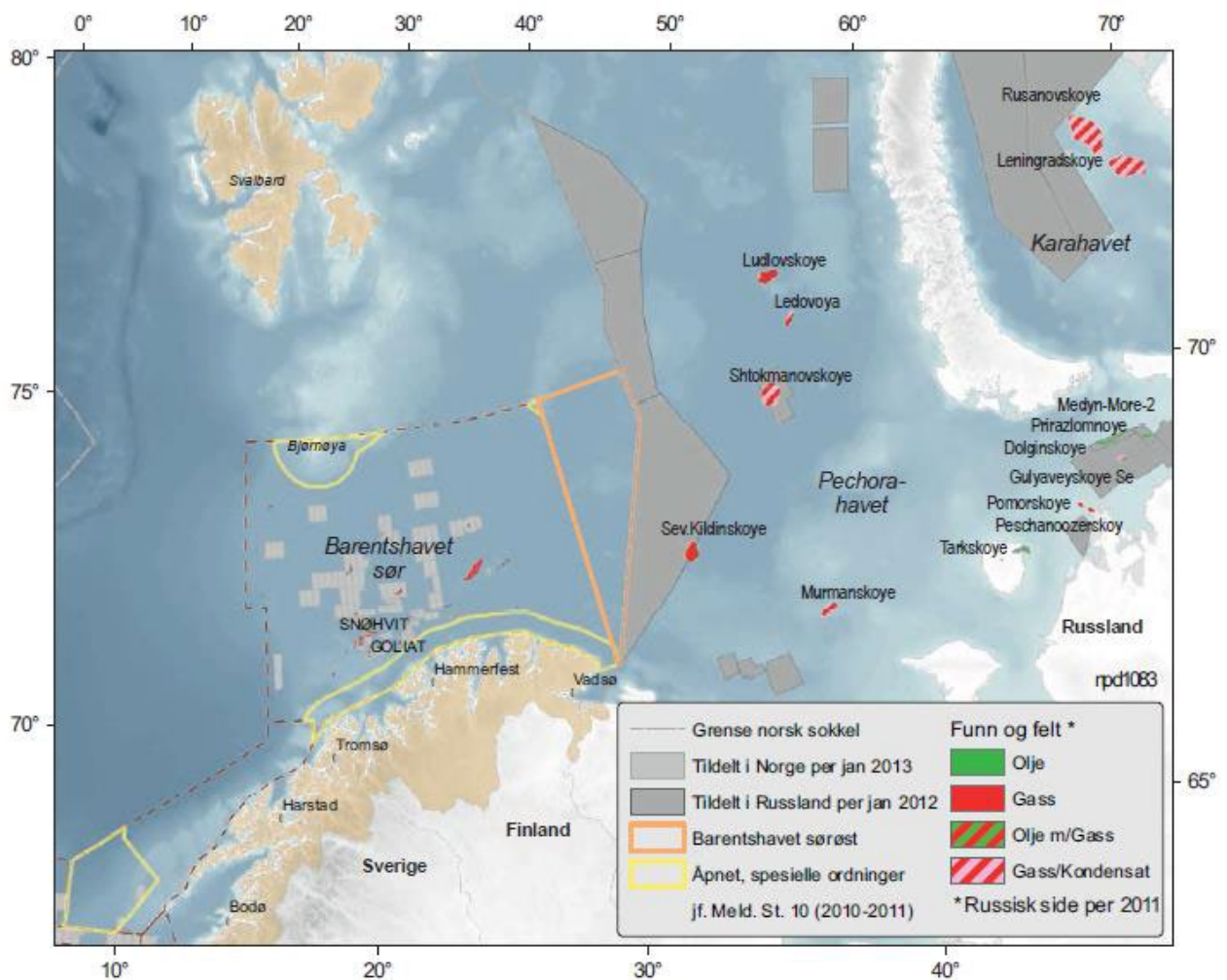


# RAPPORT

# Petroleumstilsynet

**Teknologi- og kunnskapstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene**



**Petroleumstilsynet**

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

**Kunde:**

Petroleumstilsynet

**Kontaktperson:**

Ingrid Årstad, Lin Silje Nilsen

**Oppsummering:**

Formålet med denne rapporten er å gi en status på teknologi- og kunnskapsutvikling for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp ifm. petroleumsvirksomhet i nordområdene. Denne rapporten er en oppfølging av rapporten «Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i Nordområdene» utarbeidet av Petroleumstilsynet i samarbeid med UiS og IRIS datert 15.01.2010. Rapporten fra 2010 gav informasjon om teknologi- og kunnskapsstatus frem til 2010, og trakk linjene videre inn i fremtiden. Rapporten som nå foreligger oppsummerer og utdyper fremskritt og status frem til og med 2018 med utgangspunkt i 2010 status. Rapporten er utviklet i 2019 som en del av Petroleumstilsynets prosjekt ST16: «Risiko for akutte utslipp i nordområdene».

Nøkkelord	Nordområdene, Barentshavet, petroleumsvirksomhet, forebygge og stanse akutt utslipp, status, teknologiutvikling, kunnskapsutvikling
Rapportnr.	1073732-RE-03
Forfatter(e)	Hans Kristian Holmen, Ove Tobias Gudmestad (UiS), Hermann S. Wiencke, Karianne Haver
Konfidensialitet	Offentlig
Revisjonsnr.	01
Revidert dato	26.10.2020
Antall sider	68

Rev.nr.	Dato	Årsak til revisjon
00	11.09.2019	Utkast til rapport
01	26.10.2020	Endelig rapport

**Utarbeidet av**

Hans Kristian Holmen

**Verifisert av**

Hermann S. Wiencke

**For Proactima AS**

Rune Sjørnsen

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Oppsummering</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Introduksjon</b> .....	<b>5</b>
2.1	Bakgrunn .....	5
2.2	Formål.....	5
2.3	Arbeidsomfang og avgrensninger .....	5
2.4	Metode .....	6
2.5	Forkortelser .....	7
2.6	Rapportens oppbygging .....	8
<b>3</b>	<b>Trender mot 2025</b> .....	<b>9</b>
3.1	Havbunnsfabrikk.....	9
3.2	Elektrifisering.....	10
3.3	Strømning i rør .....	11
3.4	Færre brønner – mer avanserte brønner.....	11
<b>4</b>	<b>Status teknologiutvikling basert på utfordringer for akutte utslipp i nordområdene</b> .....	<b>13</b>
4.1	Brønnehendelse/tap av brønnskontroll (DFU nr.3 i RNNP).....	13
4.2	Plug & Abandon (Plugging og forlating av brønner, DFU nr. 3, 9 og 10 i RNNP).....	30
4.3	Fjernopererte havbunnsanlegg, lekkasjer (DFU nr. 9 og 10 i RNNP).....	31
4.4	Løs havbunn, innsynkning av havbunn (Mulig konsekvens: DFU nr. 9 eller 10 i RNNP) .....	41
4.5	Brudd på forankringsliner FPU (Mulig konsekvens: DFU nr.9 og 10 i RNNP).....	44
4.6	Bunnskrapende isfjell (Mulig konsekvens: DFU nr.9 og 10 i RNNP).....	45
<b>5</b>	<b>Status kunnskapsutvikling</b> .....	<b>46</b>
5.1	Områdespesifikke forhold .....	46
5.2	Andre forhold .....	48
5.3	Samarbeidsprosjekter for kunnskapsutvikling .....	49
<b>6</b>	<b>Konklusjon og tiltak</b> .....	<b>54</b>
6.1	Kunnskaps- og teknologiutvikling for nordområdene.....	54
6.2	Eksempler på teknologiske utfordringer for fremtidige aktiviteter i nordområdene.....	54
<b>7</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>57</b>
<b>8</b>	<b>Vedlegg: Andre tiltak knyttet mot nordområdene</b> .....	<b>59</b>

## 1 Oppsummering

Denne rapporten gir en oversikt over tilgjengelig teknologi og kunnskap som er av betydning for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene.

Denne oversikten omfatter ikke bare teknologi og kunnskap som er utviklet med tanke på å adressere utfordringer som er spesifikke for nordområdene. Den fremhever også det som *generelt* er av betydning for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i petroleumsvirksomheten, og som *også* vil være relevant i nordområdene.

Det er lagt vekt på å fremheve teknologi og kunnskap som utgjør et positivt bidrag med tanke på forebygging av forurensningsulykker. Oversikten omfatter dermed også teknologi og kunnskap som er utviklet med andre hensikter enn forbedring av ulykkesforebygging, men som likevel kan bidra til forbedring, som sekundær effekt.

Petroleumstilsynet ga ut en tilsvarende rapport i 2010. Denne rapporten presenterer et oppdatert bilde per 2018, basert på åpne kilder og kontakt med petroleumsnæringen. Den er utviklet som en del av prosjektet ST16: «Risiko for akutte utslipp i nordområdene», og inngår i Petroleumstilsynets kunnskapsgrunnlag for oppfølging av sikkerhet og arbeidsmiljø i nordområdene.

Flere teknologiutviklingsprosjekter som var omtalt i 2010-rapporten, har blitt avsluttet uten å være fullført, både av mangel på midler og av liten tro på at prosjektene kan være kommersielt levedyktige. Rapporten synliggjør imidlertid teknologi- og kunnskapsutvikling mellom 2010 og 2018. Forskningsrådets incentivordninger og tiltak (PETROMAKS2, DEMO2000, OG21) har vært viktige for å understøtte denne utviklingen i en periode med store nedskjæringer i industrien.

Når det gjelder det som er av betydning for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i petroleumsvirksomheten, viser rapporten at det er lite teknologi og kunnskap som er utviklet med tanke på å adressere utfordringer som er spesifikke for nordområdene. Til tross for at det som trigger utvikling hovedsakelig ikke er nordområdespesifikke utfordringer, er kunnskap og teknologi som er utviklet relevant for ulykkesforebygging i nordområdene.

Rapporten viser også at økt kostnadsfokus har motivert næringen til utvikling av enklere, raskere og billigere løsninger. Det har ikke vært en del av dette arbeidet å vurdere eventuelle negative konsekvenser som dette kan ha for forebygging av forurensningsulykker. Det er kun positive bidrag som inngår, og rapporten fremhever spesielt utvikling av datateknologi som bidrar til bedre informasjon og dermed bedre grunnlag for risikostyring.

## 2 Introduksjon

### 2.1 Bakgrunn

I 2010 ble rapporten «Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i Nordområdene» utgitt av Petroleumstilsynet i samarbeid med UiS og IRIS. Rapporten gav en status på teknologi og kunnskap innen de tema rapporten dekker frem til år 2010, og trakk også linjene videre mot et 5 og 10 års fremtidsperspektiv.

### 2.2 Formål

Formål med denne rapporten er å oppsummere teknologi- og kunnskapsutvikling fra 2010 og frem til og med 2018, avgrenset til det som er av betydning for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene.

Navn på firma eller løsning fremgår når det er nødvendig for å informere innenfor rapportens definerte rammer. Rapporten promoterer ingen firma eller løsninger.

Dagens rapport er utviklet som en del av Petroleumstilsynets prosjekt ST16: «Risiko for akutte utslipp i nordområdene».

### 2.3 Arbeidsomfang og avgrensninger

Rapporten konsentrerer seg kun om de forhold som faller inn under Petroleumstilsynets ansvarsområde. Således er det en avgrensning mot andre etater, og spesielt mot Miljødirektoratets ansvarsområde innen tilstøtende fagfelt (typisk: utslipp, oljevernberedskap, miljøskader, fjernovervåking av miljø). Kunnskap- og teknologi som tillegges andre etater innen tilstøtende fagfelt, er ikke inkludert i rapporten.

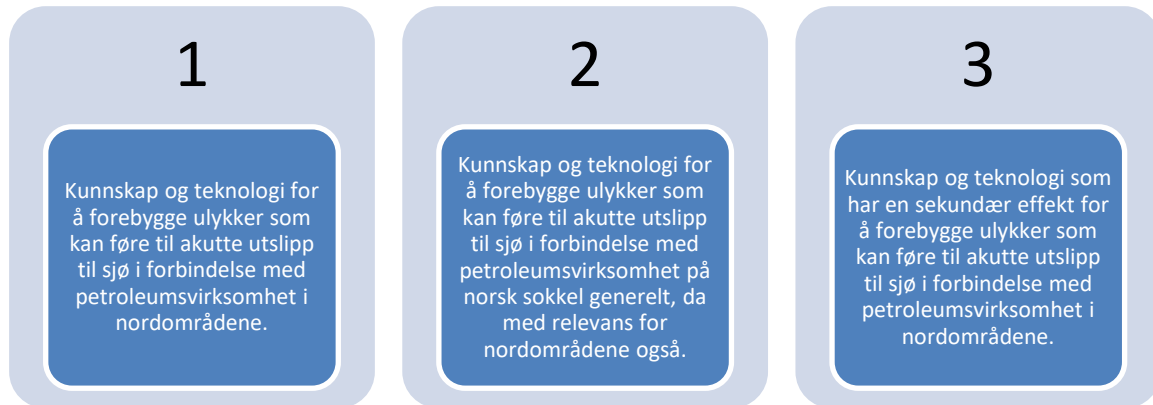
Rapporten sikter til å *utfylle* andre oversikter om teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for forsvarlig virksomhet i nordområdene. Rapporten omfatter ikke forskning og utvikling tilknyttet arbeidsmiljøutfordringer i kaldt klima som var omtalt i 2010-rapporten. Dette temaet er dekket av andre prosjekter i Petroleumstilsynet. Denne rapporten legger spesiell vekt på utvikling som berører verktøy og tekniske barrierer som kan bidra til forebygging og stansing av akutt forurensning.

Denne rapporten omfatter også temaer som ikke var dekket i 2010-rapporten. Dette gjelder for eksempel temaet «havbunnsanlegg».

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Rapporten vurderer:



Relatert til RNNP (Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet) er det DFU nr. 3 «Brønnehendelse/tap av brønnskroll» og DFU nr. 9/10 «Lekkasje/skade fra stigerør, rørledning og undervanns produksjonsanlegg» som er gitt hovedfokus i denne rapporten.

## 2.4 Metode

Rapporten fra 2010 utnyttet bl.a. informasjon fra en spørreundersøkelse som Petroleumstilsynet gjennomførte i 2009. Det er ikke gjennomført tilsvarende spørreundersøkelse siden. Dagens rapport er basert på åpne kilder, dvs. i hovedsak nettsøk og mail/telefonkontakt med aktører i bransjen. Selv om denne fremgangsmåten gir betydelig informasjon om teknologi- og kunnskapsutvikling, kan den ikke antas å gi en komplett oversikt. Det er et bredt spekter av forskning og utviklingspublikasjoner som kan være relevante for denne rapporten, og søket er påvirket av prosjektets økonomi og tidsramme. Det kan være tilfeller der relevant utvikling ikke er fanget opp fordi tilgjengelig informasjon har vært for lite detaljert til å kunne relateres til rapportens tema. Det som antakelig heller ikke fanges opp, er innovasjonsarbeid hvor tjeneste/produkt ikke er kommersialisert og hvor utvikler ikke ønsker å frigi informasjon enda.

Det foregår, og har foregått, en rekke utviklingsprosjekter gjennom Forskningsrådet via DEMO2000, PETROMAKS2 m.fl. initiativ. Forskningsrådets porteføljeanalyse fra 2017 og 2018 viser at porteføljedelen «Petroleum, HMS og samfunn» utgjør en mindre del av den totale andelen og viser en synkende trend. Dette er den andelen som kan gi et direkte bidrag til å forebygge ulykker i forbindelse med petroleumsvirksomhet. Mange av de andre utviklingsprosjektene i porteføljen kan imidlertid ha en positiv sikkerhetsmessig betydning, og dermed være et nyttig bidrag for å forebygge akutt forurensing. Det betinger at økt kunnskap og innovasjon innen teknologi, geologi osv. blir vurdert og brukt på en måte som bidrar til slik effekt.

Enkelte prosjekter/initiativ som er nevnt i denne rapporten, synes å ligge i grenseland mellom teknologi- og kunnskapsutvikling fordi man har både samlet inn og økt kunnskapsnivået og deretter foretatt teknologiutvikling. Et eksempel i så måte kan være DrillWell, som har status som et forskningscenter, men som også har utviklet IT-baserte verktøy og system for å innhente data fra boreoperasjonen.

En annen kategori, som det er arbeidet noe med, er generell teknologi- og kunnskapsutvikling i petroleumsnæringen. Slik utvikling behøver ikke være spesifikk for norsk sokkel eller nordområdene spesielt, men vil ha en gunstig effekt/mulighet også her. Et eksempel kan være pågående innovasjon innen informasjonsinnhenting og -bearbeiding under boring, hvor også tidligere læring er inkludert gjennom AI løsninger, noe som gjør det mulig å ta riktigere valg under operasjon og derigjennom redusere

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

mulighet for tapt brønnkontroll. Som følge av en slik tankegang, er det også forsøkt å få med denne type utvikling når det er vurdert slik at den kan bidra positivt i nordområdene også.

I denne rapporten er det valgt å først oppsummere noen viktige teknologiske «retninger»/trender relevant for petroleumsvirksomhet i nordområdene. Deretter oppsummeres status på teknologi- og kunnskapsutvikling i egne kapitler. Teknologistatus systematiseres etter identifiserte utfordringer som er spesielle for nordområdene, spesifikt relatert til RNNPs DFU nr. 3 (Brønnhendelse/tap av brønnkontroll) og DFU nr. 9/10 (Lekkasje/skade fra stigerør, rørledning og undervannsproduksjonsanlegg). Hvert tiltak/initiativ presenteres med en vurdering av hhv.:

- Referanse/bidrag; referanse til 2010-rapporten og en vurdering av tiltakets mulige bidrag til å forebygge ulykker som kan gi akutte utslipp til sjø
- Status; oppdatert status på fremdrift av tiltaket
- Detaljer; eventuelt ytterligere detaljer knyttet til tiltaket

Alle de prosjekter/initiativ som er spesifikt nevnt i rapporten fra 2010, er tatt med for å få med status på disse de siste åtte årene. Kunnskapsstatus på områder som er utenfor arbeidsomfanget for denne rapporten, er inkludert i vedlegg.

## 2.5 Forkortelser

AI	Artificial Intelligence (kunstig intelligens)
AUV	Autonomous underwater vehicle
BOP	Blowout Preventor (utblåsningssikring)
DFU	Definert fare- og ulykkessituasjon
ESV	Emergency Shutdown Valve (nødavstengningsventil)
FPU	Floating Production Unit (flytende produksjonsenhet)
F&U	Forskning og utvikling
JIP	Joint Industry Project
MPD	Managed Pressure Drilling (kontrollert trykk-boring)
MWD	Measurement While Drilling (måling under boring)
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
P&A	Plug & Abandon (plugging og forlating av brønner)
Ptil	Petroleumstilsynet
RNNP	Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet

## 2.6 Rapportens oppbygging

Rapporten har en oppbygging som følger:

1. Oppsummering	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Oppsummering av rapporten, inkl. konklusjon</li> </ul>
2. Introduksjon	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Bakgrunn og formål</li> <li>•Arbeidsomfang og avgrensninger</li> <li>•Metodebeskrivelse; hvordan informasjon er innhentet og strukturert</li> </ul>
3. Trender	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ser på teknologiske trender mot 2025</li> <li>•Kort vurderer trendenes relevans mot kontekst</li> </ul>
4. Teknologeutvikling	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Forebyggende tiltak mot DFU nr. 3</li> <li>•Tidlige beredskapsmessige tiltak mot DFU nr. 3</li> <li>•Plugging og forlating av brønner mot DFU nr. 3, 9 og 10</li> <li>•Fjernopererte havbunnsanlegg mot DFU nr. 9/10</li> <li>•Løs havbunn og innsynkning av havbunn mot DFU nr. 9/10</li> <li>•Brudd på forankringsliner FPU mot DFU nr. 9/10</li> <li>•Bunnskrapende isfjell mot DFU nr. 9/10</li> <li>•Hvert av tiltakene presenteres med en vurdering av hhv. referanse/bidrag, status og detaljer</li> </ul>
5. Kunnskapsutvikling	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Kunnskap om klima (polare lavtrykk, ising, snødrift, konstruksjon i kaldt klima)</li> <li>•Kvalifisering av undervannsanlegg</li> <li>•Informasjon om initiativ rettet mot nordområdene (Barents 2020, Arktisk 2030, OG21, BaSEC m.fl.)</li> <li>•Hvert initiativ presenteres med en vurdering av hhv. referanse/bidrag, status og detaljer</li> </ul>
6. Konklusjon og tiltak	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Status på kunnskaps- og teknologeutvikling for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene</li> <li>•Eksempler på teknologiske utfordringer for fremtidig aktivitet i nordområdene</li> </ul>
Vedlegg	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Status på tiltak fra 2010-rapporten som er utenfor denne rapportens kontekst</li> </ul>



### 3 Trender mot 2025

Det synes å være ulike teknologiske «retninger»/trender for å finne og utnytte petroleumsforekomster i Barentshavet. Disse retningene/trendene vil påvirke hvilke typer uønskede hendelser som kan oppstå og også hvordan disse skal unngås, samt stanses om de likevel skulle oppstå. I dette kapittel presenteres summarisk noen av de viktigste trendene som er under utvikling.

