



RAPPORT

M-621 | 2016

Petroleumssektoren og hensynet til marint miljø

Kravstillingen i årene som kommer



KOLOFON

Utførende institusjon

Miljødirektoratet

Oppdragstakers prosjektansvarlig

Kontaktperson i Miljødirektoratet

Ingvild Marthinsen

M-nummer

621

År

2016

Sidetall

58

Miljødirektoratets kontraktnummer

Utgiver

Miljødirektoratet

Prosjektet er finansiert av

Forfatter(e)

Seksjon for petroleum og havforvaltning

Tittel - norsk og engelsk

Petroleumssektoren og hensynet til marint miljø - Kravstillingen i årene som kommer

Sammendrag - summary

Petroleumsaktiviteten på norsk sokkel er fortsatt høy og den er ventet å være høy også i de nærmeste årene. I denne rapporten diskuteres muligheter for å ivareta det marine miljøet med dagens aktivitet, og med de endringene vi ser i næringen framover. Herunder diskuterer vi følgende:

- Barentshavet
- Kjemisk flømming kan gi store utslipp
- Klarer vi å beskytte sårbare havbunn?
- Miljørisiko vil øke ved aktivitet i og ved sårbare områder
- Behov for mer risikobasert regulering
- Reglene for plugging av brønner bør vurderes

4 emneord

Petroleum, regulering, miljø, marint

4 subject words

Petroleum, regulation, environment, marine

Forsidefoto

Oseberg øst i solnedgang, © Roger Hardy/Samfoto

Innhold

1. Om rapporten	3
2. Hovedbudskap	4
3. Norsk petroleumsvirksomhet	10
3.1 Aktiviteten - før, nå og framover	10
3.2 Påvirkning på miljøet fra virksomheten	12
4. Rammevilkår og regulering - Miljødirektoratets rolle	14
4.1 Forvaltningsplaner	14
4.2 Åpning av områder	14
4.3 Konesjonsrunder og TFO	15
4.4 Regulering etter forurensningsloven	15
4.5 Utbygging av funn	16
4.6 utfordringer og forslag til tiltak	17
5. Fysisk påvirkning på havbunn	19
5.1 Status	19
5.1.1 Overordnede rammer for sårbar bunnfauna	20
5.1.2 Borekaks	20
5.1.3 Installasjoner, rørledninger og dumping av masse	21
5.1.4 Anker/ankerjettinger	22
5.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	22
6. Produsert vann	25
6.1 Status	25
6.1.1 Kunnskap om miljøeffekter	27
6.1.2 Dagens regulering	28
6.1.3 Risikovurderinger	28
6.1.4 Hva kan gjøres med utslippene?	29
6.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	30
7. Kjemikalier	33
7.1 Status	33
7.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	36
7.2.1 Kjemikaliebruk og -utslipp ved økt utvinning	36
7.2.2 Regulering av oljebasert og vannbasert borevæske	36
7.2.3 Kjemikalierregulering	37
7.2.4 Perfluorerte stoffer	38
8. Akutt forurensning	39
8.1 Miljørisiko	41

8.1.1	Status	41
8.1.2	Dagens forvaltningspraksis og regulering.....	44
8.1.3	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	45
8.2	Beredskap.....	47
8.2.1	Status	47
8.2.2	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	52
9.	Avfall.....	54
9.1	Status	54
9.2	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	54
10.	Seismikk.....	56
10.1	Status	56
10.2	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	56
11.	Pluggeoperasjoner	57
11.1	Status	57
11.1.1	Håndtering av gamle brønnvæsker	57
11.1.2	Forbruk og utslipp av «nye» kjemikalier	58
11.1.3	Akutt forurensning	58
11.1.4	Forvaltningspraksis og gjeldende myndighetskrav	58
11.2	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	59
12.	Håndtering av annet oljeholdig vann	60
12.1	Status	60
12.2	Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler	60

1. Om rapporten

Miljødirektoratet har på oppdrag fra Klima- og miljødepartementet laget en rapport med status og utfordringer vi erfarer i vårt arbeid med å følge opp og regulere offshore petroleumsvirksomhet. For å ivareta hensynet til marint miljø best mulig fremover er det også foreslått mulige tiltak på viktige fagområder. Rapporten omhandler marint miljø og klimapåvirkning fra petroleumsvirksomheten har ikke vært en del av dette oppdraget.

2. Hovedbudskap

Selv om oljeprisen er lav er aktiviteten på sokkelen fortsatt høy og den er ventet å være høy også i de nærmeste årene. Flere felt er under utbygging og mer enn halvparten av ressursene på sokkelen ligger fortsatt i undergrunnen. Selskapene jobber med å gjennomføre tiltak som kan redusere de høye kostnadene på sokkelen og øke effektiviteten. Det kan bety at utbygginger som i dag ikke er lønnsomme kan bli billigere og dermed mulig å bygge ut fremover. Ifølge ressursmyndighetene er det et stort ressurspotensial i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet eller som ikke er tilstrekkelig undersøkt.

Forurensningsloven slår fast at «Når forurensningsmyndigheten skal avgjøre om tillatelse skal gis og fastsetter vilkårene etter § 16, skal det legges vekt på de forurensningsmessige ulemper ved tiltaket sammenholdt med de fordeler og ulemper som tiltaket for øvrig vil medføre». Krav til kostnadsreduksjoner, kan medføre at tiltak for å redusere miljøkonsekvenser oftere blir vurdert for dyre. Dette gjelder både for operatørene som vurderer lønnsomheten til et prosjekt, og for Miljødirektoratet som skal vurdere bruk av beste tilgjengelige teknikk (BAT), inkludert kostnader. Eksempler på tiltak som kan bli for dyre er reinjeksjon av produsert vann for deponering, rensiltak for produsert vann, reinjeksjon av borekaks eller transport av borekaks bort fra sårbare bunnsamfunn. Det kan derfor bli krevende å sikre at dagens miljøstandard i petroleumsvirksomheten opprettholdes eller forbedres.

Forvaltningsplanene for havområdene setter helhetlige rammer for petroleumsvirksomheten og regjeringen har bestemt at det ikke skal stilles miljø- og fiskerivilkår utover disse rammevilkårene ved tildeling av nye utvinningstillatelser. Rammevilkårene er per i dag svært overordnede. Miljødirektoratets tillatelser med tilhørende vilkår gis kort tid før oppstart av aktiviteter. Miljøtiltak vi mener er nødvendig, men som operatørene ikke har planlagt for, blir dermed ofte dyre og vanskelig å gjennomføre. **Vi ønsker å stille forutsigbare og kostnadseffektive krav som kan ivareta hensynet til miljøet på en god måte. Det er derfor viktig at mer spesifikke vilkår for å beskytte det marine miljø er på plass så tidlig som mulig i prosessen og før alle planer er lagt.** Krav tidligere i prosessen vil være enklere å forholde seg til for næringen, gjøre gjennomføring av tiltak mindre kostbare og redusere farene for at enkelte tiltak kan bli umulige å gjennomføre på grunn av valg som er gjort tidligere.

