemonfeltet [25]. Kun arter med gyting i området er tatt med i oversikten.

Art	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Nordsjøtorsk	G	G										
Nordsjøsei		G	G									
Nordsjøhyse			G	G	G							

5 Resultater

Beredskapsbehov og responstider for mekanisk oppsamling av olje for Valemon er beskrevet for barriere 1 og 2, barriere 3 og 4 og barriere 5 i dette kapittel.

5.1 Mekanisk oppsamling

5.1.1 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 1 og 2

For Valemonfeltet er behov for antall mekanisk oppsamlingssystemer beregnet for de ulike utslippsscenarioer (Tabell 5-1, Tabell 5-2 og Tabell 5-3). Systembehov er beregnet med hjelp av Statoils beredskapskalkulator og basert på Alvheim (Kneler) for punktutslippsscenarioer og utblåsningsscenarie. Beregning av systembehov er utført for definerte sommer- og vinterforhold.

For punktutslipp på 100 Sm³ med Alvheim (Kneler) er det beregnet et behov 1 NOFO system i barriere 1. For punktutslipp av 2000 Sm³ Alvheim (Kneler) er det beregnet et behov for 2 NOFO system i barriere 1. For dimensjonerende hendelse, en utblåsning fra produksjonsboring, er det beregnet et behov for 1 NOFO system i barriere 1 og 1 systemer i barriere 2 ved utslipp av Alvheim (Kneler) olje som er dimensjonerende. Det er ikke behov for systemer i barriere 3, 4 og 5 da det er mer enn 20 døgn drivtid til land.

Tabell 5-1 Beregnet systembehov ved et mindre utslipp – punktutslipp 100m³ – Alvheim (Kneler)

	Vinter 5 °C - 10 m/s vind	Sommer 15 °C - 5 m/s vind
Utslipp (Sm ³)	100	100
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	23	21
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	22	20
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm ³)	55	59
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	50	38
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm ³)	110	95
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1500	400*
Behov for NOFO-systemer	1	1

* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

Tabell 5-2 Beregnet systembehov ved et middels utslipp – punktutslipp 2000m³ – Alvheim (Kneler)

	Vinter 5 °C – 10 m/s	Sommer 15 °C – 5 m/s
Utslipp (Sm ³)	2000	2000
Fordampning % (etter 2 timer på sjø)	23	21
Nedblanding % (etter 2 timer på sjø)	22	20
Oljemengde tilgj. for emulsjonsdannelse (Sm ³)	1100	1180
Vannopptak % (etter 2 timer på sjø)	50	38
Emulsjonsmengde for opptak i barriere 1 (Sm ³)	2200	1903
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1500	400*
Behov for NOFO-systemer	2**	2**

* Ved viskositeter under 1000cP må lensetap påregnes

** 2 NOFO systemer for å sikre fleksibilitet og robusthet i beredskapsløsningen

Tabell 5-3 Beregnet systembehov ved langvarig utblåsning 2000 m³/døgn, Alvheim (Kneler)

Parameter	Vinter 5 °C - 10 m/s	Sommer 10 °C - 5 m/s
Utstrømningsrate (Sm ³ /d)	2000	2000
Tetthet (Kg/Sm ³)	832	832
Fordampning etter 2 timer på sjø (%)	23	21
Nedblanding etter 2 timer på sjø (%)	22	20
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	1100	1180
Vannopptak etter 2 timer på sjø (%)	50	38
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 1 (Sm ³ /d)	2200	1903
Viskositet av emulsjon inn til barriere 1 (cP)	1500	400*
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >15000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 1	1	1
Emulsjonsmengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	1380	534
Oljemengde inn til barriere 2 (Sm ³ /d)	690	331
Fordampning etter 12 timer på sjø (%)	29	27
Nedblanding etter 12 timer på sjø (%)	27	27
Oljemengde tilgjengelig for emulsjonsdannelse (Sm ³ /d)	614	288
Vannopptak etter 12 timer på sjø (%)	65	69
Emulsjonsmengde tilgjengelig for opptak i barriere 2 (Sm ³ /d)	1755	930
Viskositet av emulsjon inn til barriere 2 (cP)	2700	1250
Økt systembehov grunnet høy cP (HiVisc: >15000 cP)?	Nei	Nei
Beregnet behov for NOFO-systemer i barriere 2	1	1
Behov for NOFO-systemer i barriere 1 og 2	2	2

Det er satt krav til 2 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere innen 9 timer. Dimensjonering av oljevernberedskapsressurser settes etter sesongen med høyest behov.

Tabell 5-4 viser et forslag til systemene som kan inngå i responsen. Fartøy kan skiftes ut, men krav til første responstid og fullt utbygd barriere 1 og 2 beholdes.

Tabell 5-4 Forslag til fartøy og responstider for beredskap for Valemonfeltet (fartøy kan endres men minste og største responstid, samt fartøykapasiteter forblir den samme)

Barriere/System	Responstid	Lokasjon	OR-ressurs*	Oljevern fartøy for sleping av lense
System 1	5 timer	Tampen	Stående beredskap (Stril Herkules)	Daughter Craft / redningsskøyte fra Kristiansund
System 2	8 timer		Ocean Alden	Redningsskøyte fra Klepppestø

* Fartøyene kan endres, men tilsvarende utstyr og kapasiteter må være tilgjengelig innen samme responstid.

Ytterligere systemer vil kunne bli mobilisert gjennom NOFO ved behov. Nærmere detaljer om fartøy og systemer vil bli beskrevet i beredskapsplanen. Best oppnåelig ressursdisponering er basert på utstyr og kapasitet til de navngitte

fartøyene. Fartøyene kan endres men tilsvarende utstyr og kapasiteter må være tilgjengelig innen samme responstid for at analysen skal være gjeldende.

5.1.2 Beregning av beredskapsbehov og responstider i barriere 3 og 4

Det forekommer ikke stranding i oljedriftsmodelleringen i prioriterte områder innen 20 døgn. Det stilles derfor ikke spesifikke krav til barriere 3, 4 og 5. Det vurderes at det innen 20 døgn vil kunne mobiliseres ytterligere ressurser ved behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og berørte IUA'er.

5.1.3 Beregning av beredskapsbehov i barriere 5

Barriere 1 til 4 er dimensjonert med mål om å hindre stranding, og når korteste drivtid til prioriterte områder er lengre enn 20 døgn stilles det ikke spesifikke krav til beredskap i barriere 5. For barriere 5 er det dermed ikke beregnet beredskapsbehov for antall strandrenselag. Dersom det likevel er potensiale for strandet emulsjon vil strandenseressurser kunne mobiliseres.

