

RAPPORT

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet

Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter



Kunde:

Petroleumstilsynet

Kontaktperson:

Ingrid Årstad, Lin Silje Nilsen

Oppsummering:

Denne rapporten presenterer vedlegg som inngår i Petroleumstilsynets referat etter arbeidsmøtene gjennomført februar 2018 tilknyttet Ptils områdevurderinger.

Nøkkelord	Risiko, forebygge, stanse, utblåsning, Barentshavet
Rapportnr.	1072732-RE-01
Forfatter(e)	Karianne Haver (Proactima), Hermann S. Wiencke (Proactima), Eric Ford (IRIS)
Konfidensialitet	Åpen
Revisjonsnr.	02
Revidert dato	30.10.2020
Antall sider	67

Rev.nr.	Dato	Årsak til revisjon
00	09.04.2018	Utkast
01	24.04.2018	Oppdatert utkast
02	30.10.2020	Endelig versjon

Utarbeidet av

Karianne Haver

Verifisert av

Hermann S. Wiencke

For Proactima AS

Rune Sjursen

Innholdsfortegnelse

0	Introduksjon.....	5
1	Deltakerliste.....	6
2	Klargjøring av kilder.....	7
3	Klarlegging av usikkerhet om ulykkesscenarioer	17
4	Beregning av utblåsningsrater	19
4.1	BlowFlow	19
4.2	Metode	19
4.3	Resultater	21
4.4	Vedlegg A – Om BlowFlow	23
4.4.1	Modellomfang	23
4.4.2	Begrensninger i modellen.....	24
4.4.3	Antagelser og begrensninger i analysen	25
4.5	Vedlegg B – Inputdata for BlowFlow analyse.....	27
4.5.1	Lokasjon 4.....	27
4.5.2	Lokasjon 5.....	28
4.5.3	Lokasjon 6a.....	29
4.5.4	Lokasjon 6b.....	30
4.5.5	Lokasjon 7	30
4.5.6	Lokasjon 8a	31
4.5.7	Lokasjon 8b.....	32
4.5.8	Lokasjon 9.....	33
5	Klarlegging av usikkerhet om upåvirkbare faktorer	34
5.1	Områdeforhold.....	35
5.1.1	Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte	35
5.1.2	Naturforhold – undergrunn.....	39
5.1.3	Naturforhold – overflate	41
5.1.4	Naturforhold – under vann	46
5.1.5	Naturforhold – avstand / infrastruktur	48
5.1.6	Enkeltvis og samlet vurdering av områdeforhold	50
5.2	Industri kontekst	55

5.2.1	Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte	55
5.2.2	Industrikontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturedringer, politiske forhold).....	57
6	Klarlegging av usikkerhet om påvirkbare faktorer	59
6.1	Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte	59
6.2	Selskapenes risikostyring.....	62
6.3	Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	63
6.4	Utvikling av rammebetingelser (standarder, rammeverk, vilkår)	64
7	Referanser.....	66

0 Introduksjon

Det er gjennomført to arbeidsmøter med deltakere fra industrien utpekt av Norsk olje og gass, Oljedirektoratet (OD), IRIS og Petroleumstilsynet (Ptil). Arbeidsmøtene er avholdt 8. og 23. februar 2018, fasilitert av Proactima. Hensikten med møtene har vært å sjekke ut kvaliteten av Ptils faglige underlag og våre vurderinger så langt, samt å få faglige innspill til videre vurderinger.

Denne rapporten dokumenterer vedlegg til referatet som oppsummerer prosessene og konklusjoner fra disse to arbeidsmøtene.

1 Deltakerliste

Tabell 1 Deltakere på arbeidsmøtene

Navn	Selskap	Arbeidsmøte 1 8. februar 2018	Arbeidsmøte 2 23. februar 2018
Thomas Nilsen	Statoil	X	X
Sam Samuelsen	Lotos	X	X
Geir Smaaskjær	Lundin	X	X
Fridtjof Riis	Oljedirektoratet		X
André Frantzen Jensen	Oljedirektoratet	X	X
Tore Endresen	Petroleumstilsynet	X	X
Johnny Gundersen	Petroleumstilsynet	X	X
Hans Petter Lohne	IRIS	X	
Eric Ford	IRIS		X
Lin Silje Nilsen	Petroleumstilsynet	X	X
Ingrid Årstad	Petroleumstilsynet	X	X
Mari Væhle Hauge Kristoffersen	Proactima	X	
Hermann S. Wiencke	Proactima	X	X
Karianne Haver	Proactima	X	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.

I det videre arbeidet med Ptils bidrag til forvaltningsplanen vil disse oversiktene videreutvikles gjennom å ta stilling til ny kunnskap som fremkommer. F.eks. ble det presentert ny kunnskap fremkommet gjennom Ptils nordprosjekter på Arctic Safety konferansen i mars 2018.

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

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 DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

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	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,	-

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
	Havforsknings-instituttet, 2017		kjemiske og biologiske forhold, gjør en vurdering av biologisk 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 standarden 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	Olje-direktoratet, 2018	Olje-direktoratet	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)	Olje-direktoratet 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 fremtidssbilder frem mot 2040 med utgangspunkt i perspektivmeldinga.	-

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
Ressursrapport 2017	Olje- direktoratet, 2017b	Olje- direktoratet	Siden 1997 har OD gitt ut en ressursrapport om lag annet hvert år. Rapporten inneholder status av leting og ressurs situasjonen på norsk kontinentalsokkel samt utvalgte tema som uoppdagede ressurser, økt utvinning og effektiv drift.	http://ressursrapport2017.npd.no/
Innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum på den norske kontinentalsokkel	Olje- direktoratet, 2017a	Olje- og energideparte mentet	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 energideparte mentet	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, 2017a	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 2016 norsk sokkel	Petroleumstilsynet, 2017b	Petroleumstilsynet	RNNP rapporten ser spesielt på risikoindikatorer knyttet til: • Storulykker, inkludert helikopter • Utvalgte barrierer knyttet til storulykker • Alvorlige personskader • Endrede betingelser for risiko	http://www.ptil.no/getfile.php/1343820/PDF/RNNP%202016/Hovedrapport_sokkel.pdf

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			Totalindikatoren for 2016 er lavere enn 2015, men likevel høyere enn i 2013 og 2014. Indikatoren er ikke signifikant høyere eller lavere sammenlignet med gjennomsnittet i 2006-2015. Størst bidrag har brønnehendelser, som igjen domineres av en enkelthendelse. Når det totalt er få hendelser, blir totalindikatoren følsom for enkelthendelser med stort potensiale for å lede til tap av liv.	
RNNP-AU Akutte utslipp utviklingstrekk 2016 norsk sokkel	Petroleumstilsynet, 2017c	Petroleumstilsynet	RNNP-AU rapporten dokumenterer utvikling av hendelser som har gitt eller kunne ha gitt akutte utslipp i petroleumsvirksomheten til havs for perioden 2001-2016. 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 2017 konkluderer at det generelt er grunn til å rette oppmerksomhet mot barrierer som skal forhindre akutt forurensning i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Spesielt er akutte utslipp fra havbunnsinnretninger et sikkerhetsspørsmål som fortjener mer oppmerksomhet. Det er viktig at næringen tydeliggjør hvordan den jobber med kontinuerlig forbedring i denne sammenheng.	http://www.ptil.no/getfile.php/1345391/PDF/RNNP%202016/RNNP%20AU%202016/RNNP%20Akkutte%20Utslipp%202016.pdf
Samhandling knyttet til lete- og boreoperasjoner i nordområdene	Sintef et al., 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 Barentshavet, inkludert risikovurderinger relatert til petroleumsvirksomhet	Sintef et al., 2015	Petroleumstilsynet	Rapporten gir en oversikt over kunnskap om is- og snøforekomst i Barentshavet, og de tilhørende risikoelementer for 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	http://www.ptil.no/getfile.php/1336505/PDF/Rapporter/102012290-00004%20Rapport%20sn%C3%B

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
			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.	8%20og%20isforekomst%20321443_2_1.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 Marine Environment from Offshore Petroleum Activities	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
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://oarchive.arctic-council.org/handle/11374/1951
Barents 2020	DNV, 2012. Barents 2020. Assessment of	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	https://www.dnvgl.com/oilgas/arctic/barents-2020-reports.html

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
	International Standards for safe exploration, production and transportation of oil and gas in the Barents Sea (phase 4 report).		rapporten oppsummerer konklusjonene fra Barents 2020 prosjektet.	
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	-
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	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 løsninger for a f a til kostnadseffektive utbyggin

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
	production at 74 oN in the Barents Sea.			ger_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 petroleumsinnretninger, 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
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	Ptil & Proactima, 2010. Vurderinger av årsaker og medvirkende	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	http://www.ptil.no/getfile.php/1311539/PDF/Underlagsrapporter%20-%20forvaltningsplan%20Barentshavet%20-%20Lofoten%202010/Underlagsr

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Tittel	Referanse	Oppdragsgiver	Kort oppsummering av rapport	Lenke til rapport
havområdene utenfor Lofoten	faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.		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.	apport_1_Vurdering%20av%20%C3%A5rsaker%20og%20medvirke%20faktorer.pdf

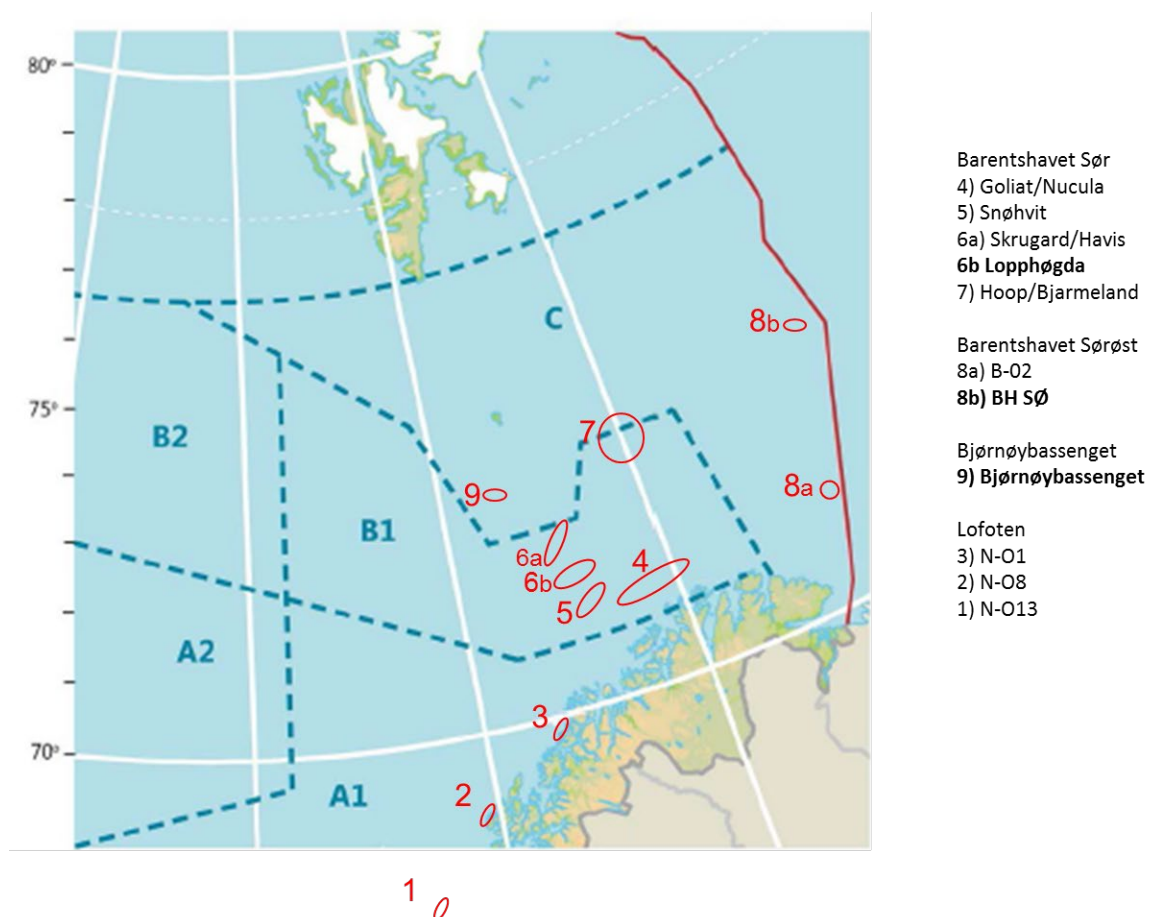
3 Klarlegging av usikkerhet om ulykkesscenarioer

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.

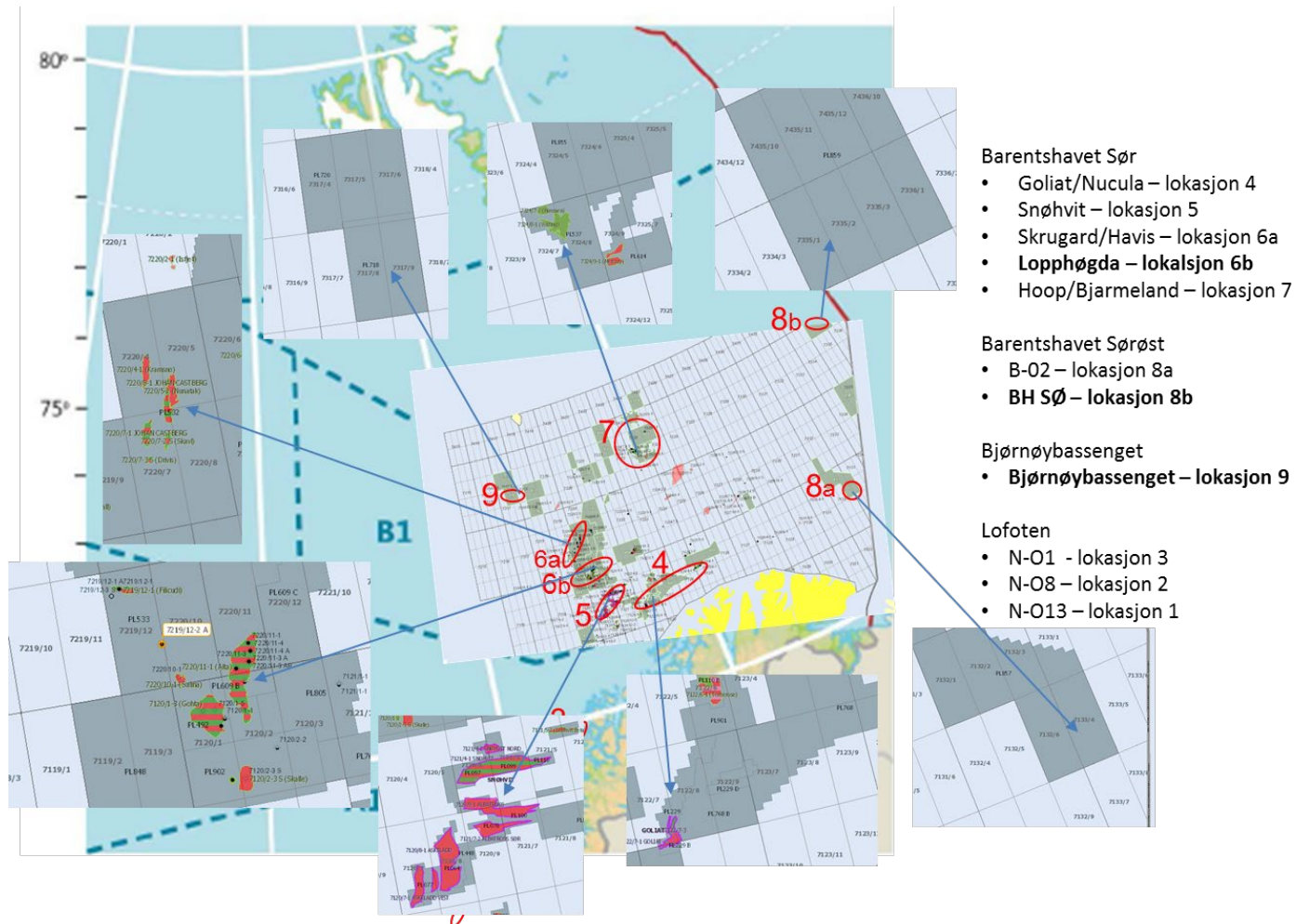
Kunnskap om geologiske forhold er kritisk i denne sammenheng og OD er den mest pålitelige kilden for denne type kunnskap. Gitt allerede åpne områder og områder som OD forutsetter vil være åpne i kommende forvaltningsperiode, har OD gjort et utvalg av lokasjoner som reflekterer:

- mangfoldet av geologiske utfordringer i Barentshavet, dvs. forhold som kan påvirke borbarhet, brønnvedlikehold, brønnkontroll ol
- 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. Noen lokasjoner er nye og inngikk ikke i arbeidet som ble utført ifm. test av denne metodikken i 2015. Disse er vist med uthevet skrift. Lokasjonene i Lofoten inngikk i dette arbeidet, men er ikke del av prosessen denne gang. Det er derfor ikke gjort noen oppdateringer for disse lokasjonene.



Figur 1 Utvalgte lokasjoner presentert av OD



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

Brønndesign og brønngeometri er sentrale forutsetninger for utredning av ulyksscenarioer. Boretteknisk kompetanse er derfor kritisk kunnskap i denne sammenheng. Ptils fagområde for boring og brønn har sørget for selskapsuavhengige innspill på relevante borettekniske løsninger for lokasjonene valgt av OD.