#### 3.1 Havbunnsfabrikk

Ved en havbunnsfabrikk legges hele utbyggingsløsningen på havbunnen hvor de klimatiske forholdene er stabile og forutsigbare. Det synes å være Equinor som er pådriver for å få til slike løsninger med bakgrunn i erfaringer fra bl.a. Snøhvit. Allerede i 2015 gjorde daværende Statoil et valg av felt som kunne være aktuelle for havbunnsfabrikk-teknologi. Flere store «teknologilokomotiver» som Aker Solutions, FMC Technologies, GE Oil and Gas, Siemens m.fl. er med å utvikle komponenter som har til hensikt å kunne benyttes i en havbunnsfabrikk. Flere andre operatører, som Shell og Total, så på tilsvarende løsninger, enten med komplette utbygninger eller med delvis fabrikkløsning under vann.

Flere av oljeselskapene og de store leverandørene rapporterer at de arbeider mot 2020 for å komme frem til utbyggingsbare (teknologikvalifiserte) løsninger. Shell må snart ta en avgjørelse vedrørende trykkstøtte til Ormen Lange og her er en gasskompresjonsløsning på havbunnen et av alternativene. Denne teknologien er nå tilgjengelig og kan derfor vurderes som et alternativ. Åm-utvalgets rapport (2010) tar opp undervannsprosessering (pumping, kompresjon, separasjon osv.) som viktige teknologier for å øke utvinningen av modne felt.

Flere av havbunnsfabrikk-løsningene ser ut til å være modulære, i motsetning til store bunnrammer som inneholder alle komponenter. En fabrikk settes sammen av moduler som får sin egen «øy» og disse forbindes gjennom rørledninger (faste eller fleksible), hydraulikktilførsel, samt strøm og fiberoptiske kabler. Fordelen med et modularisert opplegg er at komponenter kan byttes ut relativt enkelt fra et overflatefartøy uten å måtte stenge ned større deler av fabrikk. Modularisering gjør det også enklere å dublere fabrikk-komponenter slik at man har et robust system med større oppetid, og man har tid til å planlegge intervensjon når forholdene er gunstige. Dette igjen har ført til mer fokus rettet mot teknologi for marine operasjoner. Ved SINTEF er det utviklet dataprogram for simulering av marine operasjoner i hardt vær. Denne programpakken benyttes mer og mer av industrien.

#### Noen fordeler med havbunnsfabrikk:

- Uavhengig av kaldt og ugjestmildt klima
- Ingen risikoeksponering for personell under normal produksjon
- «Tie-in» av nye funn synes enklere (om planlagt for dette)
- Bruk av standardiserte komponenter

#### Noen ulemper med havbunnsfabrikk:

- Overvåking og kontroll er mer utfordrende, også kontroll med lekkasjer
- Det kreves overflatefartøy for vedlikehold og skifte av komponenter, noe som kan føre til lange perioder med venting på værforhold som gjør de marine operasjonene mulige
- Det introduseres flere lekkasjepunkter og sårbart utstyr som kan skades og føre til utslipp
- Transport av produkt (bøyelasting eller rørledning) er forbundet med risiko

### 3.2 Elektrifisering

Under utvikling nå er å «elektrifisere» alle komponenter på undervannsinnetninger som har behov for bevegelsesenergi i form av rotasjon, strekking, trykking osv. som et alternativ til dagens hydraulikk. Nåværende hydrauliske systemer er av litt forskjellig utførelse, men felles for de fleste er at de slipper hydraulikkvæsken ut i havet når det kreves rask respons fra aktiveringen. Flere systemer har retur på hydraulikk under vanlig vedlikeholdstesting, dette gjør at væsken må trykkes tilbake til hydraulikkenheten, noe som forsinker responsen. Ved operasjonell operering, og ved testing av responstider åpen/lukket, så slippes altså hydraulikkvæsken ut i havet.

Å erstatte alle hydrauliske aktuatorer, motorer osv. med tilsvarende elektriske, vil fjerne utslipp og muligens gi raskere respons til viktige komponenter som nødventiler (ESV, produksjonstre og BOP). F.eks. utføres det nå pilottesting av undervanns elektriske aktuatorer av selskapet Subsea Chokes International gjennom DEMO2000-programmet. Den største motivasjonen for å gå over til elektriske aktuatorer synes å være antatt bedre regularitet og bedre funksjonalitet på store havdyp. Videre blir utstyret mindre og lettere. Det foregår utvikling av elektriske systemer og komponenter for kvalifisering ned til 500 meters vanddyb, enkelte systemer er allerede klare.

Strøm fra land til innretninger i havet er godt innarbeidet (Gjøa, Valhall, Martin Linge m.fl.). Det er også en trend mot «kortreist miljøelektrisitet», altså strøm som er produsert lokalt og uten utslipp. Noen av fremtidens utbyggingsløsninger i Barentshavet ligger så langt fra land at det er teknologisk vanskelig å levere strøm fra vannkraft ut til feltet. Det er ifølge flere kilder heller ikke nok kraftreserver på land til å supplere planlagte og fremtidige felt med landstrøm, spesielt ikke i nordområdene. Rene havbunnsanlegg uten tilknytning til en lokal overflateinnretning vil også kreve en annen type strømleveranse direkte fra land eller lokalt produsert.

Lokalt produsert strøm til innretninger eller havbunnsutbygginger kan muligens genereres fra vindmølleteknologi, vannbasert teknologi (bølge-, strøm- eller osmoseanlegg) eller geotermisk. Det er teknologiutvikling pågående for å finne fungerende systemer med høy regularitet og lite vedlikeholdsbehov. Kjernekraft har også forsiktig blitt nevnt.

Det foregår også videre utvikling av brenselceller til produksjon av elektrisitet. Videre er bruk av hydrogen for kraftgenerering på fremmarsj. FMC Kongsberg Subsea AS har et større pågående prosjekt gjennom PETROMAKS2 («Deep Purple – CO<sub>2</sub>-fri hydrogenbasert offshore energiproduksjon til installasjoner og maritim sektor», 2018-2020).

Selv om overflateinnretninger «elektrifiseres», vil det antakelig være behov for forbrenningsmotorer, eller annen tilsvarende teknologi basert på forbrenning av hydrokarboner, for produksjon av nødstrøm. Spesielt i nordområdene er tilgangen på landstrøm sårbar på grunn av mulige skader på kraftnettet fra eksterne forhold (vind, snø og is) og det faktum at det ikke er redundans i kraftforsyningsnettet over alt. Mye av dagens vinteriseringsteknologi er basert på elektrisk oppvarming, og sikkerhetskritiske komponenter og utstyr som må holdes i drift selv om landstrøm frafaller, vil antakelig stille større krav til leveransemengde av nødkraft enn det som er vanlig i dag.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 3.3 Strømning i rør

Å kunne forbedre strømningsegenskapene av hydrokarboner i rør vil gi muligheter til:

- Mindre prosessering av olje og gass på havbunnen eller på overflateinnretninger i havet (kan eliminere behov for overflateinnretning).
- Lengre transportveier i rør, ingen omlasting til skip.

Begge de overnevnte kulepunktene vil åpne opp mulighetene for å utnytte havbunnsfabrikker på en mer effektiv måte ved at det blir:

- Mindre behov for utstyr og systemer for prosessering av olje og gass nær brønn.
- Mulighet for å foreta all prosessering landbasert.
- Redusert/ikke behov for lagringskapasitet lokalt på feltet.
- Ikke behov for bøyelasting og transport med skip.

Tidligere har strømning av hydrokarboner i rør over lange avstander vært forbeholdt gass med lite vann (for eksempel gassen fra Snøhvitfeltet). Strømning av ikke-prosessert olje (med vann og kondensat) over lange avstander (mer enn 50 km) er et satsningsområde. Det er flere pågående initiativ i PETROMAKS2 programmet. Se kapittel 4.3.1.7.4 for en oversikt over disse.

Et annet eksempel er feltrørene på Fenjafeltet hvor det anvendes ny teknologi i form av rør-i-rør med elektrisk oppvarming (ETH). Dette vil kunne hindre utfelling av tynge komponenter i rørledninger over lengre distanser.

### 3.4 Færre brønner – mer avanserte brønner

Boreteknologiutviklingen med styrbare borekroner gjør at man kan bore lange horisontale seksjoner. Denne teknologien brukes også i Barentshavet. Flere prospekter og reservoarer i Barentshavet ligger grunnere under havbunnen enn det som er vanlig på andre deler av den norske kontinentalsokkelen. En antar at utviklingen av styrbare borekroner vil gjøre det mulig å bore horisontalt lange seksjoner også i nord, der det enkelte steder kreves en vinkeloppbygging opp mot 10 grader per 100 meter. Dette er i dag i teknologiens grenseland.

Lange horisontale seksjoner i lete- og produksjonsbrønner gjør at man kan nå flere prospekter og produksjonssoner fra færre brønner. Samtidig vil tidsmessig lange oppholdsperioder i åpne horisontalseksjoner gjøre at man potensielt har større muligheter for tap av brønnskontroll, både fordi man er eksponert over et lengre tidsrom, man kan drenere fra større reservoarareal og fordi slike brønner har flere operasjonelle utfordringer, både under boring og komplettering.

Horisontalseksjoner bores i dag som oftest med oljebasert boreslam, som kan være en kilde til forurensing under operasjonell svikt. En ser også at horisontalboring i nordområdene vil kreve bruk av avansert boreslamsteknologi basert på baseolje, og heri ligger en kilde til utslipp i forbindelse med lasting/lossing, miksing og lagring, samt under pumping og retur fra brønn.

Det kan også nevnes at ved rotasjonsboring som avviker fra vertikal (boring der strengen roterer), samt ved kjøring av foringsrør og brønnutstyr, kan sidekrefter oppstå i brønnen. Ved en tidlig «kick-off» (oppbygging mot horisontalseksjon) vil sidekreftene virke relativt høyt oppe i brønnen. Ved sidekrefter, kombinert med svak fundamentering av øvre del av foringsrør/brønnhode pga. løs havbunn og en tung BOP, kan totaliteten muligens påvirke koblingen mellom BOP og brønnhode slik at man ikke lengre holder trykkklasse og derigjennom potensielt blir en kilde til utslipp ved en utblåsning. Denne problematikken er

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

kjent fra lengre sør på kontinentalsokkelen, men kan ytterligere forsterkes under forholdene i Barentshavet pga. løs havbunn og grunne reservoarer i enkelte områder. Se kapittel 4.4.1 for teknologi for stabilisering av brønnhode og foringsrør.

Det kan også synes å være en trend å benytte gamle produksjonsbrønner for å utvikle multilaterale-/ flergrensbrønner fra samme brønnhode. Ved hjelp av nye geologiske tolkningsmetoder finner selskaper i dag nye prospekter i modne områder der antall tilgjengelige brønnslots er begrenset. Ny teknologi gir mulighet til å bore lengre horisontale brønner og ved muligheten til å knytte til seg nye funn på en relativt enkel måte vil dette øke feltets totale levetid. Både vanlig flergrensboring og avarten «through tubing rotary drilling» (TTRD) er teknologi som benyttes i økende grad, som et ledd i å få økt oljeutvinning (ofte benevnt IOR (increased oil recovery) teknologi).

Også letebrønner bores med horisontalseksjoner og flere sidesteg. Dette gjør det mulig å undersøke flere prospekter og hente inn nødvendig undergrunnsinformasjon fra ett brønnhode. Dette kan gi utfordringer ved en eventuell avlastningsboring. Det er også mer utfordrende å bore gjennom flere reservoarer med tanke på risiko og kompleksitet ifm. dreping av en mulig utblåsning.

Industrien ser også på såkalt tynnhullsboring der en borer med redusert tverrsnitt i alle brønnseksjoner. Metoden innebærer færre foringsrør og lengre åpne seksjoner. Hensikten er å redusere mengde utboret materiale og minimere forbruksmateriell og energibruk, men kan også gi økt sannsynlighet for utblåsning da lengre åpne seksjoner gir eksponering fra flere soner samtidig

Det er økt fokus rundt trykbalansert boring (Managed Pressure Drilling, MPD) der man av forskjellige årsaker har et poretrykk og et oppsprekkingstrykk i reservoarsonen som ligger svært nær hverandre og som gjør at brønnen har et større potensiale for å komme ut av kontroll eller bli ødelagt som produsent. Trykbalansert boring kan også være aktuelt for nordområdene. Dette er beskrevet i en rapport utført av Acona for Petroleumstilsynet i 2017 med tittel «Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker».

En videreføring av trykbalansert boring kan være underbalansert boring. Dette utføres på andre deler av kloden, men er en boreteknikk som ikke er akseptert brukt i Norge. Imidlertid vil noe av utstyret og metoder utviklet for trykbalansert boring også ha en anvendelse innen underbalansert boring.

## 4 Status teknologiutvikling basert på utfordringer for akutte utslipp i nordområdene

### 4.1 Brønnehendelse/tap av brønnskroll (DFU nr.3 i RNNP)

Tap av brønnskroll er et ledd i en kjede med hendelser som kan føre til utblåsning og utslipp til sjø. Det vil i denne sammenheng være både forebyggende teknologi og mer tidlig, beredskapsmessig teknologi som er interessant innen rapportens kontekst.

Tap av brønnskroll har ofte årsak i at man ikke har tilgang til god nok informasjon om hva som er status i området der borekronen er. Større mengde data og bedre kvalitet på informasjonen vil utvilsomt gi et positivt bidrag til muligheten for å tidlig stanse en uheldig utvikling nede i en pågående boret brønn. Andre tiltak er økt kunnskap om geologien og de geofysiske forhold som råder der man borer, kvalitet og gjennomføring av brønndesign og en forsvarlig måte å operere på.

Siden enkelte områder i Barentshavet har spesielle utfordringer med grunne reservoarer med stor produktivitet (store utblåsningsrater), kan avlastningsbrønnboring i forbindelse med en utblåsning være spesielt teknisk utfordrende fordi dette krever en ekstrem brønnvinkel for å nå såpass grunne reservoarer fra sikker avstand, samt at det er utfordringer knyttet til å treffe mål uten å ha en stabil magnetisk nord (kompassretning) i nordområdene (som følge av varierende magnetfelter).

De spesielle utfordringene som eksisterer i Barentshavet er grundig beskrevet i to rapporter utført av Add Energy for Petroleumstilsynet i 2017; hhv. «Challenges Related to Positional Uncertainty for Measurement While Drilling (MWD) in the Barents Sea» og «Shallow Reservoirs in the Barents Sea».

Robust brønndesign er ikke nevnt som tiltak i 2010-rapporten, men anses å være et viktig bidrag for å forebygge tap av brønnskroll ved at man i økende grad:

- Velger et konservativt brønndesign
- Kjenner de geologiske forhold i brønnbanen (bedre seismikk, «offset wells»-kunnskap, måling under boring)
- Inkorporerer læring fra historisk kjente utblåsninger der brønndesign har vært en faktor i hendelsesforløpet
- Har mulighet til å kvalitetssikre oppbygging av brønnen gjennom målemetoder («as built»)
- Benytter økt informasjonsinnhenting under boring og tolkning av data underveis
- Benytter høyt kvalifisert personell og best tilgjengelig teknologi

Her vil økt informasjonsinnhenting (gjennom seismikk og eksisterende data fra nærliggende brønner) gi økt kunnskap som igjen kan omsettes til et forbedret brønndesign.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.1.1 Forebyggende (proaktive) tiltak

#### 4.1.1.1 Informasjonsinnhenting og -prosessering i forbindelse med boring

##### 4.1.1.1.1 Geologisk og geofysisk datainnsamling

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Økt mulighet til forståelse av de geologiske forholdene man skal bore i vil kunne bedre brønndesign og bedre måten man opererer på. For å få noen effekt av resultatene fra prosjektene må denne kunnskapen inkorporeres i nye brønnprosjekter.

#### Status:

Det er en rekke pågående prosjekter for bedre informasjonsinnhenting og -forståelse.

#### Detaljer:

Det er funnet flere pågående prosjekter som vil bedre informasjonstilgang/-forståelse og derved kunne bidra til bedre brønndesign om resultatene benyttes til slike formål. Enkelte av prosjektene ser imidlertid ut til å ha størst fokus mot olje- og gassproduksjon, men er likevel tatt med da det kan være synergieffekter mellom boring og produksjon.

Sponsor	Utførende enhet	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	PGS Geophysical AS	Improved subsurface resolution controlled marine seismic stimulation	2017-2020
		-----	
		Broadbanded environmentally friendly seismic source	2014-2018
		Miniature ultra-sensitive 3-C accelerometer	2014-2016
PETROMAKS2	OLIASOFT AS	Muliggjøre brønnplanlegging ved å integrere alle myndighetspålagte beregninger for brønndesign i en integrert plattform	2017-2019
PETROMAKS2	SINTEF AS	Shale Barrier Toolbox: Designing future wells for efficient completion and simpler P&A	2017-2021
PETROMAKS2	Universitetet i Bergen	Bayesian inversion of 4D seismic waveform data for quantitative integration with production data	2017-2020

Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Sponsor	Utførende enhet	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Institutt for energiteknikk	Shallow compaction and fluid flow pattern in reservoirs and caprocks underneath Barents Sea	2018-2020
PETROMAKS2	NTNU	Interpretation of frequency-dependent seismic responses of finely layered, partially saturated and fracture reservoirs	2017-2020
		Geophysical methods for subsurface imaging and monitoring	2013-2018
PETROMAKS2	Universitetet i Bergen	Internal and external forcing factors on the source-to-sink infill dynamics of the Lower Mesozoic Greater Barents Sea basin	2016-2020
		----- Barents Sea Palaeozoic basement and basin configurations	2014-2018
PETROMAKS2	Earth Science Analytics AS	Development of geoscience-driven machine learning applications for basis analysis and exploration play evaluation	2016
PETROMAKS2	NGU	Norwegian margin fluid system and methane-driven carbonate crust – Recent scientific advances in service of petroleum exploration	2016-2020
PETROMAKS2	UNI Research AS	Forecasting of architecture, seismic characteristics and flow behaviour in paleokarst reservoirs	2016-2020
PETROMAKS2	SINTEF AS	Reduced uncertainty in overpressures and drilling window prediction ahead of the bit	2015-2019
PETROMAKS2	Universitet i Oslo	Improved seismic imaging based on resolution enhancement and pattern recognition	2014-2018
		Reconstructing the Triassic northern Barents Shelf basin infill patterns controlled by gentle sags and faults	2013-2018

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Miljødirektoratet er i dialog med OD om seismikk og mulig behov for annen regulering enn i dag for å ivareta mulige konsekvenser for marine pattedyr. Det er viktig at det tilrettelegges for god informasjonsinnhenting og derav et godt datagrunnlag for et robust brønndesign.