Første steg for en effektiv strandrenseaksjon er undersøkelser av berørt og potensielt berørt strandlinje. Undersøkelsene gir standardisert målinger og beskrivelser av omfang av forurensning, anbefalinger for tiltak, operasjonelle, logistiske og sikkerhetsmessige utfordringer, som vil brukes av beredskapsorganisasjonen til å sette mål, prioriteringer og endepunkt for strandrensing. Shoreline Clean-Up Assessment Technique (SCAT) er en anerkjent og standardisert metodikk som skal benyttes [26]. Det er NOFO som vil organisere og koordinere dette arbeidet, eventuelt sammen med ressurser fra spesialteamet, IGSA og IUA. OSRL har kompetanse på SCAT og kan vurderes brukt i forbindelse med opplæring eller rådgivning ved ytterligere behov.

5.2 Offshore dispergering

5.2.1 Overflatedispergering fra fartøy

Basert på viskositeten av emulsjonene Alvheim (Kneler) danner har oljen potensiale for kjemisk dispergering (ref. kap 4.1.2 for kjemisk dispergerbarhet til Alvheim (Kneler)). Ved et utslipp skal alltid dispergerbarheten til olje/ oljeemulsjon testes *in situ* for å vurdere om dispergering kan være et aktuelt beredskapstiltak.

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 kjemisk dispergering. Vurderingene skal gjøres i henhold til NEBA (Net Environmental Benefit Analysis) prinsippet. Kjemisk dispergering vil være særlig aktuelt ved høye forekomster av sjøfugl og/eller for å forhindre landpåslag.

Tabell 5-5 viser noen aktuelle beredskapsfartøyer som har dispergeringsmidler ombord og deres responstid til Valemon. Dispergeringsmiddelet om bord på NOFO fartøy og på NOFO baser er Dasic Slickgone NS. Statoil har også tilgang til OSRLs globallager som består av 5000 m³ dispergeringsmiddel (Dasic Slickgone NS, Corexit EC9500A og Finasol OSR 52).

Tabell 5-5 Et utvalg oljevernressurser med dispergeringskapasitet. Responstid inkluderer 1 times kjørgjøringstid for dispergering om bord på fartøyene.

Oljevernressurs	Lokasjon	Responstid
Stril Herkules	Tampen	2 timer
Stril Merkur	Troll/Oseberg	9 timer
Esvagt Stavanger	Sleipner/Utsira	13 timer

5.2.2 Overflatedispergering fra fly

Dersom bruk av dispergeringsmiddel viser seg effektivt vil det være mulig med overflatedispergering fra fly, tilgjengelig fra OSRL. Flyet er lokalisert i Doncaster Sheffield Airport og vil kunne respondere ved en større hendelse på forespørsel fra Statoil.

Isingsforhold vil være begrensende faktorer siden OSRL flyet med dispergeringssystem er ikke godkjent for å fly under slike forhold. Dette betyr at fly må unngå områder med kjent isingsforhold. For å støtte dette vil meteorologiske data og observasjoner fra andre fly vurderes kontinuerlig. I tillegg til operasjonslys og ising er sikt en begrensende faktor og dispergeringsflyet har følgende krav for å gjennomføre en dispergeringsoperasjon: 5 km synlighet, klart for skyen og i synet av overflaten.

Statoil har også tilgang til OSRLs globallager som består av 5000 m³ dispergeringsmiddel (Dasic Slickgone NS, Corexit EC9500A og Finasol OSR 52). Av dette volumet tilfredsstiller 4000 Sm³ krav til bruk i norske farvann.

5.2.3 Subsea dispergering

Det antas at vanddypet og andre operasjonelle forhold ved Valemonfeltet gjør bruk av subsea dispergering dårlig egnet som tiltak. Oljeprøver fra overflaten vil kunne benyttes for testing av effekten av subsea dispergering.

5.2.4 Logistikk ved offshore dispergering

Dispergeringsmidlene som er tilgjengelig for operasjon bør samles på en operasjonsbase for å muliggjøre effektive kontinuerlige operasjoner. Den raskeste transportvei for å få OSRL dispergeringsmidlene til lokasjon vil være med flytransport. Alternativt kan dispergeringsmidlene fra Europa fraktes med båt direkte til feltet. Dispergeringsmidler som fraktes fra utlandet, omfattes ikke av importrestriksjoner grunnet produktenes sammensetning og det antas at det ikke vil være store forsinkelser forbundet med import.

Dispergeringsmiddelprodusenter er generelt ansett å kunne produsere 100 Sm³/d dispergeringsmiddel innen 15 døgn, og ytterlige dispergeringsmidler vil dermed kunne være tilgjengelig ved en langvarig hendelse [29].

Kjemisk dispergering, enten på overflaten (fra fartøy og/eller fly) eller sjøbunn krever tillatelse fra myndighetene [30]. Valemons tillatelse til drift omfatter ikke bruk av dispergeringsmidler og man må søke tillatelse ved en faktisk hendelse før bruk av dispergering. Miljødirektoratet vil kunne vurdere en søknad og kunne gi en forhåndstillatelse gjennom utslippstillatelsen for feltet på generelt grunnlag. Kystverket gir tillatelse dersom en hendelse har skjedd. Det anbefales å inkludere bruk av kjemisk dispergering ved søknad om oppdatering av utslippstillatelse.

5.3 Utslippsdeteksjon og overvåkning, modellering og visualisering av utslipp under oljevernaksjoner

5.3.1 Utslippsdeteksjon og overvåkning under hendelser

Utslippsdeteksjon og overvåkning omtales i en egen fjernmålingsplan for Statoils operasjoner i drift Vest [31].

Utstyr for fjernmåling finnes på beredskapsfartøyet på feltet. Dette inkluderer oljedetekterende radar (OSD radar) og IR kamera, og at det er etablert rutiner for å oppdage olje og kartlegge oljeutbredelse under en eventuell aksjon. I tillegg til oljedetekterende radar og IR kamera, er det mulighet for nedlastning av bilder tatt fra fly eller helikopter til bruk for å optimalisere innsatsen (digital downlink). Satellittradar vil inngå som en kapasitet både for deteksjon og kartlegging gjennom nedlasting av daglige radarbilder. Under en aksjon vil en kunne laste ned bilder to ganger per døgn.