Både OD og Ptil sine vurderinger ble presentert og diskutert i første arbeidsmøte. Dette kvalifiserte dermed sentrale input til utblåsningsmodellen som ble presentert av IRIS. Metode, resultater og inputdata til utblåsningsmodellen er presentert i Vedlegg 4.

4 Beregning av utblåsningsrater

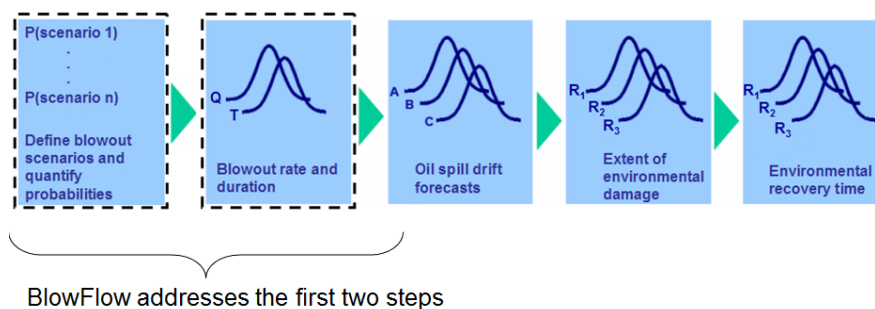
Kombinasjoner av utvalgte lokasjoner presentert av OD og sentrale forutsetninger relatert til brønnndesign presentert av Ptil definerer forskjellige utblåsningsscenarioer som simuleres ved hjelp av IRIS sitt verktøy BlowFlow. Verktøyet er valgt fordi det legger til rette for bruk av ekspertvurderinger rundt input-parametere og har god funksjonalitet når det gjelder å ta hensyn til og synliggjøre usikkerhet. Verktøyet, som i utgangspunktet er utviklet for brønnspesifikke risikovurderinger, er modifisert for vårt formål slik at resultatene kan brukes til risikovurderinger på tvers av aktiviteter i større et område. I det følgende presenteres BlowFlow-verktøyet, metoden som ligger til grunn og resultater av beregningene.

4.1 BlowFlow

BlowFlow er i utgangspunktet utviklet som et brønnspesifikt verktøy for stokastisk kvantifisering av utblåsningsrater, basert på ulike grupper inngangsparametere. Det ble startet som et forskningsprosjekt med støtte fra Norges Forskningsråd med industristøtte fra olje og gassoperatører på norsk sokkel. Det er siden gått gjennom en kvalifiseringsprosess, og er i dag et kommersielt verktøy.

Resultatene av en BlowFlow-analyse kan brukes som input til en miljørisikoanalyse og til kartlegging av dimensjonerende, risikoreduserende tiltak.

Blowout Risk Management Chain (environmental):



Figur 3: Hvilke deler av risikostyring knyttet til utblåsning BlowFlow adresserer

Basert på definerte utblåsningsscenarioer, geologiske parametere og brønnarkitektur, beregner BlowFlow initielle utblåsningsrater som en sannsynlighetsfordeling. Metoden baserer seg på Monte Carlo simulering, der usikkerheter i inngangsdataene propageres gjennom modeller for innstrømming fra reservoar, fluidegenskaper for hydrokarboner og utstrømning til utslippspunkt. Foruten kvantifisering av usikkerhet kan verktøyet utføre sensitivitetsanalyser for å kartlegge hvilke faktorer som gir størst bidrag til utslippsratene.

4.2 Metode

I dette arbeidet er BlowFlows stokastiske tilnærming til å kvantifisere utblåsningsrater utnyttet for utvalgte lokasjoner. En sentral premisse for en slik analyse, er at man kan sammenstille en gruppe med ulike brønner som sett under ett, kan sies å være representative for den enkelte lokasjon.

BlowFlow inneholder tre hovedgrupper inngangsparametere:

- 1) Geologiske parametere. Dette er faktorer som relaterer seg til reservoarforhold som trykk, temperatur, fluideegenskaper, permeabilitet, og utstrekning. Det kan være stor grad av usikkerhet om slike forhold.
- 2) Brønndesign. Dette inkluderer vanddyp, casingprogram (dimensjoner og dybder), åpenhullseksjon og brønnbane. Disse parameterne er deterministisk modellert i verktøyet, og for å representere usikkerhet i denne gruppen kreves et sett med ulike variasjoner i de enkelte parameterne.
- 3) Utblåsningsscenarioer. Denne gruppen gjelder øvrige forhold og forutsetninger som påvirker utblåsningsratene, slik som utslippspunkt (til plattform eller havbunn), strømningsvei (gjennom borestreng, annulus eller åpent hull), reservoareksponering, strømming fra ett eller flere reservoar, plassering av borekrone og BOP-åpningsgrad.

En mer utfyllende liste er gitt i Vedlegg A.

Prosessen med å kvantifisere usikre størrelser kan tilnærmes på ulike måter, men er oftest basert på enten bruk av historiske data eller basert på ekspertvurderinger. I denne analysen har man benyttet sistnevnte tilnærming. Utgangspunktet er klassifisering av lokasjoner som analysen skal dekke, utarbeidet av OD. Basert på denne ble det utarbeidet lister med nødvendig data for analysen, for hver lokasjon. Datainnsamlingen ble fasilitert av Proactima med støtte fra IRIS, der fageksperter fra OD og Ptil var samlet for å gi innspill til hhv. geologiske forhold og brønndesign for den enkelte lokasjon. For de geologiske parameterne ble ekspertene bedt om å angi intervall for alle usikre størrelser, som ble brukt som utgangspunkt for å etablere sannsynlighetsfordelinger til BlowFlow-analysen. For brønndesign ble eksperter fra Ptil bedt om å angi ulike typer brønner og mulige varianter av disse, for å sikre et representativt utvalg brønner. Disse er hovedinndelt i letebrønner (vertikale) og produksjonsbrønner (hovedsakelig horisontale), med variasjoner i dette med utgangspunkt i ulike geologiske scenarioer (reservoardybder) og brønndesignparametere (rør dimensjoner, settedybder for casingsko, m.m.) I etterkant av innsamlingsmøtene ble dataene etter gått og kvalitetssikret før analysene ble utført.

Den siste gruppen med inngangsparametere, utblåsningsscenarioer ble etablert på enten tilgjengelige historiske data eller basert på konservative antagelser. Fordelingen av utblåsing på utslippspunkt / strømningsvei er basert på Scandpower, 2013. Antagelsen for bruk av disse er at det ikke er identifisert faktorer som tilsier en annen type fordeling for disse lokasjonene. De øvrige faktorene er satt til å representere verste scenario, m.a.o. det scenarioet som gir høyest utblåsningsrate. Eksempelvis er det derfor antatt at BOP står fullt åpen, at hydrokarboner kan strømme fra flere reservoar samtidig, at reservoaret er fullt eksponert (for vertikale brønner).

Det er utover dette gjort en rekke andre antagelser for å kunne utføre analysen. Analysen presenterer *initielle* rater (tid = 0) og tar ikke hensyn til depletering eller øvrige endringer over tid. Det er ikke gjort en sannsynlighetsvekting for forekomst av hydrokarboner. Brønnbanen er ikke kjent og for brønner med horisontalbrønner er det antatt en brønnbane basert på erfaringer fra andre geografiske områder samt innspill fra eksperter. Analysene dekker ikke utblåsing gjennom casingstreng eller casingannulus.

Modellene som brukes til å gjøre beregninger for utblåsningsrater, som inkluderer PVT, friksjonsmodeller og innstrømningsmodeller, er i stor grad basert på publiserte empiriske korrelasjoner fra lab-tester. Disse modellene, mange av de utviklet for flere tiår siden, innehar i seg selv en epistemisk usikkerhet, men mer vesentlig er i hvilken grad korrelasjonene kan sies å være gyldige for parameterverdier som ofte befinner seg langt utenfor området testene opererte i. Modellene er likevel anvendt da de er en de facto standard innen utblåsningsberegninger, og så vidt forfatterne bekjent finnes ikke nyere modeller, eller modeller kalibrert basert på reelle hendelser, som heller kunne vært anvendt. Modeller som evt. innehar lavere epistemisk usikkerhet, slik som PVT tabeller, fordrer samtidig at man har mer data tilgjengelig enn tilfellet her er.

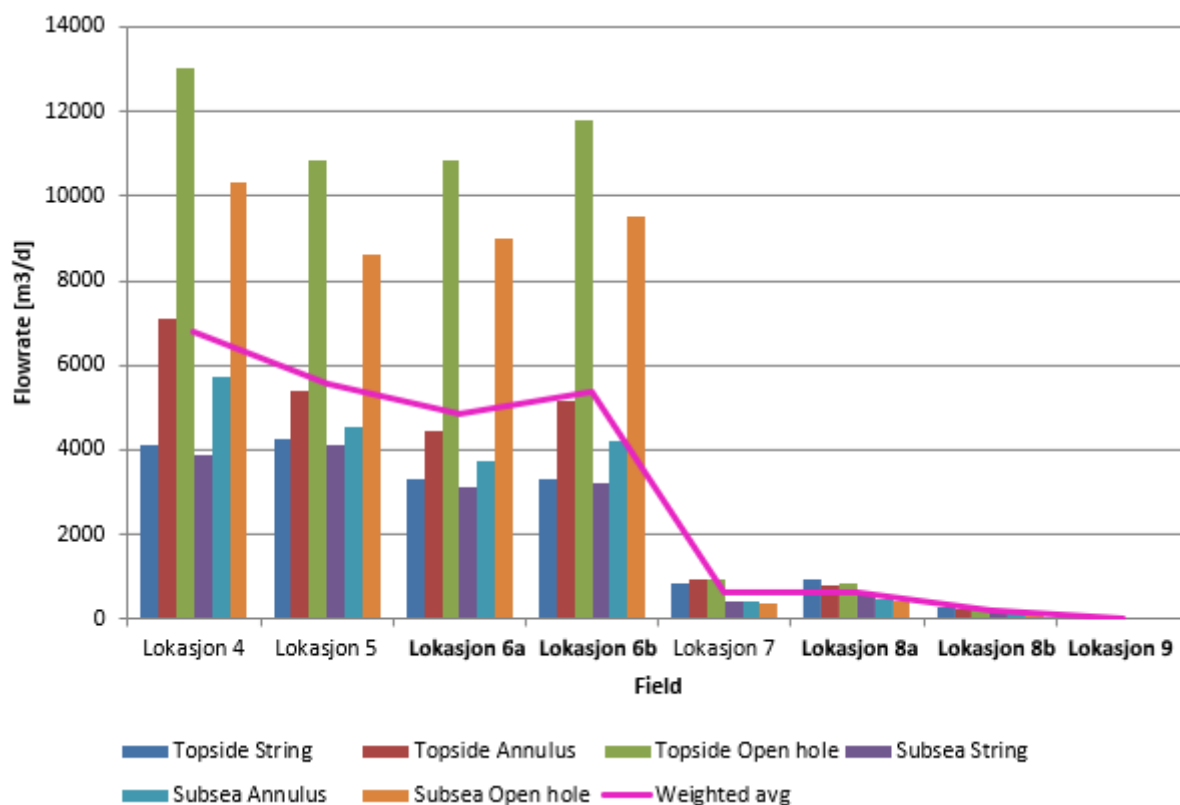
4.3 Resultater

I det følgende presenteres de sentrale delene av resultater fra BlowFlow-analysen. Det presiseres at resultatene er betinget på alle antagelsene beskrevet i foregående kapittel og summert i Vedlegg A, og således må betraktes i lys av dette.

Figur 4 er en oppsummert fremstilling av utblåsningsratene for de ulike utvalgte lokasjonene. Hver søyle representerer middelverdien for en gitt kombinasjon av utslippspunkt og strømningsvei. Det bemerkes i denne sammenheng at antagelsene som ligger til grunn gir store utslag på en slik fremstilling. Dersom man f. eks. forutsatte kun 5 meter eksponert reservoarsone eller tillot kun strømning fra én reservoarsone, ville man fått lavere rater for alle feltene. Samtidig viser ikke figuren usikkerheten (variasjonen) i ratene, der man både ville hatt hhv. betydelig lavere og høyere rater dersom man så på eksempelvis et P10 eller P90 scenario.

Variasjon i rater mellom ulike strømningsveier har en signifikant betydning. Typisk vil rater ved strømning gjennom borestreng være 25-50% lavere enn strømning gjennom ringrom, mens strømning gjennom et åpent hull kan ligge 70-100% høyere. Dermed vil selve vektingen av disse scenarioene være sensitiv. Til sammenligning vil variasjon i rater for utslippspunkt være av mindre betydning; topside rater ligger i området 5-30% høyere enn for subsea.

Figuren illustrerer også et skille mellom en gruppe på vektete rater i området 4 500-8 000 m³/d og en gruppe på vektete rater i området 0-1 000 m³/d.



Figur 4 Feltvis gjennomsnittlige utblåsningsrater for hver kombinasjon av utslippspunkt/strømningsvei, samt vektet, gjennomsnittlig utblåsningsrate

Forklaringen på dette skillet ligger i de geologiske faktorene.

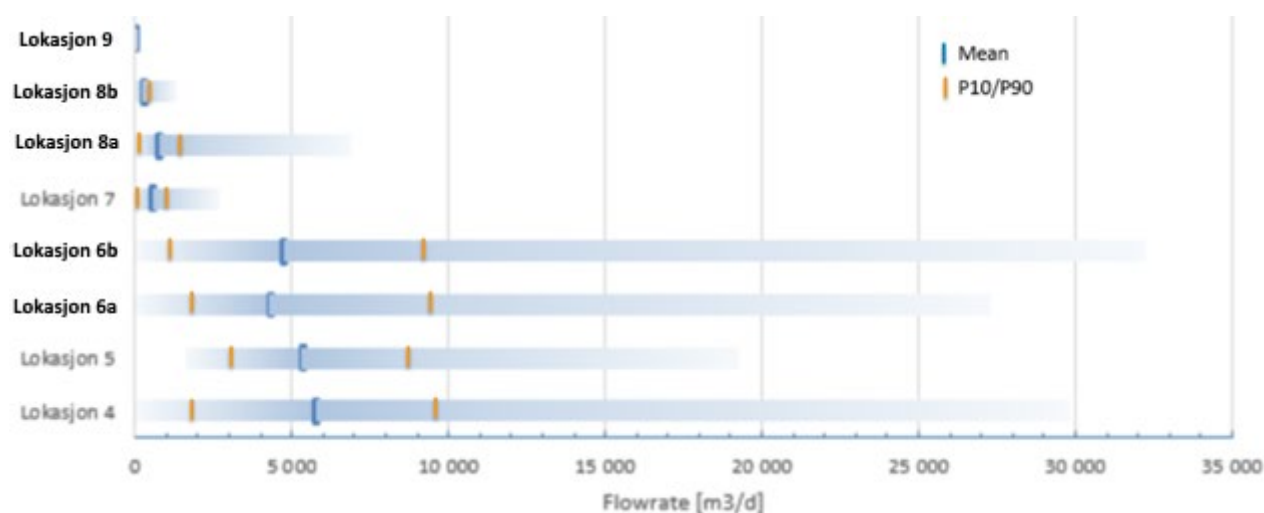
I Tabell 4 under er det gjort en sammenstilling av de mest sentrale geologiske faktorene, for det mest produktive reservoaret på hver lokasjon. Fargekoden angir verdier som trekker utblåsningsraten opp (rød) eller ned (grønn).

Tabell 4 Maksimumsverdier (minimumsverdier) for utvalgte geologiske inngangsparametre

	Properties for most productive reservoir			
	Max pressure	Max thickness	Min oil gravity	Max permeability
Lokasjon 4	217	50	725	500
Lokasjon 5	252	12	677	500
Lokasjon 6a	184	100	808	800
Lokasjon 6b	195	25	830	2000
Lokasjon 7	96	100	836	1000
Lokasjon 8a	102	50	774	1000
Lokasjon 8b	220	20	820	50
Lokasjon 9	96	30	836	100

Lokasjoner med lave rater faller hovedsakelig sammen med grunne reservoarsoner og/eller lav permeabilitet. Formasjonstrykket er antatt hydrostatisk, og for grunne reservoar, som har lavt trykk, vil ikke høy permeabilitet være nok til å kunne bidra til høyere rater. Men der man har dypere reservoar, slik som for lokasjon 8b, kan likevel lav permeabilitet føre til relativt sett lavere rater. Utover dette kan også kombinasjoner av høye / lave verdier for reservoarstørrelse, oljetetthet, tykkelse på oljekolonnen og øvrige geologiske forhold kunne gi forskjeller mellom lokasjoner som ellers har relativt likt trykk og permeabilitet.

Figur 5 viser spennet i usikkerhet for hver lokasjon. Det er lagt inn markør for mest sannsynlige strømningsrate samt 10 og 90 prosentiler. Til tross for potensielt høye maksimale rater, ligger minst 80% av den enkelte ratefordeling innenfor et område under 10 000 m³/d. Figuren viser også at usikkerheten, i absolutte verdier, generelt er større der sannsynlig utblåsningspotensiale er størst. Usikkerheten angitt i figuren reflekterer usikkerhet i inputparametrene, men reflekterer ikke usikkerhet i underliggende modeller eller effekten av å endre gjeldende antagelser.