Med Stortingets beslutning om at forvaltningsplanene skal oppdateres hvert fjerde år burde det ligge bedre til rette for at ny kunnskap raskere omsettes til mer konkrete og områdespesifikke vilkår for petroleumsvirksomheten og andre næringer. Miljødirektoratet mener også at det mellom oppdateringene av forvaltningsplanene bør åpnes for en grundigere vurdering før OED tildeler nye utvinningstillatelser hvor det gis mulighet til å stille mer stedsspesifikke miljøvilkår. Miljømyndighetene bør ha en mer sentral rolle i denne prosessen. Vi vil kunne ha viktige innspill spesielt i områder hvor vi besitter nyere kunnskap om miljøet som bør tas hensyn til ved planlegging av aktiviteter. Dette kan være innspill til vilkår om spesielt sårbare perioder i enkeltområder og behov for boretidsbegrensninger. Denne typen risikoreduserende krav blir dyre både for operatørene og samfunnet om de kommer sent i planleggingsfasen. Det er viktig å påpeke at mer spesifikke vilkår i utvinningstillatelsen ikke vil erstatte vilkår Miljødirektoratet vil måtte stille som følge

av behandling av konkrete søknader. Det er først på det tidspunktet vi får en fullstendig oversikt over aktiviteten og dens miljøpåvirkning.

Med disse endringene vil myndighetene kunne bruke tilgjengelig kunnskap til å stille mer konkrete krav på tre trinn. Forvaltningsplanene setter de overordnede krav, som med mer kunnskap kan bli mer spesifikke. Så lenge forvaltningsplanene inneholder overordnede krav, vil en grundigere miljøfaglig prosess ved utlysning av nye blokker være viktig for å kunne stille steds spesifikke vilkår tidligst mulig. Siste trinn, behandling av søknader etter forurensningsloven, vil stille vilkår basert på detaljerte planer for en aktivitet.

Et annet tiltak for å sikre forutsigbarhet er at Miljødirektoratet i enda større grad enn i dag har en tett dialog med operatørene når ny aktivitet og nye utbygginger planlegges. Dette for at vi kan komme med viktige innspill og forventninger før beslutningene tas.

Under har vi beskrevet noen utvalgte og sentrale problemstillinger og miljøfaglige temaer, men det ovennevnte er relevant for alle disse problemstillingene.

Barentshavet

Nye blokker helt nord i Barentshavet Sør er tildelt gjennom 23. konsesjonsrunde. Vi mener det er kunnskapsmangler knyttet til miljøkonsekvenser av aktivitet i områdene lengst nord, både når det gjelder operasjonelle utslipp og akutt forurensning. Operatørene samarbeider om forberedelsene til leting i nordområdene og det pågår også flere prosjekter i regi av Petroleumstilsynet. Både operatørens og Petroleumstilsynets arbeid er mye knyttet til logistikk, beredskap og kontroll av is. Arbeidet med det faglige grunnlaget for revidering av forvaltningsplanen for Lofoten og Barentshavet er i gang, og vil gi en ny status for miljøtilstanden, tilgjengelig kunnskap og kunnskapsmangler. Det er stort fokus på kunnskap om iskantsonen og polarfronten, miljørisiko¹ og beredskap.

Spesielt ved iskanten er det høyproduktive områder, med stor biodiversitet. Vi forventer økt kunnskap om disse områdene i tiden som kommer. Barentshavet har også en av verdens høyeste tettheter av sjøfugl. Ny kunnskap indikerer at det er avgrensede områder på åpent hav som er særlig viktig for enkeltbestander av sjøfugl i perioder av året. Samtidig er kunnskapen om havbunnen i deler av Barentshavet forbedret, ettersom den har vært kartlagt gjennom MAREANO-programmet. Alt dette er kunnskap som bør benyttes i større grad når operatørene planlegger aktivitetene sine. I Barentshavet forventer vi aktivitet inn i mer sårbare områder der Miljødirektoratet ikke alltid vil kunne stille tilstrekkelige krav som gjør at aktivitetene kan gjennomføres uten skade eller fare for skade på viktige miljøverdier.

Det er større usikkerhet knyttet til mulige effekter av produsert vann i Barentshavet enn ellers på sokkelen. På grunn av grunne reservoarer, kan reinjeksjon bli kostnadskrevende her. Dersom produsert vann i stedet skal slippes til sjø, må renseteknologier videreutvikles for å redusere utslippene tilstrekkelig av alle relevante stoffer i produsert vann. Det særskilte kravet til nullutslipp for både produsert vann og kaks i nord ble fjernet ved oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten i 2011. Nå gjelder kun det generelle nullutslippskravet også i Barentshavet og det vil si at det ikke er et absolutt krav til at kun 5% av produsert vann kan slippes til sjø. **Basert på større usikkerhet om miljøeffektene mener Miljødirektoratet det på nytt bør vurderes strengere krav til utslipp av produsert vann ved utbygging av funn i Barentshavet. Dette kan gjøres gjennom reviderte rammevilkår i**

¹ Sannsynlighet for og miljøkonsekvensene av en miljøpåvirkning, her akutt oljeforurensning

forvaltningsplanen eller vilkår i utvinningstillatelsen. Der utvinningstillatelse allerede er tildelt, kan det vurderes å sette vilkår gjennom PUD-prosessen. Muligheter for teknologiutvikling for å unngå eller redusere utslipp til sjø og etablering av et egnet risikoverktøy i området må prioriteres av operatørene. Miljødirektoratet vil følge opp dette i dialog med operatørene.

Støy er å anse som forurensning, men Miljødirektoratet har hittil ikke regulert seismisk aktivitet offshore etter forurensningsloven. Miljødirektoratet vurderer nå om dette bør endres, blant annet som følge av økt aktivitet i Barentshavet i områder med store forekomster av sjøpattedyr.

Kjemisk flømming kan gi store utslipp

Kjemisk flømming er et EOR-tiltak (Enhanced oil recovery) som innebærer injeksjon av kjemikalier i reservoaret for å presse ut mer olje enn det som oppnås ved injeksjon av vann. Denne prosessen krever svært store kjemikaliemengder, for eksempel anslås kjemikalieforbruket ved pilotprosjektet på Johan Sverdrup å bli på 5 000 til 20 000 kubikkmeter per dag. Kjemikaliene kommer opp igjen med det produserte vannet. Kjemikaliene som er aktuelle å bruke per i dag er svært lite nedbrytbare i marint miljø. Det er også lite kunnskap om hva som skjer med kjemikaliene i reservoaret og hvor mye og i hvilken form de blir tilbakeprodusert.

Med de kjemikaliemengdene og -typene det er snakk om, mener Miljødirektoratet at tilbakeprodusert vann med EOR-kjemikalier må reinjiseres for at kjemisk flømming kan gjennomføres. Det er imidlertid usikkert om kjemikaliene vil påvirke reinjeksjonen. Selv med reinjeksjon, er det per i dag utfordringer, blant annet at kjemikaliemengden som slippes til sjø ved driftsavvik (normalt 5 % av tiden) fortsatt vil være betydelig. Vi er ikke kjent med renseteknologi som kan fjerne de aktuelle kjemikaliene fra det produserte vannet. Det er også usikkert om kjemikaliene vil påvirke rensingen av olje fra produsert vann. **For å unngå store miljøfarlige utslipp mener vi at det i tillegg til krav om full reinjeksjon er behov for mer kunnskap og metodeutvikling før det kan settes i gang med kjemisk flømming i full skala.**

Det kan nevnes at det i konsekvensutredningen for Johan Sverdrup ble beskrevet at kjemisk flømming ikke var en del av fase 1. I vår høringsuttalelse poengterte vi at det ikke var grunnlag for å vurdere om kjemisk flømming vil kunne være miljømessig akseptabelt. I godkjenningen av PUD for Johan Sverdrup ble det stilt vilkår om at det skal gjennomføres et pilotprosjekt med kjemisk flømming innen to år etter oppstart, og at en vurdering av om kjemisk flømming kan brukes på større deler av feltet skal framlegges myndighetene. **Tidsrammen som er satt i PUD er knapp. Det er viktig at det settes av tilstrekkelig tid til å utrede dette tilstrekkelig for at vi skal kunne stille gode vilkår for pilotprosjektet for å ivareta marint miljø gjennom vår behandling etter forurensningsloven.**

Klarer vi å beskytte sårbar havbunn?