NOFO har tilgang på aerostat (Ocean Eye), som kan benyttes for å få oversikt over olje ved en aksjon. Kystverkets overvåkningsfly LN-KYV vil bli benyttet under en hendelse. SAR helikoptre vil også kunne benyttes i en aksjon.

5.3.2 Modellering og visualisering av utslipp ved en hendelse

Modellering av utslippet ved en hendelse og frem i tid ved de rådende værforhold og oljens forvitringsegenskaper er viktig for å planlegge og gjennomføre effektive tiltak. Modellering vil kunne utføres både hos NOFO og OSRL. Modellering og observasjoner fra overvåkning og oljevernaksjonen vil settes sammen i et visualiseringsverktøy (Common Operating Picture) til bruk for beredskapsorganisasjonen hos Statoil og NOFO.

5.4 Håndtering av oljeskadet vilt

Miljødirektoratet, Fiskeridirektoratet, Mattilsynet, og Kystverket har et formalisert samarbeid for å bestemme hvilke tiltak som bør gjennomføres ved en konkret hendelse med oljeskadet vilt (blant annet gjennom Kystverkets rådgivende gruppe) [38]. Tiltak i forbindelse med oljeskadet vilt omfatter hovedsakelig sjøfugl og marine pattedyr. I utgangspunktet er det tre alternative tiltak for levende oljeskadet vilt; rehabilitering, avlivning og å ikke gjøre noe. Ved en hendelse med potensiale for oljeskadet vilt, vil Kystverket adressere konkrete saker til den rådgivende gruppen. Norske myndigheter er restriktive i forhold til rehabilitering av oljeskadet vilt, basert på etiske hensyn til enkeltindividet og suksessfaktoren ved tidligere erfaring og forskning. For tiden er det bare to arter sjøfugl, stellerand og dverggås i Varanger- og Porsangerfjorden i Finnmark, som skal vurderes for rehabilitering. Det forventes ikke treff av disse artene ved en eventuell hendelse fra Valemon, da deres habitat ligger langt fra potensielt influensområde. Avlivning av individ som lar seg fange inn, eller å ikke gjøre noe vil kunne være det mest forsvarlige alternativet etter Dyrevelferdsloven §3. Avlivning ved skyting i felt skal unngås. Etter en endring av Dyrevelferdsloven i 2009, falt hjemmelsgrunnlaget for lokalt iverksatte aksjoner bort. Det er dermed ikke lenger tillatt med privat initiativ for vask, avliving eller innsamling av oljeskadet vilt, herunder initiativ igangsatt av operatør uten tillatelse fra myndigheter. Dødt oljeskadet vilt må fjernes fra naturen så fort som mulig for å unngå sekundær forurensning. En del av det døde oljeskadede viltet skal sendes til videre undersøkelser, mens resten skal håndteres som smittefarlig og oljeholdig avfall [39].

5.5 Miljøundersøkelser

Statoils medlemskap i NOFO inkluderer miljøundersøkelser som skal iverksettes ved akutte oljeutslipp på den norske sokkelen. Miljøundersøkelser skal settes i gang så raskt som det er sikkerhetsmessig forsvarlig. «Retningslinjer for miljøundersøkelser» vil benyttes, og skisserer aksjoner for akutfasen og oppfølgingsfasen. Naturressurser som inngår i miljøundersøkelser omfatter plankton, fisk og skalldyr, sjøfugl, sjøpattedyr, strand og sedimenter, dypt vann, biomarkører og friluftsliv. NOFO har rammeavtaler med SINTEF [34], Akvaplan Niva [35] og Norsk Institutt for Naturforskning (NINA) [36] for å utføre miljøundersøkelser fordelt på de ulike naturressursene. Rammeavtalene inkluderer leveranser detaljert i

form av utstyr, personell, responstid og øvelser, og gjelder norske farvann og hele norske kysten (inklusive Svalbard og Jan Mayen). Vilkår for ytterlige forhøyet beredskap eller andre relevante biologiske undersøkelser kan avtales fra tilfelle til tilfelle. Alle avgjørelser forbundet med miljøundersøkelser vil gjøres i samråd mellom NOFO og Statoil. Leverandør kan bistå i utvalg av områder som skal undersøkes.

5.5.1 Kartlegging av sjøfugl og sjøpattedyr – NINA

Avtalen med NINA består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Identifisere viktige sjøfugl- og sjøpattedyrlokaliteter i berørte og potensielt berørte områder
- Kartlegge fordeling og tetthet av sjøfugl og sjøpattedyr i influensområdet (i oljens drivbane)
- Gi løpende informasjon, vurdering og rådgiving:
 - Mht skjerming av viktige områder for sjøfugl og sjøpattedyr
 - Mht andre skadebegrensende tiltak som bruk av dispergeringsmidler
- Registrering av skadeomfang og potensialet for skadeomfang i åpent hav og i kystnære områder
- I etterkant, registrere langtidseffekter og restitusjon i berørte populasjoner
- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Responstidskrav er satt til 24 timer for at erfaren sjøfuglspesialist er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer for å gjennomføre miljøundersøkelse/rådgivning.

5.5.2 Prøvetaking av olje på vannoverflaten og i vannsøylen – SINTEF

Avtalen med SINTEF består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Prøvetaking og deteksjon av olje på havoverflaten, i vannsøylen og i strandsonen
- Kartlegging av oljens kjemiske- og fysiske egenskaper
- Bevisikring/identifikasjonsanalyser
- Rådgiving knyttet til valg og bruk av ulike bekjempningsmetoder/strategier
- Modellberegninger av drift og spredning av oljen i overflaten og i vannsøylen for innspill til operasjonsledelse og til miljøundersøkelse som gjennomføres av andre leverandører.
- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Responstidskrav er satt til 24 timer for at ett feltlag bestående av 2 personer (beredskapsleder og medarbeider) er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer for å gjennomføre miljøundersøkelse/rådgivning. SINTEF har lagret relevante analyse- og prøvetakingsutstyr i Trondheim. NOFO er ansvarlig under mobilisering for å skaffe til veie egnede fartøy for SINTEF for å kunne gjennomføre avtalte aktiviteter.