Ved bruk av «time-lapse» 4D-seismikk er det mulig å overvåke forhold i reservoaret under produksjon. Dette krever ytterligere bruk av denne form for datainnhenting. Det er mulig at informasjonsmengden kan økes betraktelig med mindre seismikkbruk ved at man anvender et fiberoptisk reservoar monitoreringssystem som legges permanent på bunnen. FOSAR er et slikt system utviklet av Bergen Oilfield Services og Stingray Geophysical Ltd i fellesskap ved hjelp av DEMO2000 midler.

Et annet supplement til seismikk synes å være elektromagnetiske undersøkelser, som gir mye bedre informasjon om vann, olje og gassmetning i reservoarene. Det benyttes en lavfrekvent elektromagnetisk kilde med «lyttestasjoner» lagt på havbunnen.

Av andre tiltak for å sikre et robust brønndesign er å få en bedre forståelse av geologi og geofysiske forhold i nordområdene generelt, samt integrere all tilgjengelig informasjon inn i brønnprosjektet på en måte som hensyntar de utfordringer som den geografiske plasseringen gir.

### 4.1.1.1.2 Telemetri under boring

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Bedre og mer informasjonsinnhenting fra undergrunnen under boring av en brønn vil gi mulighet for bedreforståelse rundt den pågående operasjonen, noe som igjen vil kunne medføre at korrekte valg blir foretatt underveis. Dette kan medføre redusert sannsynlighet for at det oppstår tap av brønnskontroll og derav redusere mulighet for utslipp til havet. Det er i dag en begrensning på mengden data som sendes pr. telemetri og sendesystemet benytter batterier som har begrenset kapasitet.

#### Status:

Ikke kommersialisert (under utvikling), med unntak av IntelliServ som er kommersielt tilgjengelig.

#### Detaljer:

**Reelwells DualLink** benytter strømkabel gjennom borerørene, noe som gir mulighet til økt bruk av nedihulls instrumenter og verktøy uten tanke på strømforbruk. Kabelen kan også benyttes til telemetri som gir bredbåndegenskaper på datatransport til og fra området nær borekronen (LWD data). Systemets fordel er at man kan benytte eksisterende boreutstyr i stor grad.

**IRIS** har fått tilført PETROMAKS2 midler for perioden 2018-2021 for å utvikle et telemetri system, som kan ettermonteres, for nedihullskommunikasjon under boring. Systemet benytter, som Reelwell DualLink, eksisterende type borerør for dette formålet.

**National Oilwell Varco** tilsvarende system (IntelliServ) bruker «wired drillpipe» for å øke dataoverføring fra brønn til overflate. Større mengder data gir mulighet til å benytte tolkningsverktøy på overflaten som gir sikrere beslutninger, også med tanke på brønnskontroll.



## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.1.1.1.3 DrillWell

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten (DrillWell ble etablert etter at 2010-rapporten var utgitt).

DrillWell ble etablert sommeren 2010 og har status som et forskningscenter. Hovedmålsetting med senteret er å forbedre bore- og brønntechnologi, både med tanke på økt sikkerhet (mennesker og miljø), økt utvinning, økt effektivitet, økt verdiskapning og redusert kost. For denne rapportens kontekst er fokus på en sikker og effektiv boreprosess av interesse. Tanken er at forskning og utvikling ved senteret skal resultere i kommersielle produkter som kommer industrien til gode. Det er ikke funnet forskning som er direkte rettet mot nordområdene, men flere av prosjektene har relevans også i nord med et bidrag til å forhindre utblåsning.

DrillWells Program 1 adresserer teknologi som hindrer borerelaterte problemer og forbedrer sikkerheten. Det er fokus både på boreutstyr, borevæske og undergrunns formasjoner, samt kontrollen med disse elementene under operasjon. Tidlig deteksjon av uønskede hendelser har vært viktig, både med tanke på å kunne korrigere, optimalisere og automatisere boreprosessen.

#### Status:

Pågående forskningsaktivitet.

#### Detaljer:

Under Program 1 er det flere prosjekter som er interessante for denne rapportens kontekst:

- Prosjekt 1 (ROP (rate of penetration, borehastighet) Management, 2011-2015) har en fase 2 (2015-2019) som ser på optimalisering av boreprosessen. Behovet for økt informasjonsinnhenting under boring har resultert i tre prototyper; et planleggingsverktøy for boreoperasjoner (DrillOpPlan), et innsamlingsverktøy for data under boring (RT-Hub, klar for kommersiell bruk) og et tolkningsverktøy for data under boring (RT-DrillOpt, funksjonalitet mot NOV Cyberbase og MHWirth Virtual Arena).
- Prosjekt 2 (formasjonsintegritet, 2011-2014) tar for seg en bedre forståelse rundt integritetstesting (leak-off testing). Det er ukjent om dette har endret bransjens forståelse og bruk av resultatene fra integritetstesting.
- Prosjekt 3 (trykbalansert boring, 2012-2014). Resultater fra prosjektet har gitt bransjen økt forståelse for mekanismene rundt trykbalansert boring (MPD, Managed Pressure Drilling), bl.a. innen brønnskontroll og håndtering av en slik hendelse.
- Prosjekt 4 (oppdage forandringer i OBM (oljebasert boreslam) under en brønnskontrollsituasjon, 2013-2016). Prosjektet har undersøkt hvordan gass absorberes i OBM og bidratt med økt forståelse rundt denne kjemien, hvordan dette skal forstås og håndteres. Dette vil gi økt sikkerhet rundt brønnskontrollsituasjoner slik at disse ikke utvikler seg videre i negativ retning. Forståelsen av hvordan gass/oljeinntrengning – altså brønnsparke – oppstår, og hvordan dette påvirkes av baseoljen i oljebasert borevæske, er avgjørende for planlegging og gjennomføring av sikker boring, ifølge Harald Linga, forskningssjef for avdeling for boring og brønn hos SINTEF Petroleum.
- Prosjekt 5 (brønnskontroll simulator, 2016-2019). Prosjektet skal bruke algoritmer til å gi økt forståelse av informasjonsinnhenting ved brønnskontrollhendelser, som et verktøy til å ta rette valg ved håndtering av brønnsparke. Prosjektet omfatter også resultater fra de andre prosjektene, kanskje spesielt P1 og P4.
- Prosjekt 6 (redusert usikkerhet ved overtrykk og bore- «vindu» estimering foran borekrone, 2016-2018). En tilkjennegir at selv etter 45 år med boreerfaring fra Nordsjøen, så er det usikkerhet

**Petroleumstilsynet**

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

knyttet til estimering av poretrykk og brønnstabilitet som fører til uønskede hendelser, herunder brønnkontrollhendelser. Dette er spesielt markant for reservoarer med overtrykk. Prosjektet har som mål å kunne bidra til å forutsi trykk regimer foran borekrone bl.a. ved å benytte usikkerhetsanalyse som verktøy og få bekreftelser eller justering på valgt modell ved datainnhenting under boring. Meningen er å utvikle dataprogramvare for dette formål

**4.1.1.1.4 Informasjonsinnhentingsprosjekter relatert til boring støttet av PETROMAKS2**

Under PETROMAKS2 er det funnet flere prosjekter som kan øke informasjonsmengden under boring (og etter) og ved å analysere mottatt informasjon, utføre en sikrere boreoperasjon:

Sponsor	Utførende enhet	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	SINTEF AS	Advanced laboratory methods for cutting analyses	2017-2021
		Improved model support in drilling automation	2013-2018
PETROMAKS2	IRIS	Decision-driven big data and analytics for the digital subsurface	2017-2021
PETROMAKS2	SINTEF Ocean AS	Intelligent monitoring of drilling operations in sensitive environments (INDORSE)	2017-2020
PETROMAKS2	WesternGeco AS	Production optimization by exploiting new technologies for look-ahead geosteering and completion design while-drilling	2016-2020
		Integrated dynamic drilling hazard identification	2014-2018
PETROMAKS2	Universitetet i Sørøst-Norge	Sensors and models for improved kick/loss detection in drilling	2015-2020
PETROMAKS2	Kelda Drilling Controls	Forprosjekt på sanntidsestimering av pore- og oppsprekkingstrykk under boring (gjelder trykkstyrt boring, se også under Leidar/Straume lengre nede i kapittelet)	2015-2016
PETROMAKS2	IRIS	Micro Sonde Well Logging System (teknologien skal benytte miniatyrsensorer som transporteres i borevæsken)	2015-2018
PETROMAKS2	Universitetet i Agder	Offshore – onshore collective analytics & intelligence for condition-	2015-2020

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Sponsor	Utførende enhet	Prosjektnavn	Periode
		based monitoring in drilling & operation using heterogeneous networks	
PETROMAKS2	Visuray AS	3D cement evaluation in new and old wells using novel x-ray tomography	2013-2016
PETROMAKS2	NTNU	Integration of seismic well and production data constrained by physical/geological models	2013-2018
PETROMAKS2	NTNU	Nano-enabled sustainable cement sheath behind casings	2013-2016

### 4.1.1.1.5 Safekick

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Safekick leverer software for beslutningstøtte innen boreoperasjoner, spesielt rettet mot brønnkontrollutfordringer, som ved feil beslutninger underveis kan utvikle seg til utslipp.

#### Status:

Kommersielt tilgjengelig system.

#### Detaljer:

SafeVision fra Safekick er en software som behandler og leverer skreddersydd informasjon til definerte mottakere med forskjellig informasjonsbehov. Det benyttes tilnærmet AI prosessering for å beskrive problemer og gi forslag til løsning av disse i sann tid. Dette skal gjøre at beslutninger tas med bedre og mer solid bakgrunn i tilgjengelig informasjon, også informasjon som mottaker ikke nødvendigvis har tilgjengelig (erfaringsmateriale f.eks.).

SafeVisions Kick Tolerance modul er ifølge Safekick selv det mest komplette kick-toleranse verktøy som eksisterer siden mer detaljert datainnhenting benyttes for å presentere informasjon for beslutningstaking.

### 4.1.1.1.6 eVolve/intelliServ

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

National Oilwell Varco (NOV) leverer software og presentasjonsformat for denne. eVolve er avhengig av økt informasjonsmengde fra brønnen og samspiller best med et annet produkt fra NOV, nemlig IntelliServ. Systemet er laget for beslutningsstøtte under boreoperasjoner.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Status:

Kommersielt tilgjengelig system.

### Detaljer:

Det synes å være en visjon at NOV skal fremskaffe et datainnhentingssystem (eVolve, IntelliServ m.fl.) som i stor grad skal automatisere boringen og derved eliminere feilhandlinger fra mennesker. Det har i mange år vært begrensinger på telemetri gjennom boreslammet, men det er nå flere selskaper som ser på andre løsninger som gjør at datainnhenting og datatransporten til overflaten blir bedre. Sammenliknet med ordinær telemetri hevder NOV at deres system vil gi 2000 ganger raskere dataforbindelse. Både økt effektivitet og sikkerhet er nevnt som fordeler med det nye systemet.

#### 4.1.1.2 Trykbalansert boring

##### 4.1.1.2.1 Heavelock

### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Heavelock er et element satt inn i nedre del av borestrengen og som motvirker (utligner) trykket som dannes i brønnen fordi boring fra en flyterigg gjør at borestrengen beveger seg noe opp og ned i takt med riggens bevegelser i bølgene (surge/swab effekter). Riggssystem for kompensering av disse bevegelsene er da antatt å ikke være nøyaktig nok og dette systemet er utviklet for å bedre sikkerheten med brønnskroll i områder hvor trykkforandringer kan være kritiske.

### Status:

Teknologien er under kvalifisering på Ullrigg. Det forventes et kommersielt produkt i 2022.

### Detaljer:

Heavelock skal bidra til å gjøre det mulig å bore med flyter (borerigg/boreskip) de mest trykksensitive brønnene der poretrykk og fraktureringstrykk ligger svært nærme hverandre. Det hevdes at den eneste metoden å nå reserver som ligger i reservoarer med dypt vann eller i komplekse eller modne felt, er trykbalansert boring (Managed Pressure Drilling, MPD). Åm-utvalgets rapport (2010) tok også opp trykbalansert boring som et alternativ som industrien burde jobbe med fremover. Trykbalansert boring er, som tidligere nevnt i denne rapporten, beskrevet i en rapport laget av Acona for Petroleumstilsynet i 2017 («Boring i karstifiserte formasjoner»). Heavelock vil muligens gjøre det mindre sannsynlig å miste kontroll over en trykksensitiv brønn ved at man opprettholder en bedre trykkkontroll i borefasen.

Heavelock er en del av PETROMAKS2 programmet og har fått midler til gjennomføring av sitt utviklingsprosjekt i perioden 2015-2018.

##### 4.1.1.2.2 Rotating Control Device

### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Ved boring av trykksensitive brønner vil stigerørsmarginen utgjøre en ekstra hydrostatisk søyle som innvirker negativt på den lille forskjellen mellom poretrykk og fraktureringstrykk, noe som gjør at slike brønner fort kan gå i «tap» og videre kan utvikle seg mot brønnskrollproblemer og lekkasjer.

### Status:

Under utvikling.

### Detaljer:

Selskapet Electrical Subsea & Drilling AS (ESD) utvikler «Rotating Control Device» (RCD) som muliggjør å bore alle seksjoner i en brønn uten marint stigerør. Dette kan gjøre det enklere å utføre trykbalansert boring (om teknologien kvalifiseres). Både Forskningsrådet og Equinor støtte utviklingsarbeidet med midler. I dag leveres RCD løsninger av Weatherford, M-I Swaco, Siem WIS og Expro.

#### 4.1.1.2.3 Leidar/Straume

### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Ved boring av trykksensitive brønner er nedihulls trykkendringer under boreoperasjonen svært viktig informasjon å forholde seg til siden trykkmarginene er små. Systemet Kelda Drilling Controls har utviklet, hevdes å kunne prognosere alt som skjer av trykkendringer under en brønnboring og på sekunder kontrollere og styre trykket automatisk, slik at ingen farlige hendelser inntreffer.

### Status:

Under utvikling, utviklingen har kommet et godt stykke på vei.

### Detaljer:

Kelda Drilling Controls er en «spinn-off» fra Equinors (Statoils) forskningsavdeling der «Intelligent drilling» var en egen underavdeling. Oljeselskapet brukte selv ca. 100 millioner kroner på forskning innen dette området før teknologien ble overført til et eget selskap. Man kunne ikke implementere systemet i Statoil, siden Statoil ikke selv leverer og opererer boreutstyr, det måtte bli via en tjenesteleverandør. Equinor eier fortsatt patentrettighetene og får royalties basert på en lisensavtale.

Kelda Drilling Controls har videreutviklet systemet for automatisert trykkstyrt boring som ifølge selskapet kan halvere risikoen for brønnhendelser. Systemet skal oppdage feilene før de rekker å bli et stort problem.

Ifølge Kelda Drilling Controls er programvaren deres oppe på tilstrekkelig nivå. Utfordringen videre er å forbedre teknologien rundt den roterende forseglingen (RCD, rotating control device) for dypvann, som står rundt borestrengen og gjør det mulig å styre trykket. Den koster flere hundre millioner kroner å utvikle. Også andre selskaper arbeider med å utvikle RCD verktøy.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.1.1.3 Sikrere og renere boreoperasjon

#### 4.1.1.3.1 Reelwell Drilling Method (RDM)

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Mindre operasjonelle problemer i lange horisontalseksjoner ved at man kan bore hele seksjonen i ett, og samtidig sikre god hullrensing kan også å ha et bidrag mot bedre brønnkontroll.

##### Status:

Under utvikling.

##### Detaljer:

RDM metoden er en ny boremetode som nå er prototypetestet. Den baserer seg på å bruke to borestrenger inne i hverandre. Boreslam pumpes ned til borekrone gjennom ringrommet mellom de to borestrengene, mens borekaks transporteres tilbake til boreriggen gjennom den innerste borestrengen. Det er altså ikke strømning mellom ytre borerør og brønnvegg slik som er vanlig, og borekaks kan ikke legge seg på undersiden av borestrengen i horisontalseksjoner. Utstyret krever at man benytter noe spesialutstyr, bl.a. må annulus mellom borestrengene forsegles med en såkalt Rotating Control Device (RCD) som er montert rett over BOP. RCD er ellers vanlig å benytte inne trykbalansert boring og nevnt flere ganger i rapporten.

RDM gir mulighet for å kunne bore med konstant nedihulls trykkgradient som er nesten uavhengig av strømningsrate på boreslam og dette gir en noe tilsvarende effekt på boringen som med trykbalansert boring (Managed Pressure Drilling, MPD).

Det ble gitt midler gjennom PETROMAKS2 programmet i 2016 for å vurdere daværende konsept og flere av bransjens aktører har støttet utviklingen.

En annen utvikling av RDM konseptet er RDM-C, hvor det ytre borerøret er erstattet med et foringsrør (casing) eller liner slik at brønnen fores samtidig som den bores. Dette er antatt å ha et bidrag til økt stabilitet i brønnen og bedring av sikkerhet.

<https://sysla.no/offshore/samarbeider-om-utvikling-av-ny-teknologi/>

#### 4.1.1.3.2 Continuous Motion Rig (CMR)

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Utvikling av en borerobot (boreteknologi) som skal gjøre det mulig å bore kontinuerlig uten å måtte stanse boringen for å skjøte borerør. Denne teknologien vil først og fremst ha en økonomisk oppside, men det kan også ligge en mulig sikkerhetsmessig gevinst med tanke på brønnkontroll pga. økt presisjon i utførelsen av boringen og muligheten for tilnærmet kontinuerlig sirkulasjon.

##### Status:

Under uttesting.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Detaljer:

West Drilling Products eier teknologien til CMR og inngikk i fjor en kontrakt om å levere verdens første robotiserte borerigg til bruk på land (Nabors Inc, verdens største eier av landrigger). Det eksisterer også en testrigg satt opp hos IRIS på Ullandhaug der teknologien kvalifiseres. West Drilling Products har akkurat tapt en sak i Stavanger Tingrett mot ABB om bruk av et ABB styringssystem for riggen. Det er uklart hvordan dette vil påvirke fremdriften i utviklingen av CMR.

CMR er utviklet siden 2008 med støtte fra DEMO2000, Statoil, ConocoPhillips og Shell, samt noe støtte fra Innovasjon Norge.

Slik teknologien fremstår i dag synes det mest tilrettelagt for plattformboring, dvs. boring uten bevegelseskompensering (hivkompensering).

#### 4.1.1.3.3 Badger Explorer

##### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.1. i 2010-rapporten. Det er ukjent hvorfor Badger Explorer ble tatt med i forrige rapport, da det bl.a. hevdes at «Det er usikkerhet om hvor enkelt brønnkontroll vil være ved bruk av denne teknologien». Teknologien er tiltenkt leteboring og er ikke spesielt utviklet for nordområdene.

Det er en mulighet, om teknologien noen gang blir en realitet, at teknologien vil ha et positivt bidrag til brønnkontroll ved at man er mindre ut/inn av borehullet, men det er andre utfordringer rundt dette som virker i motsatt retning.

##### Status:

Det er ingen aktivitet i selskapet og intet kommersielt produkt å tilby.

##### Detaljer:

Hunter Group AS gjennom Indicator AS eier rettighetene til Badger Explorer. Det synes å ha vært manglende midler til å videreutvikle Badger Explorer til et kommersielt produkt, og per i dag er det ingen aktivitet i selskapet. Som Hunter Group selv uttrykker det i sin investorpresentasjon: *“Indicator AS (Badger Explorer) – has no employees and there has been no activity in the company H1 2018. Cash burn is down to a bare minimum and is close to zero.”*

Hunter Group fikk PETROMAKS2 midler frem til 2017 for å utvikle “R&D of downhole high power (ultra) sonic technologies and applications” tilpasset Badger-teknologien.

