

RAPPORT

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet

Vedlegg til referat etter arbeidsmøte



Kunde:

Petroleumstilsynet

Kontaktperson:

Ingrid Årstad, Lin Silje Nilsen

Oppsummering:

Denne rapporten presenterer vedlegg som inngår i Petroleumstilsynets referat etter arbeidsmøte gjennomført 24. oktober 2018 tilknyttet Ptils områdevurderinger.

Nøkkelord	Risiko, forebygge, stanse, utslipp, Barentshavet
Rapportnr.	1072732-RE-02
Forfatter(e)	Karianne Haver, Hermann S. Wiencke
Konfidensialitet	Intern
Revisjonsnr.	01
Revidert dato	30.10.2020
Antall sider	33

Rev.nr.	Dato	Årsak til revisjon
00	12.12.2018	Utkast
01	30.10.2020	Endelig utgave

Utarbeidet av
Karianne Haver

Verifisert av
Hermann S. Wiencke

For Proactima AS
Rune Sjursen

Innholdsfortegnelse

0	Introduksjon.....	4
1	Deltakerliste.....	4
2	Klargjøring av kilder.....	4
3	Klarlegging av usikkerhet om ulykkesscenarioer	16
4	Utslippsmodell	18
5	Klarlegging av usikkerhet om påvirkbare faktorer	19
5.1	Selskapenes risikostyring.....	19
5.2	Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	21
5.3	Utvikling av rammebetingelser (standards, rammeverk, vilkår)	22
6	Klarlegging av usikkerhet om upåvirkbare faktorer	23
6.1	Industrikontekst	23
6.1.1	Industrikontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturedringer, politiske forhold).....	23
6.2	Områdeforhold.....	24
6.2.1	Naturforhold – undergrunn.....	24
6.2.2	Naturforhold – overflate	25
6.2.3	Naturforhold – under vann	29
6.2.4	Naturforhold – avstand / infrastruktur	30
7	Referanser.....	32

0 Introduksjon

Det er gjennomført internt arbeidsmøte med deltakere fra Petroleumstilsynet (Ptil). Arbeidsmøtet ble avholdt 24. oktober 2018, fasilitert av Proactima.

Denne rapporten oppsummerer diskusjoner fra arbeidsmøtet.

1 Deltakerliste

Tabell 1 Deltakere på arbeidsmøtene

Navn	Selskap	Arbeidsmøte 1 24. oktober 2018
Ove Hundseid	Petroleumstilsynet	X
Trond Sundby	Petroleumstilsynet	X
Eirik Duesten	Petroleumstilsynet	X
Audun Kristoffersen	Petroleumstilsynet	X
Lin Silje Nilsen	Petroleumstilsynet	X
Ingrid Årstad	Petroleumstilsynet	X
Hermann S. Wiencke	Proactima	X
Karianne Haver	Proactima	X

2 Klargjøring av kilder

Det er foretatt et omfattende arbeid for å klargjøre kilder som kan være aktuelle å bruke i dette arbeidet. I Tabell 2 presenteres de kildene som ble vurdert som aktuelle kilder til dette arbeidet, mens i Tabell 3 presenteres andre kilder som er gjennomgått ifm. arbeidet, men ikke benyttet direkte i de videre vurderingene.

Det er få kilder av det kunnskapsgrunnlaget som er kartlagt og gjennomgått, som er direkte relatert til DFU 9&10. Kildene som er identifisert, gjelder generelt for nordområdene, eventuelt spesifikt rettet mot DFU 9&10.

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tabell 2 Oversikt over kilder som er benyttet i arbeidet

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Rapport fra partssammensatt arbeidsgruppe.	Arbeids- og sosialdepartementet, 2017	Arbeids- og sosialdepartementet	Arbeids- og sosialdepartementet inviterte i november 2016 berørte parter og myndigheter til en arbeidsgruppe for en felles vurdering og drøfting av HMS-tilstanden og – utviklingen i norsk petroleumsvirksomhet. Et viktig mål med arbeidsgruppens arbeid var å komme frem til et representativt og omforent bilde av status for helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Gruppen skulle videre vurdere hva som skal til for å opprettholde og forbedre sikkerhetsnivået, samtidig med effektiv og økonomisk drift. Med helse, miljø og sikkerhet menes i denne rapporten problemstillinger knyttet til storulykke og arbeidsmiljø offshore og på landanleggene, og arbeidsgruppens diskusjoner er derfor avgrenset mot tilstøtende områder som ytre miljø, luftfart og sikring/security. Rapporten gir en generell beskrivelse av faktorer knyttet til aktivitet og industri for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, men ikke spesielt for nordområdene.	https://www.regjeringen.no/contentassets/0a217a1b53a84a5b877bc526d67a5c5f/helse-arbeidsmiljo-og-sikkerhet-i-petroleumsvirksomheten.pdf
Klima i Norge 2100. Norsk klimaservicesenter (NKSS) rapportnr. 2/2015.	Hansen-Bauer et al, 2015	Miljødirektoratet	Rapporten gir en beskrivelse av klimautvikling i Norge og tilhørende havområder gjennom det 21. århundre. Rapporten omfatter både atmosfæreklima, hydrologi, permafrost, skred og havklima.	https://cms.met.no/site/2/klimaservicesenteret/klima-i-norge-2100/_attachment/10990?_ts=159d5ffcffd
Værvarslingsutfordringer i Barentshavet. Presentert på Petroleumstilsynets og Miljødirektoratets seminar "Når ulykkene truer miljøet", 08.04.2014	Metrologisk institutt, 2014	Miljødirektoratet / Petroleumstilsynet	Presentasjon av værvarslingsutfordringer i Barentshavet.	http://www.ptil.no/rapporter-og-seminarer/nar-ulykker-truer-miljoet-presentasjoner-article10571-1048.html
Kunnskap og varsling av isutbredelse og isfjell - "Barentshavet SØ" og "Jan Mayen". Bistand til OEDs åpningsprosesser for petroleumsvirksomhet i	Metrologisk institutt, 2015	Olje- og energidepartementet	Meteorologisk institutt ble i 2012 gitt i oppdrag fra Olje- og energidepartementet om å utarbeide en rapport om isforhold i norske havområder med fokus på Barentshavet Sørøst og Jan Mayen. En tilleggsstudie er gjennomført i løpet av 2014-2015. Historiske trender for isutbredelse er analysert, og resultatene fra flere klimamodeller for de neste 20 årene blir presentert.	https://www.met.no/publikasjoner/met-report/met-report-2015

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
nord. MET rapportnr. 26/2015			Informasjon om flerårig havis og isfjell i de to fokusområdene er også inkludert i rapporten.	
Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktforhold mv. - "Barentshavet SØ". MET rapportnr. 11/2012	Metrologisk institutt, 2012	Olje- og energidepartementet	Rapporten gir en oversikt over dagens kunnskap om tema som vind, bølger, lufttemperatur, sjøtemperatur, fare for ising, isutbredelse, siktforhold og polare lavtrykk. Rapporten angir trender som er observert, samt forventet endring i et fremtidig klima. Rapporten er for en stor del basert på HINDCAST data fremskaffet vha. modeller pga. lite måledata for Barentshavet Sørøst. Rapporten er et ledd i konsekvensutredningen ifm. Olje- og energidepartementets åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i nord.	https://www.met.no/publikasjoner/met-report/met-report-2012
Satellittkommunikasjon i nordområdene – utfordringer og løsninger. Presentert på HMS utfordringer i nordområdene Arbeidsseminar 6 – Maritim logistikk, infrastruktur og iskontroll, 17.-18.06.2014	Telenor Satellite Broadcasting, 2014	Norsk olje og gass	Presentasjon av utfordringer og mulige løsninger relatert til satellittkommunikasjon i nordområdene.	https://www.norskoljeoggass.no/no/HMS-utfordringer-i-nordomradene/
Solstormer, nordlys og romvær. Presentert på HMS-utfordringer i nordområdene Arbeidsseminar 1 – Klimatiske forhold og kommunikasjon, 24.-25.03.2014	Norsk romsenter, 2014	Norsk olje og gass	Presentasjon av solstormer, nordlys, romvær og geografisk posisjon i nordområdene.	https://www.norskoljeoggass.no/no/HMS-utfordringer-i-nordomradene/
Miljøverdier og sårbarhet i iskantsonen	Norsk Polarinstitutt og Havforskningsinstituttet, 2017	Faglig forum	Rapporten tar for seg den delen av Norskehavet og Barentshavet hvor iskantsonen befinner seg i hele eller deler av året. Rapporten oppsummerer eksisterende kunnskap om fysiske, kjemiske og biologiske forhold, gjør en vurdering av biologisk	-

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			verdi og sårbarhet og omtaler kort fremtidige endringer i områdenes utbredelse og fysiske egenskaper og økologiske implikasjoner som følge av dette. Iskantsonen er en overgangssone mellom isfritt og isdekket hav hvor iskonsentrasjonen er mellom 15 og 80 %. Iskantsonen er vanligvis begrenset til noen titalls kilometer, men det finnes lite data som sier noe definitivt om hvor langt inn i drivisen den strekker seg. I tillegg til sesongmessige variasjoner, forekommer mer kortvarige variasjoner, f.eks. forårsaket av vindretning og -styrke. Endring i romlig fordeling kan skje i løpet av timer eller dager.	
NORSOK N-003:2017 Actions and actions effects	NORSOK N-003:2017	Standard Norge	NORSOK-standarder spesifiserer generelle prinsipper og retningslinjer for å bestemme karakteristiske påvirkninger og effekt av påvirkninger for design, vurdering og verifikasjon av strukturer. Standarden er relevant for alle typer offshorestrukturer benyttet i petroleumsaktivitet. Standarden er hovedsakelig utarbeidet for design av nye innretninger på norsk kontinentalsokkel, inkludert Svalbard, men kan også være relevant for andre områder.	http://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=873200
Oljedirektoratets faktasider / faktakart	Oljedirektoratet, 2018	Oljedirektoratet	Oljedirektoratets faktasider inneholder informasjon om petroleumsvirksomheten på den norske kontinentalsokkelen. Informasjonen synkroniseres daglig med Oljedirektoratets databaser.	http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no
Aktivitetsbeskrivelse (input til forvaltningsplan) (UTKAST)	Oljedirektoratet og Kystverket, 2018	Faglig forum	Med utgangspunkt i data fra 2016 beskrives aktivitet, endring og fremtidig utvikling av aktiviteten og påvirkning og effekter på miljø fra aktivitet i forvaltningsplanområdet for fiskeriaktivitet, skipsfart og petroleumsaktivitet. Aktiviteter innenfor de Særlig verdifulle og sårbare områdene beskrives spesielt. Vurdere fremtidsbilder frem mot 2040 med utgangspunkt i perspektivmeldinga.	-
Ressursrapport 2017	Oljedirektoratet, 2017b	Oljedirektoratet	Siden 1997 har OD gitt ut en ressursrapport om lag annet hvert år.	http://ressursrapport2017.npd.no/