5.5.3 Undersøkelse i strandsoner – Akvaplan Niva

Avtalen med Akvaplan-Niva består blant annet av, men er ikke begrenset til:

- Kartlegging av plante- og dyreliv i strandsoner (hardbunn) i områder som etter drivbaneberegninger kan bli eller har vært utsatt for oljeforurensning
- Biologisk prøvetaking bløtbunn i kystnære områder som etter drivbaneberegninger kan bli eller har vært utsatt for oljeforurensning
- Informasjon, vurdering og rådgivning mht:
 - Skjerming av viktige områder for plantesamfunn, dyr og økosystemer i kyst- og strandsonen
 - Strandtyper
 - Vernestatus (verneformer: naturreservat, marine verneområder, nasjonalparker landskapsvernområder, biotopvernområder)
- Opparbeiding, analyse, tolkning og rapportering av data

Beredskapsanalyse Valemon

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

Responstidskrav er satt til 48 timer for at ett feltlag bestående av 2 personer (beredskapsleder og medarbeider) er klar for avreise til den lokasjon NOFO bestemmer. Akvaplan-Niva har lagret ett sett med prøvetakingsutstyr/utrusting til littoralundersøkelser og bløtbunnsprøvetaking i Tromsø, og vil bli benyttet i hele landet.

6 Konklusjon

Statoils krav til beredskap mot akutt oljeforurensning for produksjonsboring og drift av Valemon er etablert gjennom foreliggende beredskapsanalyse og oppsummert i tabellen under. Det er satt krav til 2 NOFO-systemer i barriere 1 og 2, med responstid på 5 timer for første system og fullt utbygd barriere 1 og 2 innen 9 timer. Kjemisk dispergering vil, basert på en NEBA vurdering, kunne bidra til et effektivt oljevern til havs. For barriere 3, 4 og 5 er det ikke satt spesifikke krav til beredskap.

Ytterligere ressurser og utstyr kan mobiliseres etter behov og i henhold til eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og berørte IUAer. Gjennom aksjonsledelsen vil Statoil fortløpende tilpasse bruk av bekjempelsesmetoder, utstyr og dimensjonering til de gjeldende forhold.

Statoils krav til beredskap mot akutt forurensning for produksjonsboring og drift av Valemon er oppsummert i tabellen under.

Barriere 1 og 2 – bekjempelse nær kilden og på åpent hav	
Systemer og responstid	2 NOFO-systemer Første system innen 5 timer, fullt utbygd barriere innen 9 timer
Barriere 3 og 4 – bekjempelse i kyst- og strandsone	
Systemer og responstid	Ingen spesifikke krav
Barriere 5 - strandrensing	
Systemer og responstid	Ingen spesifikke krav
Miljøundersøkelser	Miljøundersøkelser igangsettes snarest mulig og senest innen 48 timer

Referanser

- [1] Acona (2017) – Miljørisikoanalyse- Valemon
- [2] Statoil (2016) Statoil Requirement R-38072 - Oil spill preparedness and response
- [3] IPIECA/OGP (2015) Tiered preparedness and response, good practice guidelines for using the tiered preparedness and response framework
- [4] NOFO www.nofo.no
- [5] OSRL www.oilspillresponse.com
- [6] Kystverket www.kystverket.no
- [7] Kystverket, Norsk Olje og Gass (2016) Etablering av statlig aksjonsledelse under forurensningssituasjoner med ekstremt omfang der petroleumindustrien er ansvarlig Brodokument mellom operatørene og Kystverket Versjon 2 – 31. januar 2016
- [8] Kystverket, NOFO (2013) Overordnet samarbeidsavtale mellom Kystverket og Norsk oljevernforening for operatørselskap
- [9] Statoil (2016) – Blowout scenario analysis, Valemon field
- [10] Statoil (2014) – Statoil Rådgivende dokument. GL 0339. Retningslinje for analyser av beredskap mot akutt oljeforurensning fra offshoreaktiviteter på norsk sokkel.
- [11] Norsk Olje og Gass (OLF) (2014) – Veiledning for miljørettede beredskapsanalyser.
- [12] Total (2016) Sikkerhetsdatablad Finasol OSR 52, SDS #30034
- [13] Todnem AS (2012) Sikkerhetsdatablad Dasic Slickgone NS
- [14] Nalco Environmental Solutions LLC (2012) Safety Data Sheet Corexit® EC9500A
- [15] IPIECA IOGP (2015) Dispersants: surface application Good practice guidelines for incident management and emergency personnel
- [16] NOFO (2017) Olje På Vann 2016 rapport 13.- 16. juni 2016
- [17] Statoil (pågående) Avfallshåndteringsplan - oljevernaksjon
- [18] SINTEF 2009, Weathering properties of Weathering properties of the Alvheim crude oils Kneler, Boa, Kameleon, and the Alvheim blend
- [19] Statoil ASA, 2017, Kartlegging av forvitringsegenskaper for Valemonfluidet
- [20] SINTEF (2015) Subsurface oil releases – experimental study of droplet size distributions Phase-II (Report A26866)
- [21] SINTEF (2016) Subsea Dispersant Injection (SSDI) effectiveness as a function of dispersant type, oil properties and oil temperature (Report A28017)
- [22] SINTEF (2016) Implementing new features in OSCAR ; Oil temperature and viscosity during droplet formation and area specific biodegradation (Report A27807)
- [23] SEAPOP (2015) <http://www.seapop.no/no/utbredelse-tilstand/utbredelse/apent-hav/>
- [24] IMR. (2017). *Temasider - Sjøpattedyr - Sel*. Hentet fra IMR: http://www.imr.no/filarkiv/2016/05/sel_havert_og_steinkobbe.pdf/nb-no
- [25] IMR (2017) www.imr.no/temasider/fisk/nb-no
- [26] NOFO (2011) NOFO Standard 2009 Master
- [27] Statoil (2016) Technical Requirement TR3506 Well Incident and Blowout preparedness
- [28] Statoil (2014) Barents Sea Capping Response Plan Safety Case: 7324/2-1 Apollo D&W-C&C-BTR2014 (internal)
- [29] IPIECA IOGP (2013) Dispersant logistics and supply planning
- [30] Lovdata (2004) Forskrift om begrensnings av forurensning (forurensningsforskriften)
- [31] Statoil (2014) WR 1151 Fjernmålingsplan Drift Vest

-
- [32] Kystverket (2015) Nasjonal plan Beredskap mot akutt forurensning eller fare for akutt forurensning i Norge (ISBN 978-82-90177-18-3)
 - [33] Klima og forurensningsdirektoratet (2012) Retningslinje miljøundersøkelser, Miljøundersøkelser i marint miljø etter akutt forurensning (TA2955)
 - [34] NOFO, SINTEF (2014) Rammeavtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og Stiftelsen SINTEF ved institutt Materialer og Kjemi, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp – rammeavtale og rutiner for avrop av aktiviteter
 - [35] NOFO, Akvaplan-Niva AS (2014) Avtale mellom Norsk oljevernforening for Operatørselskap og Akvaplan-Niva AS, Miljøundersøkelser ved akutte hydrokarbonutslipp – rammeavtale og rutiner for avrop av aktiviteter
 - [36] NOFO, Norsk Institutt for naturforskning (2014) Avtale

Appendiks A

Technical Note: Input to the environmental risk analysis for Valemon

Valemon Blowout Scenario Analysis

Kari Apneseth, TPD R&T FT SST TSW

May 16th, 2017

Summary

This note presents a quantitative assessment of blowout risk related to the Valemon field. Blowout probability, flow rates and duration are quantified for application in the Valemon environmental risk analysis (ERA). The assessment is based on activity levels for a peak and normal year.