Figur 5 Mest sannsynlige rater, P10/P90 og usikkerhetsspenn per lokasjon

4.4 Vedlegg A – Om BlowFlow

4.4.1 Modellomfang

Følgende parametere inngår i beregninger av utblåsningsratene i BlowFlow:

- **Reservoar/formasjon**

- Temperaturgradient – Beskrivelse av formasjonstemperaturen for gitte dybder. Temperaturen antas lineær mellom de definerte punktene.
- Reservoarsoner – Beskrivelser av alle reservoarsoner som inneholder hydrokarboner. Hver sone er definert ved
 - Dybde på toppen av sonen (deterministisk)
 - Trykk ved topp dybde (stokastisk)
 - Tykkelse av formasjonen (stokastisk)
 - Net/gross ratio (stokastisk)
 - Oljetetthet (stokastisk)
 - Gasstetthet (stokastisk)
 - GOR (Gas/Oil ratio, stokastisk)
 - Innstrømningsmodell, definert ved
 - Permeabilitet (stokastisk)
 - kV/kH ratio (forhold mellom horisontal og vertikal permeabilitet, deterministisk)
 - Skin-faktor
 - Reservoar lengde og bredde (antatt rektangulær)
 - Brønnposisjon innenfor reservoaret
 - Avstand fra toppen av sonen til midtpunktet av det perforerte intervallet
- PVT modeller – Valg av hvilken PVT modell som skal beregne fluidegenskapene i brønnen
- Utstrømningsmodell – Valg av hvilken modell som skal beregne friksjonstrykktap og øvrige faktorer knyttet til strømming gjennom rør.

- **Brønngemetri**

- Vanddyp og avstand fra MSL (mean sea level) til RT (rotary table)
- Brønnarkitektur – definisjon av alle komponenter av brønnen som fluidene beveger seg gjennom, gitt ved
 - Riser – ytre og indre diameter, lengde og roughness-faktor
 - Casingelementer – Start og sko dybde, ytre og indre diameter og roughness-faktor
 - Åpenhullseksjon – Diameter, lengde og roughness-faktor
- BOP – Lengde og diameter. BOP antatt å stå på havbunn.
- Borestreng – Alle elementene som inngår er definert ved lengde, ytre og indre diameter og roughness-faktor.
- Brønnbane – Beskrevet ved punktvis dybde gitt i MD (measured depth) og TVD (true vertical depth)

- **Probabilistiske scenarioer**

- Utslippspunkt – Topside eller subsea
- Strømningsvei – Gjennom borestreng, ringrom (annulus – mellom casing og borestreng) eller åpent hull.
- Reservoarsonescenarioer – Hvilken reservoarsone som utblåsningen starter fra dersom flere soner er definert.
- Perforert lengde – Andel av reservoarsonen som er eksponert. Mulige scenarioer er 100% av netto lengde (net pay), 50% av netto lengde eller 5 meter av netto lengde.
- Bitlokasjon – Hvor i brønnen enden på borestrengen (bitet) befinner seg ved tid $t=0$
- BOP åpning – Andel av BOP som står åpen ved utstrømning.

4.4.2 Begrensninger i modellen

De viktigste begrensningene i modellen er følgende:

- Verktøyet er brønnsesifikt, det vil si inngangsdataene og tilhørende usikkerheter gjelder for en bestemt brønn. Metoden kan likevel utvides til å gjelde en gruppe brønner dersom dataene som benyttes kan sies å være representative for gruppen. Denne tilnærmingen krever likevel at det kjøres simuleringer for ulike reservoardybder og for ulike brønngemetrier, siden disse ikke kan modelleres stokastisk i nåværende utgave av BlowFlow.
- Strømningsmodellene er steady-state, det vil si fluidegenskaper endres ikke over tid. Ratene som presenteres er initiale rater ($t=0$). Over tid vil ratene synke, blant annet på grunn av depletering av reservoaret.
- BlowFlow benytter Black Oil PVT modeller. Dette er korrelasjoner som avleder fluidegenskaper som tetthet, boblepunkt, oppløst GOR, formasjonsvolumfaktor, kompressibilitet og viskositet som en funksjon av trykk og temperatur. Slike korrelasjoner kan være mer eller mindre gyldig for bestemte oljetyper, og ulike korrelasjoner vil gi ulike utblåsningsrater. Alternativ til korrelasjoner er PVT-tabeller, men disse krever detaljert beskrivelse (komposisjon) av oljen.
- Beregning av friksjonstrykktap knyttet til utstrømning er basert på empiriske korrelasjoner for multifase strømning. Som for PVT modellene, har ulike modeller ulik grad av gyldighet, og variasjon mellom modellene, men gir i større grad utslag på utblåsningsratene.
- BlowFlow omfatter ikke alle mulige utblåsningsscenarioer. Utblåsning gjennom casingstreng eller gjennom casingringrom er f.eks. ikke inkludert.
- Trykktap på grunn av akselerasjon er ikke medregnet.
- Temperaturmodellen tar ikke hensyn til spesifikke varmeoverføringsegenskaper ved fluider; total varmeoverføring er gitt som en koeffisientfaktor. Modellen antar også at varme ikke tapes fra fluid til rør.

4.4.3 Antagelser og begrensninger i analysen

Følgende antagelser og begrensninger er gjort:

- Det er kun oljerater som er omfattet i analysen. Verken gass- eller vannrater er analysert. Dette på grunn av relevans for DFU3.
- Sannsynligheten for at en reservoarsone inneholder olje er ikke tatt med i beregningene. Enhver reservoarsone som er inkludert antas derfor å inneholde olje. Dette på grunn av for lite grunnlag for å tallfeste sannsynligheten.
- I tilfeller der mer enn én reservoarsone er definert, antas det at det olje strømmer fra alle definerte reservoarsoner samtidig. Dette er relatert til ovenstående punkt.
- Letebrønner er antatt å være rent vertikale. For produksjonsbrønner er brønnbaner antatt basert på oppgitt anslag for lengde av horisontalseksjon samt erfaring fra brønnbaner for andre felt på kontinentalsokkelen. Imidlertid er det kun produksjonsbrønner for lokasjon 6a, 6b, 8a), 8b) og 9 som er modellert med en horisontalseksjon¹. For de øvrige lokasjonene er også produksjonsbrønnene modellert som vertikale.
- Innstrømningsmodellene benyttet i alle beregningene er basert på Larsen, 2010 og Boyun, G., Lyons, W. C. and Ghalambor, A. 2007 for innstrømningskurve, og en proprietær modell for produktivitetsindeksen. Disse modellene benytter inputparametre som kunne fremskaffes til denne analysen, og har utstrakt bruk i industrien.
- PVT modellene benyttet i alle beregningene er basert på Vasquez, M. and Beggs, H. D. 1980, Moradi, B. et.al. 2010 og Beggs, H. D. and Robinson, J. R. 1975. Dette er modeller som har utstrakt bruk i industrien.
- Multifase strømningsmodellene benyttet i alle beregningene er basert på Hagedorn, A. R. and Brown, K. E. 1965, Larsen, L. 2010, Colebrook, C. F. 1939, Brown, K. E. and Beggs, H. D. 1977, Griffith, P. and Wallis, G. B. 1961 og Maurer Engineering Inc. 1993. Dette er modeller som har utstrakt bruk i industrien, og som egner seg godt til vertikale brønner.
- Avstand fra MSL til RT er i alle tilfeller antatt = 25 m. Dette antas å være en «typisk» størrelse.
- Dimensjoner på riser er i alle tilfeller antatt å være 30 tommer og 19 tommer for hhv. ytre og indre diameter. Dette antas å være en «typisk» størrelse.
- Roughness-høyde for alle elementer som fluidene strømmer gjennom er satt til 15 µm. Denne verdien tilsvarer materialet kommersielt stål.
- Lengden på BOP er satt til 2 m. Friksjonstrykktap gjennom denne er modellert som øvrige rørelementer. Maksimal åpning på BOP er satt til 13,38 tommer. Dette antas å være en «typisk» størrelse.
- Borestreng er modellert på følgende vis:
 - 1 stk. drill collar på 36 m, med ytre diameter = 6,75 tommer (=5 tommer for produksjonscase) og indre diameter = 3 tommer.
 - 10 stk. drill collar, hver med lengde = 10 m, ytre diameter = 6,5 tommer (=5 tommer for produksjonscase) og indre diameter = 2,8 tommer
 - Drill pipe for resterende brønnlengde (total lengde – 136 m) med ytre diameter = 5,5 tommer og indre diameter = 4,49 tommer for hullstørrelser > 6 tommer, eller ytre diameter 4,5 tommer og indre diameter = 3,5 tommer for hullstørrelser ≤ 6 tommer.

¹ Årsaken til dette er at i første fase av denne studien, ble det gjort en forenkling for alle produksjonsbrønner om å være vertikale. For neste fase omfattet endringer av nevnte lokasjoner, og disse inneholder derfor horisontalseksjoner.

- Drill bit er ikke tatt med.
 - Verdien bygger på en «typisk» BHA sett ift. hullstørrelser, og en forenklet øvrig borestreng, for å unngå ytterligere antall inputparametre.
- De probabilistiske scenarioene som ligger til grunn for hoveddelen av resultatene som er presentert, er som følger:
 - Vekting av utslippspunkt og strømningsvei tar utgangspunkt i Tabell 7.2 i Scandpower 2013, også for produksjonsscenario. I analysen er kun de strømningsveier som er relevante for BlowFlow inkludert. Dette gir følgende normaliserte vekting:
 - Topside String: 15%
 - Topside Annulus: 15%
 - Topside Open hole: 15%
 - Subsea String: 0%
 - Subsea Annulus: 55%
 - Subsea Open hole: 0%
 - Alle inkluderte reservoarsoner er antatt fullt eksponert (100% penetrert) for vertikale brønner. For (produksjons)brønner med horisontalseksjon er eksponert lengde satt basert på innspill fra fagekspertene.
 - Borestrengen er antatt å stå på bunnen av brønnen for alle simuleringer
 - BOP er antatt helt åpen (100%).
 - Alle ovennevnte scenarioantagelser er gjort for forenklingens skyld, for å unngå ytterligere antall inputparametre.
- I innstrømningsmodellen er følgende antagelser lagt til grunn:
 - kV/kH ratio er satt til 0,01, med mindre annet er oppgitt
 - Skin faktor = 0
 - Brønnlokasjonen innenfor reservoaret er alltid satt til midtpunktet av reservoaret ($X = \text{reservoarlengde} / 2$, $Y = \text{reservoarbredde} / 2$)
 - Avstand fra toppen av sonen til midtpunktet av det perforerte intervallet er alltid satt til halvparten av netto tykkelse på oljekolonnen.
 - Ovennevnte innstrømningsantagelser er satt for å unngå ytterligere antall inputparametre.
- Formasjonstrykk for alle felter er antatt hydrostatisk med en trykkgradient på 0,104 bar/m. Unntaket for dette er Lokasjon 8a, der reservoarsonen Undre/Midtre Trias og Perm for dybde = 3000 m TVD er antatt å ha et overtrykk, og trykk ved topp reservoar er satt til 400 bar.
- Temperaturgradienten benyttet for alle feltene er 45 °C/km fra havbunnen.
- De geologiske parameterne er vanligvis korrelerte med dybde, men i analysen er usikkerheten i den enkelte parameter trukket uavhengig av hva dybden er. Dette er gjort på bakgrunn av at analysens omfang ikke tillot kvantifisering av korrelasjonskoeffisientene.

4.5 Vedlegg B – Inputdata for BlowFlow analyse

Formatet på data arkene er som følger:

Hver kolonne angir en type brønn. Navngivningen «Letebrønn-1700» angir f. eks. en letebrønn med nederste reservoarsone på 1700 mTVD, mens «Prod6-1700» tilsvarende angir en produksjonsbrønn (6 tomers åpent hull) med samme reservoarsonedyp. For enkelte lokasjoner er navngivningen heller gitt som f. eks. «Letebrønn-grunt case» eller «Prod-dypt case». I disse tilfellene henspiller grunt eller dypt på hhv. grunneste eller dypeste dybde for toppen av dypeste reservoarsone, for lete- eller produksjonsbrønnen, respektivt.

Casingprogrammet er angitt med casingdimensjoner (ytre diameter) og sko dybde i mTVD. Hang-off dybde for linere er her ikke angitt men er i alle tilfeller i intervallet 20-50 m. Åpenhullseksjonen angir sluttdybde for brønnen, altså toppen av nederste reservoarsone + tykkelse av net pay.

Fargelagte celler indikerer parametere modellert som sannsynlighetsfordelinger. Dersom to verdier i en slik celle er angitt, tilsvarer dette en uniformfordeling. Tre verdier i en celle tilsvarer en trekantfordeling, og fire tilsvarer en trapesfordeling. Grå celler angir avledede parametere.

4.5.1 Lokasjon 4

Tabell 5 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 4

			Letebrønn-1700	Prod6-1700	Letebrønn-1800	Prod6-1800	Letebrønn-2095	Prod6-2095
Casingprogram	Vanndyp [m]		300	300	300	300	370	370
13 3/8" Casing			500	780	500	780	500	1175
9 5/8" Casing			780	1680	780	1780	1175	2075
7" Liner			N/A	1700	N/A	1800	N/A	2095
Open hole			1750	1750	1850	1850	2145	2145
Reservoir								
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Realgrunnen	Olje med gasskappe. 50m net sand	Dybde [mTVD]	800		800		1195	
		Trykk [bar]	81,2-83,2-85,2		81,2-83,2-85,2		119,68-121,68-123,68	
		Temperatur [deg C]	26,5		26,5		44,3	
		Net pay [m]	50		50		50	
		Oil gravity [kg/m3]	774,45-860,5-946,5		774,45-860,5-946,5		774,45-860,5-946,5	
		Gas gravity [s.g.]	0,7		0,7		0,7	
		GOR [Sm3/Sm3]	60		60		60	
		Permeabilitet [mD]	1-1000		1-1000		1-1000	
Snadd	Bare påvist gass, kan ikke utelukke olje. Lite volum. 20m net sand skilt med 50m tett leirstein/skifer	Dybde [mTVD]	900		900		1295	
		Trykk [bar]	91,6-93,6-95,6		91,6-93,6-95,6		130,08-132,08-134,08	
		Temperatur [deg C]	31		31		48,8	
		Net pay [m]	20		20		20	
		Oil gravity [kg/m3]	774,45-860,5-946,5		774,45-860,5-946,5		774,45-860,5-946,5	
		Gas gravity [s.g.]	0,7		0,7		0,7	
		GOR [Sm3/Sm3]	60		60		60	
		Permeabilitet [mD]	2-500		2-500		2-500	
Kobbe	20m net sand, skilt med lokalt tynne skiferlag, olje med gasskappe. Tynne sandlag, dårlig vertikal kommunikasjon	Viskositet [cP]	5,386		5,386		5,386	
		Dybde [mTVD]	1700		1800		2095	
		Trykk [bar]	174,8-176,8-178,8		185,2-187,2-189,2		213,28-215,28-217,28	
		Temperatur [deg C]	67		67		67	
		Net pay [m]	50		50		50	
		Oil gravity [kg/m3]	725,48-806,09-886,7		725,48-806,09-886,7		725,48-806,09-886,7	
		Gas gravity [s.g.]	0,7		0,7		0,7	
		GOR [Sm3/Sm3]	200		200		200	
		Permeabilitet [mD]	1-500		1-500		1-500	
		Viskositet [cP]	1,299		1,299		1,299	

Reservoardimensjoner (lengde x bredde): 2000 m x 400 m

4.5.2 Lokasjon 5

Tabell 6 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 5

			<i>Letebrønn-2300</i>	<i>Prod6-2300</i>	<i>Letebrønn-2400</i>	<i>Prod6-2400</i>
Casingprogram	Vanndyp [m]		370	370	370	370
13 3/8" Casing			1500	1500	1500	1500
9 5/8" Casing			2280	1890	2380	1890
7" liner		N/A		2280	N/A	2380
Open hole			2312	2312	2412	2412
Reservoir						
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Stø	Gode reservoiregen- skaper, stor utbredelse, enkelte interne skiferlag	Dybde [mTVD]	2300	2300	2400	2400
		Trykk [bar]	237,2-239,2-241,2	237,2-239,2-241,2	247,6-249,6-251,6	247,6-249,6-251,6
		Temperatur [deg C]	94	94	98,5	98,5
		Net pay [m]	10-12	10-12	10-12	10-12
		Net gross [%]	100	100	100	100
		Oil gravity [kg/m3]	677,35-713-748,65	677,35-713-748,65	677,35-713-748,65	677,35-713-748,65
		Gas gravity [s.g.]	???	???	???	???
		GOR [Sm3/Sm3]	135,9	135,9	135,9	135,9
		Permeabilitet [mD]	100-500	100-500	100-500	100-500
		Viskositet [cP]	0,608	0,608	0,608	0,608

Reservoardimensjoner (lengde x bredde): 3000 m x 3000 m

4.5.3 Lokasjon 6a

Tabell 7 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 6a

Skrugard/Havis/Dravis			Skrugard		Havis		Dravis	
			Letebrønn-1300	Prodbrønn-1300	Letebrønn-1750	Prodbrønn-1750	Letebrønn-1550	Prodbrønn-1550
Casingprogram		Vanndyp [m]	396	396	396	396	396	396
20" Casing			970	970	1250	1250	1100	1100
13 3/8" Casing			1150	1150	1500	1500	1300	1300
9 5/8" Casing			1305	1305	1755	N/A	1555	N/A
7" Liner			N/A	1340	N/A	1775	N/A	1555
Open hole			1400	1400	1850	1850	1650	1650
Reservoir								
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Stø	Gode reservoiregen- skaper, stor utbredelse, enkelte interne skiferlag	Dybde [mTVD]	1300	1300	1750	1750	1550	1550
		Trykk [bar]	133,2-135,2-137,2		180-182-184		159,2-161,2-163,2	
		Temperatur [deg C]	49	49	69,25	69,25	60,25	60,25
		Net pay [m]	50-100	50-100	50-100	50-100	50-100	50-100
		Net/gross [%]	50-100	50-100	50-100	50-100	50-100	50-100
		Oil gravity [kg/m3]	807,5-850-870-913,7		807,5-850-870-913,9		807,5-850-870-913,11	
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	61,07-108,45	61,07-108,46	61,07-108,47	61,07-108,48	61,07-108,49	61,07-108,50
		Permeabilitet [mD]	100-800	100-800	100-800	100-800	100-800	100-800
		Viskositet [cP]	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56