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			Rapporten inneholder status av leting og ressursituasjonen på norsk kontinentalsokkel samt utvalgte tema som uoppdagede ressurser, økt utvinning og effektiv drift.	
Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum på den norske kontinentalsokkel	Olje- direktoratet, 2017a	Olje- og energidepartementet	Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum på den norske kontinentalsokkel ifm. 24. runde.	http://www.npd.no/Global/Norsk/2-Tema/Utvinningsstillatelser/24-runde/Utllysning/Innbydelse-til-a-soke-om-utvinningsstillatelse-for-petroleum.pdf
Infrastruktur og logistikk ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst	DNV et al., 2012	Olje- og energidepartementet	Rapporten presenterer infrastruktur og logistiktjenester relevant for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Først beskrives status for infrastruktur og logistikk knyttet til pågående offshore olje- og gassvirksomhet. Deretter vurderes behov for infrastruktur til petroleumsvirksomhet basert på ODs scenario 1 og scenario 2 (Oljedirektoratet, 2012). For scenarioene vurderes til slutt helhetlige løsninger for logistikk. Rapporten er en av flere rapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst.	https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/barentshavet_s/barentshavet/undermapper/09_infrastruktur_og_logistikk.pdf
Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP)	Petroleumstilsynet, 2018a	Petroleumstilsynet	Aktivitetene i regi av RNNP tar sikte på å måle og forbedre HMS-tilstanden i petroleumsvirksomheten. RNNP-prosjektet overvåker både personrisiko og risiko for akutte utslipp for å oppnå et mer helhetlig bilde av ulykkesrisiko. RNNP ble igangsatt i 1999/2000 og resultatene presenteres i årlige rapporter.	http://www.ptil.no/risikoniva/category700.html
RNNP Hovedrapport utviklingstrekk 2017 norsk sokkel	Petroleumstilsynet, 2018b	Petroleumstilsynet	RNNP rapporten ser spesielt på risikoindikatorer knyttet til: • Storulykker, inkludert helikopter • Utvalgte barrierer knyttet til storulykker • Alvorlige personskader • Endrede betingelser for risiko Mens det i 2015 og 2016 var tilløpshendelser / hendelser av særs alvorlig karakter i lys av potensial for å medføre storulykker, var det ingen slike hendelser i 2017. Dersom tilløpshendelsene med storulykkepotensial vektet med faktorer som belyser	http://www.ptil.no/getfile.php/1348455/PDF/RNNP%202017/RNNP%20hovedrapport_rev_2c_kapittelinnledning.pdf

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			tilløpshendelsenes iboende potensiale til å forårsake omkomne gitt at tilløpshendelsene utvikler seg videre, ser vi at indikatoren (totalindikatoren) i 2017 er på samme nivå som i 2013 og 2014. Dette kan tyde på at økningen i denne indikatoren som ble observert i 2015 og 2016 ikke reflekterte en vedvarende endring i en ellers positiv utvikling. Totalindikatoren er en konstruert indikator som reflekterer industriens evne til å påvirke en rekke risikorelaterte faktorer. I lys av sin natur er indikatoren følsom for særlig alvorlige tilløpshendelser siden disse får en relativt høy vekt. Nivået i 2015 og spesielt i 2016 kan delvis tilskrives slike tilløpshendelser. Den underliggende utvikling og eventuelle endringer i den bør være i fokus.	
RNNP-AU Akutte utslipp utviklingstrekk 2016 norsk sokkel	Petroleumstilsynet, 2018c	Petroleumstilsynet	RNNP-AU rapporten dokumenterer utvikling av hendelser som har gitt eller kunne ha gitt akutte utslipp i petroleumsvirksomheten til havs for perioden 2001-2017. Den gir også informasjon om barrierer som er av betydning for å forhindre akutte utslipp. Rapporten omhandler akutte utslipp av råolje, andre oljer og kjemikalier. Resultater presenteres for hele norsk sokkel og for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. RNNP-AU konkluderer med at hendelser med akutt forurensning fra havbunnsinnretninger er sikkerhetsspørsmål som fortjener mer oppmerksomhet. Det er viktig at næringen tydeliggjør hvordan den jobber med ulykkesforebygging og kontinuerlig forbedring i denne sammenheng.	http://www.ptil.no/getfile.php/1349876/PDF/RNNP%20AU%202017/RNNP-%20Akkutte%20utslipp%202017%20rev.%200%20%28endelig%29med%20forside.pdf
Samhandling knyttet til lete- og boreoperasjoner i nordområdene. Sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler og ulemper.	Sintef, 2016	Petroleumstilsynet	Rapporten gir en overordnet utredning og evaluering av sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler og ulemper ved samkjøring av boreoperasjoner i et begrenset område i Barentshavet. Rapporten omtaler kort mulige utfordringer ved karstifiserte karbonatformasjoner. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1342052/PDF/NORD/ST1%20Samhandling.pdf
Kartlegging av is- og snøforekomst i	Sintef et al., 2015	Petroleumstilsynet	Rapporten gir en oversikt over kunnskap om is- og snøforekomst i Barentshavet, og de tilhørende risikoelementer for	http://www.ptil.no/getfile.php/1336505/PDF/Rapporter/1020122

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Barentshavet, inkludert risikovurderinger relatert til petroleumsvirksomhet			petroleumsoperasjoner knyttet til dette. Den peker også på hvilke områder som bør utredes nærmere for å bedre kunnskap om utbredelsen av fenomenene knyttet til is og snø. Rapporten omhandler følgende meteorologiske forhold; vind og temperatur, sjøis, isfjell, knult og growlers, ising, tett snøfall / tråg, polare lavtrykk og tåke. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	90-00004%20Rapport%20sn%C3%B8%20og%20isforekomst%20321443_2_1.pdf
Hovedstudie, ST2 Egnede boreinnretninger	Rambøll, 2017	Petroleumstilsynet	Rapporten utreder risikopotensialet ved bruk av ulike typer av boreinnretninger i områder der det kan forekommer knult og mindre isbiter som kan true integriteten til bore- og brønnskrollutstyr i havoverflaten. Rapporten beskriver videre beskyttelsesmetoder og vurderer behov for andre type boreinnretninger enn det som brukes i den norske delen av Barentshavet i dag. Det er innhentet kunnskap om hvordan dette håndteres på andre lands sokler, hvor en spesielt retter oppmerksomheten på forenklet flytting av innretninger mellom soklene. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348189/PDF/NORD/ST2%20-%20Egnede%20boreinnretninger.pdf
Challenges Related to Positional Uncertainty for Measurement While Drilling (MWD) in the Barents Sea	Add Energy & MagVAR, 2017	Petroleumstilsynet	Rapporten presenterer utfordringer knyttet til posisjons usikkerhet for retnings boring ved å bruke MWD (Measurement While Drilling) i Barentshavet. Studien oppsummerer relevant tidligere arbeid og karakteriserer de forventede tilfeldige og systematiske feil som oppdages under kartleggingen ved bruk av standard MWD metode i Barentshavet. Rapporten beskriver også tilgjengelighet og effekt av egnede aeromagnetiske undersøkelser for å rette opp for jordskorpemagnetiske anomalier ved In-Field Referencing (IFR). Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348287/PDF/NORD/ST11%20Retningsboring%20i%20nordomr%C3%A5dene%20-%20endelig%20rapport%281%29.pdf

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Shallow Reservoirs in the Barents Sea	Add Energy, 2017	Petroleumstilsynet	Rapporten beskriver brønndesign og driftsutfordringer med undersjøiske injeksjons- og produksjonsbrønner i grunne reservoarer som ligger 200-700 m under havbunnen i Barentshavet. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348283/PDF/NORD/ST9%20Grunne%20reservoir%20i%20nordomr%C3%A5dene%20-%20rapport%20til%20publisering.pdf
Konstruksjonssikkerhet i arktiske områder (ST5). Glacial Ice Impact	DNV GL, 2018	Petroleumstilsynet	Rapporten gir en oversikt over risikomomenter, usikkerheter og kunnskaps gap knyttet til konstruksjonssikkerhet for halvt nedsenkable innretninger og skipsinnretninger ved bruk i områder åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348797/PDF/NORD/ST5%20Konstruksjonssikkerhet%20i%20nordomr%C3%A5dene.pdf
Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker	Acona, 2017	Petroleumstilsynet	Rapporten dokumenterer kunnskapsinnhenting og kartlegging av metoder og verktøy som kan gi redusert risiko knyttet til spesielle utfordringer med boring i karstifiserte formasjoner i Barentshavet. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348791/PDF/NORD/ST10%20Boring%20i%20karstifiserte%20formasjoner.pdf

Tabell 3 Oversikt over kilder som er gjennomgått, men ikke benyttet direkte i arbeidet

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Overview of Measures Specifically Designed to Prevent Oil Pollution in the Arctic Marine Environment from Offshore Petroleum Activities	Arctic Council, 2017a. Overview of Measures Specifically Designed to Prevent Oil Pollution in the	Arctic Council	Kartlegging av tiltak utviklet for å forhindre og begrense utslipp av olje til det marine miljøet i Arktis fra offshore petroleumsvirksomhet.	http://hdl.handle.net/11374/1962

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
	Arctic Marine Environment from Offshore Petroleum Activities			
Standardization as a tool for prevention of oil spills in the Arctic	Arctic Council, 2017b. Standardization as a tool for prevention of oil spills in the Arctic.	Arctic Council	Kartlegging av hvordan utvikling og vedlikehold av standarder foregår som tiltak for å forebygge ulykker med påfølgende oljeforurensning fra maritim og offshore petroleumsvirksomhet.	https://oaarchive.arctic-council.org/handle/11374/1951
Barents 2020	DNV, 2012. Barents 2020. Assessment of International Standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea (phase 4 report).	Barents 2020	Barents 2020 var et russisk-norsk prosjekt etablert i 2007 for å vurdere behov for standarder for å beskytte mennesker, miljø og verdier ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Denne rapporten oppsummerer konklusjonene fra Barents 2020 prosjektet.	https://www.dnvgl.com/oilgas/arctic/barents-2020-reports.html
Rapporter utarbeidet av samarbeidsarenaen Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC)	-	BaSEC	BaSEC har fått utarbeidet en rekke rapporter, herunder: • 1 - Fysisk miljø i Barentshavet sørøst • 2a - Beredskap under leting i Barentshavet sørøst • 2b - Beredskap under leting i Barentshavet sørvest • 3 - Bruk av vinteriseringsstandard og tilgjengelig satellittkapasitet • 5 - Bruk av temperaturdata for vinterisering • 8 - Helse og arbeidsmiljø i Barentshavet	-