For the Valemon field, the overall blowout probability is judged to be 6,36E-03 for a year of peak activity and 2,50E-03 for a year of normal activity. The blowout rates are in the range between 200 and 2100 Sm³/d.

It is found that the duration of a blowout could potentially amount to 98 days with 0,5 % probability.

7 Introduction

The purpose of this note is to provide input to the environmental risk analysis for the Valemon field regarding blowout probability, rates and duration.

The assessment of risk figures in this note is based on:

- Historical blowout statistics /1/
- Blowout and well leak frequencies /2/
- Calculated blowout rates from the reservoir /3/
- Judgements and considerations in TPD R&T FT SST TSW and in dialogue with the project

8 Field specific information

The Valemon field is a gas condensate field between Kvitebjørn and Gullfaks South with hydrocarbons in the Brent and Cook formations. The water depth at the Valemon field is 134 m MSL, and distance to shore is 150 km.

The platform concept is a steel-jacket platform with process facilities and condensate export to Kvitebjørn and rich gas export to Huldre-Heimdal pipeline. Drilling activities are performed using a cantilevered drilling rig above the well intervention deck.

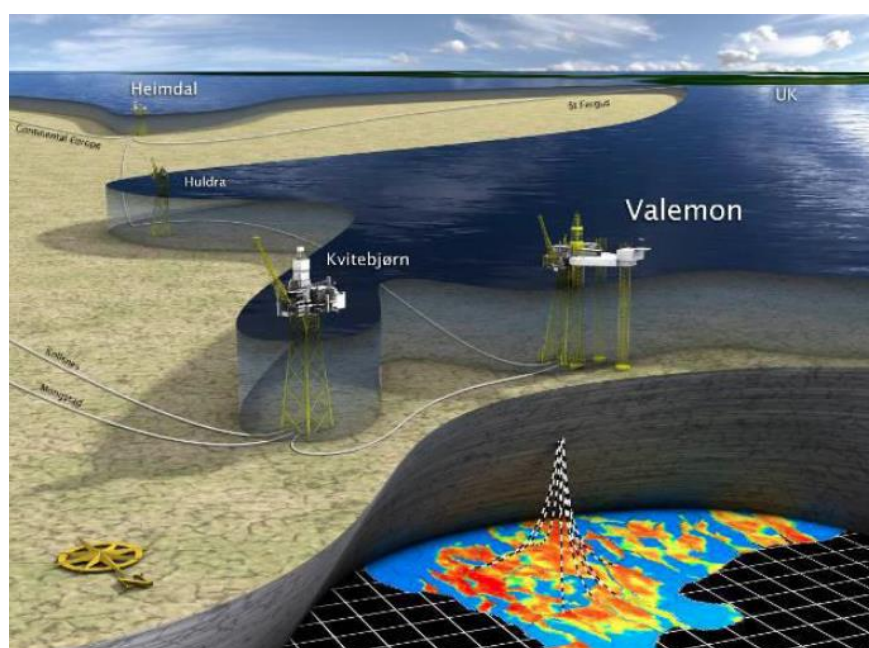


Figure 7: The Valemon field

The main reservoir on Valemon is the Brent group. The depth ranges from 3900-4200 m TVD, with average Brent thickness from 160-280 m. The reservoir fluid is gas/condensate with a GCR varying from 800-11000 Sm³/Sm³, with an initial reservoir pressure and temperature of 787 bar and 150°C respectively in Brent.

8.1 Well information

Rates are simulated for two wells, which is considered representative for the Valemon field:

- B-12 (existing production wells and drilling scenario with initial reservoir properties)
- B-11 (new production wells)

9 Blowout scenarios and probabilities

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

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

The overview of blowout causes given in /1/ (Table 4.9) combined with an assumption of annular flow do, in our opinion, justify the following probabilities:

$$P(\text{Top penetration} \mid \text{blowout}) = 0,20$$

$$P(\text{Tripping} \mid \text{blowout}) = 0,40$$

Given the above definition of scenarios:

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

During production, workover, well intervention and wireline operations, the following scenario is defined;

Production etc. Loss of well control during production, well intervention, workover, wireline or completion.
Blowout through 7" production tubing to surface.

The overview of blowout causes is given in /1/ (Table 4.9). A number of incidents are recorded with drill string or tubing in the wellbore for these operations. For this assessment, a blowout through the production tubing with no additional tubing/drill pipe in the hole is conservatively assumed. The following probability is applied:

$$P(\text{Through production tubing} \mid \text{blowout}) = 1,00$$

9.1 Blowout probabilities

The blowout frequencies found in LRC /2/ are the outset of the assessment. The Valemon field consists of gas producing wells, and based on the operation specific probabilities recommended by LRC /2/ are applied without further adjustment:

Table 6: Blowout frequencies per activity (gas wells)

Activity	Frequency, gas wells
Development drilling, HPHT	2.50E-04
Completion	3.05E-04
Well intervention	4.08E-04
Production	8.00E-05

The activity level on the Valemon field is evaluated by the project. A peak and normal activity level for the Valemon field is the outset for this analysis, and is presented in Table 2.

Table 7: Activity level Valemon 2017-2022

	Peak activity year (2017-18)	Normal activity year (2019-22)
	Gas wells	Gas wells
Drilling	4	0
Completion	4	0
Well intervention	7	3
Production – new wells	7	0
Production – existing wells	9	16

The resulting blowout frequencies for a year of peak activity on the Valemon field are presented below;

	Operations	Frequency	Frequency per operation
P(blowout, drilling HPHT, gas)	4	2,50E-04	1,00E-03
P(blowout, completion, gas)	4	3,05E-04	1,22E-03
P(blowout, well intervention, gas)	7	4.08E-04	2,86E-03
P(blowout, production new wells, gas)	7	8,00E-05	5,60E-03
P(blowout, production new old, gas)	9	8,00E-05	7,20E-04
Sum			6,36E-03

The resulting blowout frequencies for a year of normal activity on the Valemon field are presented below;

	Operations	Frequency	Frequency per operation
P(blowout, well intervention)	3	4.08E-04	1,22E-03
P(blowout, production)	16	8,00E-05	1,28E-03
			2,50E-03

10 Blowout rates

The Valemon installation will be a jacket with dry wellheads.