Hole size	Casing OD	Weight [lb/ft]	Depth [mTVD] gjennom, snitt					
36"	30"		457440/460/440*					
26"	20"	133.0	970/1250/1100*					
17 1/2"	13 3/8"	72.0	1150/1500/1300*					
	10 3/4" x 9							
12 1/4"	5/8"	60.7 / 53.5	1300/1750/1550*					
8 1/2"	5 1/2" pre drilled liner eller 6 5/8" screens							
Prinsippet er at prod casing (9 5/8") settes 5 meter inn i reservoaret på single prod. 100 meter inn i reservoaret ved MLT brønner.								
Reservoar lengder på 660-2000 meter avvik eller horisontalbrønner								

Reservoardimensjoner (lengde x bredde): 3000 m x 1500 m

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

4.5.4 Lokasjon 6b

Tabell 8 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 6b

Lokasjon 6b - Loppføgda						
Casingprogram			Letebrønn-Grunt a	Prod-Grunn Røye	Letebrønn-Dyp Røye	Prod-Dyp Røye
13 3/8" Casing			600	600	1500	1500
9 5/8" Casing			930	900	1880	2200
7" Liner			N/A	980	N/A	2280
Open hole (8 1/2" or 6")			1050	1050	2350	2350
6b Loppføgda						
Alta		Vanndyp = 388				
Reservoirsone	Om sone	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Trias conglomerat	Olje	Dybde [mTVD]	950	950	1900	1900
		Trykk [bar]	98,8	98,8	195	195
		Temperatur [deg C]	25	25	71	71
		Net pay [m]	25	25	25	25
		Oil gravity [kg/m3]	830	830	830	830
		Gas gravity [s.g.]	0,87	0,87	0,87	0,87
		GOR [Sm3/Sm3]	91-94	91-94	91-94	91-94
		Permeabilitet [mD]	20-2000	20-2000	20-2000	20-2000
		Reservoir - lengde [km]	2			
		Reservoir - bredde [km]	2			
Gotha og Loppføgda				Vanndyp = 342		
Reservoirsone	Om sone	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Røye Fm	Olje	Dybde [mTVD]	1000	1000	2300	2300
		Trykk [bar]	100	100	246	246
		Temperatur [deg C]	30	30	87	87
		Net pay [m]	50	50	50	50
		Oil gravity [kg/m3]	841	841	841	841
		Gas gravity [s.g.]	0,83	0,83	0,83	0,83
		GOR [Sm3/Sm3]	50-320	50-320	50-320	50-320
		Permeabilitet [mD]	2-50	2-50	2-50	2-50
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	3			

4.5.5 Lokasjon 7

Tabell 9 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 7

			Letebrønn-1000	Prod6-1000	Letebrønn-1500	Prod6-1500
Casingprogram	Vanndyp [m]		370	370	370	370
13 3/8" Casing			560	560	750	750
9 5/8" Casing			580	900	880	1400
7" liner			N/A	980	N/A	1480
Open hole			1050	1050	1550	1550
Reservoir						
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Realgrunnen	I utgangspunktet forventet gass, men kan også være olje.	Dybde [mTVD]	600	600	900	900
		Trykk [bar]	60,4-62,4-64,4	60,4-62,4-64,4	91,6-93,6-95,6	91,6-93,6-95,6
		Temperatur [deg C]	17,5	17,5	31	31
		Net pay [m]	20-100	20-100	20-100	20-100
		Oil gravity [kg/m3]	836-880-924	836-880-924	836-880-924	836-880-924
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	50-55	50-55	50-55	50-55
		Permeabilitet [mD]	500-1000	500-1000	500-1000	500-1000
Kobbe	Kan være reservoirsand med hydrokarboner, olje og gass.	Dybde [mTVD]	1000	1000	1500	1500
		Trykk [bar]	102-104-106	102-104-106	154-156-158	154-156-158
		Temperatur [deg C]	35,5	35,5	44,5	44,5
		Net pay [m]	20-50	20-50	20-50	20-50
		Oil gravity [kg/m3]	836-880-924	836-880-924	836-880-924	836-880-924
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	50-55	50-55	50-55	50-55
		Permeabilitet [mD]	0,1-10	0,1-10	0,1-10	0,1-10

Reservoardimensjoner (lengde x bredde): 2000 m x 1000 m

4.5.6 Lokasjon 8a

Tabell 10 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 8a

Lokasjon 8a - Barentshavet SØ						
			Letebrønn-Grunt case	Prod-Grunt case	Letebrønn-Dypt case	Prod-Dypt case
Casingprogram			Vanndyp [m]=396			
13 3/8" Casing			680	680	980	980
9 5/8" Casing			1960	1800	2960	2200
7" liner			N/A	1980	N/A	2950
Open hole			2020	2020	3020	3020
Reservoir			Vanndyp=396			
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Realgrunnen		Dybde [mTVD]	700	700	1000	1000
		Trykk [bar]	70,8-72,8-74,8	70,8-72,8-74,8	102-104-106	102-104-107
		Temperatur [deg C]	20	20	32	32
		Net pay [m]	10-50	10-50	10-50	10-50
		Oil gravity [kg/m3]	860	860	860	860
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	40	40	40	40
		Permeabilitet [mD]	200-1000	200-1000	200-1000	200-1000
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	3			
Undre/midtre Trias og Perm		Dybde [mTVD]	2000	2000	3000	3000
		Trykk [bar]	210	210	400	400
		Temperatur [deg C]	72	72	112	112
		Net pay [m]	20	20	20	20
		Oil gravity [kg/m3]	725,4-806-886,6	725,4-806-886,6	725,4-806-886,6	725,4-806-886,6
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	200	200	200	200
		Permeabilitet [mD]	1-10	1-10	1-10	1-10
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	1			

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

4.5.7 Lokasjon 8b

Tabell 11 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 8b

Lokasjon 8b						
			Letebrønn-Grunt case	Prod-Grunt case	Letebrønn-Dypt case	Prod-Dypt case
Casingprogram			253	253	283	283
13 3/8" Casing			780	780	20" Casing: 536	1080
9 5/8" Casing			1060	1020	N/A	1800
7" liner			N/A	1080	7 5/8" Liner: 801	1980
Open hole			1120	1120	6 1/2" OH: 2020	2020
Reservoir			Vynndyp=253			
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Snadd (carnien)	I utgangspunkt et forventet gass, men kan også være olje.	Dybde [mTVD]	800	800	1100	1100
		Trykk [bar]	83,2-95	83,2-95	95-105	95-105
		Temperatur [deg C]	30	30	40	40
		Net pay [m]	5-10	5-10	5-10	5-10
		Oil gravity [kg/m3]	840	840	840	840
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	50-100	50-100	50-100	50-100
		Permeabilitet [mD]	5-50	5-50	5-50	5-50
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	1			
Undre/midtre triass	Olje	Dybde [mTVD]	1100	1100	2000	2000
		Trykk [bar]	110	110	220	220
		Temperatur [deg C]	30	30	70	70
		Net pay [m]	10-20	10-20	10-20	10-20
		Oil gravity [kg/m3]	820	820	820	820
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	100-200	100-200	100-200	100-200
		Permeabilitet [mD]	5-50	5-50	5-50	5-50
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	1			

HOLE		CASING/LINER			LOT / FIT [SG]	TOC/TOL		CSG. SHOE		RKB	Max PP [SG]	FG [SG]	Fluid [SG]
SIZE	TVD MD	SIZE	TYPE / RAD. MARKERS	CENTRALIZERS / Comments		TVD	MD	TVD	MD				
SB	285												
36" 48	333 333	30"	Interval: 285m - 333m Type: 457b/L, X-56, RL-4 HC DS Drift / Nom ID: 26.125" / 27.000"	N/A	N/A	Seabed	Seabed	333	333		1.03		Sea water 1.03
14 3/4" 211	544 544	20" x 10 3/4"	Interval: 285m - 536m Type: 60.7b/L, P-110, Vam 21 CWD Drift / Nom ID: 9.508" / 9.660"			Seabed	Seabed	486	486		1.03		Sea water 1.03
9 1/2" 258	802 802	7 5/8"	Interval: 285m - 801m Type: 39b/L, Q125, VAM SLU II Drift / Nom ID: 6.508" / 6.625"		9 ft			584 m	± 20 m	584	1.11	1.51	WBM ± 1.16-1.20
6 1/2" between 330 and 1108	1132 1132 1910 1910	OH	Interval: 801m - 1132m 1132 mTVD is min planned TD 1910 mTVD is max TD		9 ft			801 922 m	± 60 m	Carnian	1.10	1.75	WBM ± 1.16-1.20

Figur 6 Eksempel på letebrønn for Lokasjon 8b

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

4.5.8 Lokasjon 9

Tabell 12 Inputdata for BlowFlow analyse – Lokasjon 9

Lokasjon 9						
			Letebrønn-600	Prod6-600	Letebrønn-900	Prod6-900
Casingprogram	Vanndyp [m]		434	434	434	434
13 3/8" Casing			560	500	750	750
9 5/8" Casing			580	560	880	820
7" liner			N/A	580	N/A	880
Open hole			630	630	930	930
Reservoir						
Reservoirsone	Om sonen	Egenskaper	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi	Anslått verdi
Realgrunnen	Er funnet olje	Dybde [mTVD]	600	600	900	900
		Trykk [bar]	60,4-62,4-64,4	60,4-62,4-64,4	91,6-93,6-95,6	91,6-93,6-95,6
		Temperatur [deg C]	17,5	17,5	31	31
		Net pay [m]	10-30	10-30	10-30	10-30
		Oil gravity [kg/m3]	836-880-924	836-880-924	836-880-924	836-880-924
		Gas gravity [s.g.]	0,6	0,6	0,6	0,6
		GOR [Sm3/Sm3]	50	50	50	50
		Permeabilitet [mD]	1-100	1-100	1-100	1-100
		Reservoir - lengde [km]	3			
		Reservoir - bredde [km]	3			

HOLE		CASING/LINER		LOT / FIT	TOC/TOL		CSG. SHOE		RKB	Max PP	FG	Fluid
SIZE	TVD MD	SIZE	TYPE / RAD. MARKERS	CENTRALIZERS / Comments	[SQ]	TVD MD	TVD MD	MD		[SQ]	[SQ]	[SQ]
3 1/2"	502	30"	Interval: 400m - 510m Type: 45 TBM, X-56, PL-4 HC DS Dirt / Nom ID: 24.125" / 12.375"		502		510	510		1,03		Sea water
17 1/2"	790	20x13 5/8" x 13 3/8"	Interval: 400m - 792m Type: 88 20x13, SM125S, VAM SLU II Dirt / Nom ID: 12.254" / 12.375"		790	792	792	792		1,03		Sea water
12 1/4"	1150	9 7/8"	Interval: 400m - 1149m Type: 12 3/8", TBM, P-110, Vam21 CWD Dirt: 12.254" NB! XO to shoetrack required		1150	1149	1149	1149		1,43		WSM
8 1/2"	2332	OH	Interval: 1149m - 2332m		2332		2332	2332		1,08	1,60	WSM

Figur 7: Eksempel på letebrønn for Lokasjon 9.

5 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 de to arbeidsmøtene. 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
- Industrikontekst
 - 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 utblåsninger i Barentshavet. Dette materialet ble sendt til deltagerne før arbeidsmøtene, og ble brukt for å strukturere diskusjonene i møtene.

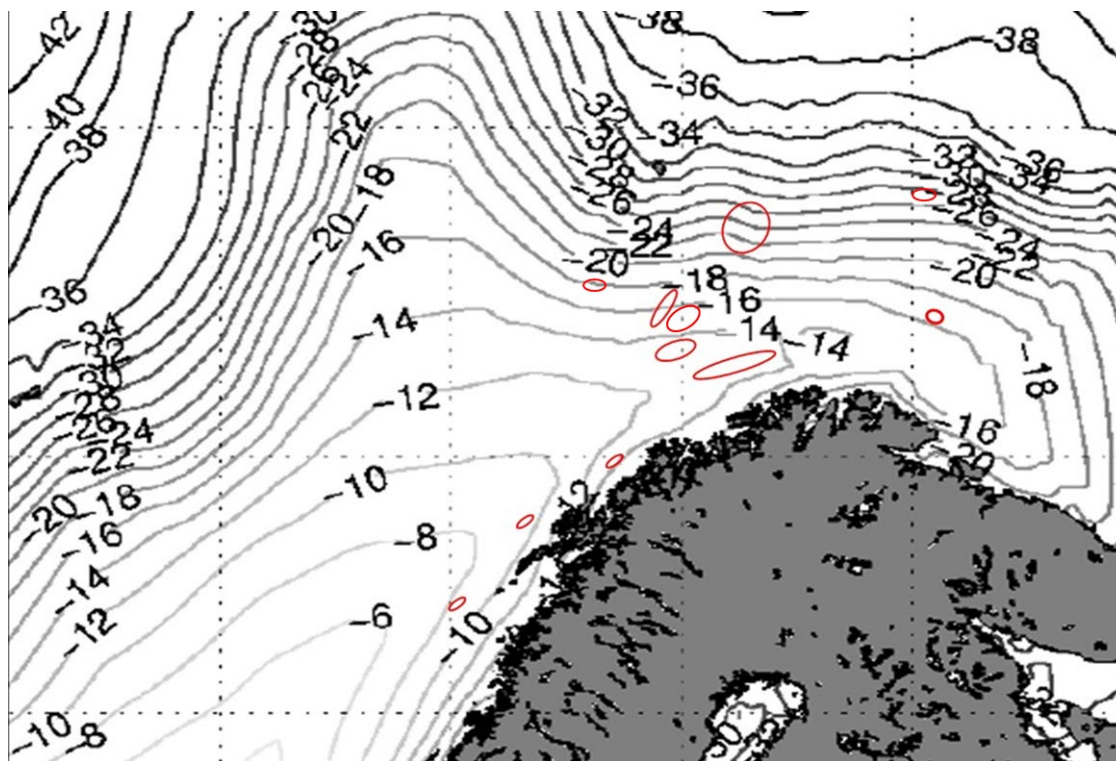
Under følger en oppsummering av bakgrunnsinformasjonen og oppdaterte vurderinger for hver upåvirkbar faktor basert på diskusjonene i arbeidsmøtene.

5.1 Områdeforhold

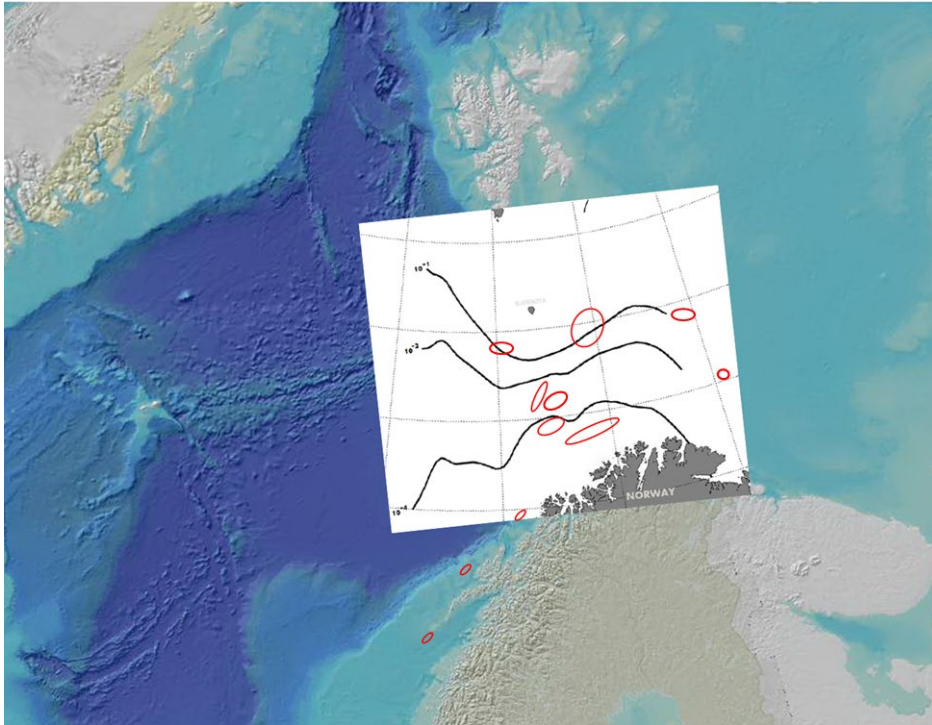
5.1.1 Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte

Tabell 13 Naturforhold (NORSOK N-003:2017, tabell A.5)