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Arctic Catalogue	INTSOK, 2015. Arctic Catalogue.	INTSOK	Katalogen presenterer en oversikt over INTSOK partnerselskap som leverer teknologi og tjenester som representerer et potensielt bidrag til petroleumsvirksomhet i arktiske områder.	https://www.norwep.com/Partners/Partner-Capabilities-in-Upstream-oil-gas/Arctic-Catalogue/INTSOK-Arctic-Catalogue
Technology and operational challenges for the high north	IRIS og UiS, 2011. Technology and operational challenges for the high north	Petroleumstilsynet	Rapporten gir et bilde av teknologi- og kunnskapsutviklingen av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp ved petroleumsvirksomhet i de norske nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1315449/PDF/high-north.pdf
Technology challenges for year-round oil and gas production at 74 oN in the Barents Sea	DNV GL, 2015. Technology challenges for year-round oil and gas production at 74 oN in the Barents Sea.	OG21	I rapporten vurderes teknologiske utfordringer ved helårig drift på 74 grader nord i den norske delen av Barentshavet.	https://og21.no/prognett-og21/Nyheter/Ma_videreutvikle_teknologiske_loesninger_for_a_f_a_til_kostnadseffektive_utbygginger_pa_74_grader_Nord/1254013704593
Beredskap og støttefunksjoner. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst.	Proactima, 2012. Beredskap og støttefunksjoner. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.	Olje- og energidepartementet	Utredningen dekker beredskapsmessige forhold relatert til HMS-forskriftene og omfatter beredskap for personell når de befinner seg ombord på petroleumsskip, samt under transport til og fra disse. Det er gitt en beskrivelse av dagens beredskapsnivå på norsk sokkel. Videre er det beskrevet utfordringer relatert til klima, aktivitet og infrastruktur som kan påvirke beredskapen og det er vurdert om dagens etablerte beredskap kan opprettholdes ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst eller om alternative løsninger er påkrevd. Rapporten er en av flere rapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst.	https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/barentshavet_s/barentshavet/undermapper/12_beredskap_og_stottefunksjoner.pdf

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
NOR prosjekter	-	Petroleumstilsynet	Petroleumstilsynet arbeider med en rekke prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene. Det er definert om lag 15 prosjekter, som pågår frem til 2019.	http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html
HMS utfordringer i nordområdene – Oppsummeringsrapport	Norsk olje og gass, 2014. Oppsummeringsrapport - HMS utfordringer i nordområdene	Norsk olje og gass	Arbeidet med HMS-utfordringer i nord ble startet av Norsk olje og gass i 2010. Hensikten var å øke kunnskapen knyttet til utfordringene man møter i nordområdene, samt etablere en felles forståelse for disse. Det ble gjennomført seks arbeidsseminarer i løpet av våren 2014 med deltakere fra alle involverte parter; medlemsbedriftene i Norsk olje og gass og i Norges Rederiforbund, Petroleumstilsynet og fagorganisasjonene.	https://www.norskoljeoggass.no/no/HMS-utfordringer-i-nordomradene/
Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten	Ptil & Proactima, 2010. Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.	Petroleumstilsynet	Rapporten presenterer vurderinger av risiko for akutt utslipp til sjø fra norsk petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Rapporten inngår som en sentral del av Ptils grunnlag for rapportering og utarbeidelse av innspill til oppdateringen av Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten i 2010-2011. Et av formålene med rapporten er å belyse årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i planområdet. Et annet sentralt formål er å belyse i hvor stor grad, og på hvilken måte, det er mulig å påvirke risikoen for akutt utslipp til sjø.	http://www.ptil.no/getfile.php/1311539/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsrapport_1_Vurdering%20av%20%C3%A5rsaker%20og%20medvirke%20faktorer.pdf
ST6 Alternative personelltransport- og evakueringsløsninger	Proactima, 2016.	Petroleumstilsynet	Rapporten dokumenterer en studie relatert til alternative personelltransport- og evakueringsløsninger, det vil si overføring av personell med alternativer til helikopter for personelltransport i farvann utenfor eller i randsonen for helikopterrekkevidde. Formålet med studien er å fremskaffe kunnskapsgrunnlag for en bedre forståelse av alternative personelltransport- og	http://www.ptil.no/getfile.php/1342055/PDF/NORD/ST6%20Alternative%20personelltransport%20og%20evakueringsl%C3%B8sninger.pdf

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU09 og DFU10 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter arbeidsmøte

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			evakueringsløsninger, og hvilke krav dette setter til løsningene for å oppnå visse tilgjengeligheter.	
ST4 - Menneskelig yteevne ved arbeid i nordområdene	Sintef, 2018	Petroleumstilsynet	Rapporten beskriver prosjektet «ST4 – Menneskelig yteevne ved arbeid i nordområdene» og består av to selvstendige delrapporter: 1) Kvalitativ kartlegging – Resultater fra spørreundersøkelse knyttet til offshore arbeids i Barentshavet, 2) Laboratorietesting av kognitiv yteevne i kulde.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348794/PDF/NORD/ST4_Menneskelig%20yteevne%20ved%20arbeid%20i%20nordomr%C3%A5dene.pdf
Innelukkede moduler - design og eksplosjonstrykk	Safetec og Aker Solutions, 2017	Petroleumstilsynet	Prosjektet er en videreføring av kunnskapsutviklingen og resultatene fra tidligere arbeid relatert til gasslekkasjer og eksplosjonstrykk i innelukkede områder. Vinterisering i form av innelukking av moduler er et vanlig tiltak for beskyttelse av arbeidsmiljø og utstyr i nordområdene. Innelukking og brannforløp er inkludert i arbeidet. Rapporten gir en bedre forståelse av i hvilken grad og på hvilken måte den økte risikoen som oppstår ved innelukking kan kompenseres ved endret bruk av HVAC, tidligdeteksjon, utstyrskonfigurasjon og andre tiltak innen design av prosessmoduler.	http://www.ptil.no/getfile.php/1348788/PDF/NORD/ST%2012%20Innelukkede%20moduler%20-%20design%20og%20eksplosjonstrykk.pdf
Vinteriseringstiltak for innretninger i Barentshavet	Sintef og Aker Solutions, 2016	Petroleumstilsynet	Rapporten beskriver temaer som hører hjemme under begrepet vinterisering, kjente og tilgjengelige løsninger og tiltak innenfor hvert tema, samt hvilke løsninger og tiltak som kan være anvendbare på ulike områder i Barentshavet. Rapporten er blant annet basert på en gjennomgang av syv vinteriseringsmanualer fra produksjons- og boreoperatører. Hovedvekten er lagt på løsninger i forhold til ising, snø og lave temperaturer. Rapporten er resultat av ett av flere av Petroleumstilsynets prosjekter knyttet til kunnskapsutvikling om nordområdene.	http://www.ptil.no/getfile.php/1342058/PDF/NORD/ST8%20Vinterisering.pdf

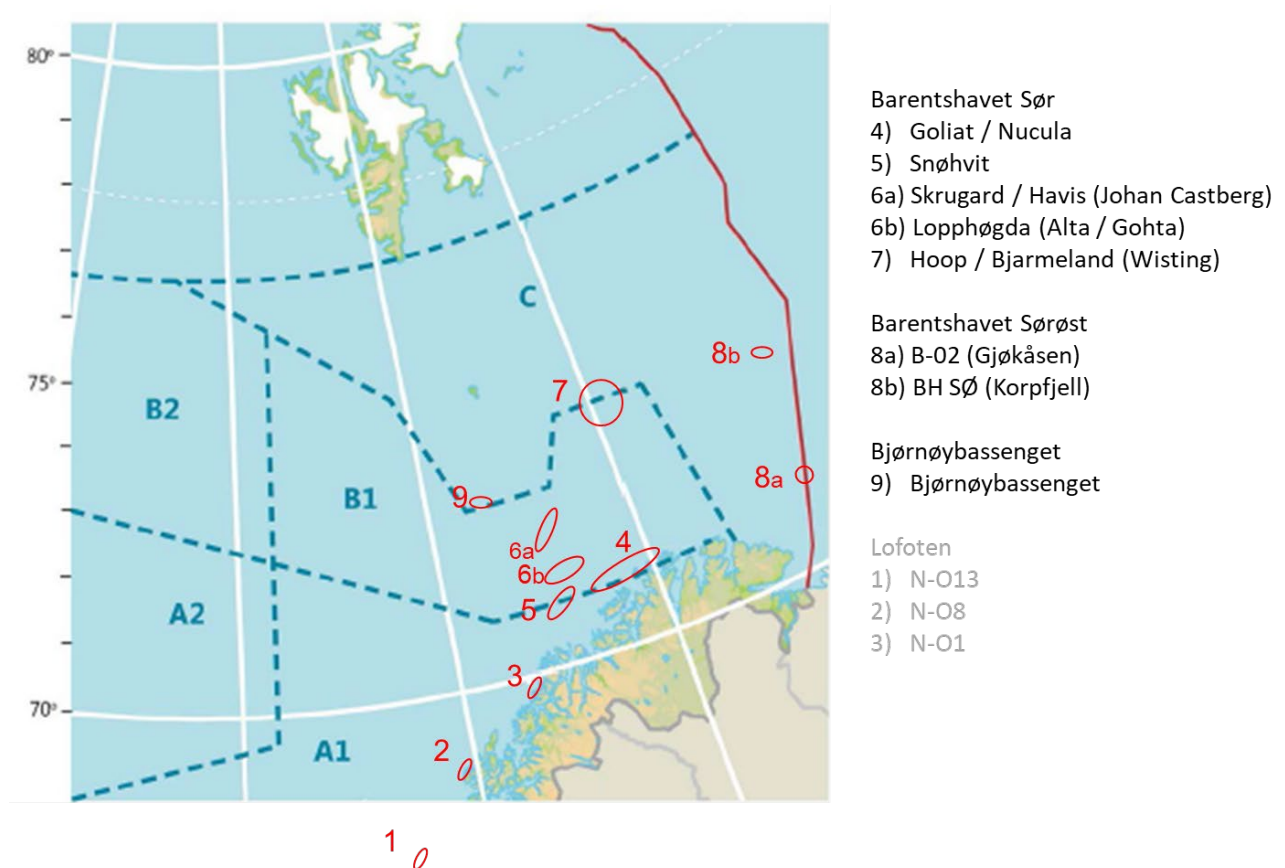
3 Klarlegging av usikkerhet om ulykkesscenarioer

Spørsmålet om representative ulykkesscenarioer er et sentralt spørsmål i dette arbeidet. For Ptil er det viktig å klargjøre om ulykkesscenarioer som er relevante for dette havområdet ligger innenfor eller utenfor det som er kjent fra før og dermed allerede dekket av gjeldende regelverk.