#### 4.1.1.3.4 Seabed rig (Robotic Drilling System)

##### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.3. i 2010-rapporten. Tanken bak teknologien er å fjernstyre hele boreoperasjonen til en forseglede borepakke som står på havbunnen. Forrige rapport tar opp spørsmålet rundt brønnkontroll: «Det er usikkerhet om hvor enkelt brønnkontroll vil være ved bruk av denne teknologien». Det er mulig at tapt brønnkontroll vil forårsake en innvendig utblåsning inne i den

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

forseglete borepakken og derav hindre utslipp til sjø, men samtidig synes det vanskelig ved et slikt scenario å gjenvinne brønnskontroll.

### Status:

Teknologien er under utvikling, men med et noe annet fokus enn boring fra havbunnen. Robotarmen som testes ut kan muligens delvis erstatte nærvær av personell på boredekk i forbindelse med kaldt klima. Produktet er ikke kommersielt tilgjengelig enda. Relevans for å hindre utslippshendelser til sjø synes ikke å være tilstede i nevneverdig grad. Det er likevel mulig at en slik robotarm, som er tiltenkt å erstatte personell og deler av rørhåndteringssystemet kan operere lengre under ugunstige forhold på et boredekk i forbindelse med en overflateutblåsning, da armen antakelig vil være omtrent upåvirket av en pågående hendelse, og derigjennom fortsatt kan montere nytt utstyr på en borestreng med tanke på brønndreping.

### Detaljer:

Seabed Rig AS har endret navn til Robotic Drilling Systems (RDS) og fokus synes altså å ha vært mot videreutvikling av verdens sterkeste robotarm for bruk på boredekk. Robotarmen vil erstatte en rekke utstyr som er i bruk på dagens boredekk og skal være med i en utvikling mot et autonomt boredekk. Ambisjonene om å plassere boredekket på havbunnen synes redusert.

Robotarmen er under testing på Ullrig i et JIP mellom Equinor, Shell og ConocoPhillips. Planen er å få i gang flere JIP med tanke på å få en kommersialisert Seabed Rig, men dette synes altså å ligge langt frem tidsmessig.

#### 4.1.1.3.5 Boring av letebrønner fra land

### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.6. i 2010-rapporten. Ved å bore lange horisontalseksjoner fra en landbasert borerigg vil en helt unngå utblåsninger og utslipp til sjø om en mister kontrollen med brønnen. Disse forhold vil da ramme land. Hermosa Beach prosjektet i USA er et slikt tiltak hvor E&B Natural Resources planlegger 34 brønner boret på denne måten. Det er stor motstand fra lokalbefolkningen som er redde for at en utblåsning vil ødelegge de kystnære landområdene for all fremtid. En tilsvarende bekymring kan også oppstå i Norge, og det er ingen utviklet teknologi for oppsamling av store mengder olje på land. OSRL har imidlertid arbeidet med denne problemstillingen en stund.

### Status:

Ingen aktivitet.

### Detaljer:

I ODs rapport «Vurdering av alternative utbyggingsløsninger i Nordøstlige Norskehav» datert 27.09.2012, laget på oppdrag fra OED, konkluderes det med at leteboring fra land er en mulighet: «Dersom avstanden fra funnet til land er tilstrekkelig kort, vil landanlegg inklusiv boring fra land kunne være et aktuelt konsept å vurdere. Selv om utviklingen innen boreteknologi går mot stadig lengre brønner og med stadig lengre horisontalseksjoner, betinger likevel slike løsninger at de endelige brønnmålene ikke er lengre enn ca. 10 km fra boreriggen på land. På norsk sokkel har dette konseptet hittil ikke blitt valgt.». Videre gis en oversikt over fordeler ved at risiko for akutt utslipp av olje til sjø, offshore arealbeslag og synlighet til havs ikke er tilstede.



## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Det burde i dag være teknisk mulig å bore enda noe lengre ut enn det som er indikert av OD i rapporten fra 2012, men det er ikke funnet tegn på at industrien aktivt arbeider med løsninger som direkte er svar på utfordringen om å bore fra land. Det er ikke gjort noen vurdering av antall kjente prospekter som kunne ligge innen rekkevidde for en slik type leteboring, men det er antatt at det er en overvekt av mulige prospekter som vil være utenfor rekkevidde.

STREICHER Drilling Technology GmbH (DrillTec) i Tyskland å ha utviklet en „slant“ borerigg som det muligens har et potensiale for videreutvikling ved at man starter å bore i vinkel allerede fra begynnelsen av brønnen i stedet for å bøye av fra vertikal etter flere seksjoner med foringsrør. Dagens utstyr har en begrensning på 3000 meter og har ikke trykk-kontroll utstyr. Andre teknologi for skråboring eksisterer også, bl.a. i USA og Frankrike.

### 4.1.1.3.6 Produksjon fra undersjøisk tunnel

#### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.4. i 2010-rapport. Produksjonsboring og produksjon av olje/gass fra en undersjøisk tunnel vil helt eliminere risiko for en utblåsning til havet. Alle utslipp vil samle seg i tunnelen og til slutt nå åpningen på land, men da med redusert trykk. Imidlertid er det usikkert hvordan denne tunnelmetoden enkelt kan gjenvinne brønnkontroll når den utilsiktede hendelsen først har inntruffet. Alt må foregå fjernstyrt, og noen av de samme utfordringene som ved «Seabed Rig» vil være til stede.

#### Status:

Ingen aktivitet funnet.

#### Detaljer:

North Energy arbeidet med en type konsept basert på en tørr tunnel. Dette konseptet ble gitt navnet «Eureka» og hadde en rekke samarbeidspartnere.

Et annet selskap, Subsea Tunnel AS, ble opprettet av UiS, Acona, Multiconsult, Ipark og Prekubator for å få vurdert tunnel konseptet gjennom et JIP. Utgangspunktet her var en våt tunnel (delvis vannfylt). Subsea Tunnel AS fikk tilført midler gjennom PETROMAKS2 i 2012-2013 for å samle interessenter til gjennomføring av en mulighetsstudie. Selskapet er i dag slettet fra Brønnøysundregisteret.

OD utarbeidet en rapport på vegne av OED, «Vurdering av utbyggingsløsninger» der det konkluderes med at man ikke vil anbefale denne typen konsept (tunnelløsninger), blant annet på grunn av faren for å støte på grunn gass, samt at OD vurderer en slik løsning til ikke å bidra til økt verdiskapning.

Videre skriver OD i sin rapport: «Alternativet med en vannfylt løsning er lansert på bakgrunn av at det er stilt spørsmål ved sikkerheten for personell i tunnelen. Løsningen vil kreve betydelig teknologiutvikling. Verdimessig ville en slik løsning bli ytterligere ugunstig, mindre fleksibel og innehar stort teknologiutviklingsbehov».

Som følge av bl.a. myndighetenes holdning og ugunstige betingelser for å innhente kapital i et marked preget av sterkt fall i oljepris, ble videre arbeide med tunnelkonseptene langt ned.

Se <https://www.tu.no/artikler/professor-tror-fortsatt-pa-boring-i-tunnel/232949>

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

De tekniske utfordringene med å drive tunnel i fjell under havet synes løst gjennom teknologi utviklet av veitunneler, og som sådan burde mulighetene for denne type konsepter være innen teknologisk rekkevidde.

### 4.1.2 Tidlige, beredskapsmessige (tidlig reaktive) tiltak

#### 4.1.2.1 Ny type BOP

##### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.2. i 2010-rapporten. Det hevdes i forrige rapport av teknologibidraget er raskere gjenvinning av brønnskroll og dermed redusert mengde med olje på sjø. Denne rapporten stiller spørsmålsteget til om dette kan stemme; en raskere og mer effektiv lukking av BOP vil redusere et mulig utslipp til sjø, men brønnskroll kan kun sies gjenopprettet når to barrierer er igjen intakte. Teknologien er ikke spesielt rettet mot nordområdene, men vil ha et positivt bidrag også der.

##### Status:

Det er uklart hva rapporten fra 2010 henviser til vedrørende «Ny BOP ventil». Imidlertid har Cameron kommet opp med en rekke nye produkter de siste årene, bl.a. «CDVS-II Cable Double-V Shear Ram», en «shear ram» som kan ettermonteres i enkelte eksisterende BOP modeller og som ifølge Cameron gir økt kutte- og forseglingskapasitet for rør med tykkere gods, samt kabel.

I 2006 introduserte man også EVO Compact, Ram-Type BOP med en del forbedrede egenskaper i forhold til en standard TL BOP fra Cameron.

Det er mulig en ny BOP type kan øke regulariteten og godheten av en stenge/kutte operasjon når man totalt har mistet brønnskroll.

##### Detaljer:

<https://www.products.slb.com/pressure-control-equipment/bop-rams/cdvs-ii-shear-rams>

<https://www.products.slb.com/pressure-control-equipment/bops-ram-type/evo-ram-type-bop>

Andre produsenter av BOPer har også gjort utvikling innen segmentet og det er nok riktig å hevde på generell basis at dagens BOP har større regularitet og evne til å helt stenge enn for inntil få år siden.

Det er i kapittel 4.4.1.5. tatt opp nyvinningen med en BOP som har elektriske aktuatorer i stedet for hydrauliske ditto. Dette gjør BOPen mye lettere, kanskje ned mot halv vekt av dagens store ventiler. Det er mulig at også regulariteten kan øke, og det kan være et positivt bidrag for å forebygge utblåsning.

#### 4.1.2.2 Oppsamlingstank for akutte oljeutslipp

##### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.5. i 2010-rapporten. Idéen var å lage en «sikkerhetstank» rundt en borelokasjon slik at et akutt utslipp samles opp. Tiltaket må installeres før boring starter og vil da ha en tidlig beredskapsmessig effekt. Teknologien er ikke spesielt rettet mot nordområdene.

##### Status:

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Ingen aktivitet siden 2012, patent (tilhører Odfjell Drilling) på teknologien er opprettholdt (2018).

### Detaljer:

North Energys styre besluttet i juli 2017 å avslutte sitt engasjement i Norge og selskapet er derfor under avvikling/avviklet. Samarbeidet med Odfjell Well Management er følgelig opphørt.

Fra Odfjell Drilling har følgende informasjon blitt gitt:

«Viser til din e-post til Odfjell Drilling. Har sjekket litt rundt dette og vår EVP i Odfjell Drilling Technology Kurt Meinert Fjell kunne opplyse følgende;

*Status er at vi har ikke arbeidet aktivt med prosjektet siden 2012, men vi har opprettholdt patentet på løsningen i aktuelle regioner.*

*Prosjektet ble startet tilbake i 2008 og jobbet aktivt med rundt 2010 – gjennom Odfjell Well Management.*

*Etter salg av OWM ligger konseptet igjen her i Odfjell Drilling med patent for løsningen, men er ikke videreført som del av vår F&U aktivitet.»*

### 4.1.2.3 Kapsling («Capping»)

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Kapsling av havbunnsbrønner ved tap av brønnskroll er en kjent teknologi som også er tatt med i regelverket. Operatøren skal ha tilgang til kapslingsutstyr for havbunnsbrønner der kapsling kan være et tiltak ved en brønnskrollhendelse (Aktivitetsforskriften §86).

Det er ikke kjent at det utvikles spesiell kapslingsteknologi for nordområdene. Mest sannsynlig kan eksisterende teknologi også fungere med godt resultat i disse områdene. Konvensjonelle metoder for bruk av utstyr for kapsling på havbunnen har klare begrensninger med hensyn til havdyp og mengde utstrømning av hydrokarboner. Grunt vann og stor utstrømning vil kunne gjøre det utfordrende å benytte utstyret. Grunt havdyp kan gi utfordringer for stansing.

Det er kjent at selskapet OSRL har utviklet en «Capping stack» som kan transporteres med fly, noe som kan redusere responstiden for leveranse av denne vitale delen av en kapslingsoperasjon til nordområdene.

#### Status:

Tilgjengelig teknologi.

#### Detaljer:

Det kan være et moment om en kapslingsventil kan skades under kvalifikasjonstesting på overflaten under svært kalde forhold, spesielt om det foreligger deler som delvis består av produkter i gummi eller elastomerer. En masteroppgave fra NMBU (Strande, 2017) «En undersøkelse av plastmaterialer ved lave temperaturer og metodeutvikling for å måle materialegenskapene» kan indikere at det er behov for mer kunnskap rundt emnet. SINTEF har gjennom PETROMAKS2 programmet (2014-2018) gjennomført prosjektet «Thermo Responsive Elastomer Composites for cold climate application» etter en erkjennelse at elastomermaterialer blir uakseptabelt stive og sprø ved nedkjøling.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.1.2.4 Subsea Production Scale Squeeze Tree Cap System (SSTC) Tree Cap

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Teknologi utviklet for å håndtere avleiringer i undervannsproduksjonsbrønner. En sideeffekt av dette er at samme tilkomst til brønnen kan også benyttes til å drepe en slik brønn ute av kontroll.

#### Status:

Tilgjengelig teknologi.

#### Detaljer:

Teknologi utviklet av Subsea Smart Solutions AS, der den konvensjonelle tilkomsten i toppen av produksjonstreet (tree cap) er erstattet med en flens som har både sikkerhetsventiler og påkobling for slange. Om muligheten skal benyttes til brønndreping er det en forutsetning at produksjonstreet er utstyrt med SSTC flens før en brønnehendelse oppstår. Med ny flens intakt er det mulig å koble seg på med 4" slangesystem fra overflatefartøy og pumpe inntil 8 m<sup>3</sup>/min med drepeslam (690 bar system). Det er noe uro rundt eierskapet til patentet og mulige rettsaker i løpet av 2019.

### 4.1.2.5 Tynnhullsboring

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Åm-utvalgets rapport (2010) tok bl.a. til orde for i større grad benytte tynnhullsboring, da ut fra et økonomisk perspektiv (reduksjon av totalkostnadene). Om først brønnsk kontroll er tapt under boring, er det trolig at et borehull med signifikant mindre diameter vil gi en lavere utslippsrate ved en utblåsning. Man vil ikke hindre et eventuelt utslipp, men redusere omfanget av hendelsen.

#### Status:

Det er ikke funnet informasjon om pågående utvikling for å ta metoden i bruk i nordområdene, og det vites ikke om den har noen spesielle fordeler ved bruk her.

#### Detaljer:

Tynnhullsboring av olje/gass brønner er ikke noe ny ide, allerede mot slutten av 1940-tallet ble det gjort landboring i USA med redusert diameter som et tiltak for å redusere kostnader. Av nyere informasjon har man funnet en MSc besvarelse fra UiS (2015) «Analysis of slim hole drilling operations» av Abdirisak A. Osman.

Tynnhullsboring synes å ha fått stor utbredelse ved boring av geotermiske brønner, en foreslått mulighet for å skaffe energi i nordområdene (geotermisk energi).

Det har vært boret med tynt hull (5 ¾", 5500') på norsk sokkel, så teknologien er kvalifisert for bruk. Metoden er i bruk sammen med TTRD teknologi (se kapittel 3.4). Denne teknologien ses også i sammenheng med «coiled tubing», «snubbing» utstyr og små modulære borerigger.

#### 4.1.2.6 Manglende infrastruktur, store avstander, brønnskontroll

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Under boring av brønner vil borevæskesøylen utgjøre den primære brønnbarrieren (ref. NORSOK D-010) i de fleste situasjoner. Ved en utblåsning er primærbarrieren tapt og det forventes at boreinnretningen har nødvendige mengder boreslam til både å gjenopprette væskesøyle og evt. drepe brønnen. Kravet for tilleggs volumer av borevæske (ferdiglaget og materialer for miksing) er det samme for hele norsk sokkel.

Det har ved flere ekstreme situasjoner vist seg at tilleggs volumer av boreslam, borekjemikalier, baseolje og evt. sement som finnes om bord ikke alltid er tilstrekkelige til å gjenopprette kontroll over brønnen, og det har vært nødvendig med forsyninger av borevæske/-materialer underveis i en brønnskontrollsituasjon, både til eksisterende boreinnretning og evt. et borefartøy som utfører avgrensingsboring.

##### Status:

Det er ikke kjent at det utføres teknologiutvikling innen feltet, og man ser i første omgang at utfordringene må løses operasjonelt. Økende aktivitet og flere samtidige boreoperasjoner kan bidra til å bedre tilgangen på nødvendig utstyr for å håndtere en brønnskontrollsituasjon. Det er i dag to forsyningsbaser nord i Norge.

##### Detaljer:

I nordområdene kan avstander og manglende tilgjengelige ekstra mengder av borevæske og -materialer, under en ekstrem operasjon for å gjenvinne brønnskontroll, muligvis føre til at man kommer i en situasjon der det oppstår mangel på forsyninger som kommer tidsnok.

Nye store borerigger for leteboring og produksjonsbrønner på havbunnen har tilstrekkelig borevæsketilførsel til å håndtere to komplette boreslamsystemer samtidig og også dekkslastkapasitet til å håndtere store leveranser av materiell. Imidlertid ønsker man å optimalisere av hensyn til frie væskeoverflater og total dekkslastkapasitet med tanke på operasjonell effektivitet innenfor de rammer som er lagt.

Det har også i enkelte fora vært stilt spørsmål om det vil være tilgjengelige borefartøy innen kort tid til å utføre en avgrensingsboring for å drepe en brønn ut av kontroll. (Videre er det noe usikkerhet om en avgrensingsbrønn kan treffe målet med tilstrekkelig nøyaktighet til å være et effektivt beredskapstiltak. Magnetiske forhold i området kan påvirke styrbare borestrenger slik at boringen kan bli unøyaktig. Grunne reservoar gjør også en slik operasjon usikker på flere måter).

Et annet forhold er også at håndtering av tapt brønnskontroll kan ta tid og at man kommer inn i en forverret klimasesong fordi man er utenfor det planlagte tidsvinduet, noe som kan skape ytterligere utfordringer til logistikk-kjeden.

Universitetet i Tromsø fikk tildelt PETROMAKS2 midler i 2014 for å vurdere forhold som bl.a. ligger inn under dette avsnitts tittel. Prosjektet «The emergence of a new petroleum province in the High North – integrated or fragmentet» tar opp de strategiske forhold rundt petroleumssektoren i nord. Prosjektet avsluttes i år og det forventes at tema rundt logistikk og beredskap er inkludert.

Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

## 4.2 Plug & Abandon (Plugging og forlating av brønner, DFU nr. 3, 9 og 10 i RNNP)

### 4.2.1 Pluggeoperasjoner

Referanse:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Både under selve P&A operasjonen og senere, når brønnen er forlatt kan det oppstå lekkasjer og utslipp. P&A synes å kunne relateres både til DFU nr. 3 og DFU nr. 9/10 i RNNP.

Status:

Det er en rekke pågående prosjekter for å forenkle og forbedre P&A av brønner. De fleste prosjektene vil kunne bidra til ulykkesforebygging generelt, og vil dermed også kunne ha en positiv effekt ved plugging av brønner i Barentshavet og forebygging av fremtidige lekkasjer.

Detaljer:

Følgende pågående eller nyere avsluttede prosjekter er funnet:

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Interwell P&A AS  (Interwell har tidligere fått støtte gjennom PETROMAKS2 og DEMO2000 for utvikling av P&A løsninger)	Permanent nedstengning av gamle oljebrønner med et eller flere væskefylte ringrom ved bruk av høyenergi energi kilde, termitt	2017–2020
PETROMAKS2	Interwell Technology AS	Nytt konsept for plugging av brønner	2013–2015
PETROMAKS2	IRIS	Leakage risk assessment for plugged and abandoned oil & gas wells	2015–2018
PETROMAKS2	ProRes AS	Ny og effektiv metode for permanent plugging av brønner	2015
PETROMAKS2	Optime Subsea Services AS	Forprosjekt for utbedring av P&A med lettere fartøy	2015
PETROMAKS2	SINTEF AS	Shale as a permanent barrier after well abandonment.  Det kan virke som om SINTEF fortsetter prosjektet gjennom "Well fossilization for P&A" og «Logging shale barrier before well abandonment»	2014-2018  2018-2021  2015-2019

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Aarbakke Innovation AS	SolverAdapt (wireline verktøy for P&A) uten rigg.	2014
PETROMAKS2	Aarbakke Innovation AS	Micro-tube removal tool (MTR)	2016-2018
PETROMAKS2	SINTEF AS	Voltage of casing for improved well cement quality  (Egentlig ikke et tiltak for P&A, men mulig en kan høste fordeler også i denne fasen)	2016-2019
PETROMAKS2	IRIS	Cementing Irregular Wellbore Geometries  (som over, egentlig ikke et tiltak for P&A, men mulig en kan høste fordeler også i denne fasen)	2015-2019

I tillegg kan Hydrawell sin Hydrawash løsning (kommersielt tilgjengelig) gi et positivt bidrag til brønnkontroll under P&A samt bidra til en bedre forsegling av brønnen. Også SwarfPak fra West Group vil kunne gi et positivt bidrag til bedre forsegling mot fremtidige lekkasjer ved en forenkling og forbedring av klargjøringen av området for plugging.