Da petroleumsvirksomheten startet opp var kunnskapen om havbunnen i norske havområder og biologien der svært begrenset. Kunnskapen om havbunnen har imidlertid økt betraktelig. I tillegg til myndighetenes kartleggingsprogram MAREANO, har industrien også bidratt med mye ny og viktig kunnskap om havbunnen i forbindelse med grunnlagsundersøkelser før boring av brønner og ved planlegging av utbygginger og rørledningstraseer. Viktige sårbare arter og naturtyper er spesielt koraller/korallskog og svamper, samt områder for enkelte bunngytende fisk, spesielt nøkkelartene tobis og sild.

Rammevilkårene som er gitt i forvaltningsplanene for å beskytte sårbar bunnfauna er svært overordnede og det betyr at mye av vurderingsjobben legges til Miljødirektoratets behandling av enkeltsaker. Eksempel på vilkår i forvaltningsplanene er at *det ikke skal tillates boring i korallrev eller utslipp av borekaks i områder der den faglige vurderingen er at dette med stor sannsynlighet vil kunne skade korallrev*. Ved aktivitet i områder med sårbare bunnsamfunn er det ofte vanskelig å vurdere skade og betydningen av skade. **Det er derfor viktig å øke kunnskapen om skadeeffekter og verdien av de ulike områdene, slik at Miljødirektoratet kan bli mer presise i sin kravstilling. Ny kunnskap bør også vurderes inn i mer målrettede rammevilkår i forvaltningsplanene.** Mellom oppdateringer av planene bør ny kunnskap tas inn i vurderingene av hvilke områder som lyses ut og med mer konkrete miljøvilkår. Det forventes også at nye problemstillinger kan dukke opp ettersom kunnskapen om havbunnen øker, og petroleumsvirksomhet etableres i nye områder.

Operatørene er pålagt å undersøke havbunnen før ny aktivitet. Resultatene fra disse undersøkelsene foreligger før søknad sendes, men noen ganger for sent til å ha innvirkning på valg av rigg og eventuelle løsninger for gjennomføring av en boring. Den detaljerte kunnskapen er derfor heller ikke tilstede ved tidspunkt for lisenstildeling og Miljødirektoratet har ikke grunnlag for å komme med innspill til spesifikke vilkår på det tidspunktet. Vi må derfor vurdere behovet for å stille vilkår for utslipp av borekaks til sjø og vilkår for fysisk påvirkning på havbunnen i hver enkelt sak basert på den tilgjengelige kunnskapen. På det stadiet er i realiteten mulighetene for tiltak svært begrenset av tekniske, økonomiske eller sikkerhetsmessige forhold. **Vi vil derfor påpeke at i områder som har eller viser seg å ha sårbar bunnfauna uten at det er satt vilkår i utvinningstillatelsen, vil det ikke alltid være mulig for Miljødirektoratet å stille vilkår som reduserer risiko for skade uten at dette blir både bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk ulønnsomt.** Et mulig tiltak er at områder med større sannsynlighet for sårbar bunnfauna må kartlegges før utvinningstillatelser tildeles.

Miljørisiko vil øke ved aktivitet i og ved sårbare områder

Miljødirektoratet ser at det er stor interesse for petroleumsvirksomhet i områder ansett som svært sårbare for akutt oljeforurensning. Dette omfatter kystnære områder, samt områder sentralt og nord i Barentshavet som forventes å være forbundet med et betydelig potensiale for alvorlige miljøkonsekvenser og miljørisiko, dersom det skjer uhellsutslipp av olje. Dagens kunnskap tilsier høy miljørisiko spesielt knyttet til de store sjøfuglkoloniene langs kysten, sjøfugl på åpent hav i Barentshavet, samt miljøverdier i iskantsonen. For fisk vurderes miljørisiko knyttet til aktivitet i og i nærheten av viktige gyteområder for torsk, sild og tobis

som mest alvorlig. **Miljødirektoratet mener miljørisiko vil øke ved aktivitet i og ved sårbare områder.**

Beslutninger om aktivitet i sårbare områder har ofte vært tatt under forutsetning av at aktiviteten kan tilpasses og at det må stilles strenge krav til beredskap slik at aktiviteten ikke skader miljøet. Blokkene som ligger lengst nord i Barentshavet og i Barentshavet sørøst er langt fra land og eksisterende infrastruktur. Værforholdene kan medføre ingen eller dårlig effekt av tilgjengelige beredskapstiltak ved en hendelse. En aksjon mot et eventuelt oljeutslipp i disse områdene vil kunne være svært vanskelig og gi liten eller ingen reduksjon av mulige miljøkonsekvenser store deler av tiden. **Vi mener derfor det ikke alltid er mulig å redusere risiko tilstrekkelig gjennom våre vilkår om beredskap i tillatelsene for en gitt aktivitet på et gitt tidspunkt, men vil fortsatt vurdere behov for å ikke gi tillatelse i spesielt sårbare perioder hvor miljørisiko etter vår vurdering er for høy.** Det er fortsatt behov for videreutvikling av beredskapsteknologi spesielt for å møte store utfordringer nord i Barentshavet og kystnært.

Ved boreaktivitet i Barentshavet i områder og perioder hvor det kan forventes mye sjøfugl på åpent hav, vil vi vurdere krav til bruk av sjøfuglobservatører på riggen og andre relevante krav.

Miljødirektoratet vil vurdere hvordan krav til risikostyring kan gjøres enda mer tydelig i HMS-forskriftene. Operatørene må i større grad følge eksisterende krav og ta ansvar for å planlegge sin egen aktivitet i sårbare områder, og ta hensyn til miljørisikoen forbundet med aktiviteten. Mye kunnskap er tilgjengelig også før konkrete analyser er gjennomført og det er viktig at denne kunnskapen brukes i planleggingen av aktivitetene.

Som beskrevet over kan det være spesielt aktuelt å vurdere mer stedsrelevante vilkår i oppdatering av forvaltningsplanene og i utvinningstillatelsene med utgangspunkt i tilgjengelig kunnskap om områder og perioder som er spesielt sårbare for akutt oljeforurensning.

Behov for mer risikobasert regulering

Miljødirektoratet ser behov for mer risikobasert regulering på flere områder. Reguleringen av produsert vann har hatt fokus på innhold av olje. Det har nylig blitt innført krav om at operatørene må gjennomføre miljørettede risikoberegninger av utslipp av produsert vann. Kravene til å redusere risiko fra slike utslipp har også blitt mer spesifisert. Operatørenes risikoberegninger, som uttrykkes gjennom *Environmental Impact Factors* (EIF), har vist at utslippet av olje oftest ikke bidrar mest til miljørisikoen. Nylige beregninger viser også at EIF på sokkelen øker. **Miljødirektoratet vil nå gå grundig gjennom operatørenes risikovurderinger og vurderinger av mulige tiltak for å redusere risikoen.**