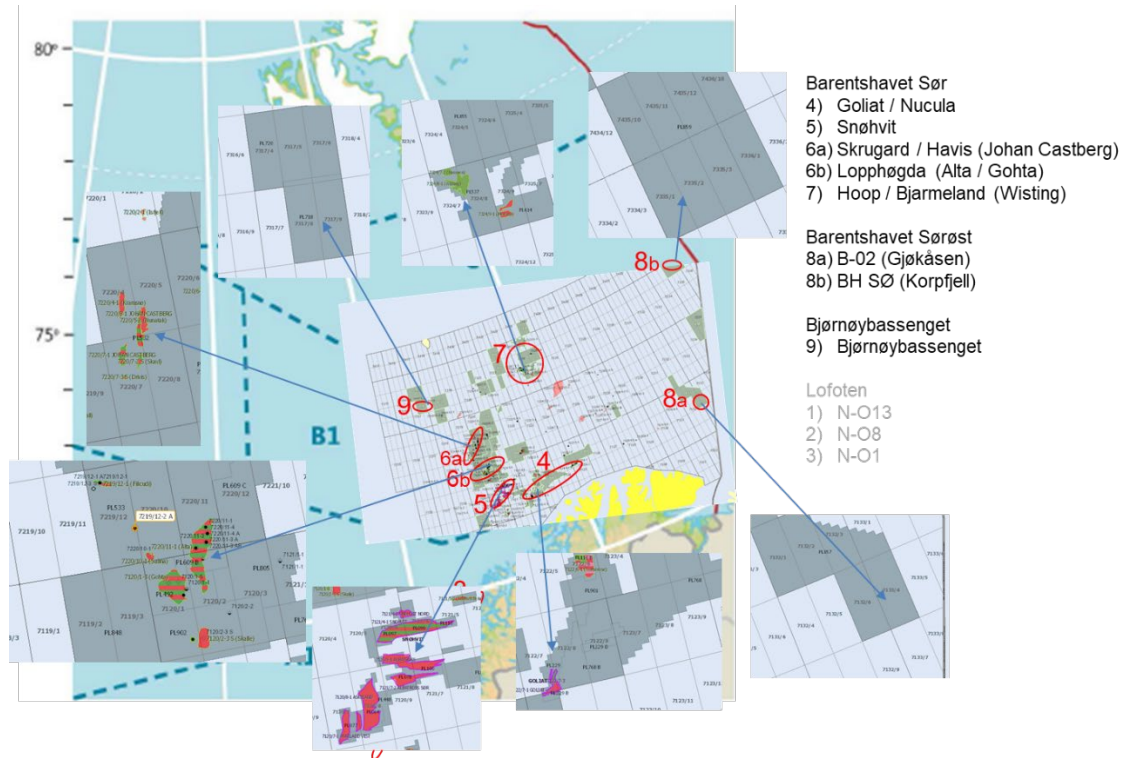
Kunnskap om geologiske forhold er kritisk i denne sammenheng og OD er den mest pålitelige kilden for denne type kunnskap. Gitt allerede åpne områder og områder som OD forutsetter vil være åpne i kommende forvaltningsperiode, har OD gjort et utvalg av lokasjoner som reflekterer:

- mangfoldet av geologiske utfordringer i Barentshavet, dvs. forhold som kan påvirke borbarhet, brønnvedlikehold, brønnkontroll o.l.
- bredden av ulykkesscenarioer som kan forventes, spesielt mht. type reservoarfluid og forhold av betydning for strømning fra reservoaret

De utvalgte lokasjonene presentert av OD, er vist i Figur 1. I Figur 2 presenteres disse utvalgte lokasjonene sammenlignet med utlyste blokker i Barentshavet. Dette er de samme lokasjonene som inngikk i arbeidet som ble utført våren 2018 ifm. DFU 3. Lokasjonene i Lofoten inngikk i et tidligere arbeid fra 2015, men er ikke del av prosessen denne gang. Det er derfor ikke gjort noen vurderinger for disse lokasjonene.



Figur 1 Utvalgte lokasjoner presentert av OD

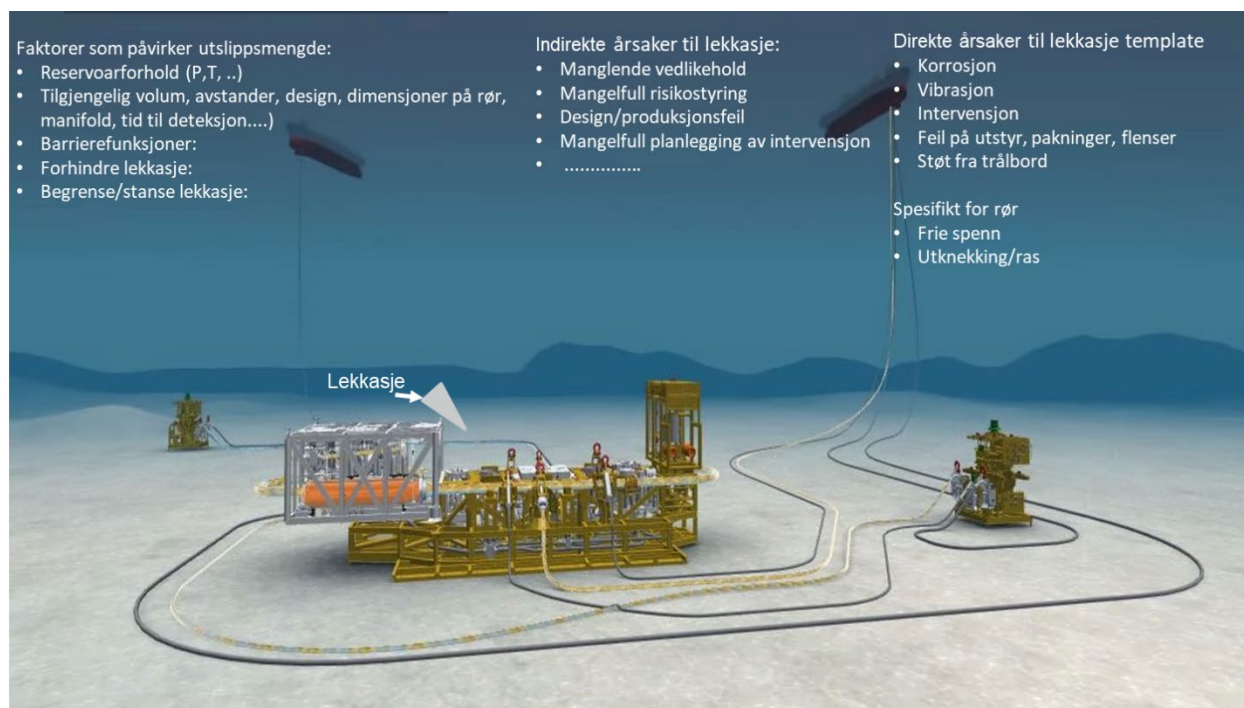


Figur 2 Utvalgte lokasjoner presentert av OD sammenlignet med utlyste blokker i Barentshavet

DFU 9&10 omhandler lekkasje fra og skade på stigerør, rørledning og undervanns produksjonsanlegg. Det er i denne sammenheng valgt å fokusere på å forebygge og stanse lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg.

4 Utslippsmodell

Figur 3 presenterer en konseptuell utslippsmodell for utslipp fra et undervanns produksjonsanlegg.



Figur 3 Konseptuell utslippsmodell for lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg

I Goliat konsept QRA er det tatt utgangspunkt i representative hullstørrelser for små, middels og stor lekkasje. I kombinasjon med lokasjonsspesifikke trykk og temperaturer gir dette initiell lekkasjerate som presentert i Tabell 4.

Tabell 4 Initielle lekkasjerater

Lekkasjestørrelse	Hullstørrelse	Fra undervanns produksjonsanlegg og rørledning	Fra oljeeksport-rørledningen
Liten	10 mm	0,4 kg/s	4,8 kg/s
Middels	50 mm	10 kg/s	120 kg/s
Stor	Fullt brudd	370 kg/s	160 kg/s (tilsvarer produksjonsraten)

De representative hullstørrelsene som det er tatt utgangspunkt i for lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg og rørledning i Goliat konsept QRA er større enn tilsvarende representative hullstørrelser som typisk benyttes for lekkasje fra en topside innretning. Da benyttes typisk følgende representative hullstørrelser:

- Small: < 7 mm
- Medium: 7-20 mm
- Large: > 20 mm

Dette betyr at det benyttes ulik tilnærming til lekkasjer fra en topside innretning og fra undervanns produksjonsanlegg / rørledninger.

Følgende hovedantagelser er gjort med tanke på deteksjon og stansing av lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg og rørledning:

- Signifikante og store lekkasjer antas detekteres umiddelbart (innen 30 sek) av produksjonskontrollsystemet pga. trykkfall
- Små lekkasjer fra feltintern rørledning / stigerør antas å kunne detekteres
 - manuelt / visuelt fra plattformen innen 24 timer
 - ved ROV inspeksjon to ganger per år
 - ved satellittdeteksjon innen 2 uker
- Små lekkasjer fra template antas å kunne detekteres umiddelbart (innen 30 sek) pga. lekkasjedeteksjon nær kilden
- Små lekkasjer fra eksportørledning antas å kunne detekteres innen 2 uker ved ROV eller satellitt

I RNNP-AU metoderapporten, står det følgende om lekkasjer fra undervanns produksjonsanlegg og rørledninger:

- Mengden olje som slippes ut fra en rørledning vil i stor grad være avhengig av nedstengningstiden.
- For at nedstengning skal skje forutsettes det at lekkasjevolumet er av en slik størrelse at det er detekterbart.
- Det skilles mellom olje på overflaten og når det ikke kommer olje på overflaten. Det er antatt at 2/3 av alle lekkasjer ikke vil gi olje på havoverflaten.

I det følgende er det valgt å vurdere både små (potensielt langvarige) og store (kortvarige) lekkasjer fra undervanns produksjonsanlegg.

5 Klarlegging av usikkerhet om påvirkbare faktorer

I det følgende presenteres vurderinger av forhold en kan gjøre noe med (påvirkbare faktorer) basert på diskusjoner i arbeidsmøtet. Følgende påvirkbare faktorer er vurdert:

- Selskapenes risikostyring
- Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling
- Utvikling av rammebetingelser (standarder, rammeverk, vilkår)

Det ble foretatt et omfattende arbeid i forkant av arbeidsmøtet for å klargjøre kilder som kan være aktuelle å bruke i dette arbeidet. Som del av forberedelsene, ble sentral informasjon fra disse kildene hentet ut og presentert deltakerne i arbeidsmøtet som grunnlag for vurderingene. I det følgende er vurderinger for hver påvirkbar faktor basert på diskusjoner i arbeidsmøtet presentert.