### 4.3 Fjernopererte havbunnsanlegg, lekkasjer (DFU nr. 9 og 10 i RNNP)

Teknologi knyttet til fjernopererte havbunnsanlegg er ikke spesifikt nevnt i 2010-rapporten, men, som tidligere nevnt i denne rapporten, er et høyt aktuelt tema der Equinor synes å være en pådriver for «havbunnsfabrikk» som realitet allerede i 2020. Havbunnsfabrikker synes å ha sitt utspring i de klimautfordringer som eksisterer i nordområdene og vil muligens først se sin manifestasjon i disse geografiske områdene. Det er mange teknologiske utfordringer med slike anlegg. For denne rapportens vedkommende er det fokus rundt lekkasjer og lekkasjedeteksjon.

De mange koblingene som er på slike havbunnsanlegg, fleksible og faste rør, samt i forbindelse med intervensjon, kan være mulige lekkasjekilder. Videre kan det være utslipp (planlagte eller uforutsette) fra hydraulikkanleggene som slike havbunnsanlegg er utstyrt med.

#### 4.3.1.1 Biota Guard (nå: IMARI AS)

##### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.10. i 2010-rapporten. Det viser seg at enkelte levende organismer reagerer raskt på lekkasjer av enkelte typer kjemikalier samt hydrokarboner. Ved å skaffe seg kjennskap om hvilke organismer som er best egnet for dette formål, forstå hvordan organismens reaksjon på aktuell type forurensing er og kunne måle denne reaksjonen i sann tid, utvikler man det som kalles en biosensor.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Status:

Selskapet har byttet navn til IMARI AS og har fått kontrakt med Havforskningsinstituttet på vannovervåking i Lofoten/Vesterålen. Selskapet synes ikke å ha utviklet ferdig utstyr som kan benyttes i kommersiell oljeutvinning i Barentshavet.

### Detaljer:

IMARI AS er ifølge egen nettside ferdig med en 3 års F&U avtale støttet av Forskningsrådet, Innovasjon Norge m.fl. Arbeidet har gått ut på å utvikle biosensorer for større vandyp i nordområdene for bruk på subsea utstyr.

En tidlig versjon av systemet har vært testet på avløpsvann fra Mongstad, med gode resultater.

Sent 2017 signerte Havforskningsinstituttet en kontrakt med IMARI AS på 33 millioner kroner i forbindelse med leveranse og installasjon av plattformer til LoVe-prosjektet utenfor Vesterålen. Sommer 2018 ble utstyret levert og montert. Leveransen omfatter installasjon av plattformer med tilhørende instrumenter:

- Fem sensorplattformer
- Et sett av ulike instrumenter til hver plattform
- Strøm og kommunikasjonsforbindelser til systemet.

#### 4.3.1.2 Lekkasjedeteksjonssystemer/-metoder for havbunnsbrønner

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Det er teknologiutvikling i en rekke miljø med tanke på lekkasjedeteksjon, hvorav også Forskningsrådet er en aktiv part i forbindelse med finansiering av forskning og utvikling innen emnet. Systemene skal, som beskrivelsen sier, være i stand til å detektere lekkasjer når de har oppstått.

##### Status:

Det synes å være en god del teknologiutvikling innen dette fagfeltet.

##### Detaljer:

Følgende tabell gir en oppstilling av systemer for lokal lekkasjedeteksjon og status på disse. I tillegg finnes biosensorene til IMARI AS (nevnt over og tatt med i tabell under). Det vises også til Norsk olje og gass sin Veileder 100, vedlegg 2: «Undervannssensorer».

Metode/teknologi	Leverandør	Fordeler	Ulemper
Aktiv akustisk deteksjon	Metas	Relativt stort deknings-område	Ikke utprøvd i stor grad
Passiv akustisk deteksjon (Hydrofoner)	Naxys CMR Prototec (Norce)	Kvalifisert teknologi. Redundant	Oppdager ikke lekkasjer ved lavt partialtrykk. Sensitiv mot støy



## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Metode/teknologi	Leverandør	Fordeler	Ulemper
Massebalanse		Moden teknologi, benytter eksisterende måldata	Fungerer dårlig ved ustabil produksjon og lavt trykk
Biosensor, instrumenterte leverende organismer	IMARI (se eget kapittel om dette)	Høy sensitivitet	Vanddybdebegrensing ca. 500 meter. Havstrøm kan lede vekk lekkasje. Under utprøving
Punktsensor for metan («metansniffer»)	Franatech	Kvalifisert teknologi	Krever recalibrering relativt ofte, ikke stabil
Optisk kamera	Flere	Kommersielt tilgjengelig	Ikke automatisk deteksjon, men videoanalyse er under utvikling.
LIDAR/RADAR		Stor rekkevidde, opptil 50 meter	Ikke kommersiell teknologi. Krever mye vedlikehold.
Fluorescens punktmåling på ROV/AUV		Høy følsomhet	Konseptversjon for undervanns-innretninger
Kapasitans	Flere	Kommersielt tilgjengelig	Mye feildeteksjoner. Strøm i vann kan ødelegge måling.
Fiberoptisk		Stor rekkevidde	Kun levert for rørledninger kommersielt

Det noteres at Techni AS er i ferd med å kvalifisere en ny teknologi for trykkovervåking av B-annulus (BAMSE, B-Annulus Monitoring System) som vil gjøre denne type overvåking på havbunnsbrønner mulig. BAMSE benytter ultralydmåling gjennom foringsrør vegg og det hevdes at systemet har 50 års levetid nede i brønnen. Se: <https://www.tu.no/artikler/denne-sensoren-skal-hindre-utblasing-pa-norsk-sokkel/382332>

Det ble bevilget midler gjennom PETROMAKS2 til Inphase Solutions AS i 2015 for å benytte en liknende type ultralydmåling under sementering av foringsrør med tanke på kunne kvalitetssikre sementeringen. Dette var et forprosjekt og det er i dag ikke opplyst at prosjektet er videreført på Inphase sin hjemmeside.

Christian Michelsen Research AS fikk tilført PETROMAKS2 midler (2015-2018) for å utvikle en teknologi som kunne benyttes til å gi et tidlig varsel om korrosjon i stålkomponenter som var overdekket. Om teknologien kan finne sin anvendelse på manifolder og rørsystemer så vil det være et bidrag som kan hindre utslipp ved at korrosjon oppdages tidlig. Et annet prosjekt er NTNUs «Field life extensions through controlling the combined material degradation of fatigue and hydrogen» (PETROMAKS2, 2014-2018).

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Av interesse finner en også Xsens AS sitt PETROMAKS2 prosjekt (2014-2017) "Multiphase flow and early fault detection" hvor det benyttes AI teknologi til å prediktere tidlige feil. Mulig et slikt system også kan ha et bidrag mot å hindre lekkasjer i å oppstå.

På litt mer generell basis fikk IRIS PETROMAKS2 midler (2013-2018) for å gjennomføre «Indicators for environmental impact of petroleum activities: The next generation of molecular markers».

### 4.3.1.3 AUV – transportør av måleinstrumenter

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

For å ha en lokal lekkasjemåling rundt på havbunnsinnretninger kan bruken av autonome undervannsfarkoster (benevnt AUV) være et alternativ eller supplement til fast installert lekkasjedeteksjon. En AUV vil kunne «fly» rundt på de forskjellige anleggene på havbunnen og lete etter lekkasjer i områder hvor det er vurdert at lekkasjer kan oppstå. Det meste av fast installert måleutstyr har en begrenset rekkevidde og enkelte teknologier er påvirket av varierende havstrømmer. Mobil deteksjon synes å ha stor relevans for nordområdene.

#### Status:

Utviklingen av AUVer er pågående og blir stadig mere sofistikerte/formålstjenlige. AI teknologi er også på full fart inn i AUV-verden.

#### Detaljer:

Det er flere leverandører som tilbyr AUV for bruk i petroleumindustrien. Da disse vil operere under vann kreves det ikke at de er spesielt tilpasset nordområdene. Imidlertid kan det være nødvendig å ha havbunnsinnretning som har påmontert eget referanseutstyr slik at AUVen kan navigere på korrekt måte.

Av leverandører kan nevnes:

- DOF Subsea Hugin 1000 AUV og Glider AUV
- ECA Group A-18 AUV
- Teledyne Marine Gavia AUV og Sea Raptor AUV
- Kraken Robotik GmbH (sensor og AI kontroll av AUV)
- Kawasaki prototype AUV
- Riptide
- SeaRobotics AUV
- Eelume EELY500
- L3 OceanServer Iver PW AUV
- Hydroid REMUS AUV

Det er også et pågående, snart avsluttet, prosjekt (2016-2018) i regi av PETROMAKS2 der WISUB AS ser på et felles standardisert ladesystem for AUVer. Videre ble det i 2015 gitt PETROMAKS2 midler til et forprosjekt for å utvikle et «nordsøkende» gyrokompass som kunne anvendes bl.a. på AUV. Selskapet som stod bak dette var Norwegian Subsea AS. De tilbyr bevegelsessensorer for undervannsbruk, men det er ikke funnet spor av produkter som inneholder en gyrokompass teknologi.

Det er også gitt DEMO2000 midler til Force Technology Norway for utvikle sensorteknologi til AUV.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

I rapporten «Shallow Reservoirs in the Barents Sea» laget av Add Energy for Petroleumstilsynet (2017) er også bruken av AUV diskutert som «bærer» av forskjellige typer sensorer, bl.a. for å detektere lekkasjer. Økt bruk av AUV for å dekke forskjellige formål bør øke interessen rundt teknologien ytterligere som et attraktivt supplement.

### 4.3.1.4 Lekkasje fra fleksible slanger

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Større forståelse vedrørende sprekkdannelse i fleksible slanger, som igjen kan føre til lekkasje, kan utvilsomt føre til at man i større grad kan være «føre var» og derved forhindre lekkasje.

#### Status:

Pågående prosjekt.

#### Detaljer:

Institutt for energiteknikk har fått midler fra PETROMAKS2 programmet (2017-2021) til å gjennomføre prosjektet «Environmental Cracking of Flexible Pipe Armour Wires». Det hevdes at 60% av all norsk produksjon av hydrokarboner går gjennom seksjoner av fleksible slanger som ligger innenfor prosjektets målgruppe, og således vil en bedre forståelse av mekanismene for sprekkdannelse kunne være et godt bidrag til å forhindre lekkasjer i fremtiden.

4SUBSEA AS har også fått midler fra PETROMAKS2 (2017-2019) for å gjennomføre «Flexible Pipe Pressure Line Life Extension Tool», mulig også et bidrag innen å hindre lekkasjer fra fleksible slanger. De fikk også midler i 2014 til å se på ny teknologi for tilstandsovervåking av fleksible rør.

### 4.3.1.5 Lekkasje fra rørledninger

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Større forståelse vedrørende sprekkdannelse i rørledninger, som igjen kan føre til lekkasje, kan utvilsomt føre til at man i større grad kan være «føre var» og derved forhindre lekkasje. Videre vil overvåking av utvikling av sprekker gjør det mulig å intervensere tidlig.

#### Status:

Sprekkdeteksjon er kjent teknologi, den nye ART metoden hevdes å ha store fordeler sammenliknet med andre inspeksjonsmetoder.

#### Detaljer:

Den vanlige teknologien for inspeksjon av rørledninger har vært ultrasonisk testing (UT) og magnaflux lekkasjetesting (MFL).

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Halfwave AS har gjennomført et større prosjekt i årene 2015-2018 innen PETROMAKS2 programmet vedrørende deteksjon av sprekker ved å benytte en forbedret teknologi. Man har utviklet et inspeksjonsverktøy som benyttes innvendig i rørledninger (pigging) basert på akustisk resonans (ART). Denne teknologien hevdes å være mer effektiv og mindre følsom for variasjoner i objektene som skal detekteres.

I 2015 ble det bevilget midler til Techni AS for å undersøke om det kunne utvikles et system for nøyaktig posisjonsmåling med hensyn på tilstandskontroll i rør. Det er ikke videre informasjon om prosjektet utviklet seg til et nytt produkt.

### 4.3.1.6 Elektromekanisk operasjon av havbunnsanlegg

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Det er flere initiativ for å få fjernet de hydrauliske systemene som er nødvendige for fjernstyring av havbunnsanlegg, dvs. operasjon av BOP, produksjonstre og ventiler generelt. Meningen er å erstatte hydraulikksystemene med elektrisk aktuerte systemer slik at man ikke lengre trenger hydraulikk på havbunnen, noe som også fjerner utslipp og mulige lekkasjer fra slike hydraulikkanlegg (se også kapittel 3.2).

#### Status:

Det er flere pågående prosjekter.

#### Detaljer:

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Smartmotor AS MPEI (Moscow Power Engineering Institute)	Innovative efficient and survivable electric drive systems for subsea and downhole applications	2010-2014
PETROMAKS2	Aker Solutions	Certified battery shut down system	2017-2020
PETROMAKS2	Electrical Subsea & Drilling AS	Forprosjekt: Kontrollsystemløsninger for BOP med elektro-mekanisk aktivering av konnektorer og barriereelementer (se også kapittel 3.2 hvor denne løsningen diskuteres)	2015
DEMO2000	Subsea Chokes International	Pilottest av undervanns elektrisk aktuator	Tildelt sent 2017

Det noteres også at Techni AS tilbyr elektriske aktuatorer, riktignok for tørr bruk. De leverer imidlertid elektriske «controller» for undervannsapplikasjoner (OPC UA control module).

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.3.1.7 Utslipp av andre væsker enn hydrokarboner

#### 4.3.1.7.1 Hydraulikk/injeksjonskjemikalier

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. I tillegg til mulige utslipp av hydrokarboner (olje, kondensat) er det andre kjemiske væsker som normalt går i lukkede systemer, men som under uheldige omstendigheter kan føre til utslipp til sjø. I tillegg til hydraulikkvæske (beskrevet i kapittel over) er det typisk forskjellige kjemikalier for injeksjon. Mange av disse kjemikaliene har egne injeksjonslinjer som kan skades og påføre utslipp.

##### Status:

Det er funnet svært lite teknologiutvikling innen temaet.

##### Detaljer:

Det er notert at selskapet Inhibito AS gjennom PETROMAKS2 programmet har sett på bruk av biocider og mulige erstatte for de som i dag benyttes. Fokus synes å ha vært korrosjon som kan oppstå som følge av biocid bruk, men en utvikling mot mer bærekraftige produkter er også inkludert.

Bransjen kan også tilby lokalt plasserte injeksjonssystemer for havbunnsanlegg. Dette kan muligens redusere sårbarhet til slike systemer som normalt er forsynt fra en innretning via en injeksjonslinje på havbunnen.

#### 4.3.1.7.2 Riserless Mud Recovery (RMR)

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten

RMR er en patentert teknologi som gjør det mulig å returnere borevæske og borekaks som normalt blir sluppet ut på havbunnen tilbake til riggen for prosessering. Teknologien er formålstjenlig for de første hullseksjoner før man installerer BOP og stigerør. Metoden er utviklet av AGR som teknologiutvikling innen DEMO2000 programmet og er blitt benyttet på mer enn 80 brønner på vanddyb ned mot 600 meter. Det har vært gitt støtte for å utvikle og kvalifisere teknologien ned til 1500 meter og i dag anser man teknologien kvalifisert for slike vanddyb. Nordområdene har ikke vært primærfokus for utvikling av RMR, men den anses å ha sin berettigelse her også ved at man ikke tilfører havbunnen borekaks med forskjellige kjemikalier.

Systemet synes å kunne ha berettigelse både ved leteboring og produksjonsboring av brønner for havbunnsinnretninger.

##### Status:

Tilgjengelig, kommersiell teknologi

##### Detaljer:

Når man har retur til rigg for borevæsken kan man i større grad benytte tilsetninger i væsken (som ellers ikke ville aksepteres for utslipp til sjø) og derigjennom kunne forbedre borehullets kvaliteter som støtte for brønnehode, samt barriereegenskapene til foringsrørene.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.3.1.7.3 Intervensjon på havbunnsanlegg/ubemannede innretninger

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Ved å plassere produksjonsutstyret for olje/gass på havbunnen så unngår en mange klimatiske utfordringer som nordområdene byr på, men man skaper noen nye. En av disse er å drive vedlikehold av brønner og anlegg. Dette utføres vanligvis fra et overflatefartøy som blir eksponert for mange av utfordringene man finner i nord.

Ubemannede anlegg med IO løsninger vil også gi utfordringer når disse må bemannes for reparasjon, vedlikehold eller inspeksjon.

Intervensjon kan være en kilde til utslipp (DFU nr. 9 i RNNP). Tung brønnintervensjon av havbunnsbrønner kan i enkelte situasjoner ha potensiale for tap av brønnkontroll (DFU nr. 3 i RNNP).

#### Status:

Noen pågående utviklingsprosjekter er kjent (se detaljer under). Imidlertid er intervensjon et satsningsområde i næringen og det foregår antakelig utvikling av teknologi som foreløpig ikke er offentlig kjent.

#### Detaljer:

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Stimline AS	Real-time remote and autonomous well intervention on normally unmanned installations.	2017-2020
PETROMAKS2	SINTEF AS	Autonomous subsea intervention (SEAVENTION)	2017-2021
PETROMAKS2	Well Conveyor AS	Utvikling av intervensjonsverktøy for å utvide bruken av eksisterende teknologi som er mindre energikrevende i intervensjonsoperasjoner	2015
PETROMAKS2	C6 Technologies AS	Advanced Composite Well Intervention rod for Extended Operating Environments	2013-2016

### 4.3.1.7.4 Forbedret teknologi for strømning i rør

#### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.7. i 2010-rapporten. Forbedret strømning gjør det teknologisk mulig å ha lengre rørstrekk og også mindre ferdigprosessert olje/gass i rørstrøm. Teknologien muliggjør transport av

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

brønnstrøm fra undervannsanlegg over lange avstander til anlegg lagt borte, eventuelt til land. Hydrokarbontransport i rør over lengre avstander kan også fjerne behovet for bøyelasting eller andre overføringsteknologier i havet, noe som vil redusere muligheten for forurensing, da produktene kan transporteres i rør helt frem til mottak på land.

Et forbedret strømningsregime vil forhåpentligvis minske muligheten for erosjon og andre effekter som kan føre til lekkasjer gjennom rørvegg og i flenser.

Lange rørstrekk har imidlertid også et potensiale for lekkasje, men som vist i rapporten er det teknologiutvikling innen lekkasjeovervåking, sprekkdeteksjon mv.