Det brukes og slippes ut store mengder kjemikalier fra petroleumsvirksomheten til havs. Kjemikalienes miljøegenskaper skal bestemmes, jf. aktivitetsforskriften § 62. Stoffene gis deretter en fargekategori, svart, rød, gul eller grønn. Stoffene i svart kategori er de mest miljøfarlige, mens stoff i grønn kategori gir liten grunn til bekymring. Operatørene har plikt til å kontinuerlig arbeide for å skifte ut (substituere) kjemikalier som inneholder stoff i svart eller rød kategori, eller gul kategori dersom nedbrytningsproduktene kan være miljøfarlige. Samtlige felt på norsk sokkel har hatt høy fokus på substitusjon av kjemikalier og det er

oppnådd store reduksjoner. For kjemikalier som slippes ut via produsert vann, viser risikovurderingene at enkelte kjemikalier i gul kategori bidrar betydelig til miljørisiko. Miljødirektoratet oppfatter dette som et signal på at substitusjonsarbeidet har vært vellykket; kjemikalier i rød og svart kategori representerer ikke lenger en stor miljørisiko på norsk sokkel, hovedsakelig fordi mengden utslipp er sterkt redusert. **Miljødirektoratet vil arbeide for at operatørene fortsetter med utfasing av disse, men at de framover også må legge vekt på å redusere risiko fra de kjemikaliene som gir størst risikobidrag, også de i gul kategori.**

I 1991 ble det forbudt å slippe ut kaks med oljeinnhold over én vektprosent. Fram til 2015 har all borekaks med vedheng av oljebasert borevæske blitt reinjisert eller transportert til land for behandling. Flere steder, blant annet på Johan Sverdrup, planlegger operatørene nå for fremtidig bruk av offshore rensing og påfølgende utslipp av kaks med vedheng av oljebasert borevæske. Kaks boret med vannbasert borevæske er ikke begrenset på samme måte og det gis normalt tillatelse til utslipp uten krav om rensing. De miljøfarlige stoffene i oljebaserte borevæsker er for en stor del blitt fjernet eller substituert slik at de nå ofte inneholder kun stoff i gul og grønn kategori. Kravet om rensing vil medføre at den totale mengden borevæske som slippes ut er mindre enn ved bruk av vannbasert borevæske. Den utseparerte borevæskan kan gjenbrukes i større grad enn vannbasert. **Det er dermed ikke sikkert at det alltid gir lavere miljørisiko å slippe ut kaks og vannbasert borevæske, enn rensing av kaks med noe vedheng av oljebasert borevæske. Dette er problemstillinger vi framover må ta stilling til.** Resultater fra pilotforsøk og andre faglige utredninger vil danne grunnlaget for den fremtidige reguleringen av dette.

Reglene for plugging av brønner bør vurderes

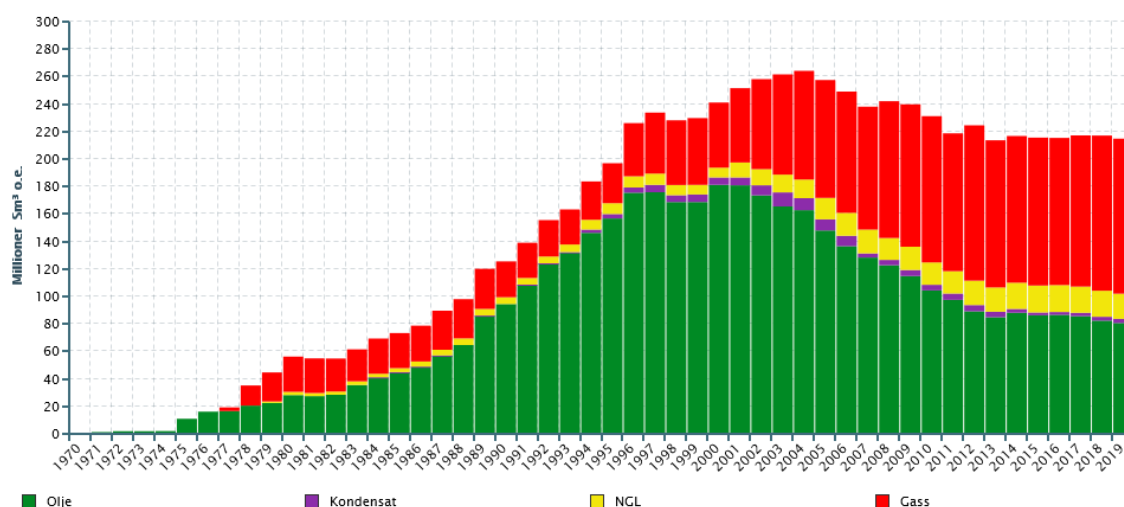
Det store antallet brønner som må plugges på sokkelen, og som Miljødirektoratet gir tillatelse til, innebærer at det vil bli sirkulert ut betydelige volumer med forurensede brønnvæsker fra brønnene. Dette er en miljømessig utfordring enten væskene sendes til land som avfall eller slippes ut offshore på grunn av for eksempel hydrogensulfidinnhold. Det at man ofte har mangelfull kunnskap om kjemisk sammensetning av de gamle brønnvæskene er også en betydelig utfordring med tanke på å vurdere miljømessige konsekvenser av eventuelle utslipp. Plugging av brønner er også kostbare operasjoner.

Permanent plugging av brønner er nødvendige operasjoner, men det gjøres per i dag ingen risikovurdering av hvilke brønner som blir plagget, det vil si hvilke brønner som raskt må plugges på grunn av høy risiko for utblåsning og hvilke som kan utsettes til ny teknologi er på plass, slik at både dyre løsninger og unødvendig miljøbelastning unngås. **Involverte myndigheter bør sammen diskutere regelverket for plugging av brønner og eventuelt foreslå endringer slik at både kostnader og miljøbelastning minimeres.**

3. Norsk petroleumsvirksomhet

3.1 Aktiviteten - før, nå og framover

Norsk petroleumsvirksomhet har eksistert i mer enn 50 år, og flere av feltene som ble satt i produksjon i den tidlige fasen er fortsatt i produksjon. Det er produsert olje og gass fra totalt 96 felt på norsk sokkel siden produksjonen startet i 1971. Det er i dag omtrent 80 felt i produksjon. Figur 1 viser den historiske petroleumsproduksjonen og prognoser for produksjonen på norsk sokkel.



Figur 1 Historisk produksjon og prognoser for produksjon. Kilde: www.norskpetroleum.no

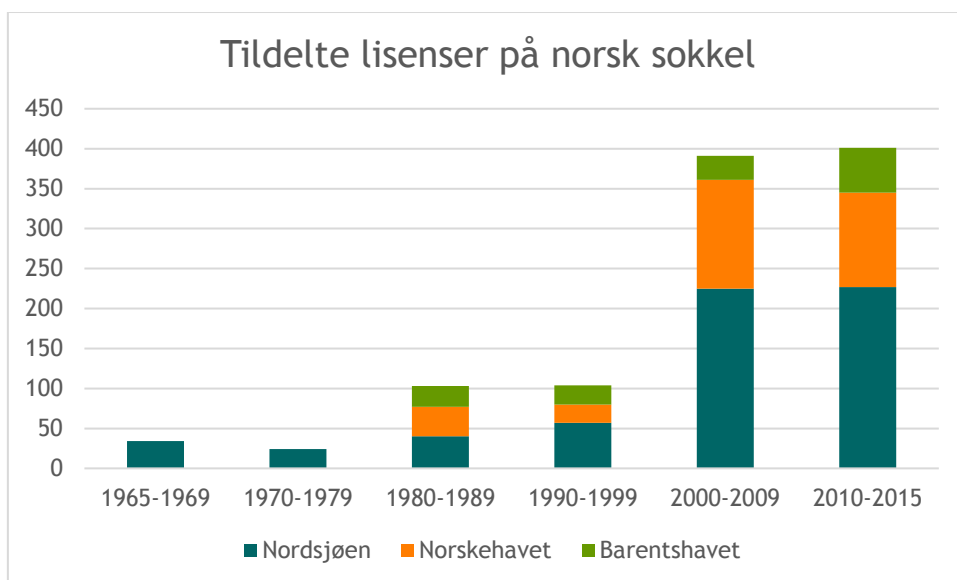
Virksomheten startet i Nordsjøen og har gradvis flyttet seg nordover til både Norskehavet og Barentshavet. 61 av de produserende feltene ligger i Nordsjøen, mens Norskehavet har 16 felt i produksjon og Barentshavet to (Snøhvit og Goliat).