5.1 Selskapenes risikostyring

Tabell 5 Selskapenes risikostyring

Selskapenes risikostyring	
Hva er generelt:	• Risiko for hendelser og ulykker som kan føre til akutt forurensning fra havbunnsinnretninger, er relevant i alle tre havområdene. • Selskapene svarer at det er samme prinsipper for styring som ligger til grunn, men erfaring fra tilsyn gir indikasjoner på at operatørene håndterer risikostyring / barrierestyring / vedlikeholdsstyring ulikt for topside og subsea anlegg ○ Vedlikeholdsstrategiene er generiske, men gjenspeiler ikke subseaanlegg. Vedlikehold gjøres annerledes subsea vs. topside (eks. merking av utstyr,

Selskapenes risikostyring	
	tilstandsovervåking, inspeksjoner, rapportering, historikk på hva som er gjort) og det er egne miljøer som har ansvar for topside vs. subsea vedlikeholdsstyring ○ Det er ikke en like systematisk tilnærming til enkelte barrierefunksjoner for subsea vs. topside anlegg, eks. evne til å detektere lekkasje, evne til å isolere en lekkasje (nødvastengningsventiler) • Det er en utfordring med grensesnitt mellom ulike fag / ansvarsroller slik som drift / subsea prosess, instrumentering og overvåking, B&B, struktur ○ Det kan være et uklart ansvarsskille mellom drift og B&B, og ansvaret endres avhengig av operasjon. Ventiler og utstyr skifter eier og rolle mellom drift og B&B (eks. manifoldventil blir en sikkerhetskritisk barriereventil ifm. brønnintervensjon, men er ikke det i vanlig drift og vedlikeholdes derfor ikke nødvendigvis som en sikkerhetskritisk ventil i drift). Tilsvarende uklart ansvarsskille gjelder også mellom subsea anlegg og rørledning. ○ Hvert fag ønsker å optimalisere sitt ansvarsområde. Usikkert om man klarer å se helheten eller om man suboptimaliserer ○ Bruk av store leverandører, evt. allianser mellom leverandører, kan gi en bedre system engineering av undervannsanlegg pga. bedre forståelse av grensesnitt (eks. grensesnitt rørledning, kontrollkabel og SPS). Erfaring viser at der leverandører involveres tidlig i design (eks. i DG1) og kan være med og påvirke løsninger, også kan gi en bedre helhetstankegang. • Vedlikehold av utstyr outsources til 3. part og leverandør får ikke informasjon om driftserfaring / læring. Eks. overhaling av juletrær. • Det er en utfordring at operatør ikke alltid følger opp de operasjonelle begrensingene som en setter for operasjonen. Det som teller er hva operatørene gjør i praksis / dag til dag. • Operatørene viser lite interesse for å dele faktiske løsninger tidlig – verken med myndighetene eller med andre operatører og leverandører. Dette gir myndighetene lite påvirkningsmulighet til å ivareta sikkerhetsmessige utfordringer.
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Generelt mindre kunnskap om Barentshavet enn andre deler av norsk sokkel, men mer aktivitet gir mer kunnskap som igjen kan gi redusert risiko.
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	• Risiko er en aktørspesifikk størrelse, som påvirkes av aktørenes organisering, kompetanse, erfaring, kapasitet, kultur mv. og som utvikler seg over tid, blant annet som følge av ny teknologi, nye arbeidsmetoder, oppfølging, læring av ulykker, osv. Hvem som blir utbygger, og den kompetanse/erfaring denne besitter, vil påvirke hvordan utbyggingen gjennomføres og således påvirke risiko for akutt utslipp til sjø i en driftsfase. Dette gjelder også valg av underleverandør og deres erfaring med arktiske forhold. • Kommunikasjon mellom operatører, leverandører og myndigheter i en tidlig fase er en viktig forutsetning for å kunne bygge ut og operere forsvarlige løsninger.
Hva er usikkert:	• Det er usikkert hvordan selskapenes mange tilpasninger til endringer i industrikonteksten i senere år samlet sett kan ha påvirket evnen til å forebygge storulykker generelt og DFU9&10 spesielt. F.eks. fjerning av interne krav til lekkasjedeteksjon, mindre robust rørledningsdesign (skade pga. overtråling ikke er en relevant ulykkeshendelse i området). • Det er usikkert om det er forsvarlig med et optimalisert design / lavere sikkerhetsmargin dersom man ikke har tilstrekkelig oversikt over tilstandsbilde og evner å se helheten. Små steg på ulike fagområder / ulike myndigheter, kan medføre dårligere sikkerhet samlet sett.
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	• Det er viktig å søke etter kunnskap og forståelse om betydningen av selskapenes tilpasninger samlet sett. • Det er viktig å ha en helhetlig tilnærming til det å forebygge og/eller stanse ulykker, inkl. etablering av nødvendige barrierer og tilstand / vedlikehold av disse, uavhengig av

Selskapenes risikostyring	
	type aktivitet (drift vs. intervensjon), lokasjon, fagområde, type innretning (topside vs. subsea), type skade osv. • Det er viktig å redusere ulykkesrisiko og usikkerhet knyttet til denne type hendelser, både i og utenfor sikkerhetssonen. Det er også behov for fortsatt oppmerksomhet på barrierer som forebygger, varsler om og begrenser/stanser ved kilden hendelser med akutt forurensning fra havbunnsinnretninger. Det er spesielt behov for å prioritere: ○ teknologi for tidlig deteksjon av hendelser fremfor visuell deteksjon av konsekvens ○ barrierer som forhindrer at hendelser med mindre akutte utslipp ikke blir oppdaget og gir betydelig utslippsmengde over tid. • Hendelser med akutt forurensning fra havbunnsinnretninger er sikkerhetsspørsmål som fortjener mer oppmerksomhet. Det er viktig at næringen tydeliggjør hvordan den jobber med ulykkesforebygging og kontinuerlig forbedring i denne sammenheng
Kunnskapsbehov:	

5.2 Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling

Tabell 6 Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling

Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	
Hva er generelt:	• Mye av pågående teknologi- og kunnskapsutvikling gjelder generelt for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, og er ikke spesiell for Barentshavet (men kan ha overføringsverdi). En mindre del av teknologiutviklingen gjelder Barentshavet spesielt.
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Teknologiutvikling som kan ha betydning for å forebygge og/eller begrense/ stanse DFU 9&10 i Barentshavet, herunder bl.a.: ○ Modulbaserte havbunnssystemer ○ Teknologier for lekkasjedeteksjon på havbunnen, inkl. AUV (eks. Eelume slangerobot som kan ha et mer jevnlig inspeksjonsprogram) ○ Overgang fra hydraulikk til 'all electric' ○ Ny type teknologi for å produsere over større avstander med mindre infrastruktur (eks. ColdFlow) ○ Grunne reservoarer og/eller myk havbunn medfører annet behov for fundamentering av template (eks. sugeankerteknologi som f.eks. Cap-X / CAN) • Generelt mindre kunnskap om Barentshavet enn andre deler av norsk sokkel • Begrenset utvalg av vinteriserte fartøy til bruk for ikke-planlagt vedlikehold / intervensjon / inspeksjon
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	• Modulbaserte havbunnssystemer kan gi enklere inspeksjon / vedlikehold / bytte av komponenter, men kan ha flere lekkasjepunkter og flere olje-/gassførende forbindelser som kan skades • Generelt kan en si at alle systemer for lokal lekkasjedeteksjon har noe forskjellige bruksområder og har individuelle svakheter (ref. Norsk olje og gass Veileder 100, vedlegg 2: Undervannssensorer). Bransjen rapporterer at falske alarmer generelt er en utfordring for instrumentering på havbunnen • 'All electric' kan gi mindre planlagt utslipp og større kunnskap om tilstand til utstyret, men det er økt usikkerhet til pålitelighet (pga. nytt utstyr)
Hva er usikkert:	• Forbedring av sikkerhet er ikke driver for teknologiutvikling, men er en eventuell bieffekt av teknologiutvikling som drives av hensyn til kostnadsreduksjoner og effektivisering eller ved nye utfordringer / nye områder. • Effekten av ovennevnte teknologiutvikling på forebygging og stansing av DFU 9&10 er usikker og avhenger av at teknologiene benyttes. • Manglende erfaring med helårsdrift i Barentshavet (kun erfaring med helårsdrift fra havbunnsinnretning for Snøhvit)

Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- Utvikling av ny teknologi og at ny teknologi tas i bruk for å forebygge og/eller stanse / begrense DFU9&10 - Ifm. vedlikehold / intervensjon; følge opp særskilte utfordringer ved gjennomføring av hver enkel operasjon i Barentshavet
Kunnskapsbehov:	Fokus på teknologiutvikling og bruk av denne teknologien relatert til å forebygge og/eller stanse / begrense DFU9&10, spesielt tilpasset de spesifikke utfordringene i havområdet

5.3 Utvikling av rammebetingelser (standarder, rammeverk, vilkår)

Tabell 7 Utvikling av rammebetingelser

Utvikling av rammebetingelser (standarder, rammeverk, vilkår)	
Hva er generelt:	- Det har pågått et forbedringsarbeid med tanke på å samkjøre standarder på tvers av fag (eks. standardiserte trykkdefinisjoner fra brønn til fakkell / på tvers av fagdisipliner) - Det er etablert internasjonal praksis for grenseflaten mellom brønn og subseautstyr (H4-kobling) som ikke nødvendigvis er tilpasset spesifikke forhold på norsk sokkel (vanndybde, tung BOP, riggbevegelser). Retningslinjer tilpasset spesifikke forhold på norsk sokkel er tatt inn som normativt i NORSOK U-001 Subsea production systems. Regelverket er tilfredsstillende til å supplere der standarden ikke er tilstrekkelig. - NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations ble revidert etter Macondo-hendelsen i 2010, men ingen store endringer. Ny revisjon pågår med tanke på ny teknologi (MPD – trykklansert boring). Revisjonen ser ikke ut til å ha andre ambisjoner enn kostnadsreduksjoner.
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Det utvikles flere nye standarder relatert til petroleumsaktivitet i Barentshavet - Utvikling av standarder for arktiske operasjoner, ISO/TC67/SC8 35101 Working environment 35102 Escape, evacuation and rescue from offshore installations 35103 Environmental monitoring 35104 Ice management 35105 Material requirements for Arctic operations 35106 Metocean, ice and seabed data - ISO 19906 rev. 2 Arctic Offshore Structures - NORSOK N-003 rev. 3 Actions and action effects (clause 6.6 to 6.9) - DNV-OS-A201 Winterization for cold climate operations standard
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Standardene skal angi en måte å ivareta regelverket på, herunder å forebygge ulykker. - Standardiserte trykkdefinisjoner fra brønn til fakkell / på tvers av fagdisipliner gir et mer likt sikkerhetsnivå på tvers - Ved bruk av H4 kobling, kan kombinasjon av dårlig vær, vanndybde inntil 500 meter og stor BOP (typisk 250-400 tonn) medføre at man opererer utenfor de dimensjonerende utmattingslastene for anlegget dersom dette ikke styres operasjonelt eller gjør andre tiltak som f.eks. kompenseringssystem på riseren på riggen / mengde utstyr som står oppå hverandre / vekt av BOP. Ved kombinasjon av myk havbunn som på enkelte steder i Barentshavet (spesielt for lokasjon 6b), vil lastene også kunne føres videre til brønnen / casingen. - De arktisspesifikke standardene har liten relevans for havbunnsproduksjonsanlegg
Hva er usikkert:	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