### Status:

Det er flere pågående prosjekter for utvikling av rørsystemer som bedre håndterer multifase og også kan gi strømning med mindre motstand

### Detaljer:

Det er funnet flere pågående og avsluttede prosjekter innen fagfeltet:

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Ledaflow Technologies DA	Accurate multiphase flow predictions for long tiebacks and subsea developments  Next generation flow assurance models for wells and risers in Ledaflow	2017-2020  2015-2017
PETROMAKS2	SINTEF AS	PIRE: Multi-scale, multi-phase phenomena in complex fluids for the energy industries	2017-2022
PETROMAKS2	Institutt for energiteknikk	SUM-Scaling and Uncertainty modelling in multiphase production	2016-2020
PETROMAKS2	Nexans Norway AS	Next generation electrical heating for flow assurance	2016-2018
PETROMAKS2	Halfwave AS	ART-Crack Detection	2015-2018
PETROMAKS2	Norrønt AS	Flyt-forbedrere for olje i rørledninger	2015-2016
PETROMAKS2	Techni AS	System for nøyaktig posisjonsmåling med hensyn på tilstandskontroll av rør	2015
PETROMAKS2	NTNU	Improved mechanisms of asphaltene deposition, precipitation and fouling (gjelder også for rør)	2014-2017

**Petroleumstilsynet**

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	XSENS AS	Multiphase flow and early fault detection	2014-2017
PETROMAKS2	Institutt for energiteknikk	Condition monitoring tool for separators based on combined use of tracer technology and multiphase flow modelling. (mulig overføringsverdi til rørledning)	2014-2018
PETROMAKS2	SINTEF AS	SIMCOFLOW-A framework for complex 3D multiphase and multi physics flows	2013-2018
PETROMAKS2	Institutt for energiteknikk	Increased knowledge of localized internal corrosion in pipelines	2013-2016
PETROMAKS2	NTNU	Multiphase flow with viscous oil	2012-2015
PETROMAKS2	SINTEF	High pressure gas liquid separation (mulig resultatene har overføringsverdi mot transport i oljerørledninger)	2011-2014
PETROMAKS2	Trelleborg Offshore Norway AS	Next generation polymer based thermal insulation material. (mulig resultatene har overføringsverdi mot transport i oljerørledninger)	2015-2019
PETROMAKS2	Shawcor Norway AS	High temperature thermal insulation for deepwater pipelines	2017-2020
PETROMAKS2	Subsea 7 Norway AS	Arctic subsea processing system	2016-2018
PETROMAKS2	IRIS Software AS	Improved modelling of near well multiphase flow for optimised planning of ICD/AICD valves in production wells	2016-2018

Det kan også nevnes StreaMax innvendig rørbelegg fra West Group/Dupont som er kommersielt tilgjengelig og som heves å gi mindre avleiringer og føre til bedre strømning i rørene. Slitasje på indre belegg har tidligere også vært et problem.

#### 4.3.1.7.5 Sikker prosedyre for oljelasting til havs

##### Referanse:

Det vises til Tabell 5, pkt. 5.1. i 2010-rapporten.



## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Dette er en lasteprosedyre som er utviklet for Goliat feltet av K. Breivik (Sevan). Denne lasteprosedyren for oljelasting til havs reduserer sannsynligheten for uønsket hendelse i form av akutte utslipp til sjø ved at sannsynligheten for kollisjoner mellom tanker og produksjonsenheten reduseres. Videre forbedres deteksjon av eventuelle lekkasjer. Prosedyren vil antakelig også ha en anvendelse for eventuell oljelasting fra havbunnsanlegg der direkte transport av olje til land ikke er mulig.

### Status:

Metode er implementert på Goliat-feltet og fungerer etter intensjonen.

### Detaljer:

Prosedyren går i korthet ut på at tanker posisjoneres slik at ved eventuell avdrift vil tankeren passere innretningen uten å kolliderer med denne;

[http://www.cesos.ntnu.no/attachments/078\\_S18\\_Haibo%20Chen.pdf](http://www.cesos.ntnu.no/attachments/078_S18_Haibo%20Chen.pdf)

## **4.4 Løs havbunn, innsynkning av havbunn (Mulig konsekvens: DFU nr. 9 eller 10 i RNNP)**

### 4.4.1 Stabilisering av brønnhode og foringsrør

Lite eller dårlig støtte av brønnhode/foringsrør, som følge av løs havbunn, kan muligens gi store bøyepenninger eller utmatting av stålet slik at det under visse forhold føre til utslipp. Derfor vil teknologi som kan motvirke dette være av interesse for arealer i nordområdene hvor havbunnen er løs.

Også den tradisjonelle H4-konnektoren (brønnhodeforbindelse) har ikke nødvendigvis tilstrekkelig robusthet mot sidekrefter/bøyekrefter, spesielt ikke etter at BOP vekten har økt kraftig de siste 25 år (fordoblet vekt). Ved avviksboring til grunne reservoar (som er karakteristiske for nordområdene på norsk sokkel) vil de sideveis virkende kreftene øke og støtte av brønnhode/foringsrør være essensielt viktig.

#### 4.4.1.1 Pæling av lederør

##### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Pæling av lederør vil gi bedre stabilisering av brønnhode og foringsrør.

##### Status:

Teknologien er kommersielt tilgjengelig for bruk ned til 1000 meter og kan installeres fra et skip. Bruk av metoden forutsetter egnet havbunn med bløte toppsedimenter.

##### Detaljer:

Dette er utgangspunktet en gammel metode for å feste lederør. I løs havbunn vil metoden forhindre at man lager et «krater» slik resultatet ofte blir ved borestart i løs formasjon. Ved å banke ned lederøret vil man sikre at innføringen i havbunnen ikke er større enn nødvendig hull diameter for røret, noe som vil gjøre at selv en løs havbunn vil kunne gi et bidrag til støtte for lederøret (og senere brønnhode).

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.4.1.2 NeoDrill (CAN) (og Cap-X)

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Sugeankerteknologi som gir støtte for brønnhode og foringsrør ved løs havbunn. Teknologien er ikke spesielt utviklet for nordområdene, men er aktuell når havbunnen består av løse sedimenter.

#### Status:

Kommersielt tilgjengelig.

#### Detaljer:

CAN teknologien har vært brukt en rekke ganger siden 2006, bl.a. på Wisting Central II for OMV i 2015. Det har vært en kontrovers med Equinor som har utviklet Cap-X, en teknologi som har i seg flere av NeoDrill sine patenter. Fra retten heter det bl.a. at:

- Equinor forbys å bruke Cap-X-teknologien som krenker to av Neodrills patenter.
- Equinor har brutt markedsføringsloven ved utvikling av Cap-X-teknologien.
- Equinor må betale 40 millioner til Neodrill.

Saken er anket av Equinor.

### 4.4.1.3 TGB-PGB

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Temporary Guide Base (TGB) og Permanent Guide Base (PGB) er kjent teknologi som kan gi stabilisering av brønnhode. Systemet vil også ta noe av vektbelastningen fra BOP og gjøre at denne får med sideveis støtte.

#### Status:

Det er ikke funnet nyere utvikling av TGB/PGB teknologien, kanskje med unntak av Aker Solutions Integrated Template Structure (ITS) design.

#### Detaljer:

Bruk av Temporary Guide Base (TGB) og Permanent Guide Base (PGB) er en gammel teknologi som i stor utstrekning ble benyttet opp til midten av 80-tallet som guide/støtte for lederør og BOP ved boring fra flyterigg. I og med at man endret praksis med å ta retur av boreslam under boring av topphull, bl.a. på grunn av risiko for grunn gass, ble også teknologien i stor utstrekning forlatt. Teknologien er fortsatt kjent og kunne sikkert utvikles til å være et svar på utfordringene vedr dårlig støtte for brønnhode/BOP.

### 4.4.1.4 Brønnhodekonnektor

#### Referanse/bidrag:

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Ofte benyttes H4 standard konnektor for kobling mellom brønnhode og BOP/produksjonstre. Det er i bransjen stilt spørsmål om hvor god denne forbindelsen vil være under påførte bøyelaster som følge av svak havbunn og tung BOP. Forbindelsen er helt vital i forbindelse med å sikre en helt tett forbindelse mellom brønn og utblåsningsventil (eller produksjonstre) på toppen av brønnen.

### Status:

Det eksisterer flere alternativer til den tradisjonelle H-4 konnektor profilen, man benytter altså en annen type konnektor profil som sies å ha bedre forseglingsegenskaper ved høyere last, bøyning og utmatting

### Detaljer:

Eksempel på kjente koblingstyper:

- NOV Shaffer CHX High Capacity Wellhead Connector (CHX-1530)
- Dril-Quip dXe
- Oil States Alligator Connector

Noen av disse konnektor-typene kan også tilpasses H-4 design, men da antas fordelene ved disse også å forsvinne, helt eller delvis.

#### 4.4.1.5 Lettere, elektrisk aktuert BOP

### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

En lettere BOP vil gi mindre belastning på lederør/brønnhode. Om man også kan bore alle seksjoner uten stigerør så vil dette antakelig ytterligere redusere stress i brønnstålet, som igjen kan redusere muligheten for en lekkasje.

En elektrisk aktuert BOP vil gi raskere signaler for å stenge ventiler og det er mulig at også regulariteten kan øke, og det kan være et positivt bidrag for å forebygge utblåsning.

### Status:

Elektrisk aktuert BOP er under utvikling.

### Detaljer:

Selskapet Electrical Subsea & Drilling AS (ESD) utvikler systemer som er ment å gjøre BOPen fullt ut elektrisk funksjonell og derved eliminere det tradisjonelle hydrauliske systemet.

Ifølge ESD utgjør det stadig mer avanserte hydrauliske systemet på BOPen en stor del av vektøkningen som BOPene har vært gjennom de siste årene. Ved å gå over til helelektrisk operasjon med batteri back-up så er man i stand til å redusere vekten av BOP med 25-40% og dette vil redusere stressbelastning på brønnhodet, som igjen kan redusere muligheten for en lekkasje. Et annet produkt fra samme selskap er «Rotating Control Device (RCD)» (som flere andre selskaper også utvikler for tiden i forbindelse med trykbalansert boring) som eliminerer marint stigerør også etter at BOP er installert. Dette vil ytterligere redusere stressbelastning på brønnhodet.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 4.4.1.6 Innsynkning av havbunn

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Innsynkning av havbunnen vil kunne gi utfordringer med støtte og forankring av brønnhode, samt kan gi «buckling» og bøyning av foringsrør og produksjonsrør. Dette kan gi effekter som kan føre til utslipp.

#### Status:

Effekter av innsynkning av havbunn er kjent fra Ekofiskområdet. Det er kun funnet et pågående initiativ relatert til Barentshavet.

#### Detaljer:

Universitetet i Bergen har fått støtte gjennom PETROMAKS2 (2016-2020) med å gjennomføre prosjektet «Internal and external forcing factors on the source-to-sink infill dynamics of the Lower Mesozoic Greater Barents Sea basin». Det er mulig dette kan gi nyttige innspill til forståelse av havbunnsinnsynkning og hvilke tiltak som kan iverksettes for å hindre uønskede effekter av dette.

### 4.4.1.7 Oppsprekking av havbunn ved injeksjon

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Det er kjent at injeksjon av produsert vann, slop, oppmalt borekaks osv. i grunne formasjoner har ført til oppsprekking av kappebergart og utslipp til sjø. Om man vil benytte denne type operasjon i nordområdene fremover er uklart, men lekkasjepotensialet vil antakelig være tilstede i så fall.

#### Status:

Full forståelse hvordan man kan forhindre denne type lekkasje ved injeksjon synes ikke fullt ut tilstede.

#### Detaljer:

Stiftelsen NORSAR har gjennom PETROMAKS2 programmet et prosjekt benevnt «Real time reservoir monitoring integrated with stress field modelling to allow for early detection of deformations and leakages» som skal se på nevnte forhold med oppsprekking av kappebergart i forbindelse med injeksjon. Prosjektet har pågått siden 2015 og skal være ferdig i år.

## 4.5 Brudd på forankringsliner FPU (Mulig konsekvens: DFU nr.9 og 10 i RNNP)

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. En flytende produksjonsinnretning som opplever brudd på forankringslinene vil kunne forårsake utslipp ved at stigerør blir utsatt for store krefter og skader når innretningen ikke lengre makter å holde posisjonen på grunn av brudd på deler av forankringssystemet.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Status:

Pågående prosjekt

### Detaljer:

SINTEF AS har fått bevilget midler gjennom PETROMAKS2 (2018-2021) til å gjennomføre prosjektet «Improved lifetime estimation of mooring chains» da det hevdes å være for lite kunnskap om emnet. En vil anta at det vil eksistere en overføringsverdi i form av kunnskap til MODU også.

## **4.6 Bunnskrapende isfjell (Mulig konsekvens: DFU nr.9 og 10 i RNNP)**

### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Bunnskrapende isfjell utgjør en fare for utstyr som står på havbunnen (rørledninger, templater, BOP osv.) og kan forårsake skader på utstyr som igjen gir utslipp.

### Status:

Så vidt en er kjent med, foregår det for tiden ingen teknologiutvikling for å sikre brønner og utstyr mot bunnskrapende isfjell.

### Detaljer:

Utenfor New Foundland graves det en grop hvor boreanlegg og produksjonsanlegg plasseres. Her er havbunnen så hard at isfjell ikke kan pløye havbunnen. Kostnaden med å grave dype nok groper slik at BOP og produksjonsutstyr ikke stikke opp fra havbunnen rundt, er svært store. Rørledninger mellom produksjonsenheter legges på havbunnen og stenges ned om det er fare for interaksjon med isfjell. Rørene må skrotes og legges på ny om de blir utsatt for krefter fra isfjell. Større gassledninger på sokkelen utenfor New Foundland er derfor ikke installert. Teknologien med å grave groper for boreutstyr og produksjonsanlegg er imidlertid ikke anvendbar der havbunnen består av løse sedimenter.

## 5 Status kunnskapsutvikling

### 5.1 Områdespesifikke forhold

#### 5.1.1 Varsel om polare lavtrykk

##### Referanse:

Det vises til Tabell 3, pkt. 3.1. i 2010-rapporten.

##### Status:

Kunnskapsinnhenting vedrørende polare lavtrykk er fortsatt nødvendig og også pågående.

##### Detaljer:

Meteorologisk Institutt har egen informasjonsside som angår «Hav og nordområder»:

<https://www.met.no/hav-og-nordomrader-landing>. Det forskes på å forbedre værvarsel i Arktis og en nyere undersøkelse har dokumentert at hull i isdekket mellom Svalbard og Grønland gir utslag på værvarselet: <https://www.met.no/nyhetsarkiv/ett-skrutt-naermere-bedre-vaervarsel-i-arktis>.

Når man blir i stand til å varsle polare lavtrykk på en effektiv måte, vil man få et bedre grunnlag for planlegging av operasjoner i området der polare lavtrykk kan oppstå. Sannsynligheten for at det da pågår arbeid under værforhold der arbeid burde vært stanset og utsatt er derfor redusert til et minimum.

Bedret værvarsel kan bidra til reduksjon av risiko for akutte oljeutslipp gjennom reduksjon av risiko for skipsforlis og kollisjon mellom skip og innretning.

Likevel er det fremdeles stor usikkerhet omkring polare lavtrykk, både når de oppstår og hvilken retningen de tar. En studie utført av Universitetet i Stavanger og Meteorologisk Institutt (Bergen og Tromsø) har vist at det er mulig å varsle bølgehøyden i Polare lavtrykk som beveger seg mot et område med mye bedre nøyaktighet enn hva men kunne tidligere:

<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016JC012086>.

#### 5.1.2 Kunnskap om ising fra bølgesprøyt og atmosfærisk ising

##### Referanse:

Det vises til Tabell 3, pkt. 3.2 i 2010-rapporten.

##### Status:

Kunnskapsinnhenting og utvikling fortsetter.

Det er grunn til å merke seg at ising fra sjøsprøyt blir spesielt stor om et polart lavtrykk passerer, siden det følger sterk vind og bølger med det polare lavtrykket og siden det i etterkant av lavtrykket følger store nedbørsmengder, om vinteren som snø.

##### Detaljer:

Følgende prosjekter er funnet pågående:

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	NTNU	Durable Arctic Icephobic Materials	2016-2020
PETROMAKS2	DNV GL AS	RigSpray-Developing a tool for prediction of loads from marine icing on offshore structures	2016-2020
PETROMAKS2	NTNU	Characterization of wave impact spray generation for better prediction of marine icing on structures	2015-2019
DEMO2000	Forskningsrådet	I programplanen identifiseres det å være et prioritert teknologibehov innen "løsninger som håndterer utfordringer knyttet til is og nedising av installasjoner og utstyr"	Programplan 2018-2022

Nyere avsluttede prosjekter:

Sponsor:	Utførende enhet:	Prosjektnavn	Periode
PETROMAKS2	Imenco Consulting AS	Improved safety and efficiency in O&G operations by developing superhydrophobic nanotechnology for passive anti-icing protection	2012-2015
PETROMAKS2	Nortek AS	Sanntids undervanns trådløst sensornettverk for å overvåke isdrift i nordområdene	2011-2015
PETROMAKS2	DNV Research and Innovation AS	Marine Icing	2009-2012

Ved Universitet i Tromsø er det utviklet nye modeller for å beregne akkumulert is fra sjøsprøyt. Resultatene tilsier at tidligere modeller har overestimert mengden av is fra sjøsprøyt om man nærmer seg iskanten.

Ising fra sjøsprøyt er imidlertid ikke bare et nordområdeproblem. I 1979 omkom 15 personer utenfor Hanstholm i Danmark på grunn av at fiskebåter ble nediset: <http://fiskeritidende.dk/de-glemmer-aldrig-den-dag-i-februar-1979/>

### 5.1.3 Modeller for snødrift

Referanse:

Det vises til Tabell 3, pkt. 3.3. i 2010-rapporten.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Snødrift representerer en betydelig utfordring for instrumentering og kan hindre adgang til noen områder av betydning for sikkerhet, for eksempel kontrollsentre for landanlegg og måleutstyr på innretninger til havs. Bedre snødriftmodeller tilrettelegger for bedre design, bedre utstyrvalg og sikrere operasjoner.

### Status:

Nødvendig med mer kunnskap, ikke funnet pågående prosjekter.

### Detaljer:

Det er blitt en forståelse av at snødrift er kompleks og avhenger av mange faktorer som vindretning, geometri av utstyrsenheter og konstruksjonsdetaljer. Det vil være nødvendig med grundige analyser, for eksempel CFD analyser som er utviklet ved Universitet i Tromsø ved Ingeniør-fakultetet i Narvik.

## 5.1.4 Internasjonal standarder for konstruksjoner i kaldt klima

### Referanse:

Det vises til Tabell 4, pkt. 4.1. i 2010-rapporten.

### Status:

Det eksisterer en rekke standarder for konstruksjoner i kaldt klima. En vinteriseringsstudie utført.

### Detaljer:

ISO 19906:2010 "Petroleum and natural gas industries - Arctic offshore structures" var en realitet da den ble publisert i desember 2010. Den er for tiden under revisjon og vil erstattet av en oppdatert versjon av 19906. Tilbakemelding fra bl.a. Barents 2020 prosjektet har bidratt inn i revisjonsarbeidet. Det er spesielt lagt vekt på at modeller for å beregne laster fra drivende is. ISO standarden har en detaljert «Informative section», der det viser til løsninger hvordan de funksjonelle kravene i standarden kan oppfylles.

I tillegg til oppdatering av denne standarden, har det under ISO TC67/SC8 blitt utviklet en serie med standarder som angår arktiske operasjoner, se: <https://www.iso.org/committee/652790/x/catalogue/>. Vi vurderer spesielt ISO 35106; 2017, "Petroleum and natural gas industries - Arctic operations - Metocean, ice, and seabed data" å være et viktig bidrag til forståelse av de fysiske og metrologiske forholdene i arktiske farvann.

## 5.2 Andre forhold

### 5.2.1 Metode for å kvalifisere nye undervannsanlegg

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten. Økt innovasjon i forbindelse med havbunnsanlegg har skapt et behov for å kvalifisere godheten av slike nye anlegg med hensyn på sikkerhet, spesielt for miljø.

#### Status:

Under arbeid.



## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Detaljer:

DNV GL har fått tildelt midler i PETROMAKS2 sammenheng for å gjennomføre prosjektet «Safety 4.0: Demonstrating safety of novel subsea technologies» i perioden 2018-2021, og en vil anta at prosjektet også vil gi et positivt bidrag innen rapportens kontekst med tanke på utslipp fra undervannsanlegg.