The blowout rates are calculated for surface releases under the conservative assumptions:

- Unrestricted annulus flow where the BOP has failed entirely
- Gas coning is not considered
- As time passes reservoir pressure will decline, this is not accounted for

Historical data has few recordings of open hole blowouts /1/ and the likelihood of such a scenario is considered negligible. Flow through annulus is most likely and annulus rates are therefore used to represent the flow potential of a blowout during drilling operations.

For completed wells, blowout through drill string, annulus and tubing have been recorded in ref /1/ with drill string and tubing as the most likely flow paths. Simulations of blowouts through production tubing have been performed. For assessment of environmental risk, only condensate blowout rates are relevant. The blowout rates are presented below.

Table 8: Condensate blowout rates for Valemon during drilling and production

	Scenario	Scenario probability	Blowout rates condensate (Sm ³ /d)
Development drilling	5 m into reservoir	0,2	1400
	100 % exposed reservoir	0,8	2100
	Weighted rate		2000
Production (new wells)	Through tubing	1,0	600
Production (old wells)	Through tubing	1,0	200
	P90 rate		560

The activity specific flow path distribution as recommended by LRC, is presented in Table 4. It is based on information found in Table 7.1 in /2/ and an overall assessment of scenarios and type of platform.

Table 9: Flow path distribution for topside wellheads

	Flow path distribution	
	Seabed	Surface
Drilling	0,8	0,2
Completion	0,05	0,95
Well intervention	0,19	0,81
Production	0,27	0,73

10.1 Blowout rates in a peak activity year

The probabilities presented above, are conditioned on different activities, relevant to a peak activity year. Given a blowout we get the following normalized probabilities;

P(blowout, drilling gas HPHT blowout)	$1,00E-03/6,36E-03 =$	0,157
P(blowout, completion gas blowout)	$1,22E-03/6,36E-03 =$	0,193
P(blowout, well intervention blowout)	$2,86E-03/6,36E-03 =$	0,449
P(blowout, production, new wells blowout)	$5,60E-04/6,36E-03 =$	0,113
P(blowout, production, old wells blowout)	$7,20E-04/6,36E-03 =$	0,088
		$= 1,00$

Table 5 displays combinations of activity specific blowout rates and scenario probabilities. All probabilities are conditioned on a blowout in a year of peak activity.

Table 10: Blowout rate probability distribution, peak activity year

Blowout scenario		Condensate blowout rate (Sm ³ /d)	Scenario probability
Surface release			
Development drilling	Top penetration	1400	$0,2 \cdot 0,72 \cdot 0,157 = 0,023$
	Tripping	2100	$0,8 \cdot 0,72 \cdot 0,157 = 0,091$
Completion		200	$1,0 \cdot 0,193 = 0,193$
Well intervention		200	$0,81 \cdot 0,449 = 0,364$
Production, new wells		600	$0,73 \cdot 0,088 = 0,064$
Production, old wells		200	$0,73 \cdot 0,113 = 0,083$
Seabed release			
Development drilling	Top penetration	1400	$0,2 \cdot 0,28 \cdot 0,157 = 0,009$
	Tripping	2100	$0,8 \cdot 0,28 \cdot 0,157 = 0,035$
Well intervention		200	$0,19 \cdot 0,449 = 0,085$
Production, new wells		600	$0,27 \cdot 0,088 = 0,024$
Production, old wells		200	$0,27 \cdot 0,113 = 0,031$

Ref Table 5, the probability distribution between surface and seabed release is 82 % (5.19E-03) and 18 % (1.17E-03) in order of appearance.

Table 6 shows the normalized blowout rate probability distribution; given a blowout, the probability of a corresponding rate distributed on seabed and surface release.

Table 11: Normalized blowout rate probability distribution, Valemon

Release point	Condensate blowout rate (Sm ³ /d)	Normalized rate probability
Surface	200	0,78
	600	0,08
	1400	0,03

Beredskapsanalyse Valemon

Dok. nr.

Trer i kraft

Rev. nr.

	2100	0,11
Seabed	200	0,63
	600	0,13
	1400	0,05
	2100	0,19
Sum		2,00

The probability distribution is shown below in Figure 2 and Figure 3 for surface and subsea releases, respectively.