I Nordsjøen og i deler av Norskehavet er det flere felt som har produsert lenge, og hvor det fortsatt er store gjenværende ressurser. Det antas at det er betydelige uoppdagede ressurser i nærområdene til disse feltene, som gir muligheter for å øke levetiden på de eksisterende feltene.

Så langt er 18 felt avsluttet, hvorav 17 i Nordsjøen og ett i Norskehavet. I de fleste sakene er det bestemt at utrangerte innretninger skal bli fjernet og tatt til land. Nye funn og tiltak for å øke utvinning har ført til forlenget levetid for flere felt, for eksempel Statfjord A og Varg, slik at innleveringen av avslutningsplaner har blitt utsatt. Samtidig kan den sterke nedgangen i oljeprisen på kort sikt føre til at færre felt vil søke om levetidsforlengelse og at noen avslutningsplaner blir fremskyndet.

De fleste nye funn er små og vurderes bygget ut som satellitt-felt til eksisterende felt for å utnytte eksisterende infrastruktur. Det største enkeltprosjektet for norsk sokkel i dag er utbyggingen av Johan Sverdrup-feltet, som ligger på Utsirahøyden i Nordsjøen. Funnet ble

gjort i 2010/2011 og var det største funnet på 30 år, og det femte største oljefunnet som er gjort på norsk sokkel. Når produksjonen starter, er den ventet å vare i femti år, og om ti år er det ventet at Sverdrup-feltet vil stå for om lag 25 % av norsk oljeproduksjon. I samme område er det også gjort andre vesentlige funn, og feltene Ivar Aasen og Gina Krog er også under utbygging, mens på Edvard Grieg er produksjonen i gang siden november 2015. Oljedirektoratet estimerer at de uoppdagede ressursene på norsk sokkel er nesten tre milliarder standard kubikkmeter (Sm³) væske og gass. Nesten halvparten av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet, resten fordeler seg likt mellom Nordsjøen og Norskehavet. Usikkerheten i anslaget er stort, særlig for de minst kjente områdene i nord.



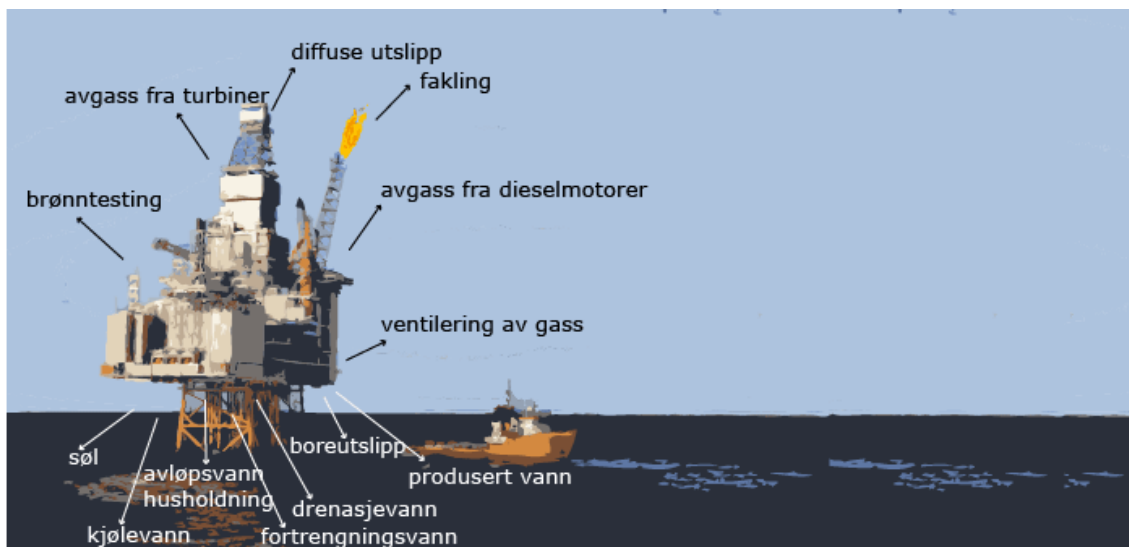
Figur 2 Antall tildelte utvinningstillatelser på norsk sokkel fordelt på havområde og tidsperiode.

Leteaktiviteten har vært høy på norsk sokkel i de siste årene. I 2014 ble 57 letebrønner påbegynt, hvorav 34 brønner i Nordsjøen, 10 brønner i Norskehavet og 13 i Barentshavet. I 2015 ble det også boret 56 letebrønner. Letingen ga resultater og det ble gjort 22 nye funn i 2014, fordelt på åtte i Nordsjøen, fem i Norskehavet og ni i Barentshavet. Leteaktiviteten har de siste årene vært historisk høy i Barentshavet, blant de ni funnene i 2014 var også det største funnet på norsk sokkel i 2014, Alta, like nord for Snøhvitområdet (Sverdrup PUD og status norsk sokkel, Prop. 114 S (2014–2015))

I Barentshavet er aktiviteten økende. Per i dag er Snøhvit og Goliat de eneste feltene som er i drift og Goliat er det eneste feltet som produserer olje. Det meste av Barentshavet regnes som et umodent og lite utforsket område og en stor andel av de forventede gjenværende ressurser i Barentshavet er ennå ikke påvist. I 23. konsesjonsrunde, ble det i januar 2015 utlyst 54 blokker i Barentshavet, mange i det tidligere omstridte området mot Russland, Barentshavet sørøst. I mai 2016 ble det tildelt 10 lisenser over til sammen 43 blokker. Selv om oljeprisen er lav er aktiviteten på sokkelen fortsatt høy og den er ventet å være høy også i de nærmeste årene. Oljeproduksjonen er stabil og etterspørselen etter gass i Europa er stor. Det har ifølge Oljedirektoratet aldri blitt boret flere brønner enn i 2015 (inkludert letebrønner), flere felt er under utbygging og mer enn halvparten av ressursene på sokkelen gjenstår å bli produsert. Selskapene jobber med å gjennomføre tiltak som kan redusere de høye kostnadene på sokkelen og øke effektiviteten, blant annet gjennom å ta i bruk ny

teknologi. Det kan bety at utbygginger som i dag ikke er lønnsomme kan bli billigere og dermed mulig å bygge ut fremover. Ifølge ressursmyndighetene er det også et stort ressurspotensial i norske havområder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet eller som er tilstrekkelig undersøkt. Ressursmessig er det derfor muligheter for en høy olje og gassproduksjon fra norsk sokkel i mange ti-år fremover.

3.2 Påvirkning på miljøet fra virksomheten



Figur 3 Utslipp til luft og sjø fra olje- og gassvirksomhet. Kilde: www.miljostatus.no

Petroleumsvirksomheten kan generelt påvirke det marine miljøet negativt gjennom utslipp av borekaks, tilsatte kjemikalier, olje, eller andre naturlige komponenter (inkludert radioaktive stoffer) til sjø, samt andre påvirkninger som fysisk påvirkning på/i havbunnen og påvirkning på fisk og marine pattedyr ved seismiske undersøkelser. Petroleumsvirksomhet er også forbundet med en risiko for akutt forurensning.