## 5.2.2 Kunnskap til operativt personell

Det eksisterer og kommer til stadig mer kunnskap om hvordan man best opererer med tanke på sikkerhet. Denne kunnskapen må komme operativt personell til gode slik at de i sin utførelse av arbeidet kan forstå og ta hensyn til den til enhver kjente informasjon i sitt daglige virke.

### 5.2.2.1 Simulator

#### Status/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Under boring vil statistisk hver 20. brønn gi utfordringer som kan føre til utslipp gjennom tap av brønnkontroll. Operasjonelt personell innen borefaget bør trene på å håndtere de hendelseskjedene som kan føre til utslipp og andre sikkerhetsmessige utfordringer ved at man benytter simulatorentrening på samme måte som man gjør i luftfarten.

#### Status:

Simulator er tilgjengelig.

#### Detaljer:

Oiltec Solutions leverer simulorteknologi, hvor hiDRILL og hiDRILL wellSIM synes å dekke behovet for simulatorentrening innen boring og brønn operasjoner. Treningen kan tilpasses spesifikke boreanlegg og spesifikke brønndesign/-utfordringer.

Safekick lever også simulator trening for brønnboring i tillegg til software for håndtering/tolkning av boredata.

IRIS og UFRJ (Federal University of Rio de Janeiro, Brazil) fikk PETROMAKS2 midler for å gjennomføre «Drilling simulator based research collaboration on drilling process modelling» i tidsrommet 2014-2016.

## 5.3 Samarbeidsprosjekter for kunnskapsutvikling

### 5.3.1 Barents 2020

#### Referanse:

Det vises til Tabell 4, pkt. 4.2. i 2010-rapporten.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### Status:

Prosjektet er gjennomført, rapporter foreligger. Mest interessant for rapportens kontekst synes å være delprosjektet «Etablering av felles praksis for helse, miljø og sikkerhet (HMS)» hvor det er vurdert og gitt innspill til eksisterende standarder som relaterer seg mot kaldt klima og forhold til Barentshavet, alt i samarbeide med Russland. Mest verdifull kan synes innspill til ISO 19906, samt fokus på storulykker (herunder ulykker ved transport av olje med skip). Man har hatt fokus på proaktive tiltak i arbeidet.

### Detaljer:

”Barents 2020” ble lansert av regjeringen i et foredrag ved utenriksminister Jonas Gahr Støre i Tromsø den 10. november 2005. I foredraget heter det:

*Men vi behøver også nye virkemidler, og det er spesielt et behov for å ta det helhetlige og samordnende grepet som skal til for at Norge skal lede an i utviklingen i nord. Regjeringen har derfor besluttet å lansere en langsiktig og tverrsektoriell satsning på forskning og utvikling i nordområdene. Vi kaller prosjektet ”Barents 2020”.*

*Gjennom dette prosjektet skal vi skaffe nye russiske og vestlige partnere til norskledede utviklingsprosjekter i nordområdene.*

*”Barents 2020” skal få i gang konkrete samarbeidsprosjekter – under norsk ledelse – som kan engasjere både Russland og vestlige land. Det skal fungere som et bindeledd mellom internasjonale kompetansemiljøer, akademiske institusjoner, næringslivs- og industriinteresser i ulike land som er opptatt av nordområdene.*

I juni 2006 fikk Arve Johnsen i oppdrag av utenriksministeren å utarbeide en rapport om ”Barents 2020” med vekt på petroleumsvirksomheten. Her listes 11 prosjekter:

- Undersjøisk bore- og produksjonsteknologi i arktiske strøk
- Langdistanse rørtransport av olje, gass og kondensat
- Petroleumsutvinning og is
- Barentshavet på skjerm - sanntidig overvåking av havområdene i nord
- Etablering av felles praksis for helse, miljø og sikkerhet (HMS)
- Miljøsikring
- Omdanning av naturgass til transporterbar tilstand
- Landanlegg - næringsutvikling
- Personellutvikling/trening
- Ressursene i nord og urfolk
- Leverandørindustrien INTSOK

Det har også vært kritiske røster til Barents 2020, som sekretariatsleder i Barentssekretariatet, Rune Rafaelsen, som i 2014 verken var overbevist eller begeistret over regjeringens nye nordområdesatsing. Det var veldig mye selvfølgeligheter og lite nytt påpeker han:

<https://www.highnorthnews.com/nb/rafaelsen-mye-selvfolgeligheter-og-lite-nytt>.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 5.3.2 Arktisk 2030

#### Referanse:

Ikke omtalt i 2010-rapporten (ble etablert etter at 2010-rapporten ble utgitt). Utenriksdepartementet (UD) lanserte i 2015 en ny tilskuddsordning, Arktis 2030, ved å slå sammen de to tilskuddsordningene, Barents 2020 og Arktisk Samarbeid til én ny ordning, Arktis 2030, som nå omfatter hele det sirkumpolære Arktis. Som initiativets navn tilsier, så sikter man mot mål i 2030.

Arktis 2030 er en såkornordning. Det betyr at man ønsker prosjekter som etter hvert kan stå på egne ben.

#### Status:

Siste informasjon er at UD har annonsert utlysning av tilskuddsmidler over tilskuddsordningen med søknadsfrist 15. februar 2018. Prosjekter relatert til hav prioriteres.

#### Detaljer:

Formålet med Arktis 2030 er å fremme norske interesser og bidra til å realisere regjeringens prioriteringer i nordområdesatsingen. Det betyr, ifølge UD, strategiske prosjekter med ulike samarbeidspartnere som kan bidra til økt samhandling over grensene i nord, offensiv næringssetting, bred kunnskapssatsing, videreutvikling av infrastruktur og styrket miljøvern, sikkerhet og beredskap.

Støtte fra Arktis 2030 vil også kunne gå til prosjekter som gir økt kunnskap om klimaendringene i polare områder samt bidrar til det konkrete arbeidet i Arktisk råd og det internasjonale samarbeidet i Antarktis.

Regjeringen har følgende fem prioriterte innsatsområder i sin Nordområdestrategi - «mellom geopolitikk og samfunnsutvikling»:

1. Internasjonalt samarbeid
2. Næringsutvikling
3. Kunnskap
4. Infrastruktur
5. Miljøvern, sikkerhet og beredskap

Prosjekter med relevans innen rapportens kontekst er:

Prosjektet «En transatlantisk innovasjonsarena for bærekraftig utvikling i Arktis» vil gjennomføres i perioden 2016-2020 av forskningsinstitusjonen Akvaplan-Niva i Tromsø. Hovedpartnere er Universitetet i Tromsø, Havforskningsinstituttet, International Research Institute of Stavanger (IRIS) og Canadas statlige etat for havforvaltning (Fisheries and Ocean Canada). Tiltak for å redusere miljørisiko i nordlige havområder vil stå i sentrum for prosjektet, som har petroleumsindustrien som hovedmålgruppe. Formålet er å utvikle kunnskap, tekniske løsninger og planverk som tar hensyn til de særlige miljøutfordringene i arktiske farvann.

Universitetssenteret i Longyearbyen (UNIS) fikk i perioden 2016-2017 støtte til et prosjekt om bedre arktisk sikkerhet som følge av de raske endringene i naturmiljøet i og økt menneskelig tilstedeværelse og virksomhet. Et viktig mål er å øke kompetansen om hvordan operere trygt og miljømessig forsvarlig. Det er usikkert om prosjektet vil fortsette etter den initiale fasen, men det planlegges å etablere et sikkerhetscenter ved UNIS.

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

### 5.3.3 DEMO2000

#### Referanse:

Det vises til Vedlegg 3 i 2010-rapporten.

#### Status:

Det nevnes i rapporten «Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i Nordområdene» fra 2010 at: «Demo 2000-prosjekter representerer en utvikling av betydning for sikkerhetshensyn idet det omfatter en utvikling som kan bidra til bedre risikoforståelse, .....».

De 11 siste prosjektene som har fått tildelt midler er vurdert, og det er også sett på prosjektene som er opplistet i 2010-rapportens vedlegg 3. Forskningsrådet skriver at man har bevilget pengene til pilotering og demonstrasjon av ny teknologi for norsk sokkel, et inntrykk man også sitter igjen med etter å ha vurdert prosjektenes innhold. Fokus er først og fremst teknologi og teknologiutvikling som teknisk gren. Om denne teknologiutviklingen også innehar elementer av sikkerhet og forebyggende tiltak mot ulykker synes ikke å komme klart frem, selv om «forbedret helse, miljø og sikkerhet» er et av hovedmålene med DEMO2000 (Forskningsrådet: Programplan 2018-2022 DEMO2000). At ny og bedre teknologi kan bedre sikkerheten er klart, men en hadde muligens sett at dette ikke bare ble en «hyggelig bi-effekt», men i større grad en hovedfokus. I så henseende har f.eks. Barents 2020 og Arktis 2030 hatt en mer tydelig fokus på sikkerhet.

### 5.3.4 Norges teknologistrategi for petroleum (OG21)

#### Referanse/bidrag:

Ikke omtalt i 2010-rapporten.

Ifølge OG21s hjemmeside er formålet med OG21 er å sikre en effektiv og miljøvennlig verdiskaping fra norske olje- og gassressurser gjennom et samordnet engasjement i petroleums-klyngen innenfor utdanning, forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering. Dette skal oppnås ved bl.a. å utvikle en nasjonal teknologistrategi for involverte i bransjen. OG21 har sitt mandat fra OED. Det virker som initiativet har høy fokus på å redusere kostnader og bedre samarbeidet i næringen. OG21 er kun rådgivende og gir anbefalinger. Det er en viss samordning mot f.eks. DEMO2000.

Det kan synes som om OG21 i senere tid har økt fokus på nordområdene (benevnes «High NorthTechnologies» i strategidokumentet deres), og mulig at OG21 kan være det rette fora å samordne teknologi- og kunnskapsutvikling for arktisk.

#### Status:

Pågående, OG21s mandat er ikke spesielt rettet mot nordområdene.

#### Detaljer:

Mye av OG21s arbeide synes å bli gjennomført i teknologigrupper (TTA). Det er for tiden fire slike:

- TTA1 – Energieffektivitet og miljø
- TTA2 – Leting og økt utvinning
- TTA3 – Boring, komplettering og intervensjon

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

- TTA4 – Produksjon, prosessering og transport

Fra årsrapport 2015 kommer følgende hjertesukk: «Alle prosjekter konkurrerer om investeringsmidler internt i selskapene. Prosjekter med høy samfunnsøkonomisk nytte når nødvendigvis ikke opp i kampen om midlene når bedriftsøkonomiske hensyn legges til grunn».

OG21 anbefaler at Petoro som virkemiddel for raskere anvendelse av nye teknologimuligheter vurderes.

OG21 anbefaler også at OED vurderer andre muligheter som kan påvirke teknologibruk, slik som oljeselskapenes innsats for teknologiutvikling var tidligere et av kriteriene som ble vektlagt i lisenstildelingen.

Utgivelser med relevans for nordområdene:

2015: Technology challenges for year-around oil and gas production at 74°N in the Barents Sea

2017: The new OG21-strategy and the Arctic

Universitetet i Stavanger har gjennom PETROMAKS2 programmet (2017-2019) igangsatt et forskningsprosjekt “The study of non-uniform particle bed motion in pipes with Newtonian and non-Newtonian fluids” som et tilsvar på et informasjonsbehov identifisert under TTA3.

### 5.3.5 Barents Sea Exploration Collaboration (BaSEC)

BaSEC ble etablert av Statoil, Eni Norge, Engie, Lundin and OMV i april 2015. Andre operatører på norsk sokkel ble invitert til å delta og i dag er brorparten av disse med i samarbeidet. BaSEC har utgitt en rekke rapporter som er spesifikke mot Barentshavet og ny kunnskap om området innen logistikk, beredskap, standardisering, klima m.m., men synes ikke å ha vært innom rapportens kontekst i nevneverdig grad.

## 6 Konklusjon og tiltak

### 6.1 Kunnskaps- og teknologiutvikling for nordområdene

Generelt foregår det stor aktivitet innen kunnskapsinnhenting og -utvikling innen typiske forskningsmiljøer. Denne kunnskapen fører ikke nødvendigvis til teknologiutvikling. Teknologiutvikling følger av at andre enn forskningsinstitusjonene tar fatt i kunnskapen og ser et marked for å utvikle teknologi som kan tilbys industrien. Videre er det viktig at teknologi ikke bare utvikles, men også tas i bruk.

For denne rapportens del må det konkluderes at det er lite teknologiutvikling og kunnskapsinnhenting rettet direkte mot rapportens kontekst, dvs. som kun har til hensikt å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene spesielt eller på norsk sokkel generelt.

Noen unntak finnes. Det foregår f.eks. teknologiutvikling innen lokal lekkasjedeteksjon av undervannsanlegg hvor det er flere aktører, bl.a. gjennom tilførsel av midler fra Forskningsrådet, og noe har spesiell fokus på nordområdene.

Det vises i denne rapporten at det er svært mange initiativ pågående, eller teknologi som allerede er kvalifisert, som kan ha et positivt bidrag innen sikkerhet som en sekundær effekt. Bransjen arbeider aktivt med teknologi- og kunnskapsutvikling i forskjellige former, ofte for å øke effektivitet og redusere kostnader, men samtidig kan dette gi en grad av økt sikkerhet i flere tilfeller. Dette gjelder også innen denne rapportens kontekst da f.eks. flere initiativ innen boring vil høyst sannsynlig redusere sannsynlighet for en utblåsning (DFU 3 i RNNP).

Det er også kunnskapsinnhenting innen nordområdenes geologi og klima, noe som på sikt kan gjøre at man unngår akutte utslipp fordi man har en bedre og dypere forståelse av forhold som gjør at man kan være mer proaktiv.

Det er mange PETROMAKS2 prosjekter som avsluttes i perioden 2017-2019 og resultatene fra disse burde vært evaluert innen rapportens kontekst for å trekke ut kunnskap og læring til nytte for fremtidig operasjon i nordområdene, der prosjektene viser seg å ha relevans.

I forbindelse med arbeidet med denne rapporten er det ikke klart fremkommet på hvilken måte aktørens strategier for teknologi- og kunnskapsutvikling ivaretar særbehov for å forebygge ulykker i nordområdene spesielt, eller for norsk sokkel generelt. Det er heller ikke klart fremkommet på hvilken måte aktørens strategier for teknologi- og kunnskapsutvikling i bransjen generelt ivaretar sekundæreffekter for å forebygge ulykker fra petroleumsvirksomhet.

### 6.2 Eksempler på teknologiske utfordringer for fremtidige aktiviteter i nordområdene

#### 6.2.1 Materialteknologi

Utstyr laget for et spesifikt geografisk område vil normalt være designet for dette og inkludere de klimamessige forhold som kan oppstå der utstyret brukes. Det kan imidlertid være en utfordring ved havbunnsutstyr som vil plasseres i relativt stabile omgivelser på havbunnen, men som kan oppleve ekstreme temperaturer under transport og testing på overflaten. Eksempelvis vil BOP, produksjonstre, enkelte ventiler og en hastig levert capping stack kunne bli utsatt for, og operert i, temperaturer langt under design, noe som muligens kan påføre utstyret skjulte skader som manifesterer seg under bruk. Da slikt utstyr kan være kritisk med tanke på DFU3, vil en påført skade i kalde omgivelser kunne få store

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

konsekvenser senere. Et eksempel er gummi og elastomerer, som kan påføres slike skader, men likevel gi akseptable prestasjoner en viss tid før tidligere påført skade viser seg.

«Arctic Materials» er et større forskningsprosjekt finansiert av industri og Norges Forskningsråd som skal bidra til å utvikle robuste og kostnadseffektive materialer, samt konstruksjoner og løsninger som muliggjør utvinning av olje og gass i arktiske strøk (<https://www.sintef.no/projectweb/smacc/>).

### 6.2.2 Intervensjon på havbunnsanlegg

Om havbunnsfabrikker blir den rådende teknologien for utvinning av olje og gass i nordområdene, vil det fortsatt være behov for overflatefartøy og innretninger for å bore/komplettere brønner samt drive brønnvedlikehold og reparasjoner på havbunnsanleggene. Rederbransjen tilbyr store boreinnretninger som er vinterisert og derigjennom hensyn tar de klimatiske forhold som nordområdene byr på (med noe forskjellig tilnærming). Flere av disse innretningene har også tatt hensyn til miljøet ved å ha forskjellige tiltak som skal redusere muligheten for utslipp.

Imidlertid synes det ikke å være noen spesiell utvikling av intervensjonsfartøy og -teknikker rettet mot tilpasning til Barentshavet. Trenden har vært å benytte såkalt «monohull» fartøy, dvs. fartøy som er billigere i bruk og som kan utføre mange typer brønnvedlikehold med lettere og enklere verktøy. Både fartøy og intervensjonsteknikker er værssensitive, ofte så sensitive at man ikke planlegger denne type aktivitet i Nordsjøen og Norskehavet i vintersesongen. Å bringe dette konseptet nordover i vinterhalvåret synes å kreve teknologisk utvikling i samarbeid med operatører i området, både med tanke på å få god regularitet, men også sørge for tilstrekkelig sikkerhet bl.a. mot utslipp og tap av brønnkontroll.

En annen vinkling kan være at havbunnsanlegg i større grad vil bli modularisert og redundant, og derved tåle perioder der hele anlegget ikke er i full produksjon. Kombinert med en forståelse hos operatøren at man ikke kan regne med en tilsvarende høy opptid slik som lengre sør langs norskekysten, så kan det antakelig være mulig å legge alt intervensjonsarbeid til det mer gjestmilde sommerhalvåret. Derved vil teknologi som anvendes i sørligere farvann også kunne benyttes i nordområdene, forutsatt at teknologien har en tilfredsstillende regularitet og sikkerhet som gjør at forventningene til operasjon i sårbare områder er ivaretatt.

En mulighet kan være å kun utføre produksjonsboring over havbunnsanlegg i sommerhalvåret for å redusere påvirkningen fra klima, og derved også forhåpentligvis redusere sannsynlighet for uønskede hendelser. Dette vil imidlertid medføre mye lengre feltutviklingsperioden som en negativ konsekvens for næringen.

### 6.2.3 Boreteknologi/metode

Metoder for boring, inklusive økt datainnhenting og prosessering er i utvikling. Samtidig er brønnene blitt mer kompliserte og krevende å bore, spesielt produksjonsbrønner med lange horisontalstrekk og lang borefase i reservoarsoner. Det er fortsatt ikke uvanlig at det oppstår problemer under boring som utfordrer barrierene mot utblåsning. Økt informasjonsinnhenting og bedre metoder kan antakelig redusere sannsynlighet for «kick» om man har fokus på dette. Det pågår mye kunnskapsinnhenting og innovasjon, som rett applisert, vil bidra til å redusere sannsynlighet for uønskede hendelser relatert til brønnkontroll.

Mer «kostnadseffektiv» brønndesign kan innebære mindre sikkerhetsmarginer. Dette kan være en utfordring når man arbeider tidvis i ukjente geologiske områder og møter uforutsette situasjoner. Det er

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

et stort potensiale i større informasjonsinnhenting under boring, kombinert med AI teknologi som gir en bedre beslutningsstøtte enn det man har i dag. Videre synes det å være et godt potensiale for å forbedre brønndesign ved å ha større forkunnskaper om nordområdenes geologiske strukturer, det er pågående kunnskapsinnhenting innen dette segmentet.

Det vises også til rapporten «Shallow Reservoirs in the Barents Sea» utarbeidet av Add Energi for Petroleumstilsynet (2017) som tar opp utfordringer rundt boring i nordområdene.

Sammenfattet, basert på dagens kunnskapsinnhenting og teknologiutvikling, synes det å være et potensiale for å forbedre både brønndesign og brønnoperasjoner mot en redusert sannsynlighet for utblåsning.