6 Klarlegging av usikkerhet om upåvirkbare faktorer

I det følgende presenteres vurderinger av forhold en ikke kan gjøre noe med (upåvirkbare faktorer) basert på diskusjoner i arbeidsmøtet. Følgende upåvirkbare faktorer er vurdert:

- Områdeforhold
 - Naturforhold – undergrunn
 - Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet / kompleksitet
 - Undergrunnsforhold, reservoarforhold – produktivitet / mengde
 - Naturforhold – overflate
 - Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)
 - Ising
 - Havis og isfjell
 - Polare lavtrykk
 - Klimaendringer
 - Naturforhold – undervann
 - Havdybde
 - Bunnforhold / innsynking av havbunnen
 - Rasfare og jordskjelv
 - Naturforhold – avstand / infrastruktur
 - Infrastruktur og avstander
 - Magnetfelt
 - Navigasjon / kommunikasjon
- Industri kontekst
 - Aktivitetsnivå
 - Aktørbilde
 - Konjunkturedringer
 - Rammebetingelser

Det er foretatt et omfattende forarbeid for å klargjøre kilder som kan være aktuelle å bruke i dette arbeidet. Informasjon fra disse kildene er organisert i en rekke tabeller og tilpasset til temaet, forebygging og stansing av DFU 9&10 i Barentshavet.

6.1 Industri kontekst

6.1.1 Industri kontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturedringer, politiske forhold)

Tabell 8 Industri kontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturedringer, politiske forhold)

Industri kontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturedringer, politiske forhold)	
Hva er generelt:	• Det er utstrakt bruk av undervannsteknologi og et stort og økende antall havbunnsinnretninger i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel • Politikernes styring basert på kunnskapsinnspill fra ulike etater er en rammebetingelse for sikkerhet • Aktørbildet har vært i endring og inkluderer nå flere mindre og mellomstore aktører. Sammenslåinger og oppkjøp har preget bransjen, og tunge aktører har solgt seg ut av norsk petroleumsvirksomhet.

Industri kontekst (aktivitetsnivå, aktør bilde, rammebetingelser, konjunkturer, politiske forhold)	
	- Næringen har stort fokus på effektivisering også i arbeid med standardisering. Effektivisering kan ha positive sikkerhetsmessige konsekvenser selv om driveren er kost, men det kan også være at det kuttes i viktige sikkerhetsmarginer. - Økende grad av digitalisering også i petroleumsvirksomhet - Det er større myndighetsfokus på hvordan operatører håndterer barrierefunksjoner for å forebygge og/eller begrense/ stanse DFU 9&10, eksempelvis deteksjon av lekkasjer
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Tildelinger av områder og blokker kan gjøres i nye områder som kan være langt mot nord. Det antas at det gjøres en særskilt vurdering i slike tilfeller. - Innspill fra Ptil til OD ifm. konsesjonsrunder kan medføre rammebetingelser for de aktivitetene som skal gjennomføres (eks. spesielle forhold / problemstillinger som må vektlegges og som aktørene må gjøre seg kjent med / håndtere / ta erfaring og læring) - Områdespesifikke forhold medfører at operatører velger å plassere mer av produksjonsutstyret ned på havbunnen - Få operatører har erfaring med havbunnsproduksjon fra havområdet
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Aktørbildet samlet sett påvirker risiko i et områdeperspektiv (erfarne vs. uerfarne aktører samlet sett). - Erfaring og kompetanse til den enkelte aktør som gjennomfører en operasjon påvirker risikobildet. - Ptils oppfølging av de mindre selskapene viser at det er variasjon mellom selskapenes kjennskap til det norske HMS-regimet. Dette ser imidlertid ikke ut til å gi utslag i antall hendelser. Disse selskapene opererer i liten grad egne innretninger. I den grad de har operatørstatus har dette stort sett vært i letfasen. (Arbeids- og sosialdepartementet, 2017) - Selskapenes tilpasninger til industri konteksten fører til at kostnadsreduksjoner driver utviklingen av teknologi, standarder, arbeidsprosesser
Hva er usikkert:	- Det er usikkert om industri konteksten går i en retning som er positiv for sikkerhet - Det er usikkert hvordan industri konteksten påvirker selskapenes evne til å forebygge og stanse en ulykke
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

6.2 Områdeforhold

6.2.1 Naturforhold – undergrunn

Tabell 9 Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet / kompleksitet

Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet/ kompleksitet	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Spesielle forhold for Barentshavet: - Grunne reservoarer, da erosjon har fjernet mye. Spesielt for lokasjon 7, 8a og 8b - Gasskapper - Karstifiserte karbonatformasjoner (SINTEF, 2016). Spesielt for lokasjon 6b - Stedvis dårlige formasjonsegenskaper. Spesielt for lokasjon 7 - Stedvis forkastninger. Spesielt for lokasjon 7 - Ikke overtrykk i reservoarene, hydrostatisk trykk forventes for de fleste lokasjonene. Har erfart at noen få brønner har undertrykk. Spesielt for lokasjon 7. - Reservoartykkelsen er generelt liten.

Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet/ kompleksitet	
	Hydratdannelse kan oppstå i skråningen utenfor Lofoten (høyt trykk), samt i de dypeste delene av Barentshavet (kaldere vann vil kunne gi hydrat også på mindre vanddyb)
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	Grunne reservoarer medfører annet behov for fundamentering av template (eks. sugeankerteknologi som f.eks. Cap-X / CAN)
Hva er usikkert:	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

Tabell 10 Undergrunnsforhold, reservoarforhold – produktivitet / mengde

Undergrunnsforhold, reservoarforhold – produktivitet / mengde	
Hva er spesielt for dette havområdet:	De fleste brønnene i Barentshavet har hydrostatisk trykk, men noen har undertrykk (gjelder spesielt for lokasjon 7)
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Maksimal lekkasjerate for DFU 9&10 vil være begrenset til maksimal produksjonsrate - Reservoar med flere soner kan gi innstrømning fra flere reservoar samtidig, dersom brønndesign ikke er tilpasset forholdene. Kan gi store utslippsmengder
Hva er usikkert:	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

6.2.2 Naturforhold – overflate

Tabell 11 Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)

Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Kombinasjon av lave temperaturer, bølger og vind gir sjøsprøyt / ising (NORSOK N-003:2017) - Temperatur – betydelig lavere enn Norskehavet (kan bli ekstremt lave temperaturer for nordlige og østlige lokasjoner) - Bølger – litt mer enn Nordsjøen, men mindre enn Norskehavet - Vind – omtrent som Nordsjøen, mindre enn Norskehavet - Tåke opptil 27% av tiden på Bjørnøya sommerstid (Meteorologisk institutt, 2012) - Redusert sikt om vinteren på grunn av tette snøbyer og mørketid. - Store forskjeller på årstidene, sommer vs. vinter. - Dersom en endrer materialstandarden topside pga. lave temperaturer, så vil dette kunne medføre utfordringer dersom dette ikke tas høyde for subsea (blanding av materialer) - Subsea utstyr kan i en temporær fase bli oppbevart på overflaten i lave temperaturer og utsettes for laster / temperaturer det ikke er dimensjonert for
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Utstyr topside som er av betydning for å få gjennomført intervensjon / vedlikehold på en sikker måte, slutter å virke som følge av lave temperaturer. - Danning av isplugg og hydratdannelse som følge av lave temperaturer. - Kaldt klima kan påvirke menneskets og teknisk yteevne

Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)	
	- Det er usikkert hvordan utstyr påvirkes av temperatur mens utstyret befinner seg på overflaten (gummi, elastomerer f.eks.) - Risikopåvirkende faktor – det kan være mer krevende å håndtere begrense / stanse en lekkasje
Hva er usikkert:	- Usikkerhet knyttet til værvarsling i området, lite målinger i Barentshavet og dårligere hindcast-data enn lenger sør (Meteorologisk institutt, 2012). Kunnskap om værforhold øker med økt aktivitet. Det antas å være forskjellig grad av kunnskap mellom de ulike lokasjonene. - Godt validerte modeller for vær og vind
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- Valg av fartøy / innretning for intervensjon / vedlikehold (vinterisering) - Tilpasse operasjoner etter værvarsling (nødvendighet av å vente på vær) - Værradar på Bjørnøya vil være av betydning for bedre værvarsling (Meteorologisk institutt, 2014). - Identifisere hvilke systemer som er mer utsatt for kulde enn i sør. - For personell og påvirkning av yteevne: påklledning og innbygging (innbygging påvirker eksplosjonsfare ved lekkasje).
Kunnskapsbehov:	- Det eksisterer ingen arktisspesifikk standard for intervensjonsutstyr. - Økt forståelse av hvordan utstyr påvirkes av temperatur mens utstyret befinner seg på overflaten (gummi, elastomerer f.eks.)