Fysisk påvirkning på havbunnen oppstår blant annet ved plassering og flytting av installasjoner som plattformbein og -fundamenter, bunnrammer, ankerfester/ankerjettinger, rørledninger. I tillegg påvirkes havbunnen av partikkelbelastning (nedslamming) fra for eksempel utslipp av borekaks, mudring og steinfyllinger. Den fysiske påvirkningen er i hovedsak begrenset når det gjelder utstrekning og omfang. Men dette har sammenheng med hvilke områder som påvirkes, og hvorvidt det er verdifulle og/eller sårbare arter og naturtyper der.

Produsert vann følger med olje og gass fra reservoaret og består både av naturlig vann fra formasjonene og eventuelt vann som er injisert for å øke utvinningen. Typisk inneholder produsert vann dispergert olje, mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), alkylfenoler (AP), tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale (NORM), organisk stoff, organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider. I tillegg vil vann som følge med og inneholde ulike kjemikalier som er tilsatt for eksempel for å forhindre

bakterievekst, korrosjon eller emulsjonsdannelse. Mengde og sammensetning av produsert vann vil variere mye fra felt til felt og over feltets levetid.

Kjemikalier er en samlebetegnelse for alle tilsetningsstoffer og hjelpestoffer som blir benyttet ved bore- og brønnoperasjoner, og i produksjon av olje og gass. Det meste av kjemikalieutslippene på sokkelen er knyttet til bore- og brønnvirksomhet og utslippsmengdene vil variere med aktivitetsnivået. De kjemikaliene som ikke blir sluppet ut til sjø, løser seg i olje, deponeres i undergrunnen eller blir behandlet som farlig avfall. De største avfallsfraksjonene som produseres offshore er boreavfall (særlig kaks og brukte borevæsker) og ulike flytende fraksjoner (som vaskevann og drenasjevann). Avfall som produseres offshore er underlagt det samme regelverket som avfall som produseres på land, med spesifikke krav til håndtering, deklarerer og behandling.

Petroleumsvirksomheten innebærer en fare for akutt forurensning. Akutte oljeutslipp kan skade organismer i vannsøylen, sjøfugl og tilgrise områder i kystsonen, og skade organismer som lever der. Konsekvensene av akutt forurensning for ytre miljø, vil avhenge av type utslipp, utslippsmengder, hvor og når utslippet skjer. Videre hvilke arter og naturtyper som kan eksponeres, hvor sårbare disse er for olje, samt tilstand og viktighet av artene/naturtypene.

Seismisk datainnsamling brukes for å kartlegge mulige petroleumsressurser. Seismikk medfører støy og rystelser i form av lydsignaler fra luftkanoner som sender trykkluftbaserte, sterke lydbølger ned mot havbunnen og nedover i undergrunnen. Støy er å anse som forurensning, men Miljødirektoratet har hittil ikke regulert seismisk aktivitet offshore etter forurensningsloven.

Brønntesting er en aktivitet som utføres etter endt boring hvor hydrokarboner bringes til overflaten og behandles om bord på rigg for å teste ut brønnens produksjonsegenskaper før de brennes via fakkelsystemet ombord. Dette medfører blant annet at uforbrent olje faller ned til havoverflaten. Olje som faller ned til havoverflaten kan danne en tynn hinne, som blant annet kan skade fjærdrakten på sjøfugl, slik at disse fryser i hjel.

4. Rammevilkår og regulering – Miljødirektoratets rolle

Ulike aspekter av petroleumsvirksomheten reguleres av ulike myndigheter og på flere nivåer. Petroleumsloven (lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet) inneholder den overordnede hjemmelen for ressursforvaltning, herunder konsesjonssystemet som gir selskapene rettigheter til å drive petroleumsvirksomhet.

4.1 Forvaltningsplaner

Forvaltningsplanene, som er laget for alle norske havområder, er basert på faglige utredninger utarbeidet av relevante myndigheter og forskningsinstitusjoner i samarbeid. Det faglige grunnlaget skal legge vekt på beskrivelser av miljøstatus, status for påvirkning fra ulike sektorer, kunnskapsmangler og vurdering av måloppnåelse. Arbeidet i faglig forum styrker samhandlingen mellom etatene og gir en mer omforent forståelse av kunnskapsgrunnlaget. De ulike involverte etater og institusjoner har imidlertid forskjellige roller og det kan være krevende å komme frem til omforente beskrivelser av sektorens påvirkning og måloppnåelse. Det er også en utfordring for Miljødirektoratet og Faglig forum å vurdere konsekvenser av framtidig aktivitet fordi det alltid vil være usikkerhet i fremtidsbildene.

Selve forvaltningsplanene lages av Klima- og miljødepartementet, i samarbeid med de involverte departementer, og legges fram som meldinger til Stortinget. Eventuelle tiltak, herunder rammevilkår for petroleumsvirksomheten, foreslås av departementene i meldingen og godkjennes formelt av Stortinget.

4.2 Åpning av områder

Før det kan tildeles tillatelser til petroleumsaktivitet, må området der aktiviteten planlegges være åpnet for petroleumsvirksomhet. Olje- og energidepartementet (OED) utarbeider en konsekvensutredning som blant annet vurderer de miljømessige virkningene virksomheten kan ha. Allmennheten og berørte parter, inkludert Miljødirektoratet, kan gi høringsinnspill til konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen med kommentarer og anbefaling om åpning fremmes av Regjeringen gjennom en melding til Stortinget. Meldingen inneholder også gjennomgang av innkomne høringsinnspill. Eventuell åpning beslattes av Stortinget. Miljødirektoratet leverer høringsinnspill til slike konsekvensutredninger for å belyse kunnskap og kunnskapsmangler om miljøverdier i det aktuelle området og mulige miljøeffekter og utfordringer for vår kommende regulering. Konsekvensutredningen vil alltid være beheftet med usikkerhet knyttet til type og omfang av eventuell aktivitet og hvor den vil komme geografisk og tidsmessig. For Miljødirektoratet er det viktig at beslutning om åpning tas på best mulig opplyst grunnlag og at kunnskapsmangler synliggjøres.

4.3 Konesjonsrunder og TFO

Utvinningstillatelser tildeles fra OED etter at selskapene søker på utlyste områder gjennom ordinære konsesjonsrunder (normalt annethvert år) eller gjennom årlig utlysning i forhåndsdefinerte områder (TFO). Miljødirektoratet gir høringsinnspill til forslag til utlysning både i ordinære konsesjonsrunder og TFO. Vår erfaring er at innspillene i liten grad blir hensyntatt. Hvordan ulike innspill vurderes og vektas synliggjøres imidlertid ikke i offentlig tilgjengelige dokumenter.

Utvinningstillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring etter og utvinning av petroleum innenfor et spesifikt geografisk område. Tillatelsen stiller vilkår for virksomheten, herunder de rammevilkårene som er vedtatt i forvaltningsplanene for det området tillatelsen ligger i. Tillatelsen gis normalt for en periode på ti år. Denne perioden er forbeholdt leteaktivitet. Rettighetshavergruppen pålegges i tillatelsen en arbeidsforpliktelse som kan bestå av geologiske og/eller geofysiske aktiviteter og leteboring med tilhørende frister.

I Stortingsmelding nr. 10 (2010–2011) om oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, satte regjeringen inn som rammebetingelse at forvaltningsplanen skal ligge til grunn for å fastsette miljø- og fiskerivilkår for petroleumsvirksomheten i nye utvinningstillatelser. Videre skal det, frem til oppdateringen av forvaltningsplanen, ikke bli stilt ytterligere miljø- og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i havområdet (med mindre det har kommet ny, vesentlig informasjon). Denne rammebetingelsen ble gjort gjeldende for alle havområdene med de respektive forvaltningsplanene i stortingsmelding nr. 28 (2010–2011) En næring for framtida - om petroleumsvirksomheten.