### 6.2.4 Avlastningsbrønn

Dersom en utblåsning (DFU 3 i RNNP) skulle inntreffe, vil alle kjente tiltak for å stanse utblåsningen iverksettes. Et av tiltakene vil trolig være å bore en avlastningsbrønn og drepe brønnen gjennom denne. Dette er en tidkrevende operasjon. Det er imidlertid noe usikkerhet om det er mulig å nå et reservoar under utblåsning ved å bore en annen brønn i vinkel inn mot denne brønnen. Grunnen er at borefartøyet som skal utføre avlastningsboringen må ligge i sikker avstand fra utblåsningen, og samtidig kunne nå inn til utblåsningen. Dette er en krevende avlastningsbrønn med ekstrem vinkeloppbygging for de grunne reservoarene i Barentshavet, og det kan stilles spørsmål om dette er teknologisk mulig å gjennomføre et slikt tiltak med en nødvendig grad av regularitet på avlastningsboringen. Pga. dårlig magnetisk nord referanse kan også være utfordrende å treffe eksisterende brønn da man har mer ustabilitet i styring i borekronen. Det kan også være logistikk- og kapasitetsutfordringer knyttet til en avlastningsbrønn i tillegg til at det kan være vanskelig å få tak i en egnet borerigg på kort varsel.

For å kunne inkludere en avlastningsbrønn som en sen, reaktiv barriere, synes det nødvendig å kvalifisere ny teknologi innen nedihulls referansesystemer og avviksboring med høy vinkeloppbygging. Videre må operatører som ønsker å utføre boreoperasjoner i nordområdene i vinterhalvåret kunne demonstrere i planleggingen av brønnen at man har et egnet borefartøy tilgjengelig på «stand-by» for å kunne starte avlastningsboring innen det som måtte anses som rimelig tid for denne type aktivitet. Det vil være begrensinger i antall boreinnretninger som er egnet for å utføre avlastningsboring i disse farvann vinterstid.

Forhold rundt avlastningsbrønn i Barentshavet, og boreinnretning for dette, er diskutert i to rapporter fra Add Energi laget for Petroleumstilsynet (2017) «Challenges Related to Positional Uncertainty for MWD in the Barents Sea» og «Shallow Reservoirs in the Barents Sea».



## 7 Referanser

Nr.	Forfatter/utgiver	Tittel	År	URL
/1/	Ptil/UiS/IRIS	Teknologi- og kunnskapsstatus av betydning for å redusere risiko for uønskede hendelser som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i Nordområdene	2010	<a href="https://evalueringsportalen.no/evaluering/teknologi-og-kunnskapsstatus-av-betydning-for-aa-reducere-risiko-for-uonskede-hendelser-som-kan-fore-til-akutte-utslipp-til-sjo-i-forbindelse-med-petroleumsvirksomhet-i-nordomraadene/Teknologi_og_kunnskapsstatus.pdf@@inline">https://evalueringsportalen.no/evaluering/teknologi-og-kunnskapsstatus-av-betydning-for-aa-reducere-risiko-for-uonskede-hendelser-som-kan-fore-til-akutte-utslipp-til-sjo-i-forbindelse-med-petroleumsvirksomhet-i-nordomraadene/Teknologi_og_kunnskapsstatus.pdf@@inline</a>
/2/	OED	Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel. En rapport fra utvinningsutvalget (Åm-utvalget)	2010	<a href="https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/oktutvinning.pdf">https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/oktutvinning.pdf</a>
/3/	OD/OED	Vurdering av utbyggingsløsninger. Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet	2012	<a href="https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/barentshavet_s/ki/13_utbyggingslosninger.pdf">https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/barentshavet_s/ki/13_utbyggingslosninger.pdf</a>
/4/	John Strande	En undersøkelse av plastmaterialer ved lave temperaturer og metodeutvikling for å måle material-egenskapene	2017	<a href="https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2464333">https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2464333</a>
/5/	Abdirisak Osman	Analysis of slim hole drilling operations	2015	<a href="https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/300924">https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/300924</a>
/6/	Norsk olje og gass	Veileder 100, vedlegg 2 Undervannssensorer	2017	<a href="https://www.norskoljeoggass.no/contentassets/62f323722dd42daaec5a74277ca3b37/retningslinje100_vedlegg2.pdf">https://www.norskoljeoggass.no/contentassets/62f323722dd42daaec5a74277ca3b37/retningslinje100_vedlegg2.pdf</a>
/7/	Samferdselsdepartementet	Meld. St. 35. På rett kurs; Forebyggende sjøsikkerhet og beredskap mot akutt forurensning	2015-2016	<a href="https://www.regjeringen.no/contentassets/dcda7feb59e24ee1af6ca0dd19d59cb9/no/pdfs/stm201520160035000dddpdfs.pdf">https://www.regjeringen.no/contentassets/dcda7feb59e24ee1af6ca0dd19d59cb9/no/pdfs/stm201520160035000dddpdfs.pdf</a>
/8/	ISO	ISO/TC 67/SC 8 Arctic operations	2018	<a href="https://www.iso.org/committee/652790/x/catalogue/">https://www.iso.org/committee/652790/x/catalogue/</a>

Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

Nr.	Forfatter/ utgiver	Tittel	År	URL
/9/	OED	Prop. 80 S (2017-2018); Utbygging og drift av Johan Castberg-feltet med status for olje- og gassvirksomheten	2018	<a href="https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-80-s-20172018/id2596504/">https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-80-s-20172018/id2596504/</a>
/10/	Forskningsrådet	PETROMAKS2	2018	<a href="https://www.forskningsradet.no/prognett-petromaks2/Forside/1253980921324">https://www.forskningsradet.no/prognett-petromaks2/Forside/1253980921324</a>
/11/	Forskningsrådet	DEMO2000	2018	<a href="https://www.forskningsradet.no/prognett-demo2000/Forside/1228296565456">https://www.forskningsradet.no/prognett-demo2000/Forside/1228296565456</a>
/12/	Forskningsrådet	OG21	2018	<a href="https://www.forskningsradet.no/servlet/web/prognett-og21/Forside/1253962785341">https://www.forskningsradet.no/servlet/web/prognett-og21/Forside/1253962785341</a>
/13/	OD	Miljøteknologi. Kartlegging av tilgjengelig miljøteknologi for petroleumindustrien på norsk sokkel	2011	<a href="http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/">http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Miljoteknologi/</a>
/14/	DrillWell	Hjemmeside med informasjon om pågående forskning.	2018	<a href="http://drillwell.no/home">http://drillwell.no/home</a>
/15/	-	Hjemmesider og informasjon på nettet fra alle selskap nevnt med firmanavn i denne rapporten	2018	
/16/	Acona	Boring i karbonatformasjoner med karst og åpne sprekker	2017	<a href="http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html">http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html</a>
/17/	Add Energy	Shallow Reservoirs in the Barents Sea	2017	<a href="http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html">http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html</a>
/18/	Add Energy/ MagVAR	Challenges Related to Positional Uncertainty for Measurement While Drilling (MWD) in the Barents Sea	2017	<a href="http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html">http://www.ptil.no/prosjekter-kunnskapsutvikling/category1268.html</a>

## 8 Vedlegg: Andre tiltak knyttet mot nordområdene

I Vedlegg er det valgt å ta med teknologi- og kunnskapsstatus for forhold som var inkludert i 2010-rapporten, men som ikke er vurdert å ha stor relevans innen kontekst for dagens rapport. Dette for å gi en oppdatering også for disse forhold.

## Vedlegg 1: Vinterisering av utstyr, luftepaneler

### Referanse:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.11. i 2010-rapporten

Vinterisering ved hjelp av paneler som åpnes i tilfelle gassutslipp/varsel om uønsket hendelse (såkalt fail-safe teknologi) er en besnærende ide som er foreslått for å sikre ønsket temperatur i områder der personell utfører arbeid.

### Status:

Teknologien er ikke brakt videre fordi det er usikkert om teknologien med åpning av paneler alltid vil fungere i nordområdene.

### Detaljer:

Ved atmosfærisk ising vil panelene låses og dermed kan kritiske situasjoner oppstå hvor det samles opp gass som ikke ventileres bort. Operatørene i nord foretrekker nå mer åpne moduler der personellet må kle seg etter været. Hermed oppnås den samme åpne luftingseffekten som man har ellers for innretninger på sokkelen. I enkelte tilfeller (sterk kulde og vind) kan arbeid i åpne områder måtte utsettes og produksjonen kan i spesielle tilfeller måtte stanses for en kortere periode, men det oppfattes som mindre kritisk enn å lukke modulene med øket fare for gassansamlinger.

Det skal for øvrig bemerkes at lukkede moduler der gass kan forekomme vil kreve ventilasjon der det er nødvendig å hindre at eventuelle flammer eller røyk ikke sprer seg til andre deler av innretningen gjennom ventilasjonssystemet.

## Vedlegg 2: Vinterisering som arbeidsmiljøtiltak (vinterisering av produksjonsområder)

### Referanse:

Det vises til Tabell 2, pkt. 2.1. i 2010-rapporten.

Det refereres her til samme teknologi som er nevnt ovenfor.

### Status:

Proactima har nylig gjennomført en studie for Petroleumstilsynet vedrørende effektive metoder for vinterisering av innretninger. Metoder for vinterisering av produksjonsområder for forskjellige kombinasjoner av lav temperatur og vind er vurdert og sammenlignet. Anbefalinger vedrørende metodenes anvendelse er gitt ut fra sikkerheten forbundet ved bruk av metodene, teknisk status for metodene/funksjonalitet, økonomiske forhold og energikonsum. Metoden som er foreslått i Tabell 2, pkt. 2.1. i 2010-rapporten, anbefales ikke som metode for å oppnå vinterisering av produksjonsområder.

## Vedlegg 3: Tilstandsovervåking og vedlikehold av anlegg i kaldt klima

### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.9. i 2010-rapporten.

Tilstandsovervåking tilrettelegger for umiddelbart melding om uønsket teknisk tilstand på utstyr og konstruksjoner. Det tilrettelegges for bedre vedlikehold og bedre forholdsregler under operasjonene. Tilstandsovervåking og vedlikehold er sentrale forutsetninger for å sikre teknisk integritet. Kunnskaps- og teknologiutvikling som bidrar til at tilstandsovervåking og vedlikehold av anlegg i kaldt klima representerer et viktig bidrag til reduksjon av sannsynligheten for akutte utslipp til sjø.

### Status:

Oljeselskapene som opererer felt på norsk sokkel, benytter i stor grad digital overvåking. Equinor har opprettet et integrert operasjonsstøttesenter i Bergen. I følge Equinor vil senteret «bygge videre på eksisterende tilstandsovervåkings- og ekspertsentre i Norge, og skal ytterligere styrke samhandlingen mellom hav og land, samt med våre leverandører og partnere».

### Detaljer:

Spørsmålet er om de som operer digitale senter har nødvendig kompetanse innen kald klima teknologi til å tolke informasjon fra kald klima innretninger. Det vises spesielt til mulighet for at utstyr fryser og blir låst ved lave temperaturer. Det er nødvendig med samarbeid mellom operatørene og relevante forskningsinstitusjoner.

Man har også notert følgende prosjekt som en mulig bidragsyter innen tilstandsovervåking: «Development of SMART nanostructured layers for sensing corrosion in AQUATIC structures» SINTEF AS PETROMAKS2 2018-2021.

## Vedlegg 4: Sikker transport av olje langs kysten av Norge

### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 1, pkt. 1.8. i 2010-rapporten.

Emnet har stor interesse på generell basis med tanke på tidligere uhell med tankskip og dertil hørende utslipp av olje på sjø. Petroleumstilsynets ansvarsområde omfattes ikke av dette forhold.

### Status:

- Kystverkets handlingsprogram 2018-2029 omhandler flere tiltak som vil gjøre skipstrafikken sikrere, og derigjennom også transport av olje med skip.
- Arbeidsgruppe 6 i Barents 2020 initiativet har under tittel «Loading, Unloading og Transportation of oil in the Barents Sea» arbeidet med flere problemstillinger innen sikker transport, først og fremst ved å fokusere på regelverk og standarder, og få disse justert mot å sikre transport av olje.

### Detaljer:

Det er etablert nordgående og sørgående skipsleder for havgående trafikk langs kysten i nordområdene. Derved er sannsynligheten for kollisjon mellom skip i forskjellige retninger redusert.

Ved å lese tilgjengelige statusrapporter fra Kystverket 2016-2018 finner en derimot lite som spesifikt omhandler proaktiv sikring av skipstrafikken, fokus synes å være på beredskap. Imidlertid er det et stort pågående prosjekt (ferdig 2022) på anskaffelser av nye og bedre radarer for skipstrafikkovervåking på Vestlandet. Ved å studere Kystverkets handlingsprogram 2018-2029 så finner en mange tiltak som omhandler forebyggende sjøsikkerhet. Man vil følge målene i Nasjonal transportplan og dette omfatter å redusere transportulykker i tråd med nullvisjonen. Man ser videre at Kystverket har sin egen nordområdestrategi.

I 2014-2015 gjennomførte Kystverket en analyse av ulykkesrisiko, trafikkmengder, årsaksforhold og virkninger av eksisterende og mulige fremtidige forebyggende sjøsikkerhetstiltak (Sjøsikkerhetsanalysen 2014). Analysen danner en del av grunnlaget for Meld. St. 35 (2015-2016) *På rett kurs – Forebyggende sjøsikkerhet og beredskap mot akutt forurensning*. Dette danner igjen grunnlaget for Kystverkets strategi innen forebyggende sjøsikkerhet og vil også omfatte transport av olje med skip langs kysten av Norge.

Det ser også ut til at Kystverket ser for seg at autonome skip vil bli en realitet i fremtiden. Sjøfartsdirektoratet, Kystverket, Norsk Industri og MARINTEK er initiativtakerne til Norsk Forum for Autonome Skip. (Etablering av forumet er et godt og viktig tiltak for kunnskapsutveksling om teknologi som både kan gi nye muligheter for den norske maritime klyngen og mer og sikrere sjøtransport, sa daværende samferdselsminister Ketil Solvik-Olsen under åpningen i 2017).

Et annet prosjekt, som muligens har en viss overføringsverdi vedrørende sikker transport av olje langs kysten av Norge, og spesielt den nordlige delen, er et prosjekt der SINTEF samarbeider med Universitetet i Tromsø og Akvaplan-Niva om en casestudie med beskrivelse av et tenkt hendelsesforløp med et skip på tokt i nordlige farvann.

Scenariet danner grunnlag for analyser av teknologiske og miljømessige utfordringer knyttet til skipsfart i nordområdene. SINTEF har blant annet bidratt i spesifisering av utfordringer for skipets maskineri og analyse av ukontrollert drift etter en fullstendig maskin-blackout. Studien inngår som ledd i et fireårig

## Petroleumstilsynet

Teknologi- og kunnskapsstatus for å forebygge ulykker som kan føre til akutte utslipp til sjø i forbindelse med petroleumsvirksomhet i nordområdene

FoU-prosjekt, A-LEX (Regulating Arctic shipping: political, legal, technological and environmental challenges), finansiert av det norske Utenriksdepartementet innenfor Barents 2020-programmet, og blir ledet av Universitetet i Tromsø.

Overnevnte antas å være en fortsettelse, eller ha sitt utspring i, arbeidsgruppe 6 sitt arbeid i Barents 2020, da det norsk-russiske samarbeidet er noe redusert pga. de politiske forholdene mellom vesten og Russland.



## Vedlegg 5: Vinterisering

### Referanse:

Det vises til Tabell 2, pkt. 2.1. og 2.2. i 2010-rapporten, samt «Vinterisering som arbeidsmiljøtiltak (vinterisering av produksjonsområder)» ovenfor i Vedlegg 2.

### Status:

Proactima har nylig gjennomført en studie for Petroleumstilsynet vedrørende effektive metoder for vinterisering av innretninger. Metoder for vinterisering av innretninger for forskjellige kombinasjoner av lav temperatur og vind er vurdert og sammenlignet. Anbefalinger vedrørende metodenes anvendelse er gitt ut fra sikkerheten forbundet ved bruk av metodene, teknisk status for metodene/funksjonalitet, økonomiske forhold og energikonsum.

Det legges i denne rapporten spesielt vekt på effektiv bruk av energi for vinterisering og at operasjonelle tiltak kan innføres om forholdene synes for vanskelige for vanlig produksjon. Vi bemerker at det muligens har vært en trend til å vinterisere innretningene slik at de mister noe av effektiviteten. Når det gjelder prosjekteringskrav (krav som kommer fra design basis), så som krav til materialer for lave temperaturer, kan det ikke renonseres på kravspesifikasjonen.

## Vedlegg 6: Klær for forbedret arbeidsmiljø

### Referanse/bidrag:

Det vises til Tabell 2, pkt. 2.3. i 2010-rapporten.

Det har vært utfordringer forbundet med å ha personell eksponert for nordområdenes noe ugjestmilde klima, dette gjelder spesielt lave temperaturer kombinert med nedkjølingseffekt som følge av vind. Forbedringer i påkledning er først og fremst et arbeidsmiljøtiltak, men en sekundær effekt kan være at personellet også vil fungere bedre som et barriereelement når man er komfortabelt påkledd under ekstreme forhold.

### Status:

Wenaas Pyrad Arctic Protection kolleksjon, bestående av to jakketyper, en bukse og en kjeledress, er i dag en kommersiell produktserie. Arbeidsklærne oppleves tynne, veier lite og holder både vann og vind ute. De nye plaggene gjør også behovet for mellombekledning mindre.

### Informasjon:

Et NRF prosjekt ledet av SINTEF gikk på å utvikle en ny type helhetlig arbeidsbekledning for bruk i nordområdene. Prosjektet fikk navnet ColdWear. Wenaas Workwear AS har fått midler fra PETROMAKS2 i perioden 2013-2017 for videreutvikling av resultatene fra ColdWear i samarbeid med SINTEF, daværende Statoil og Eni.

Prosjektet rapporteres som vellykket og ga resultater som gjør at Wenaas nå produserer arbeidsklær som dobler kapasiteten for utetid, med halvert mengde klær i kaldt klima. Bevegeligheten er økt, slik at arbeidsoppgavene blir enklere å løse samtidig som komforten er høy. Klærne innfrir også kravene knyttet til flammehemming og antistatiske egenskaper, og er tilpasset bruk av kommunikasjonsutstyr. Videre er kolleksjonen vedvarende vanntett og pustende, og er den letteste lysbuegodkjente skallbekledningen på markedet.

## Vedlegg 7: Livbåt for sikker evakuering

### Referanse:

Det vises til Tabell 2, pkt. 2.4. i 2010-rapporten.

### Status:

Ingen informasjon tilgjengelig om kommersialisert livbåt.

### Informasjon:

Team Innovation Trondheim vant innovasjonsprisen under beredskapskonferansen i Stavanger i 2009. Prisen ble utdelt i kategorien sikkerhetsutstyr offshore. Firmaet har designet en livbåt som kan brukes både på land og til sjøs. Båten er laget for å muliggjøre evakuering fra rigg og plattform under svært barske arktiske forhold. Livbåten må kunne takle is, sørpe og isflak.

Det siteres fra medieoppslag i 2009: Det er brødreparet Petter og Morten Scharffscher som står bak båten. Team Innovation Trondheim vil selv stå for all konstruksjon og bygging av prototypen, under faglig ledelse av professor Sveinung Løseth ved NTNU. Han har deltatt i utvikling av båten helt fra begynnelsen. En båt i fullskala størrelse vil være 8 meter, derav typebetegnelsen TIT 800, sier Petter Scharffscher til nettstedet petro.no.. Nå har vi gjort en del forsøk og uttesting av båten slik den er nå, og nå trenger vi midler til å få bygd den som en full prototype med full dieseldrift og alt det som vi mener skal være der, sier Morten Scharffscher til NRK Trøndelag. Dersom alt går som planlagt vil prototypen være klar for testing på Svalbard neste sommer.

Det er ikke funnet spor etter verken firma eller livbåttype etter søk på nettet. Keppel i Singapore rapporterte om livbåten i 2009, men etter at de overtok rettighetene ble det stille om løsningen. Liknende teknologi er imidlertid utviklet i Russland, se artikkel publisert i 2017:

[https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-62870-7\\_22](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-62870-7_22)