Tabell 12 Ising

Ising	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Kraftig ising vs. moderat ising. Øker jo lenger nord man kommer (NORSOK N-003:2017) - Har hatt erfaring fra operasjoner der ising oppstår ganske fort. - To typer: - Atmosfærisk ising (på grunn av fuktighet i luften, tåke, regn)– vil kunne forekomme oppe på en innretning på utstyr som ikke er innebygget eller oppvarmet. Våt snø og fryst regn må antas å inntreffe offshore, rim antas ikke å inntreffe offshore for strukturer under 200 meters høyde, med et mulig unntak av sjørøyk nær iskanten (NORSOK N-003:2017). - Sea spray ising er et bredt rapport fenomen og er vanligvis den mest alvorlige formen for ising (NORSOK N-003:2017) – det er noe begrenset hvor høyt på en innretning dette kan nå. Vil stort sett være utfordring for forsyningsfartøy. Kan også få ising på søylene (utfordring med tanke på ballastering for å kompensere).
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Is kan pakke seg rundt utstyr ved utføring av vedlikehold, eksempelvis vinsjer og kompensatorutstyr. - Ising som oppstår fort kan gi utfordringer for brønnkontrollfunksjonen
Hva er usikkert:	- Noe usikkerhet i hvor raskt ising kan inntreffe og hvor kritisk det eventuelt kan bli (om det skjer raskere enn den tiden man trenger til å stenge ned). - Signifikante usikkerheter relatert til spraygenerering og spraytransport, samt estimer av total tilvekst av ismasser (NORSOK N-003:2017)
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- Operasjonelle tiltak ved å følge opp eventuell ising. Dersom isingen kommer gradvis, kan man stanse aktiviteter dersom det blir utfordringer, fjerne isen og så starte med aktiviteten igjen. - Vinterisering av fartøy for intervensjon / vedlikehold - Ballastkontroll
Kunnskapsbehov:	Økt forståelse for hvor raskt ising kan inntreffe og hvor kritisk det eventuelt kan bli

Tabell 13 Havis og isfjell

Havis og isfjell	
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Finnes både bunnskrapende og flytende isfjell. Trolig lav sannsynlighet for bunnskrapende isfjell i området. ○ Isfjell er biter fra isbreer som brekker av og faller i havet. Inneholder ikke salt, og er derfor svært hard. ○ Havis er frosset sjøvann. Inneholder salt og vil gi mindre belastning enn isfjell ved kollisjon med innretninger. ○ Isklumper (knult) man ikke kan spore, som ligger i havskorpen. • Størst forekomst av isfjell rundt Frans Josef Land (ca. 50 breer som jevnlig kalver). Også isfjellproduksjon ved Nordaustlandet går ofte på grunn på Spitsbergenbanken. Bitene flyter sørover til Bjørnøya, hvor de møter havstrøm som sender dem rundt øya og nordover igjen. Isfjell fra Kong Karls Land er observert til kysten av Finnmark og Kola-halvøya • For hele Barentshavet kan man ikke se bort fra at isfjell kan forekomme (NORSOK N-003:2017) • Iskantsonen er en overgangssone mellom isfritt og isdekket hav hvor iskonsentrasjonen er 15-80 %. I tillegg til sesongmessige variasjoner forekommer mer kortvarige variasjoner, f.eks. forårsaket av vindretning. Iskantsonen kan utvides sørover eller kan pakkes tettere ved at vinden presser isen mot nord. Endring i romlig fordeling kan skje i løpet av timer eller dager. (NP & HI 2017)
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	• Isfjell kan skade både strukturer på havoverflaten, subsea og på havbunnen. Gjentatt innvirkning fra isfjell kan forårsake slitasje på utstyr over tid. (NORSOK N-003:2017) • Kollisjon med isfjell kan gi direkte skade på utstyr på havbunnen (bunnskrapende isfjell). Det er lite sannsynlig med bunnskrapende isfjell fordi isfjell kommer fra grunnere områder mot dypere områder. • Kan påvirke fartøy under intervensjonsoperasjoner
Hva er usikkert:	• Usikkerhet knyttet til isotbredelse. • Usikkerhet knyttet til deteksjon av havis og isfjell (spesielt mindre bergy bits and growlers) • Usikkerhet knyttet til om bunnskrapende isfjell kan forekomme i havområdet, anses som lite sannsynlig. • Store årlige variasjoner
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	• Plassere peilere på isfjell, for å overvåke hvor de befinner seg (vil ha god tid). • Ved vedlikehold / intervensjon fra flyttbar innretning / fartøy: koble fra og flytte til isfjell er passert. • Sette krav til at behov for frakobling skal vurderes. • Bruke undervannsinnetninger og grave ned og beskytte utstyr (brønnhoder, ventiltre og rørledninger) mot eksterne laster (kan imidlertid være utfordringer i Barentshavet knyttet til hard grunn og metangass i grunnen). • Plassere undervannsutstyr i naturlige groper, slik at eventuelle isfjell passerer over eller strander før de når frem. • Sørge for gode prognoser for å skape sikre tidsvinduer for operasjoner, met.no kan levere daglige prognoser for havis. • Sikre skrogdesign ifm. vedlikehold / intervensjon for dimensjonerende isfjellaster
Kunnskapsbehov:	• Vurdere krav til at behov for frakobling skal vurderes • Vurdere å fastsette krav til at installasjoner og rigger som skal inn og operere i soner med risiko for isfjell og havis skal dimensjoneres spesifikt for laster fra isfjell og havis. • Designstandarder med laster fra isfjell og havis må utvikles da dagens standard med å benytte laster for skipskollisjon som grunnlag ikke er tilstrekkelig

Tabell 14 Polare lavtrykk

Polare lavtrykk	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Lavtrykk som oppstår plutselig og er kraftige. Oppstår gjerne når kald luft (som har ligget over is) kommer over varmere vann. - Stor tilstedeværelse i hele havområdet, ingen områder hvor man ser at dette er mer utfordrende enn andre. - Bringer ikke med seg ekstrembølger. Men bølgehøyden kan bli stor (>5m) på få timer, krappe brytende bølger (Meteorologisk institutt, 2012). - Har erfaringer med polare lavtrykk fra boreoperasjoner i området. - I etterkant av polart lavtrykk er det fare for store snømengder og sjøsprøytising
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Kan påvirke kritiske faser av operasjon (intervensjon / vedlikehold) der man ikke med enkelhet kan koble fra på kort varsel. - Utfordring dersom man har en brønnkontrollhendelse under intervensjon - Hvor går grensen for å igangsette en operasjon dersom en vet at det «alltid» kan bli et polart lavtrykk
Hva er usikkert:	- Polare lavtrykk er vanskelige å forutse (spesielt retning) - Polare lavtrykk kan kun varsles kort tid i forveien (rundt 24 timer). For perioder som ligger lenger enn 24 timer fram i tid kan man kun gi indikasjoner på polare lavtrykk for større områder. (NORSOK N-003:2017) - MET kan gjennom værmodellen AROME-Arctic anslå sannsynlighet for polare lavtrykk. Med finskalaprognoiser kan polare lavtrykk varsles 42 timer fram i tid, mens storskala forhold kan varsles med ordinære prognoser for langtidsvarsler, dvs. 5-7 dager frem. (Sintef, 2015)
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- Varsling av polare lavtrykk, varsles 1-2 dager i forveien med mulige baner (barentswatch.no). - Planlegging for rask stans av operasjonen / tidlig frakobling. - Nødvendighet av venting på været ved kritiske operasjoner som tar lengre tid enn 1 døgn (f.eks. vedlikehold av subseabrønner)
Kunnskapsbehov:	Videreutvikle varsling av polare lavtrykk (avhengighet av satellitter)

Tabell 15 Klimaendringer

Klimaendringer	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- To ulike skoler for hvordan klimaendringer kan forventes å bli. - Statistisk grunnlag er det beste man har. - Klimamodellene foreslår en økning i frekvens for høye vindhastigheter (NORSOK N-003:2017 / Hansen-Bauer et al, 2015) - Det forventes en liten økning i ekstrem bølgehøyde i Barentshavet pga. mulig økt «fetch» fra nord (NORSOK N-003:2017 / Hansen-Bauer et al, 2015)
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Økende smelting kan gi økt frekvens for isfjell - Endring i driftsmønster kan gi isfjell på norsk sokkel - Faktoren er vurdert i ekspertgruppen, men ikke funnet relevant for DFU9&10 innenfor denne forvaltningsplanperioden
Hva er usikkert:	- Stor usikkerhet knyttet til fremtidige klimaendringer og mulige nye typer ekstremhendelser, f.eks. polare lavtrykk nord for Svalbard (første gang observert i 2017) eller isdrift langt sør. Kan påvirke vanskelig avbrytbare operasjoner (intervensjonsoperasjoner) - Fremtidige naturforhold kan predikeres for ulike klimascenarier ved å kjøre globale klimamodeller i kombinasjon med regional nedskalering og numeriske bølgemodeller. Men, det knytter seg stor usikkerhet til prediksjon av fremtidige bølge-, vind- og havnivåforhold (NORSOK N-003:2017).

Klimaendringer	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	Endringer i naturforhold på grunn av klimaendringer bør tas høyde for i design av nye strukturer, spesielt for permanente innretninger som planlegges med en levetid på over 50 år (NORSOK N-003:2017)
Kunnskapsbehov:	

6.2.3 Naturforhold – under vann

Tabell 16 Vanndybde

Vanndybde	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Barentshavet sør: 300-500 m - Barentshavet sørøst: 200-300 m - Utenfor Lofoten: ned til ca. 400 m, mens ytterkantene av kontinentalsokkelen går ned til 2400 m. - Litt økt mulighet for naturlig gasshydrat ved høyt trykk og kaldt vann
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	Vanndybde inntil 500 meter som i Barentshavet i kombinasjon med dårlig vær og stor BOP (typisk 250-400 tonn) kan gjøre at en opererer utenfor de dimensjonerende utmattingslastene for anlegget dersom man benytter standard H4 kobling dersom dette ikke styres operasjonelt eller det gjøres andre tiltak som f.eks. kompenseringssystem på riseren på riggen / mengde utstyr som står oppå hverandre / vekt av BOP. Ved kombinasjon av myk havbunn som på enkelte steder i Barentshavet (spesielt for lokasjon 6b), vil lastene også kunne føres videre til brønnen / casingen. Denne utfordringen er verst på grunn vanndybde og gjelder spesielt for vanndybder på 100 til 300-400 meter som gir liten / ingen demping i vannsøylen
Hva er usikkert:	
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

Tabell 17 Bunnforhold / innsynking av havbunnen

Bunnforhold / innsynking av havbunnen	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Størst utfordringer knyttet til innsynkning av havbunn i områder med forekomst av kalkstein. - Generelt hard og konsolidert grunn i Barentshavet, men stedvis veldig myk havbunn (spesielt for lokasjon 6b). Myk havbunn er også erfart i Norskehavet. - Det anses ikke som veldig sannsynlig med innsynkning av havbunnen i området. - Lokasjon 6b har myk havbunn og størst utblåsningspotensiale, men har ikke grunt reservoar
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Veldig myk havbunn kan medføre utmatting av brønnhodet dersom det ikke tas høyde for å øke stabiliteten - Veldig myk havbunn medfører behov for annet design / fundamentering av subsea template
Hva er usikkert:	- Utbredelse av myk havbunn - Forståelse av fenomenet relatert til myk havbunn
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	Fundamentering / design av subseatemplate og brønnhode ved veldig myk havbunn (eks. sugeankerteknologi, betongmatter, steindumping, pæling, modulariserte templater)