4.4 Regulering etter forurensningsloven

Først når en utvinningstillatelse er gitt og en operatør er utpekt starter Miljødirektoratets myndighetsutøvelse. Miljødirektoratet regulerer enkeltaktivitetene på norsk sokkel, det vil si at all petroleumsvirksomhet som vil eller kan medføre forurensning må ha en tillatelse fra oss.

Hjemmelen for å gi tillatelse til forurensende tiltak fremgår av forurensningsloven § 11. Når Forurensningsmyndigheten avgjør om tillatelse skal gis og fastsetter vilkår etter § 16, skal det i henhold til siste ledd av § 11 legges vekt på de forurensningsmessige ulemper med tiltaket sammenholdt med de fordeler og ulemper som tiltaket for øvrig vil medføre.

Forurensningslovens virkeområde er begrenset på kontinentalsokkelen. Begrensningen ligger i at plikten til å innhente tillatelse etter § 7 første ledd kun gjelder de sider av virksomheten som jevnlig fører til forurensning. Videre gjelder ikke bestemmelsen i § 7 annet ledd tiltak for å hindre eller stanse akutt forurensning.

Forurensningsloven med tilhørende forskrifter, inkludert HMS-forskriftene for petroleumsvirksomheten stiller krav til operatørene på norsk sokkel. Disse kravene er generelle og omfatter krav til styringssystemer, risikoreduksjon og bruk av best tilgjengelige teknikker innen alle områder og krav til analyser og undersøkelser som skal inngå i planleggingen av en aktivitet.

Rammeforskriften § 11 omhandler prinsippene for risikoreduksjon. Paragrafen spesifiser at skade eller fare for skade på det ytre miljøet skal forhindres eller begrenses i tråd med lovgivingen, og at risikoen deretter skal reduseres ytterligere så langt det er teknisk/økonomisk mulig. Forskriftene presiserer kravet til bruk av beste tekniske, operasjonelle eller organisatoriske løsninger, at føre-var-prinsippet skal følges, og at operatørene har en generell substitusjonsplikt når det gjelder faktorer som kan volde skade eller være til ulempe for miljøet.

Lov av 19. juni 2009 nr. 100 om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven) er også viktig i Miljødirektoratets regulering. I henhold til naturmangfoldloven §§ 4 og 5 skal man blant annet ivareta naturtyper innenfor deres naturlige utbredelsesområde. Økosystemers funksjoner, struktur og produktivitet skal ivaretas så langt det anses rimelig. Når Miljødirektoratet skal treffe et vedtak som kan virke inn på om et forvaltningsmål nås, skal vi ta hensyn til forvaltningsmålet, og unngå at vedtaket får et innhold som gjør det vanskeligere å nå forvaltningsmålet. Målene utgjør imidlertid ingen absolutt skranke for hva slags vedtak Miljødirektoratet kan treffe. Hensynet til naturmangfold må veies mot andre viktige samfunnsinteresser og Miljødirektoratet kan komme til at de samfunnsmessige hensynene for å gjennomføre et tiltak er så sterke at tiltaket bør tillates selv om det gjør det vanskeligere å nå forvaltningsmålene.

For virksomheter utenfor 12 nautiske mil skal prinsippene i naturmangfoldloven §§ 8-10 legges til grunn som retningslinjer ved utøving av offentlig myndighet. Et grunnleggende krav i disse bestemmelsene er at alle beslutninger skal bygge på kunnskap om naturmangfoldet og hvordan et planlagt tiltak påvirker naturmangfoldet (§ 8). Det skal gjøres en vurdering av den samlede belastningen som naturmangfoldet blir, eller vil bli, utsatt for (§ 10). Vet man lite om virkningene av tiltaket, skal føre-var-prinsippet tillegges stor vekt i saken (§ 9).

Miljødirektoratet behandler søknad om tillatelse etter forurensningsloven til alle leteboringer på norsk sokkel. Fra 2005 og ut 2015 omfatter dette 509 enkeltaktiviteter av letebrønner, avgrensingsbrønner og sidestegsboringer. Miljødirektoratet har satt saksbehandlingstid for leteboringer til 15 uker. Fordi dette er kortvarige aktiviteter er det innenfor disse 15 ukene avsatt 5 uker til klagefrist og eventuell klagebehandling. Det betyr at reell saksbehandlingstid er 10 uker, inkludert forhåndsvarsling som normalt har 4 ukers frist. Planlegging av en letebrønn fra operatørens side kan gå over lang tid, men erfaringen viser at dokumenter sentrale for søknaden til oss kommer sist på plass.

Først når Miljødirektoratet har mottatt en fullstendig søknad kan vi gjøre den endelige vurderingen av aktiviteten, mulige miljøeffekter, miljørisiko og behov for spesifikke krav. Det er en utfordring at eventuelle krav som ikke er planlagt for kan være umulig å gjennomføre eller bli uforholdsmessig dyre for både operatøren og samfunnet når vedtaket foreligger så nært opp til aktivitetsstart.

4.5 Utbygging av funn

Gitt drivverdige funn skal operatøren, i tråd med krav i petroleumsloven, utarbeide en plan for utbygging og drift (PUD) eller plan for anlegg og drift (PAD) for landanlegg. PUD eller PAD skal inkludere en konsekvensutredning som blant annet skal vurdere miljømessige konsekvenser av mulige utbyggingsløsninger. Det er gitt regler i petroleumsforskriften,

rammeforskriften og midlertidig forskrift som involverer OD, Petroleumstilsynet og Arbeids- og sosialdepartementet i prosessen for behandling av PUD. Planene skal derfor sendes til OED og Arbeids- og sosialdepartementet, mens det skal sendes kopi til OD og Petroleumstilsynet. Klima- og miljødepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet ved PUD- og PAD-behandlingen. Miljødirektoratet har ingen formell rolle i behandlingen av PUD utover å være høringspart på program for konsekvensutredninger (PKU) og for konsekvensutredninger (KU). PUD godkjennes av regjering eller storting avhengig av utbyggingens størrelse.

Petroleumsloven stiller krav til at alle rimelige foranstaltninger skal tas for å unngå skade på dyre- og plantelivet i havet, kulturminner på havbunnen, og forurensning og forsøpling av havbunnen, dens undergrunn, havet, luften eller på land som følge av petroleumsvirksomheten.

Miljødirektoratet gir høringsinnspill til både PKU og KU og innspillene blir kommentert og synliggjort av operatøren i henholdsvis KU og PUD. En tilbakevendende problemstilling er at konsekvensutredningene i for liten grad viser til miljøkonsekvenser av ulike alternative utbyggingsløsninger og teknologivalg og at mange avgjørende valg allerede er tatt. Enheter er ofte allerede under bestilling på det tidspunkt konsekvensutredningen høres. PUD beskriver blant annet hvor mange brønner som skal bores og med hvilken (miljø)teknologi, type energianlegg som forsyne de ulike aktivitetene med kraft, prosessanlegg for prosessering av brønnstrøm, inkludert rensing og eventuell injeksjon av produsert vann. Når en konkret utbyggingsløsning blir godkjent inkluderer dette også blant annet løsning for kraftforsyning, kakshåndtering og teknologi for rensing av og/eller injeksjon av produsert vann.

4.6 Utfordringer og forslag til tiltak

De tiltak og rammevilkår som settes for petroleumsvirksomheten i forvaltningsplanene utarbeides med basis i det faglige grunnlaget og gjennom forhandlinger mellom departementene opp til politisk nivå. Enkelte av disse rammevilkårene kan være basert på at marint miljø skal kunne ivaretas gjennom Miljødirektoratets saksbehandling.