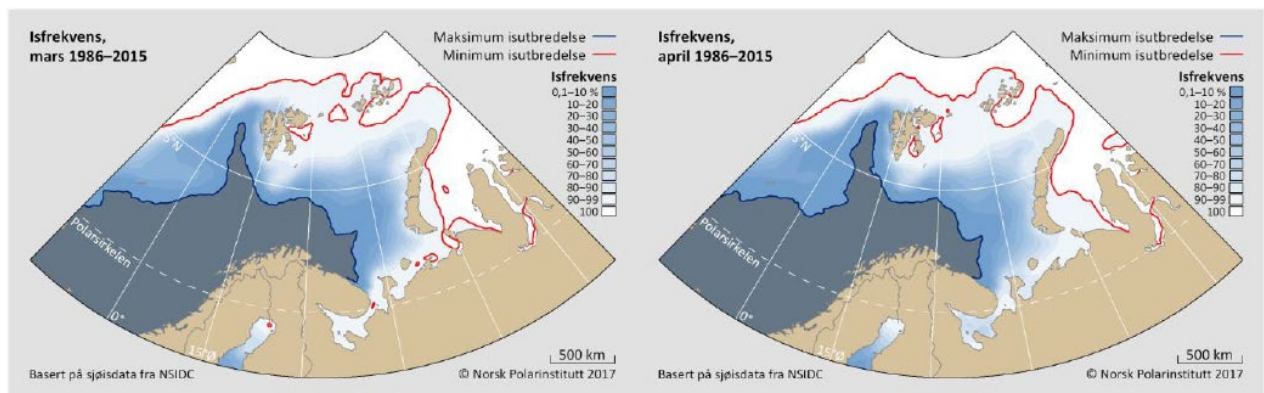
Område	A1	B1	C
Lokasjon	1, 2, 3	4, 5, 6	7, 8, 9
WCT	Wind chill temperature (T_{wc}) bør forventes å være lavere enn -30°C inntil 50 timer årlig.	Wind chill temperature (T_{wc}) bør forventes å være lavere enn -30°C inntil 200 (8,3 dager) timer årlig.	Wind chill temperature (T_{wc}) bør forventes å være lavere enn -30°C inn til 2000 timer (83 dager) årlig.
Temperatur med årlig sannsynlighet på 10^{-2}	Temperaturer ned til -20°C	Temperaturer ned til -30°C	Temperaturer ned til -40°C
Sjøis		Sjøis med årlig sannsynlighet på 10^{-4}	Sjøis vil inntreffe årlig
Kollisjon med isfjell		Kollisjon med isfjell med sannsynlighet på 10^{-4}	Kollisjon med isfjell med sannsynlighet på 10^{-2}
Moderat ising	Min. 1 dag årlig	Opptil 30 dager årlig	Opptil 50 dager årlig
Kraftig ising	1 dag hvert 10 år	5 dager årlig	25 dager årlig
Snø med årlig sannsynlighet på 10^{-2}	Snø med 0,8 kPa	Snø med 0,8 kPa	Snø med 1 kPa
Polare lavtrykk	Kan oppstå	Kan oppstå	Kan oppstå



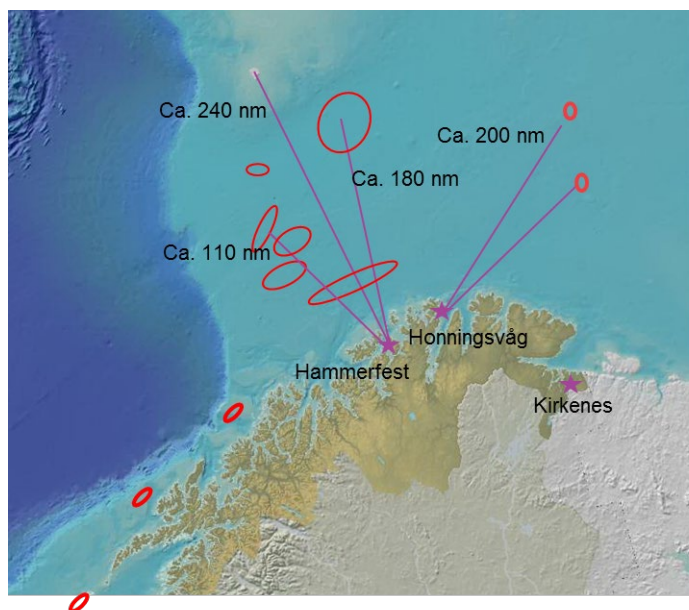
Figur 8 Minimumstemperatur midlet over 24 timer ved 2 moh. (årlig sannsynlighet 10^{-2}) (NORSOK N-003:2017, figur C.3)



Figur 9 Årlig utbredelse av havis, med årlig sannsynlighet på 10^{-1} , 10^{-2} og 10^{-4} (NORSOK N-003:2017, figur 6). Havis: all sjø is med konsentrasjon som overgår 10% er betraktet som is.



Figur 10 Isfrekvens i norsk Arktis for mars og april i perioden 1986-2015 (Norsk Polarinstitutt og Havforskningsinstituttet, 2017)

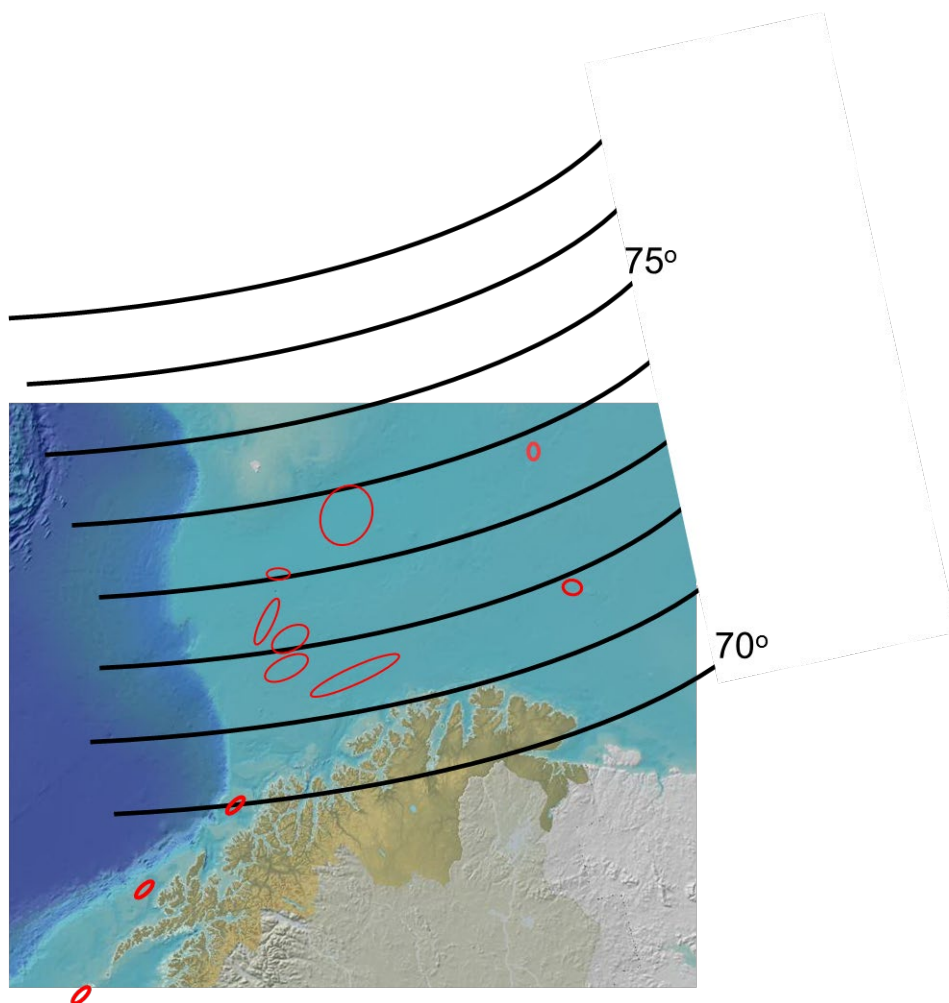


★ Sandessjøen

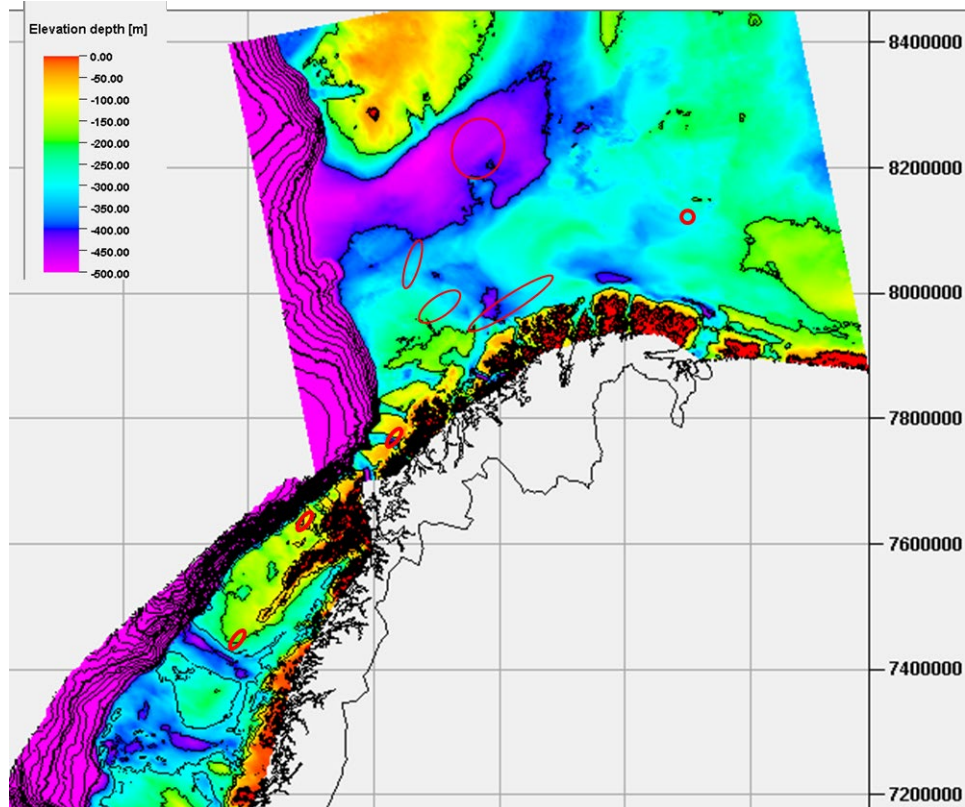
Figur 11 Avstander (DNV et al., 2012)

Tabell 14 Avstander (DNV et al., 2012)

	Avstand (nm)	Tid skip (14/16 knop)	Tid helikopter (145 knop)	Tid helikopter (125 knop)
Hammerfest - Bjørnøya	Ca. 240 nm	Ca. 17/15 timer	Ca. 1:40	Ca. 1:55
Hammerfest - Hoop	Ca. 180 nm	Ca. 13/ 11,5 timer	Ca. 1:15	Ca. 1:25
Honningsvåg - BH SØ (scenario 2)	Ca. 140 nm	Ca. 10/9 timer	Ca. 1:00	Ca. 1:10
Honningsvåg –B-02 (scenario 1)	Ca. 200 nm	Ca. 14/ 12,5 timer	Ca. 1:20	Ca. 1:35
Hammerfest – Skrugard/ Havis	Ca. 110 nm	Ca. 7,5/ 6,5 timer	Ca. 0:45	Ca. 0:55
Til sammenligning				
Stavanger - Hammerfest	Ca. 900 nm	Ca. 65/ 56 timer	-	-
Valhall - Stavanger	Ca. 135 nm	Ca. 9,5/ 8,5 timer	Ca. 0:55	Ca. 1:05
Seilingstid borerigg: 5 – 7 knop				



Figur 12 Navigasjon / kommunikasjon



Figur 13 Vanndybde (OD)

5.1.2 Naturforhold – undergrunn

Tabell 15 Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet / kompleksitet

Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet/ kompleksitet	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Spesielle forhold for Barentshavet: - Grunne reservoar, 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. - Hydratdannelse kan oppstå i skråningen utenfor Lofoten (høyt trykk), samt i de dypeste delene av Barentshavet (kaldere vann vil kunne gi hydrater også på mindre vanndyp)

Undergrunnsforhold, formasjon – borbarhet/ kompleksitet	
Hvordan påvirker dette DFU3:	- Grunne reservoarer gir: - Noe mer utfordrende brønndesign. - Utfordringer for boring av avlastningsbrønn (mer utfordrende å treffe brønnbanen) - Utfordring for deteksjon av kick (må detektere raskere) - Avstand fra reservoar til BOP er kort. - Positivt i form av at man stort sett har bedre boremargin for dette havområdet enn hva som er tilfelle for andre havområder, da området i hovedsak har hydrostatisk trykk. Vil imidlertid ha mindre boremargin for lokasjonene med grunne reservoarer (lokasjon 7, 8a og 8b). For lokasjon 7 er det også erfart brønner med stort undertrykk. - Dårlig formasjonsegenskaper kan føre til hullkollaps. - Forkastninger kan føre til oppsprekking - Karstifiserte karbonatformasjoner kan gi store tap av borevæske til formasjoner som har liten margin mellom poretrykk og oppsprekkingstrykk og høy permeabilitet. Formasjonene kan også medføre behov for ny boreteknologi som ikke tidligere er benyttet i Norge (SINTEF, 2016). - OD informerte om kunnskapsutvikling og forbedringer i senere år knyttet til modellering og tolking av seismikk. Dette kan bidra til å redusere usikkerhet om undergrunnsforhold av betydning i forebygging av brønnskrollhendelser.
Hva er usikkert:	- Gasskapper – usikkerhet for hvordan DFU3 påvirkes: - Kan føre til at oljeutblåsning innen kort tid vil gå over til gassutslipp og begrense mengde olje til sjø - Kan føre til at gassen blåser fort av og drar med olje - Karstifiserte reservoarer – usikkerhet for hvordan DFU3 påvirkes - Forståelse av fenomenet (klarer ikke å identifisere hulrommene basert på seismikken) - Setter andre krav til teknologiske løsninger - Setter andre krav til rigg for avlastningsbrønn - Reservoarer med stort undertrykk – usikkerhet for hvordan DFU3 påvirkes
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	- Fokus på planlegging og brønndesign (ny teknologi for å forhindre brønnsparke, eks. casing mud level) - Poretrykksprediksjon - Detektere brønnsparke (ny teknologi for å overvåke brønntrykk og tidlig detektere brønnsparke, eks. «early kick detection sensors»). - Fokus på operasjonell praksis, gjennom tydeligere retningslinjer. - Trene folk på brønnskroll, ha fokus på grunne reservoarer / karstifiserte reservoarer.
Kunnskapsbehov:	- Bedre forstå og bedre prediksjon av reservoarforhold / videreutvikle seismikkmetode - Bedre forstå utfordringer knyttet til grunne reservoarer - Bedre forstå utfordringer knyttet til karstifiserte karbonatformasjoner - Teknologiutvikling tilrettelagt for boring i karstifiserte reservoarer (eks. MPD, nedihulls BOP, casing isolasjonsventil) - OG21 initiativ relatert til teknologiutvikling for å forebygge og stanse DFU3

Tabell 16 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 DFU3:	Reservoar med flere soner kan gi innstrømning fra flere reservoar samtidig, dersom brønndesign ikke er tilpasset forholdene. Kan gi store utslippsmengder.
Hva er usikkert:	- For reservoarforhold: Usikkerheten i inngangsdata for hvert reservoar for seg er noe begrenset, men når man ser på et helt område vil usikkerheten være større. - Usikkerhet vs. variasjon. For noen av parameterne er det stor usikkerhet, for andre er det stor variasjon. Eksempelvis dersom det er flere reservoarsoner, kan det være variasjon i parameterne mellom sonene, men det betyr ikke at det er stor usikkerhet. - Lavt brønntrykk i kombinasjon med grunne reservoarer medfører behov for flere produksjonstemplates / mer flowlines / mer utstyr på havbunnen som igjen kan medføre flere lekkasjepunkter og kreve mer vedlikeholdsaktivitet
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	Redusere usikkerhet i datagrunnlaget (spesielt viktig for de faktorene som er av størst betydning for utblåsningsratene). Parameterne som har størst påvirkning på utblåsningsratene er trykk i reservoaret, oljetetthet og permeabilitet.
Kunnskapsbehov:	Redusere usikkerhet i datagrunnlaget (spesielt viktig for de faktorene som er av størst betydning for utblåsningsratene). Parameterne som har størst påvirkning på utblåsningsratene er trykk i reservoaret, oljetetthet og permeabilitet.

5.1.3 Naturforhold – overflate

Tabell 17 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. - Statisk elektrisitet er en utfordring en har sett andre steder på sokkelen. Usikkert om dette er en utfordring i Barentshavet.

Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)	
Hvordan påvirker dette DFU3:	• Utstyr topside som er av betydning for å få gjennomført brønn- og boreoperasjoner 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 • Værforholdene vurderes å være av større betydning for sannsynligheten for en brønnkontrollhendelse, noe mindre for begrense mengde sluppet ut / stanse, da dette ikke er like tidskritisk. Risikopåvirkende faktor – kan være mer krevende å håndtere en brønnkontrollhendelse • Statisk elektrisitet kan stanse helikoptertrafikk og kan påvirke beredskap / evne til å raskt få transport ut utstyr ifm. en brønnkontrollsituasjon.
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. • Usikkert om statisk elektrisitet er en utfordring for Barentshavet.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• Valg av innretning (BOP topside eller subsea). Skjerming av BOP. Vinterisering. • Valg av fartøy / innretning for brønnvedlikehold (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: påkledning og innbygging (innbygging påvirker eksplosjonsfare ved lekkasje).
Kunnskapsbehov:	• Det ble påpekt at det ikke eksisterer noen arktisspesifikk standard for boreutstyr. Det samme utstyret brukes overalt. Innsatsen er rettet mot å bygge inn boreområder for å ta hensyn til temperatur. Det pågår ingen utvikling av industristandarder for boring i Arktis. Behovet for slik standardisering og betydning for forebygging og stansing av en utblåsning er usikkert. • Kunnskap om hvordan BOP-system blir påvirket av lave temperaturer og ising. • Kunnskap knyttet til statisk elektrisitet i Barentshavet

Tabell 18 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 DFU3:	• Is kan pakke seg rundt utstyr ved utføring av boreoperasjoner og brønnvedlikehold, eksempelvis slip-joint og kompensatorutstyr. • Ising som oppstår fort kan gi utfordringer for brønnkontrollfunksjonen, spesielt dersom man er i en fase der man forsøker å gjenvinne eller reetablere barrierer, eller i forbindelse med testing.
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 utblåsningsrisiko:	• 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 – Innbygging av utstyr – Varmekabler – Materialvalg som hindrer is å feste seg • Ballastkontroll for borerigger
Kunnskapsbehov:	• Økt forståelse for hvor raskt ising kan inntreffe og hvor kritisk det eventuelt kan bli.

Tabell 19 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 DFU3:	• 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. • Isklumper (knult) kan skade stigerør / kontrollkabel. • Boring av produksjonsbrønner vil antakeligvis medføre helårsboring. Ved helårsproduksjon vil dette også være relevant dersom ikke havbunnsløsning.
Hva er usikkert:	• Usikkerhet knyttet til isutbredelse. • 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. • Usikkerhet knyttet til om det kan oppstå skader og hvilke skader som eventuelt kan oppstå dersom en isklump treffer stigerør/ kontrollkabel, vil det eksempelvis gi problemer knyttet til å stenge BOP. • Store årlige variasjoner.

Havis og isfjell	
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• Plassere peilere på isfjell, for å overvåke hvor de befinner seg (vil ha god tid). • Bruke slepebåter og taue bort isfjell på kollisjonskurs. • Flyttbar innretning: koble fra og flytte til isfjell er passert. • Sette krav til at behov for frakobling skal vurderes. • Bruke undervannsinnretninger 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. • Ice management - viktig å sørge for at et bredt område holdes åpent oppstrøm en rigg, slik at drivende is ikke får pakke seg opp mot riggen. • Innebygd moonpool. • Sørge for gode prognoser for å skape sikre tidsvinduer for operasjoner, met.no kan levere daglige prognoser for havis.
Kunnskapsbehov:	• Fortsette utviklingsarbeid for å sikre rask frakobling fra stigerør (herunder APL bøye) • Vurdere krav til at behov for frakobling skal vurderes

Tabell 20 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. Bølgehøyden kan bli stor (>5m) på få timer, med krappe brytende bølger (Meteorologisk institutt, 2012). Orimolade et al (2016) indikerer at standardmodeller for å fastsette bølgehøyde kan være noe underestimert. • 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 DFU3:	• Kan påvirke kritiske faser av operasjon (brønnstest, boring i reservoar, kjøring av foringsrør) der man ikke med enkelhet kan koble fra. • Utfordring dersom man har en brønnkontrollhendelse og ikke kan koble fra (forsøker å gjenvinne eller reetablere barrierer). • 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 finskalaprognoser 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)

Polare lavtrykk	
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	- 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 21 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 DFU3:	- 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 DFU3 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. - Fremtidige naturforhold kan predikeres for ulike klimascenario 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)
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	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:	

5.1.4 Naturforhold – under vann

Tabell 22 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.

Vanndybde	
Hvordan påvirker dette DFU3:	- Kan være av betydning for enda dypere vann, da man vil ha enda mer komplekse boreoperasjoner (riser margin), samt at det er større muligheter for hydratdannelse på dypt vann som kan påvirke boreoperasjon. - Faktoren er vurdert i ekspertgruppen, men ikke funnet relevant for DFU3 for de lokasjonene som er vurdert.
Hva er usikkert:	
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

Tabell 23 Bunnforhold / innsynking av havbunnen

Bunnforhold / innsynking av havbunnen	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Størst utfordringer knyttet til innsynking 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 innsynking av havbunnen i området.
Hvordan påvirker dette DFU3:	Veldig myk havbunn kan medføre utmatting av brønnhodet dersom det ikke tas høyde for å øke stabiliteten
Hva er usikkert:	- Utbredelse av myk havbunn - Forståelse av fenomenet relatert til myk havbunn
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	
Kunnskapsbehov:	Utbredelse av myk havbunn og om dette er en problemstilling som er erfart / håndtert andre steder på norsk sokkel

Tabell 24 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 ras utsatt.
Hvordan påvirker dette DFU3:	
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 utblåsningsrisiko:	Utrede kontinentalskråningen utenfor Lofoten.

Rasfare og jordskjelv**Kunnskapsbehov:**

- Utrede kontinentalskråningen utenfor Lofoten for rasfare og jordskjelv.

5.1.5 Naturforhold – avstand / infrastruktur

Tabell 25 Infrastruktur og avstander

Infrastruktur og avstander	
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Snøhvit- og Goliat-feltene er bygget ut, Johan Castberg planlegges utbygd. • Stor 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, hhv. Polarbase og Asko. Disse har fullverdige mikseanlegg for borevæske. Dette er en endring siden sist forvaltningsplan. Noe utstyr (for stansing av utblåsning, eventuelt spesiell type borevæske) kan være lokalisert i Stavanger. • Forventer økning i petroleumsaktivitet i området. • Fremtidens fartøy går fortere, og da reduseres transittiden.
Hvordan påvirker dette DFU3:	• Utfordringer knyttet til brønnskontroll samt å begrense mengde sluppet ut og stanse en eventuell utblåsning: lang tid for å få tilgang på ressurser (riktig type og nok borevæske, sement, borerigg for avlastningsbrønn, utstyr for capping, annet brønnutstyr og reservedeler). Lokasjon 6a og 6b har størst potensiale, men disse ligger ikke lengre fra land enn andre steder på sokkelen.
Hva er usikkert:	• Usikkerhet i fremtidig aktivitetsnivå, både på norsk og russisk side.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• 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. • Parallelle boreoperasjoner for å sikre borerigg i nærheten. • Flere baser, evt. bedre utstyrte baser.
Kunnskapsbehov:	•

Tabell 26 Magnetfelt

Magnetfelt	
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Kritisk vinkel til magnetfelt og magnetiske bølger fra solstormer kan gi feilkilder ved retningsmåling. Kan resultere i kollisjon med nabobrønner. • Kan gi utfordringer ved å gjenfinne brønnbanen ved boring av avlastningsbrønn. • Har ikke vært opplevd som en utfordring ved aktivitet i Barentshavet.
Hvordan påvirker dette DFU3:	• Magnetfelt er av ekspertgruppen vurdert å ikke gi utfordringer knyttet til posisjoneringssikkerhet for dynamisk posisjonert innretning (bruker ikke magnetisk kompass til navigering av rigg). • Påvirker i liten grad sannsynligheten for en brønnehendelse der det er brønner i området, men er viktigere i forbindelse med håndteringen (begrense / stanse) av hendelsen, for eksempel ved boring av avlastningsbrønn. • Kan være en utfordring i områder der det bores mange horisontale brønner

Magnetfelt	
Hva er usikkert:	• Stor usikkerhet om hvor viktig denne faktoren er for DFU3. • Usikkerhet om dagens utstyr for retningsmåling i brønner vil være godt nok i Barentshavet.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• Håndterbart – kan ta høyde for usikkerheten i planleggingen ved å legge inn større usikkerhetsellipser • Teknologisk utvikling • Trenger flest mulig referansesystemer • Trenger flere referansepunkt på havbunnen.
Kunnskapsbehov:	•

Tabell 27 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) • 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 DFU3:	• Er ikke vurdert til å være av betydning for om en brønnkontrollendelse kan inntreffe. Dette forutsetter at en har de funksjonene en trenger på riggen. Selve håndtering av en brønnkontrollhendelsen skjer fra riggen, 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 har standbyfartøy radio.
Hva er usikkert:	• Digitaliseringsambisjoner og avhengighet av satellittdekning
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• To HEO satellitter vil kunne gi tilfredsstillende dekning i nordområdene (Telenor Satellite Broadcasting, 2014). • Varsling av solstormer. • Ved leteboring: må ta høyde for at man kan miste kommunikasjonen med land, ta høyde for dette i modell for organisering land-offshore. • Ved permanent installasjon: fiberkabel til land for å sikre kommunikasjon.
Kunnskapsbehov:	•

5.1.6 Enkeltvis og samlet vurdering av områdeforhold

En rekke områdeforhold er diskutert, slik som lave temperaturer, ising, polare lavtrykk, havis, isfjell, tåke, sesongforskjeller, klimaendringer. I tillegg til å gjøre en enkeltvis vurdering, ble det også gjort en samlet vurdering av de områdespesifikke (upåvirkbare) faktorene.

Tabell 28 Enkeltvis og samlet vurdering av områdespesifikke forhold

Områdespesifikke risikopåvirkende forhold	Betydning for lokasjon	Enkeltvis vurdering	Samlet vurdering	Usikkerhet / kunnskapsbehov
Undergrunnsforhold, 6b, 7, 9 (2) formasjon – Borbarhet / kompleksitet		Av betydning for område 7, 8a og 8b med grunne reservoarer. Dette gir noe mer utfordrende brønndesign. Stedvis dårlige formasjonsegenskaper og forkastninger – spesielt for område 7. Dårlig formasjonsegenskaper kan føre til hullkollaps, mens forkastninger kan føre til oppsprekking. Også av betydning for område 6b pga. karstifiserte karbonatformasjoner som kan gi store tap av borevæske til formasjoner . For de andre områdene mer "normalt". Lokasjon 2 har også grunne reservoarsoner, men er ikke analysert i samme detalj.	Magnetfelt i kombinasjon med grunne reservoarer kan gi utfordringer knyttet til å gjenfinne brønnbanen ved boring av avlastningsbrønn. Dette problemet øker jo lenger nord man kommer.	Bedre forstå og bedre prediksjon av reservoarforhold / videreutvikle seismikkmetode Bedre forstå utfordringer knyttet til grunne reservoarer Bedre forstå utfordringer knyttet til karstifiserte karbonatformasjoner Teknologiutvikling tilrettelagt for boring i karstifiserte reservoarer (eks. MPD, nedihulls BOP, casing isolasjonsventil) OG21 initiativ relatert til teknologiutvikling for DFU3
Undergrunns- / reservoarforhold – produktivitet / mengde	1,3,4,5,6a,6b	Reservoarer med potensiale til å gi stor rate. Kan gi utfordring knyttet til å bore avlastningsbrønn for reservoarer som kan gi store mengder. Noen brønner kan ha flere åpne reservoar samtidig.		Redusere usikkerhet i datagrunnlaget (spesielt viktig for de faktorene som er av størst betydning for utblåsningsratene). Parameterne som har størst påvirkning på utblåsningsratene er trykk i reservoaret, oljetetthet og permeabilitet.

Områdespesifikke risikopåvirkende forhold	Betydning for lokasjon	Enkeltvis vurdering	Samlet vurdering	Usikkerhet / kunnskapsbehov
Værforhold (vind, tåke, bølger, temperatur)	4,5,6a,6b,7,8a,8b,9	Det er store forskjeller i værforhold, sommer vs. vinter. Om sommeren er det ofte tåke. Om vinteren kan det være redusert sikt på grunn av tette snøbyger. De nordligste lokasjonene har lavere temperatur enn de andre lokasjonene. Dette kan påvirke både utstyrets evne til å virke og menneskets yteevne. Vurderes å ha noe mindre betydning for å begrense mengde sluppet ut/stanse, enn for å forhindre, da dette ikke er like tidskritisk, og man har tid til å vente.	Lokasjon 7 og 8b er de nordligste, og har hyppigere lengre perioder med lave temperaturer, og er derfor også mest utsatt for ising.	Godt validerte modeller for vær og vind. Vurdere behov for oppdatering av standarder for boreaktiviteter i arktiske strøk og for vinterisering Nærmere analyse av hvordan BOP-system blir påvirket av lave temperaturer og ising
Ising	7, 8b	Ising øker jo lenger nord man kommer, derfor er lokasjon 7 og 8b mest utsatt. Ising kan pakke seg rundt utstyr og gi utfordringer i operasjonen. Noe mindre betydning for å stanse, inklusiv begrense mengde sluppet ut enn for forhindre fordi dette ikke er like tidskritisk og man har tid til å vente. Usikkert hvor raskt ising kan inntreffe.	Lokasjon 7 og 8b er de nordligste, og har hyppigere lengre perioder med lave temperaturer, og er derfor mest utsatt for ising. Også litt for 6a, 6b, 8a og 9.	Økt forståelse for hvor raskt ising kan inntreffe og hvor kritisk det eventuelt kan bli.
Havis og isfjell	7, 8b	Lokasjon 7 og 8b er de nordligste, og er mest utsatt. Også litt for 6a, 6b, 8a og 9. Man kan imidlertid ikke se bort fra at isfjell kan forekomme i hele Barentshavet. Isfjell kan skade både strukturer på havoverflaten, subsea og på havbunnen. Bunnskrapende isfjell kan skade utstyr på havbunnen (lite sannsynlig). Små isfjell kan skade brønnkontrollutstyr og stigerør/kontrollkabel.	Kalving er størst i juni-september, en periode med generelt sett varmere værforhold og dermed mindre ising enn om vinteren. Forekomst av isfjell i de sørligste områdene er likevel størst i perioden januar-juni, en periode hvor det er lavere temperaturer og mer ising.	Fortsette utviklingsarbeid for å sikre rask frakobling fra stigerør (herunder APL bøye) Vurdere krav til at behov for frakobling skal vurderes Videreutvikle system for deteksjon av havis og isfjell (spesielt mindre bergy bits and growlers)

Petroleumstilsynet

Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Områdespesifikke risikopåvirkende forhold	Betydning for lokasjon	Enkeltvis vurdering	Samlet vurdering	Usikkerhet / kunnskapsbehov
Polare lavtrykk	Alle	Polare lavtrykk kan forekomme på alle lokasjoner, og kan spesielt være en utfordring dersom man jobber med å reetablere barrierer, og ikke kan koble fra.	Det er usikkerhet om polare lavtrykk vil inntreffe i kombinasjon med veldig lave temperaturer da dette vil kreve langvarig høytrykk.	Videreutvikle varsling av polare lavtrykk (avhengighet av satellitter)
Klimaendringer	Alle	Faktoren er vurdert i ekspertgruppen, men ikke funnet relevant for DFU3 innenfor denne forvaltningsplanperioden		Stor usikkerhet knyttet til fremtidige klimaendringer og mulige nye typer ekstremhendelser
Infrastruktur og avstander	Alle	Gjelder for alle lokasjoner (eks. forsyning av borevæske), men er spesielt for 7, 8a, 8b og 9 da disse har lang avstand til land. Det er nå to baser, men de lokale basene er per i dag ikke like godt utstyrt som baser lenger sør. Kan utgjøre en stor utfordring når man er avhengig av tidskritiske leveranser av for eksempel en spesiell type mud, eller spesialutstyr for å klare reetablere barrieren eller begrense mengde sluppet ut/stanse en utblåsning.	Lokasjon 6a og 6b har reservoarer med potensiale til å gi størst rate, men disse ligger ikke lengre fra land enn andre steder på sokkelen.	Usikkerhet i fremtidig aktivitetsnivå, både på norsk og russisk side.
Magnetfelt	7	Magnetfelt kan gi feilkilder ved retningsboring, og kan være en utfordring i områder der det bores mange horisontale brønner. Også for de andre områdene, men spesielt for område 7, i kombinasjon med grunne reservoar.	Magnetfelt i kombinasjon med grunne reservoarer kan gi utfordringer knyttet til å gjenfinne brønnbanen ved boring av avlastningsbrønn. Dette problemet øker jo lenger nord man kommer. Den nordlige lokasjonen 7 er også påvirket av andre forhold som lave temperaturer, ising og havis / isfjell.	Stor usikkerhet om hvor viktig denne faktoren er for DFU3. Usikkerhet om dagens utstyr for retningsmåling i brønner vil være godt nok i Barentshavet.
Navigasjon / kommunikasjon	Alle	Satellittdekning er dårligere jo lenger nord en kommer. Er ikke vurdert til å være av betydning for om en brønnkontrollendelse kan inntreffe. Dette forutsetter at en har de funksjonene en trenger på innretningen.		Digitaliseringsambisjoner og avhengighet av satellittdekning

Petroleumstilsynet

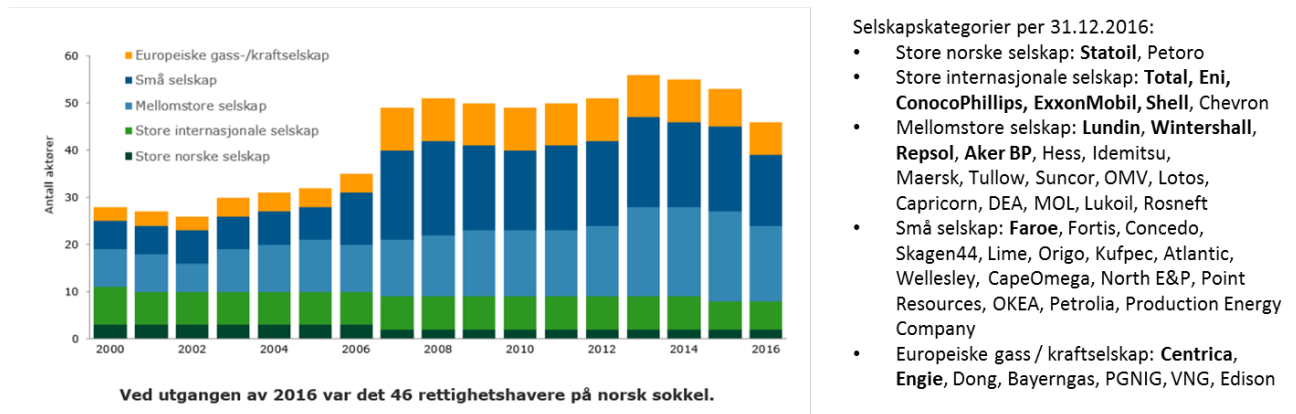
Vurdering av risiko for DFU3 i Barentshavet, Vedlegg til referat etter to arbeidsmøter

Områdespesifikke risikopåvirkende forhold	Betydning for lokasjon	Enkeltvis vurdering	Samlet vurdering	Usikkerhet / kunnskapsbehov
Vanndybde	-	-	-	-
Bunnforhold / innsynkning av havbunnen	6b	Veldig myk havbunn kan medføre utmatting av brønnhodet dersom det ikke tas høyde for å øke stabiliteten. Gjelder spesielt område 6b.	Lokasjon 6b har både spesielle undergrunnsforhold med karstifiserte karbonatformasjoner og bunnforhold med stedvis veldig myk havbunn.	Utbredelse av myk havbunn og om dette er en problemstilling som er erfart / håndtert andre steder på norsk sokkel
Rasfare og jordskjelv	1,2,3	Det foreligger ikke noe spesifikk informasjon om rasfare og jordskjelv i Barentshavet, det er lite målinger. Noe mer aktivitet opp mot Svalbard. For Lofoten er det i overgangen mellom kontinentalskråningen og dyphavssletten utenfor kontinentalskråningen funnet spor etter store utrasinger.	-	Utrede kontinentalskråningen utenfor Lofoten for rasfare og jordskjelv.