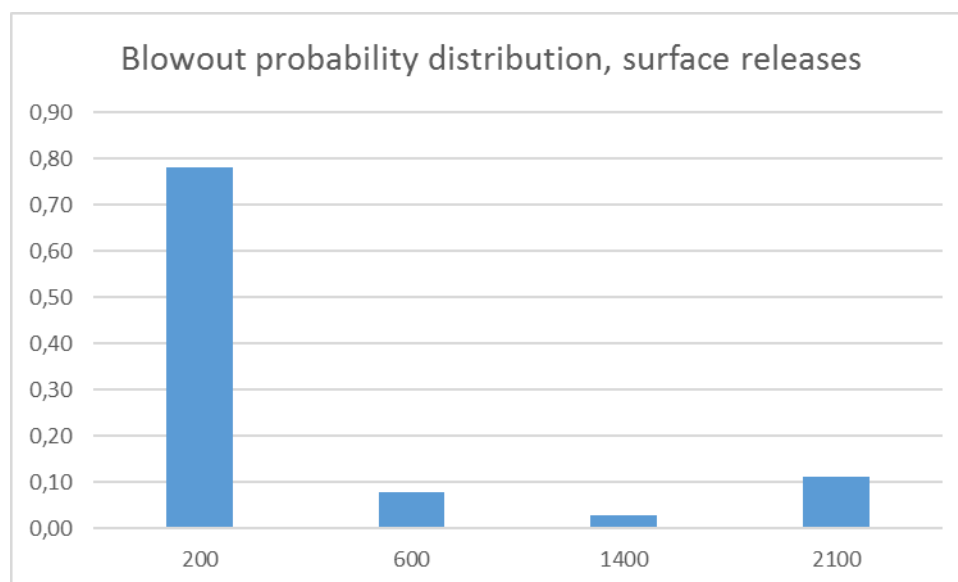


Figure 8: Blowout probability distribution, surface releases

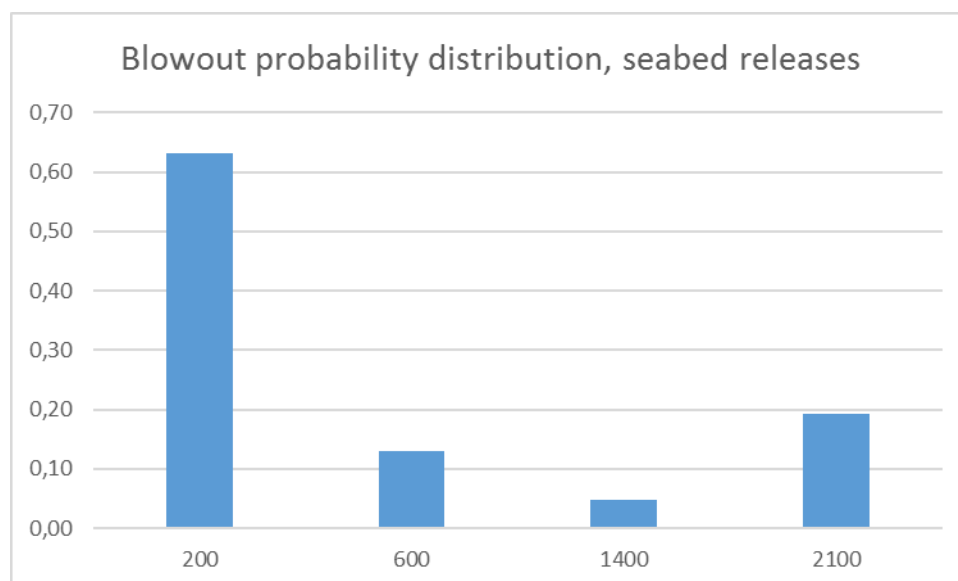


Figure 9: Blowout probability distribution, seabed releases

10.2 Blowout rates in a normal activity year

The probabilities presented above, are conditioned on different activities, relevant to a normal activity year. Given a blowout we get the following normalized probabilities:

$$\begin{aligned}
 P(\text{blowout, well intervention} \mid \text{blowout}) &= 1,22\text{E-}03 / 2,50\text{E-}03 = 0,489 \\
 P(\text{blowout, production, old wells} \mid \text{blowout}) &= 1,28\text{E-}03 / 2,50\text{E-}03 = 0,511 \\
 &= 1,000
 \end{aligned}$$

Table 7 displays combinations of activity specific blowout rates and scenario probabilities. All probabilities are conditioned on a blowout in a year of normal activity.

Table 12: Blowout rate probability distribution, normal activity year

Blowout scenario	Condensate blowout rate (Sm ³ /d)	Scenario probability
Surface release		
Well intervention	200	$0,489 \cdot 0,81 = 0,396$
Production, old wells	200	$0,511 \cdot 0,73 = 0,373$
Seabed release		
Well intervention	200	$0,489 \cdot 0,19 = 0,093$
Production, old wells	200	$0,511 \cdot 0,27 = 0,183$

Ref Table 7, the probability distribution between surface and seabed release is 77 % (1.93E-03) and 23 % (5.78E-04), respectively.

11 Blowout duration

A condensate blowout can be stopped by:

1. Operator actions – mechanical (capping)
2. Wellbore collapse and/or rock material plugging the well (bridging)
3. Altered fluid characteristics resulting from water or gas coning during a blowout
4. Drilling a relief well and applying kill mud

The probability distribution of the duration of a possible blowout is derived by way of the approach utilised in /2/. Water and gas coning is not considered in the assessment. Well specific input about time to drill a relief well is given by the project and presented in Table 8.

Table 13: Time to drill a relief well (days)

Time to:	Minimum	Most likely	Maximum
Make decisions	1	2	3
Mobilise a rig: transfer, anchoring, supply of equipment and preparations	3	6	12
Drilling (8,5")	43	53	64
Geomagnetic steering into the well	7	12	30
Killing the well	1	2	5

The required time to drill a relief well and kill a blowout is judged by the project to be between 55 and 114 days. A Monte Carlo simulation is performed to produce a duration distribution from the well specific input in Table 8. A probability distribution is presented in Figure 4.

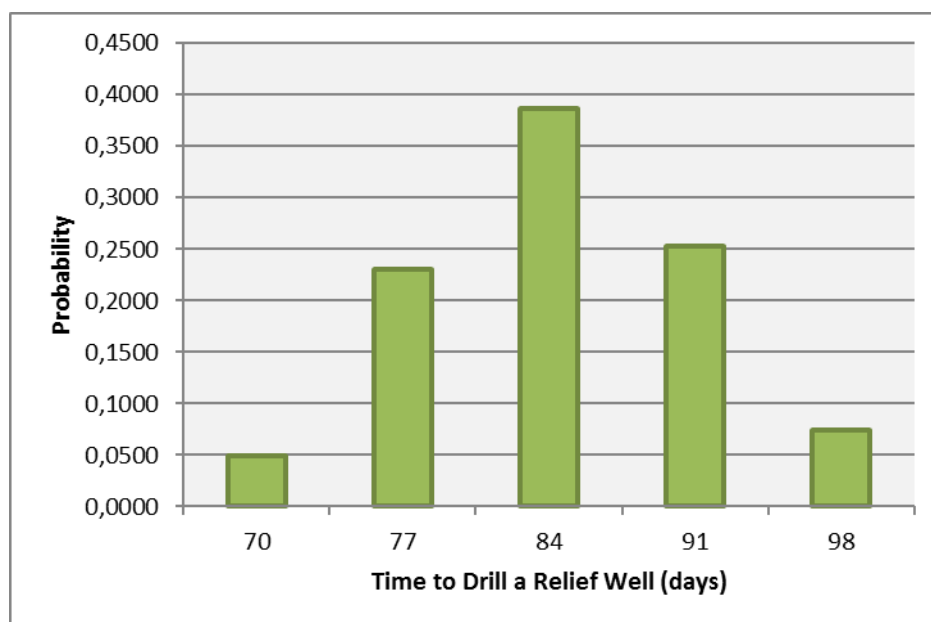


Figure 10: Time to drill a relief well, probability distribution

The probability distribution, found in Table 9 below, is constructed by combination of the well specific duration distribution and probabilities that a blowout will end by the mechanisms capping and bridging /2/. Based on Table 9 maximum duration is suggested to be 98 days.