Bunnforhold / innsynking av havbunnen	
Kunnskapsbehov:	Utbredelse av myk havbunn og om dette er en problemstilling som er erfart / håndtert andre steder på norsk sokkel

Tabell 18 Rasfare og jordskjelv

Rasfare og jordskjelv	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Det foreligger ikke noe spesifikk informasjon om rasfare og jordskjelv i Barentshavet, det er lite målinger / lite kunnskap. Noe mer aktivitet opp mot Svalbard. - For Lofoten er det i overgangen mellom kontinentalskråningen og dyphavssletten utenfor kontinentalskråningen funnet spor etter store utrasinger. Skråningen er brattere enn skråningen ved Ormen Lange (Storegga), som man kjenner til er rasutsatt
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	Faktoren er vurdert i ekspertgruppen, men ikke funnet relevant for DFU9&10 for de lokasjonene som er vurdert
Hva er usikkert:	Kontinentalskråningen utenfor Lofoten er lite undersøkt da dette er et område som ikke har vært så aktuelt
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	Utrede kontinentalskråningen utenfor Lofoten
Kunnskapsbehov:	Utrede kontinentalskråningen utenfor Lofoten for rasfare og jordskjelv

6.2.4 Naturforhold – avstand / infrastruktur

Tabell 19 Infrastruktur og avstander

Infrastruktur og avstander	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Snøhvit- og Goliat-feltene er bygget ut, Johan Castberg planlegges utbygd. - Store variasjoner for havområdet for avstander til land og eksisterende infrastruktur, i forhold til havområdene lenger sør. Lang avstand til land gjelder spesielt lokasjon 8b. - To baser for nordområdene, hhv. Polarbase og Asco. - Forventer økning i petroleumsaktivitet i området. - Lang transittid dersom det ikke er fartøy i området. - Fremtidens fartøy går forttere, og da reduseres transittiden. - Det finnes per i dag ikke kvalifisert teknologi til å produsere til land for lokasjonene lengst fra land. Det er ulike problemstillinger / løsninger for gass / olje.
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Større avstander og mindre infrastruktur krever ny type teknologi (eks. ColdFlow) - Større avstander og mindre infrastruktur / færre fartøy i området medfører lengre tid for å få tilgang på ressurser f.eks. IMR fartøy - Færre tilfeldige oppdagede lekkasjer fra passerende fartøy eller fly/helikopter
Hva er usikkert:	Usikkerhet i fremtidig aktivitetsnivå, både på norsk og russisk side.
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- Grundigere planlegging og robust beredskap (for å sikre at man har tilgjengelig de ressursene man trenger). - Økt aktivitet i havområdet (eks. flere felt i drift og mer leteaktivitet) vil gi kontinuerlig drift på basene samt flere rigger tilgjengelige i området. - Flere baser, evt. bedre utstyrte baser. - Det må være fartøy i nærheten for å kunne håndtere uønskede hendelser akutt, evt. at anlegget kan stenge seg ned selv.
Kunnskapsbehov:	

Tabell 20 Magnetfelt

Magnetfelt	
Hva er spesielt for dette havområdet:	Kritisk vinkel til magnetfelt og magnetiske bølger fra solstormer kan gi feilkilder
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	
Hva er usikkert:	Det er usikkert om dette kan påvirke geografisk orientering av ROV og AUV
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

Tabell 21 Navigasjon / kommunikasjon

Navigasjon / kommunikasjon	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Nord for 74. breddegrad er det manglende satellittdekning på grunn av jordens krumming. Derfor mangler det nødvendig bredbånds- eller sanntidsmulighet for kommunikasjon. - Effekten som gir mangelfull satellittdekning, oppstår allerede ved 70 grader nord. Det må derfor tas høyde for gradvis forverring av kvalitet og tilgjengelighet av satellittsignal i de nordlige områdene, nord for 70 grader. - Om lag 75 grader nord er å anse som den nordligste grense for hvor satellittoperatørene kan garantere en gitt tilgjengelighet og ytelse for maritim kommunikasjon. Dette vil avhenge av blant annet elevasjonsvinkel til satellitten og antennestørrelser på skip / rigg (Telenor Satellite Broadcasting, 2014) - Langt nord er elektromagnetiske stormer også en utfordring for kommunikasjonsutstyr. Satellitter er spesielt utsatt for påkjenninger under en solstorm. I nordområdene vil også mindre utbrudd på sola (ikke bare kraftige solstormer) kunne gi utfordringer (Norsk romsenter, 2014) - Nordområdene vil kunne ha særlig nytte av utviklingen av det nye Galileo satellitt navigasjonssystemet. Per utgangen av 2017 er det skutt opp til sammen 22 Galileo-satellitter. I løpet av 2020 skal systemet være fullt operativt. (https://www.romsenter.no/no/Fagomraader/Satellittnavigasjon/Dette-er-Galileo#) - Utbygging av Johan Castberg feltet kan medføre legging av fiberkabel / infrastruktur - Digitalisering og integrerte operasjoner utvikles stadig. Landorganisasjonen ser mer og har bedre kommunikasjon med rigg
Hvordan påvirker dette DFU9-10:	- Ved intervensjon / vedlikehold er det ikke vurdert til å være av betydning for om DFU 9&10 kan inntreffe. Dette forutsetter at havbunnsanlegget har tilstrekkelig navigasjonsreferanser installert (beacons) slik at fartøy kan holde seg stabilt over anlegget. Det forutsetter også at en har de funksjonene en trenger på riggen / fartøyet. - Håndtering av en hendelse skjer fra riggen / fartøyet, men beslutningsstøtte / overvåking / interaksjon med land forringes. Ikke vurdert til å være av særlig stor betydning, da det vil være andre muligheter for kommunikasjon, eksempelvis radio
Hva er usikkert:	Digitaliseringsambisjoner, avhengighet av satellittdekning, kommunikasjon på fiberkabel, inkl. redundans
Hva er viktig for å kontrollere ulykkesrisiko:	- To HEO satellitter vil kunne gi tilfredsstillende dekning i nordområdene (Telenor Satellite Broadcasting, 2014). - Varsling av solstormer. - Ved intervensjon / vedlikehold: må ta høyde for at man kan miste kommunikasjonen med land, ta høyde for dette i modell for organisering land-offshore.

Navigasjon / kommunikasjon	
	• Ved permanent innretning: fiberkabel til land for å sikre kommunikasjon
Kunnskapsbehov:	•

7 Referanser

Acona 2017, Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker.

Add Energy & MagVAR, 2017. Challenges Related to Positional Uncertainty for Measurement While Drilling (MWD) in the Barents Sea.

Add Energy, 2017. Shallow Reservoirs in the Barents Sea.

Arbeids- og sosialdepartementet, 2017. Helse, arbeidsmiljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten. Rapport fra partssammensatt arbeidsgruppe.

DNV GL, 2018. Konstruksjons-sikkerhet i arktiske områder (ST5). Glacial Ice Impact.

DNV et al., 2012. Infrastruktur og logistikk ved petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

I. Hansen-Bauer, E.J. Fjørland, I. Haddeland, H. Hisdal, S. Mayerm, A. Nesje, J.E.Ø. Nilsen, S. Sandven, A.B. Sandø, A. Sorteberg og B. Ådlandsvik, 2015. Klima i Norge 2100. Kunnskapsgrunnlag for klimatilpasning oppdatert i 2015. Norsk klimaservicesenter (NKSS) rapportnr. 2/2015. 2. opplag.

Marsh, 2017. The 100 largest losses 1974-2015. Large property losses in the hydrocarbon industry. 24. utgave.

Metrologisk institutt, 2015. Kunnskap og varsling av isutbredelse og isfjell – "Barentshavet SØ" og "Jan Mayen". MET rapportnr. 26/2015.

Metrologisk institutt, 2014. Værvarslingsutfordringer i Barentshavet. Presentert på Petroleumstilsynets og Miljødirektoratets seminar "Når ulykkene truer miljøet", 08.04.2014.

Metrologisk institutt, 2012. Kunnskap om vind, bølger, temperatur, isutbredelse, siktførhold mv. - "Barentshavet SØ". Bistand til OEDs åpningsprosesser for petroleumsvirksomhet i nord. MET rapportnr. 11/2012.

NORSOK N-003:2017. Actions and action effects. Edition 3. Standard Norge, Oslo, Norge.

Norsk Polarinstitutt og Havforskningsinstituttet, 2017. Miljøverdier og sårbarheter i iskantsonen.

Norsk romsenter, 2014. Solstormer, nordlys og romvær. Presentert på HMS-utfordringer i nordområdene Arbeidsseminar 1 – Klimatiske forhold og kommunikasjon, 24.-25.03.2014.

Oljedirektoratet, 2018. Oljedirektoratets faktasider / faktakart.
<http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=no>

Oljedirektoratet og Kystverket, 2018. Aktivitetsrapport for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (utkast).

Oljedirektoratet, 2017a. Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum.

Oljedirektoratet, 2017b. Ressursrapport 2017.

Oljedirektoratet, 2012. Scenarier for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst. Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Petroleumstilsynet, 2017a. Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP).

<http://www.ptil.no/risikoniva/category700.html>

Petroleumstilsynet, 2017b. RNNP Hovedrapport utviklingstrekk 2016 norsk sokkel.

Petroleumstilsynet, 2017c. RNNP-AU Akutte utslipp utviklingstrekk 2016 norsk sokkel.

Proactima, 2016. ST6 Alternative personelltransport- og evakueringsløsninger.

Rambøll, 2017. Hovedstudie, ST2 Egnede boreinnretninger.

Risk Engineering, 2017. Rasmussen and practical drift - Drift towards danger and the normalization of deviance. <https://risk-engineering.org/concept/Rasmussen-practical-drift>

Safetec og Aker Solutions, 2017. Innelukkede moduler - design og eksplosjonstrykk.

Sintef, 2018. ST4 - Menneskelig yteevne ved arbeid i nordområdene.

Sintef og Aker Solutions, 2016. Vinteriseringstiltak for innretninger i Barentshavet.

Sintef, Meteorologisk institutt og DNV GL, 2015. Kartlegging av is- og snøforekomst i Barentshavet, inkludert risikovurderinger relatert til petroleumsvirksomhet.

Sintef, ExproSoft og DNV GL, 2016. Samhandling knyttet til lete- og boreoperasjoner i nordområdene. Sikkerhetsmessige og økonomiske fordeler og ulemper.

Telenor Satellite Broadcasting, 2014. Satellittkommunikasjon i nordområdene – utfordringer og løsninger. Presentert på HMS-utfordringer i nordområdene Arbeidsseminar 6 – Maritim logistikk, infrastruktur og iskontroll, 17.-18.06.2014.