5.2 Industrikontekst

5.2.1 Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte

Det er i dag et bredt mangfold av aktører på norsk sokkel. Det har særlig vært fremvekst av mindre og mellomstore selskaper på norsk sokkel. Selv om aktørbildet er blitt mer mangfoldig etter år 2000, er Statoil fortsatt den klart største aktøren på norsk sokkel. (Arbeids- og sosialdepartementet, 2017)



Figur 14 Aktører på norsk sokkel per 31.12.2016 (Oljedirektoratet, 2017b)

Ved utgangen av 2017 var det 57 utvinningstillatelser i Barentshavet (mot 43 ved utgangen av 2009). Barentshavet sørøst ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 2013, dette området omfatter 44 000 km². I denne delen av Barentshavet ble det tildelt 3 utvinningstillatelser i 23. konsesjonsrunde. I den nordligste tillatelsen (PL 859) ble det i 2017 boret en undersøkelsesbrønn 7435/12-1 (Korpfjell). (Oljedirektoratet og Kystverket, 2018)

Per 31.12.2017 var det 29 rettighetshavere i Barentshavet, hvorav 11 var også operatører. Statoil og Engie er operatører på felt i drift. (Oljedirektoratet, 2018). Fra aktivitetsrapporten (Oljedirektoratet og Kystverket, 2018):

- Det er kun to felt i drift i Barentshavet; Snøhvit (havbunnsinnretning) og Goliat (FPSO)
- Det er færre enn 10 funn lokalisert i Barentshavet (Oljedirektoratet og Kystverket, 2018)
 - De fleste av funnene er små og vil kunne bygges ut som satellittfelt og tilknyttes eksisterende felt, noe som sørger for effektiv bruk av infrastrukturen (eks. Snøhvit Beta og Snøhvit Nord).
 - Selvstendige utbyggingsløsninger vurderes for de største funnene slik som Wisting og Alta/Gohta (uavklart mht. utbyggingsløsning)
 - Flere mindre funn kan gjennom samordnet utbyggingsløsning etablere ny infrastruktur, slik som det er planlagt på Johan Castberg feltet
 - Johan Castberg (FPSO med tilhørende undervannsanlegg med brønner, samt lastning av olje på feltet med transportskip som frakter oljen til markedet) blir den nordligste utbyggingen på norsk sokkel og den første infrastruktur i denne petroleumsprovinsen
- Det er lite infrastruktur med tanke på rørledninger, strøm, beredskap, transport sammenlignet med andre deler av norsk sokkel, men det har vært en positiv utvikling i form av ny base og fremtidig utbygging av nye felt (eks. mulig ny fiberkabel til Johan Castberg)

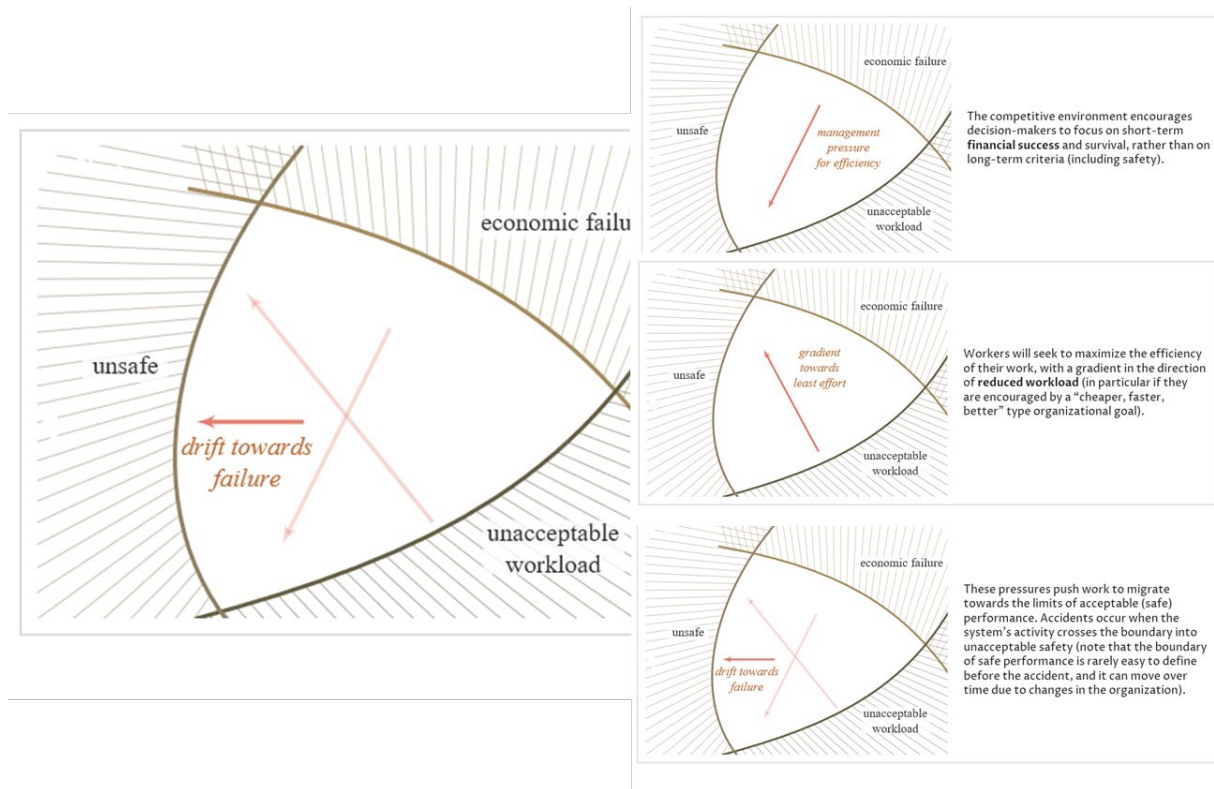
En sentral forutsetning for tildeling av utvinningstillatelser er at selskapene er kompetente, samt at de demonstrerer evne til å bidra aktivt til en kostnadseffektiv utnyttelse av de ressurser som finner på norsk sokkel. Videre er det sentralt at selskapene viser vilje til å følge opp den norske målsetningen om at norsk sokkel skal være verdensledende på HMS. Det legges også vekt på erfaring fra norsk kontinentalsokkel

eller tilsvarende relevant erfaring fra andre områder, samt at de har tilfredsstillende finansiell kapasitet til å oppfylle de forpliktelser som fremgår av den enkelte utvinningstillatelse. (Arbeids- og sosialdepartementet, 2017).

I tillegg er det satt spesifikke krav til operatør og rettighetshavere for utvinningstillatelser i Barentshavet, på store havdyp og der det kan forventes å medføre boring av brønner med høyt trykk og/eller høy temperatur (HPHT) (Oljedirektoratet, 2017a). Kravene er imidlertid kun rettet mot erfaring relatert til boreaktiviteter, og det stilles ikke lignende krav når et interessentskap i en utvinningstillatelse går fra lete- og avgrensingsboring til utbygging og drift.

Petroleumsindustrien er en syklisk bransje. Etter en lang oppgangsperiode har aktivitetsnivået avtatt siden 2014. Operatørene og leverandørene har sammen jobbet med å effektivisere driften og redusere kostnader. Selv om det har vært en betydelig aktivitetsnedgang de siste årene, er aktivitetsnivået fortsatt høyt historisk sett. (Arbeids- og sosialdepartementet, 2017).

Rasmussen (1997, i Risk Engineering, 2017) har beskrevet «drift to danger» modellen der *“systemic migration of organizational behavior toward accident under the influence of pressure toward cost-effectiveness in an aggressive, competing environment”*.



Figur 15 Illustrasjon av Jens Rasmussens «drift to danger» modell (Rasmussen, 1997 i Risk Engineering, 2017)

Marsh-rapporten «The 100 largest losses 1974-2015» (2016) beskriver de ulykkeshendelsene som har gitt de største økonomiske tapene i perioden. I figuren under sammenstilles historisk presedens av storulykker med utvikling i oljepris. Rapporten konkluderer med at det kan være en sammenheng mellom oljepris og ulykker selv om det ikke nødvendigvis er en direkte link mellom dem.

FIGURE 1 CRUDE OIL PRICE VERSUS UPSTREAM LOSSES BY YEAR – 1974-2015

Source: Marsh Research

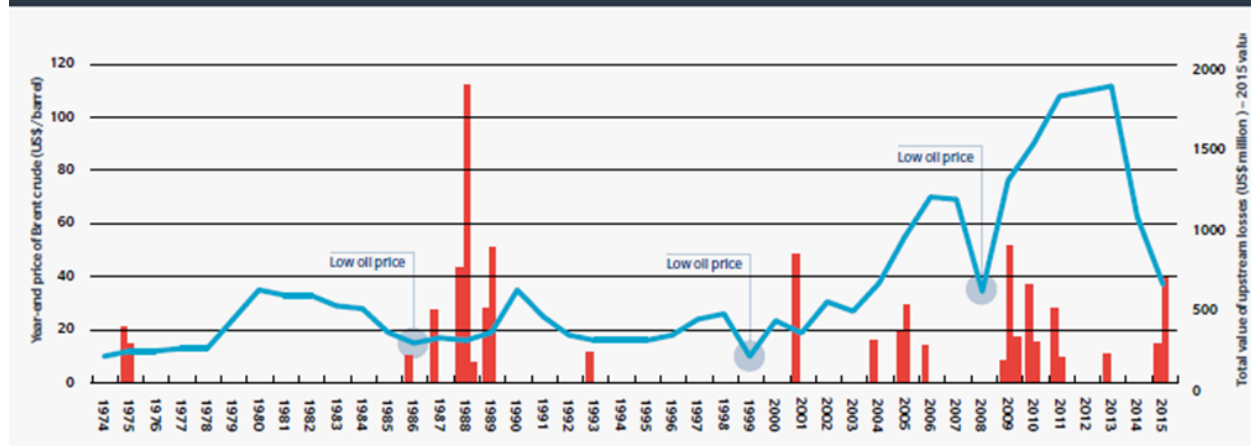
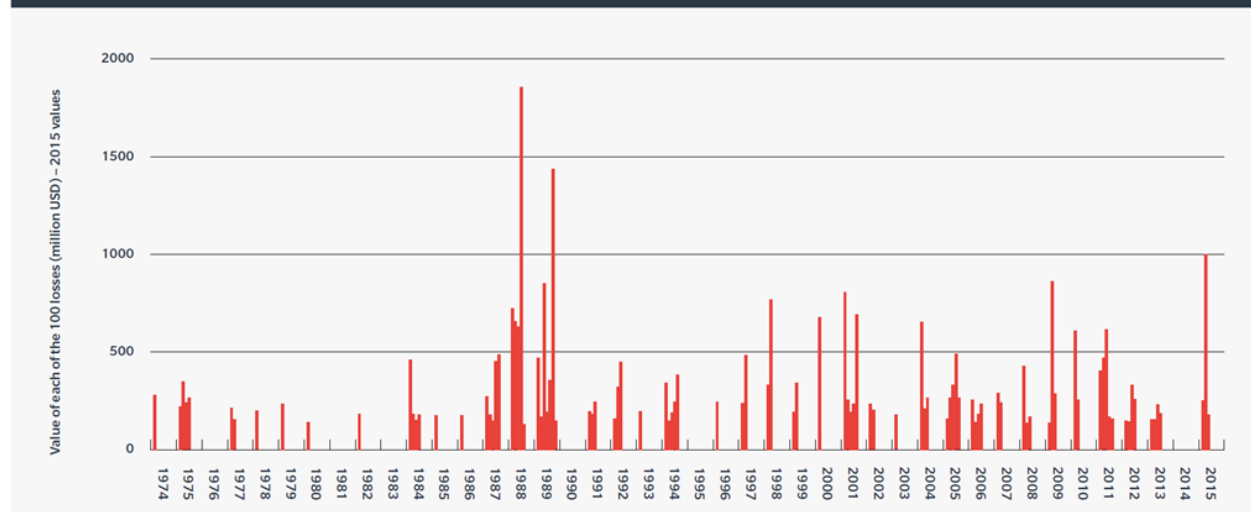


FIGURE 4 DISTRIBUTION OF THE 100 LARGEST LOSSES BY YEAR

Source: Marsh Research



Figur 16 Storulykker vs. oljepris (Marsh, 2016)

5.2.2 Industrikontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturerendringer, politiske forhold)

Tabell 29 Industrikontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturerendringer, politiske forhold)

Industrikontekst (aktivitetsnivå, aktørbilde, rammebetingelser, konjunkturerendringer, politiske forhold)

Hva er generelt:

- 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.
- 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.

Industri kontekst (aktivitetsnivå, aktør bilde, rammebetingelser, konjunkturerendringer, politiske forhold)	
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) - Barentshavet er det vedtak om boretidsbegrensninger. Det varierer hvordan disse er utformet for ulike lisenser. Dette er en rammebetingelse som styres av miljøhensyn. - Det er større myndighetsfokus på hvordan operatører designer brønner ift. at det skal være gjennomførbart å håndtere en eventuell utblåsning (under normale forhold er det ikke tillatt å designe en brønn som krever mer enn en avlastningsbrønn, og ved behov for to avlastningsbrønner så skal det dokumenteres at det er gjennomførbart under de stedlige forhold) - Det eksisterer ingen arktis-spesifikk standard for boring.
Hvordan påvirker dette DFU3:	- 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 letefasen. (Arbeids- og sosialdepartementet, 2017) - Selskapenes tilpasninger til industri konteksten fører til at kostnadsreduksjoner driver utviklingen av teknologi, standarder, arbeidsprosesser: - I pågående oppdatering av D-010 er for eksempel oppmerksomheten tydelig rettet mot det å gjøre ting enklere, billigere og raskere. Det er ikke forbedring av sikkerhet som ligger til grunn. En sikker løsning er imidlertid en forutsetning for en teknisk standard, men det er en tendens til at det kuttes i viktige sikkerhetsmarginer. Dette kan påvirke sannsynlighet for DFU3. - Det er en tendens i seinere tid til at brønndesign i samtykkesøknader er mer utfordrende (enklere brønndesign, kutt i antall foringsrør, dimensjon på foringsrør). Mindre robuste brønndesign kan påvirke både sannsynlighet for og konsekvens av DFU3. - Boretidsbegrensninger i Barentshavet kan bidra til at operasjoner som ikke kan avsluttes vil foregå i vintersesongen da mørketid og klimatiske forhold kan gi sikkerhetsmessige utfordringer.
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 utblåsning. - Betydningen av vedtak om boretidsbegrensninger for sikkerhet og ulykkesforebygging er usikker.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	
Kunnskapsbehov:	

6 Klarlegging av usikkerhet om påvirkbare faktorer

I det følgende presenteres vurderinger av forhold en kan gjøre noe med (påvirkbare faktorer) basert på diskusjoner i de to arbeidsmøtene. 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 arbeidsmøte 1 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 arbeidsmøtene som grunnlag for vurderingene. I det følgende er både denne bakgrunnsinformasjonen oppsummert i tillegg til at vurderinger for hver påvirkbar faktor basert på diskusjoner i arbeidsmøtene, er presentert.