Table 14: Probability distribution for a blowout to end as a function of time

Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout	Duration (days)	Surface blowout	Seabed blowout
0,5	0,119	0,094	42	0,003	0,006
1	0,260	0,187	49	0,002	0,004
2	0,143	0,123	56	0,001	0,002
5	0,189	0,188	63	0,001	0,002
7	0,057	0,067	70	0,005	0,008
10	0,049	0,063	77	0,022	0,033
14	0,034	0,049	84	0,037	0,054
21	0,028	0,044	91	0,024	0,035
28	0,012	0,021	98*	0,008	0,011
35	0,006	0,011			

* Probabilities in the tail end of the duration distribution ($< 0,001$) are added to the probability of the preceding duration category.

Different probability descriptions of the duration of a seabed or surface blowout are produced. Possible durations of a seabed or surface blowouts are described by probabilities in Figure 5. In Figure 6 blowout duration and time to drill a relief well are described by cumulative probability curves.

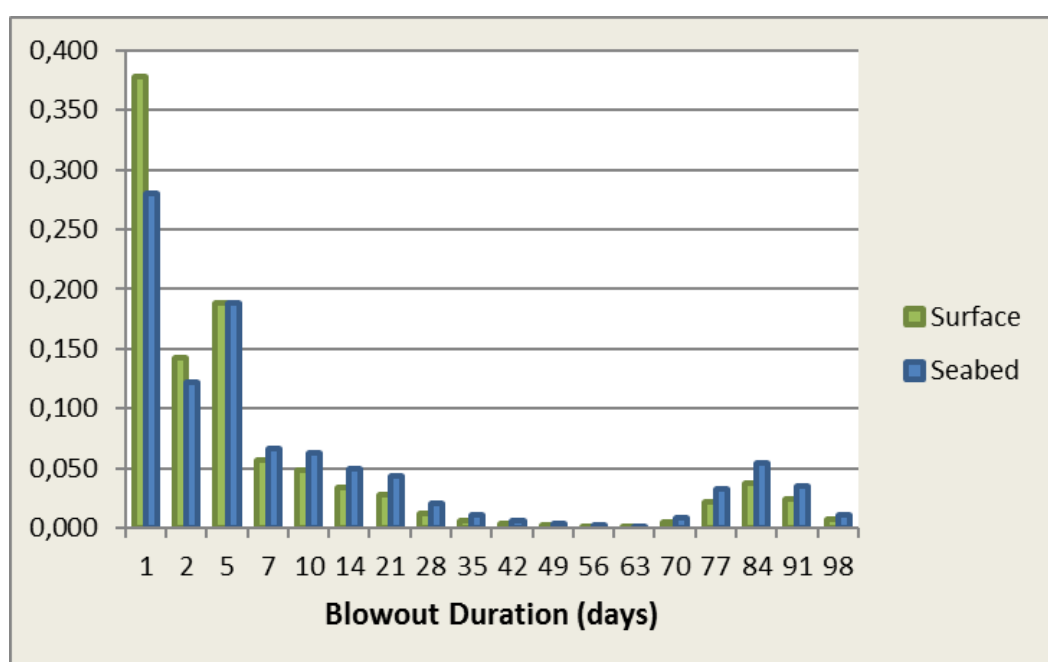


Figure 11: Blowout duration probability distribution for surface and seabed releases

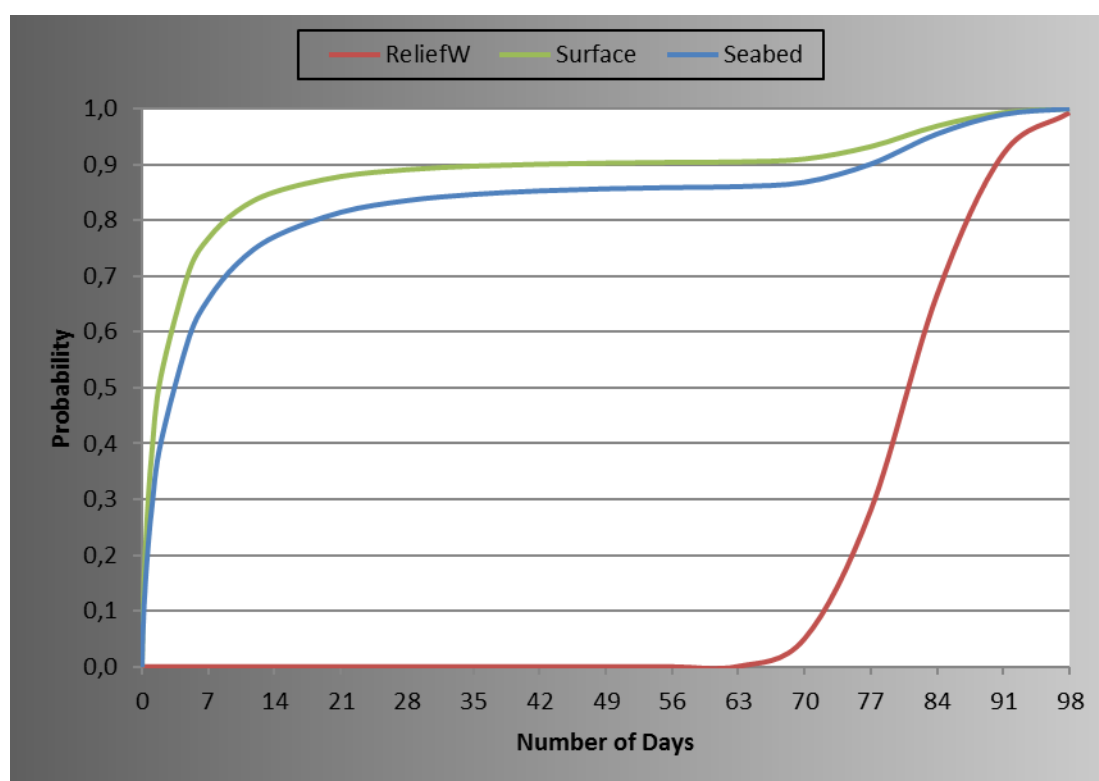


Figure 12: Cumulative probability distribution for blowout duration

12 References

- /1/ Holand, Per: Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2011, Sintef Technology and Society, December 2011.
- /2/ Lloyds Register Consulting: Blowout and Well Release Frequencies Based on Sintef Offshore Blowout Database 2015, Report No 19101001-8/2016/R3, 4 April 2016
- /3/ Input scheme for Blowout Scenario Analysis – Valemon 2017