6.1 Bakgrunn – forberedelse til arbeidsmøte

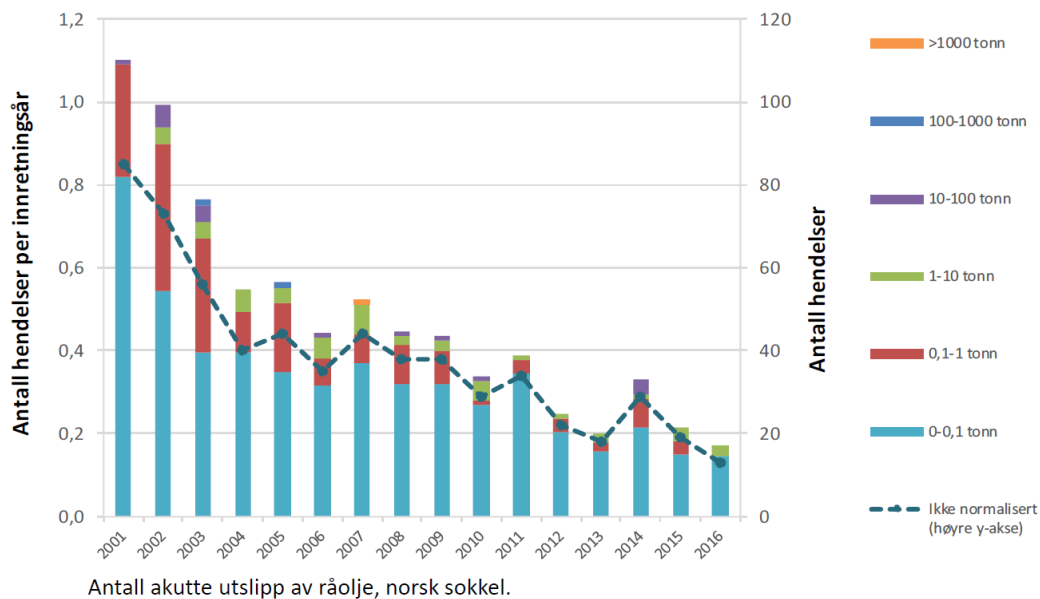
I henhold til RNNP-AU er mengden hendelsesdata for Barentshavet begrenset. Datatilfanget egner seg derfor ikke til analyse av utvikling over tid eller sammenligning med andre havområder. I årene 2013 til 2016 har aktivitetsnivået i havområdet vært høyt. Samtidig har det inntruffet flere hendelser enn tidligere i perioden 2001-2016. Dataene gir imidlertid ikke grunn til å slutte at selskapenes sikkerhetsprestasjoner er bedre eller dårligere i Barentshavet enn ellers på sokkelen (Ptil, 2017).

Petroleumsvirksomhet i Barentshavet vil i praksis engasjere de samme aktørene og med de samme erfaringer, kunnskap og teknologi som i øvrige områder på norsk sokkel. Informasjonen i RNNP om sikkerhetsprestasjoner på norsk sokkel kan derfor si noe om hvordan næringen vil kunne operere i Barentshavet, og være nyttig for å drøfte sikkerhetsforhold også i nordområdene. Vurderingene under er gjort på sokkelnivå, men de gjelder også for petroleumsvirksomhet i Barentshavet.

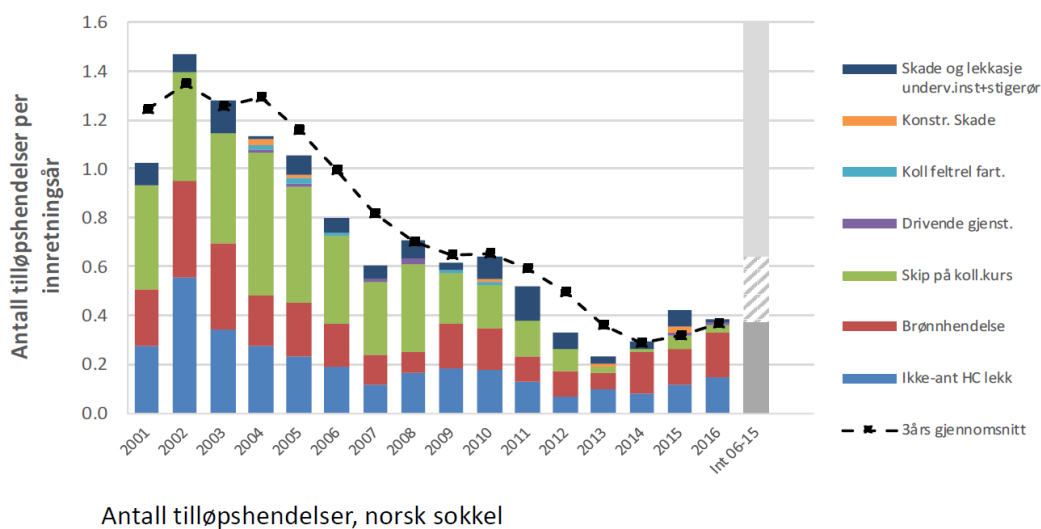
RNNP-AU 2017 konkluderer at det generelt er grunn til å rette oppmerksomhet mot barrierer som skal forhindre akutt forurensning i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Spesielt er akutte utslipp fra havbunnsinnretninger et sikkerhetsspørsmål som fortjener mer oppmerksomhet. Det er viktig at næringen tydeliggjør hvordan den jobber med kontinuerlig forbedring i denne sammenheng.

Totalbildet fra ulike RNNP-rapporter kombinert med erfaringer fra tilsyn var bakgrunnen når Ptil i 2017 rettet oppmerksomhet mot særlig tre områder: Brønnkontrollhendelser, havbunnsinnretninger og kjemikalieutslipp (*Fagdirektør Finn Carlsen i Ptil, 05.10.2017, <http://www.ptil.no/akutte-utslipp/category1261.html>*).

Figur 17 og Figur 18 er hentet fra RNNP-AU og viser antall akutte utslipp av råolje, samt antall tilløpshendelser, på norsk sokkel (Ptil, 2017). Antall hendelser med akutte utslipp av råolje har gått ned i perioden 2001-2016. Det samme gjelder tilløp til alvorligere hendelser som kunne gitt akutt forurensning. Det er imidlertid ingen forbedring når det gjelder hendelsenes alvorlighetsgrad. Det er derfor grunn til å vurdere barrierenes relevans og effektivitet for forebygging av mer alvorlige hendelser.

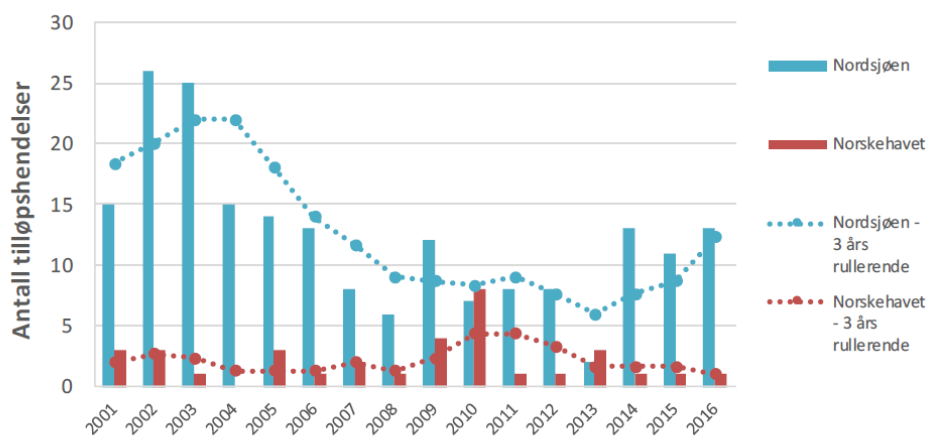


Figur 17 Antall akutte utslipp av råolje, norsk sokkel (Ptil, 2017)



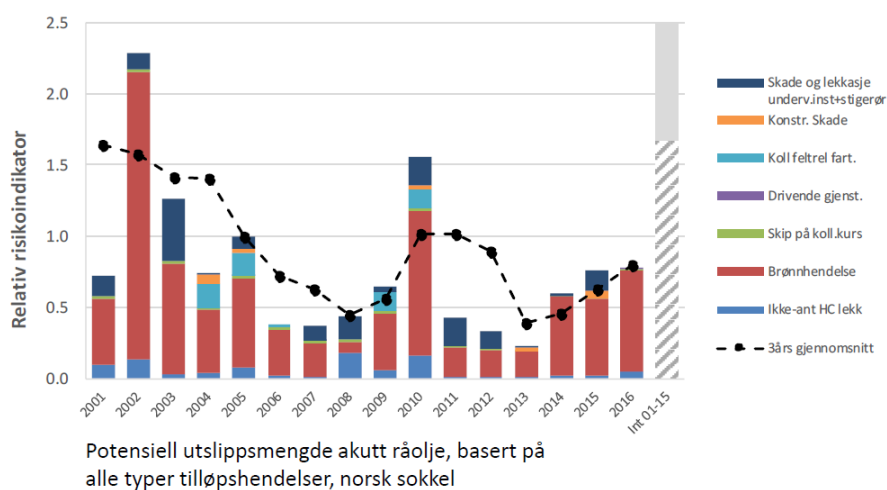
Figur 18 Antall tilløpshendelser, norsk sokkel (Ptil, 2017)

Figur 19, Figur 20 og Figur 21 er også hentet fra RNNP-AU og gir informasjon om brønnkontrollhendelser (Ptil, 2017). Rapporten konkluderer med at det ikke er noen tydelig forbedring når det gjelder forebygging av brønnkontrollhendelser med forurensningspotensial på norsk sokkel. Brønnkontrollhendelser skiller seg ut mer når det gjelder forurensningspotensial enn potensial for personskade.



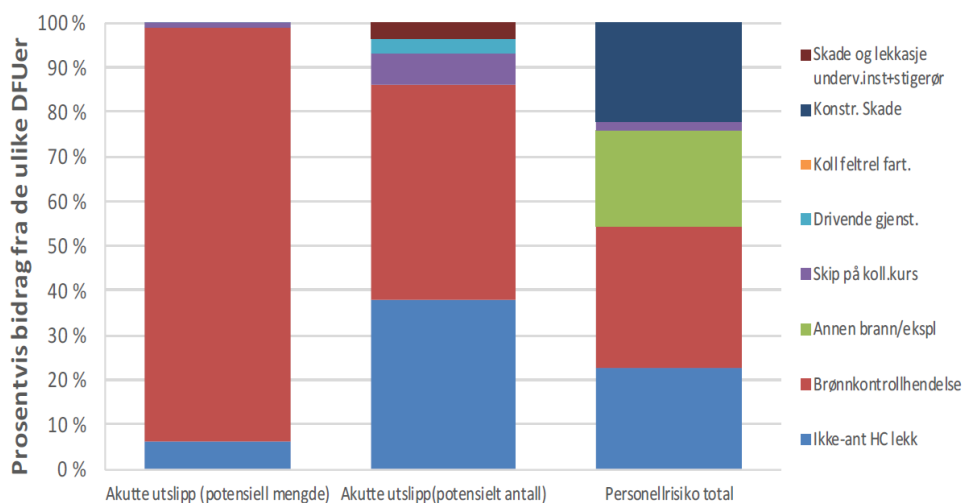
Antall brønnkontrollhendelser som inngår i datagrunnlaget, havområder

Figur 19 Antall brønnkontrollhendelser som inngår i datagrunnlaget i RNNP-AU, fordelt på havområder (Ptil, 2017)



Potensiell utslippsmengde akutt råolje, basert på alle typer tilløpshendelser, norsk sokkel

Figur 20 Potensiell utslippsmengde akutt råolje, basert på alle typer tilløpshendelser på norsk sokkel (Ptil, 2017)



Figur 21 Vurdering av hendelsespotensial (Ptil, 2017)

6.2 Selskapenes risikostyring

Tabell 30 Selskapenes risikostyring

Selskapenes risikostyring	
Hva er spesielt for dette havområdet:	- Den nyeste teknologien benyttes gjerne når risikoen vurderes som stor, eller det er knyttet større usikkerhet til aktivitet (typisk i Barentshavet). - 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 DFU3:	- 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. - Det er stor ulikhet i forståelse av hva handlingsrommet er og det er oftere utfordringer knyttet til dette (jf. Rasmussens-modell). Teknisk personell blir oftere utfordret av ikke-teknisk personell. Ikke-teknisk personell kan ha mer fokus på enkeltvurderinger, mens personell med boretteknisk kompetanse har en bedre forståelse av sammenhenger og av samlede konsekvenser. Dette kan påvirke sannsynlighet for DFU3. - Det er økt bruk av 3. parts verifikasjon (internt og eksternt) etter Deepwater Horizon. Det kan være positivt, men det kan også bidra til at det legges ned mindre ressurser i å gjøre et godt stykke arbeid primært. En tredjepartsverifikasjon løser ikke alle typer utfordringer.
Hva er usikkert:	- Det er usikkert hvordan selskapenes mange tilpasninger til endringer i industrikonteksten i seinere år samlet sett kan ha påvirket evnen til å forebygge storulykker generelt og utblåsning spesielt. - Sikkerhetseffekten av økt bruk av 3. parts verifikasjon er usikker.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	- Det er viktig å søke etter kunnskap og forståelse om betydningen av selskapenes tilpasninger samlet sett. - Forbedret kompetanse til borepersonell, med bl.a. økt bruk av simulatortrening, bedre brønnskontrollopplæring og mer fokus på menneskelige faktorer («human factors»)
Kunnskapsbehov:	

6.3 Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling

Tabell 31 Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling

Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	
Hva er spesielt for dette havområdet:	• Det er stor forskjell på de ulike riggene som benyttes i havområdet. Om sommeren kan hvilken som helst rigg benyttes, om vinteren / til helårsboring så vil man velge en vinterisert rigg. Det kommer flere nye rigger som er vinterisert iht. DNV GLs sertifisering for vinterisering. • Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling gjelder generelt for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, og er ikke spesiell for Barentshavet. • Teknologiutvikling som kan ha betydning for å forebygge og/eller begrense/ stanse DFU3 i Barentshavet, herunder bl.a.: – Nye seismiske metoder – Reservoarmodellering / modellering av bassengforståelse – Nedihulls BOP (boring i karstifisert reservoar) – Wired drill pipe (WDP) / early kick detection – Managed pressured drilling (MPD) teknologi – One trip / linerboring – Større fokus på å trene / samspill folk – IKT (kan behandle større datamengder, bedre støtte fra og kommunikasjon med land) – Capping stack (teknologi og tilgjengelighet) • Generelt mindre kunnskap om Barentshavet enn andre deler av norsk sokkel, men både bedre kartlegging gjennom seismiske data og gjennomførte boreoperasjoner gir bedre kunnskapsgrunnlag om undergrunnsforhold for Barentshavet som havområde
Hvordan påvirker dette DFU3:	• Riggvalg har betydning for DFU3, men bransjens erfaring fra Barentshavet er at rigg velges tilpasset de forholdene som riggen skal operere i. • Økt kunnskap om undergrunnsforhold gir bedre forutsetninger for å kunne forutse utfordringer på forhånd. • Bedre teknologi gir mulighet til å gjennomføre mer komplekse / utfordrende brønner • Økt kunnskap opparbeidet gjennom kartlegging av seismiske data og gjennomførte boreoperasjoner åpner opp for enklere / billigere brønndesign og mer standard gjennomføring av boreoperasjoner. • Grunne reservoarer gjør det utfordrende å designe avgrensningsbrønn (pga. vinkel). Det foregår p.t. ingen teknologiutvikling relatert til denne problemstillingen. Det kan påvirke konsekvens som følge av DFU3. • Grunt havdyp kan gi utfordringer for stansing fordi det er utfordringer med å få montert kapslingsutstyr (fartøy kan ikke ligge rett over brønn pga. gasstrøm). • Ingen av de representative lokasjonene i Barentshavet har kobling mellom grunne reservoarer og grunt havdyp.
Hva er usikkert:	• Om valg av rigg alltid er tilpasset de forhold som riggen skal operere i. • Økt aktivitet i Barentshavet kan påvirke tilgjengelighet av rigger. • 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 utblåsning er usikker og avhenger av at teknologiene benyttes. • Manglende erfaring med helårsdrift av FPSOer (kun erfaring med helårsdrift fra havbunnsinnretning for Snøhvit)

Pågående teknologi- og kunnskapsutvikling	
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	• Valg av rigg tilpasset de forholdene som riggen skal operere i • Utvikling av teknologi for å håndtere spesifikke utfordringer (f.eks. ved karstifiserte reservoarer eller formasjoner med undertrykk) • Bruk av teknologi for å håndtere spesifikke utfordringer (f.eks. ved karstifiserte reservoarer eller formasjoner med undertrykk) • 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 DFU3, spesielt tilpasset de spesifikke utfordringene i havområdet

6.4 Utvikling av rammebetingelser (standards, rammeverk, vilkår)

Tabell 32 Utvikling av rammebetingelser

Utvikling av rammebetingelser	
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 Winterisation for cold climate operations standard • 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.

Utvikling av rammebetingelser	
Hvordan påvirker dette DFU3:	Standardene skal angi en måte å ivareta regelverket på, herunder å forebygge ulykker.
Hva er usikkert:	Effekten av den pågående oppdateringen av NORSOK D-010 på selskapenes risikostyring tilknyttet DFU3 er usikkert.
Hva er viktig for å kontrollere utblåsningsrisiko:	
Kunnskapsbehov:	Det ble påpekt at det ikke eksisterer noen arktisspesifikk standard for boreutstyr. Det samme utstyret brukes overalt. Innsatsen er rettet mot å bygge inn boreområder for å ta hensyn til temperatur. Det pågår ingen utvikling av industristandarder for boring i Arktis. Behovet for slik standardisering og betydning for forebygging og stansing av en utblåsning er usikkert.

7 Referanser

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

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. Førland, 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, siktforhold 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.

Orimolade, A.P., Furevik, B.R., Noer, G., Gudmestad, O.T., Samuelson, R.M., 2016. Waves in polar lows.

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.

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

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.