For områder der det faglige grunnlaget tilsier at miljørisiko ved akutt forurensning er spesielt høy er det flere eksempler på at forvaltningsplanen setter som rammevilkår at det vil bli satt strenge krav til beredskap ved aktivitet. I områder med høy miljørisiko kan vår vurdering være at det ikke er mulig å redusere miljørisiko til et akseptabelt nivå med krav til beredskap, men at det er behov for tiltak utover dette. Slike tiltak kan være å bore på et annet tidspunkt av året eller annen design av brønnen, noe som kan være vanskelig å få til når operatøren ikke har planlagt for dette ved innsending av søknad. Problemstillingen er nærmere omtalt i kapittel 8.

Et annet eksempel på utfordrende vilkår er at aktiviteten skal utføres uten skade på viktige miljøverdier i et område. Dersom det er usikkerhet knyttet til mulige skadevirkninger, vil et slikt tiltak/rammevilkår i praksis være vanskelig å følge opp. Både operatører og miljømyndigheter har store utfordringer med å vurdere risiko for skade på tobis, koraller og svampforekomster. Dette skyldes at kunnskap om effektgrenser har vært og fortsatt er mangelfull. Så lenge havbunnen ikke er kartlagt over større områder er det også vanskelig å vurdere viktigheten av mindre og spredte forekomster av svamp og koraller i forhold til

ukjente samlede forekomster, og dermed viktigheten av å forhindre skade på dem. Utfordringene med sårbar bunnfauna er nærmere beskrevet i kapittel 5.

Forvaltningsplanene gir per i dag overordnede rammer og stiller ikke spesifikke vilkår knyttet til konkrete aktiviteter. Siden det nå er besluttet en raskere frekvens for oppdateringer av planene, ser Miljødirektoratet muligheter for at planene kan videreutvikles til å bli et bedre verktøy for oss som miljømyndigheter i regulering av petroleumsvirksomheten og for operatørene for planlegging av aktivitetene. Kunnskapsgrunnlaget forbedres kontinuerlig og viktig kunnskap kan fortsatt fremkomme mellom oppdateringene. Hovedregelen er at det ikke skal stilles nye miljøvilkår i utvinningstillatelsene. Det vil si at behov for spesifikke vilkår for å begrense ulemper for marint miljø, utover rammevilkårene fra forvaltningsplanene, tidligst kan bli fastsatt i tillatelsen etter forurensningsloven. På det tidspunktet kan krav om tiltak operatøren ikke har planlagt for være umulige å gjennomføre (på grunn av valg som er tatt tidligere i prosessen), eller de blir uforholdsmessig dyre. Å stille krevende og dyre vilkår rett før planlagt oppstart er derfor en dårlig løsning både for næringen og for miljøet.

Miljødirektoratet mener at det mellom oppdateringene av forvaltningsplanene bør åpnes for en grundigere vurdering før OED tildeler nye utvinningstillatelser hvor mer stedsspesifikke miljøvilkår enn det som følger av forvaltningsplanene kan være resultatet. Miljømyndighetene bør ha en mer sentral rolle i denne prosessen. Miljøvilkår vil spesielt være aktuelt i områder hvor vi besitter kunnskap om miljøet som ikke har vært omtalt i forvaltningsplanene som relevante for petroleumsvirksomhet. Det kan også være spesifikke vilkår der forvaltningsplanen slår fast at aktivitet skal utføres uten skade på en viktig miljøverdi. Foreløpig vil det ofte være vanskelig å stille spesifikke vilkår for å ta vare på sårbare bunnsamfunn, fordi det ikke finnes detaljert kunnskap om havbunnen da utvinningstillatelsen tildeles - denne kunnskapen fås gjennom grunnlagsundersøkelsene som skjer kort tid før leteboring. Dette vil bli enklere ettersom MAREANO-kartleggingen dekker større deler av havområdene som på sikt kan gi et stadig bedre faglig grunnlag for å sette mer konkrete rammevilkår for næringene i de ulike forvaltningsplanene.

Det er viktig å påpeke at en grundigere prosess og flere vilkår inn i utvinningstillatelsene ikke vil erstatte vilkår Miljødirektoratet vil måtte stille som følge av behandling av konkrete søknader. Det er først på det tidspunktet vi får en fullstendig forståelse av aktiviteten og dens miljøpåvirkning.

Ved utbygging av funn er det en utfordring at mange avgjørende valg for utbyggingsløsning og teknologier allerede er tatt på det tidspunkt konsekvensutredningen høres. En godkjent PUD legger klare begrensninger for hvilke krav Miljødirektoratet kan stille til utbyggingen. Når Miljødirektoratet senere skal behandle søknader om tillatelse etter forurensningsloven til produksjonsboring og drift av nye felt/installasjoner er dermed spillerommet for vår myndighetsutøvelse sterkt begrenset. Krav som går utover planlagt design og løsninger blir oftest for dyre og ikke mulige å gjennomføre.

Gitt at det skal være en aksept for at viktige valg kan gjøres før PUD er godkjent for nye utbygginger, er det viktig at Miljødirektoratet har en tett dialog med operatøren underveis i planleggingen av en utbygging, slik at våre innspill og spørsmål kommer til riktig tid. Dette kan gjøres gjennom at vi ber om møter i kommentarer til PKU eller det formaliseres i PUD-prosessen.

5. Fysisk påvirkning på havbunn

5.1 Status

Petroleumsvirksomheten påvirker havbunnen gjennom plassering og flytting av fysiske installasjoner på havbunnen som plattformbein og fundamenter, bunnrammer, ankerfester/ankerkettinger og rørledninger. I tillegg påvirkes havbunnen av partikkelbelastning (nedslamming) fra for eksempel utslipp av borekaks, mudring og steinfyllinger. Den fysiske påvirkningen på havbunnen som følge av petroleumsaktivitet er i hovedsak begrenset i utstrekning og omfang. Mulige negative miljøkonsekvenser som følge av fysisk påvirkning på havbunnen har sammenheng med hvilke områder som påvirkes, og hvorvidt verdifulle/sårbare arter og naturtyper påvirkes og skades.

Da petroleumsvirksomheten startet opp på norsk sokkel var kunnskapen om havbunnen i norske havområder og biologien der svært begrenset, og det var lite fokus på mulige negative konsekvenser av fysisk påvirkning.

Kunnskapen om havbunnen har imidlertid økt betraktelig med kartleggingsprogrammet MAREANO (startet opp i 2006), og det er blant annet påvist en rekke forekomster av sårbar bunnfauna som korallrev, korallskog, svamp- og sjøfjær. Til nå har det i liten grad vært overlapp mellom de områdene som er kartlagt i regi av MAREANO, og områder hvor det er aktiv petroleumsaktivitet på norsk sokkel, bortsett fra på Tromsøflaket. Ny kunnskap fra MAREANO har derfor så langt i begrenset grad gitt kunnskap og data til bruk i Miljødirektoratets behandling av søknader fra petroleumsindustrien, men forventes å gi økt nytteverdi ettersom nye områder undersøkes.

Petroleumsindustrien har også bidratt med mye ny og viktig kunnskap om havbunnen i norske havområder i forbindelse med grunnlagsundersøkelser før boring av brønner, ved planlegging av feltutbygginger og rørledningstraseer, spesielt i de 10 siste årene. Dette har utgjort et helt nødvendig underlag for å planlegge og regulere aktivitet i områder hvor det avdekkes sårbare arter og naturtyper.

Arter og naturtyper som er spesielt sårbare for bunnpåvirkning fra petroleumsaktiviteten, er koraller/korallskog og svamper, samt områder for enkelte bunngytende fisk, særlig nøkkelartene tobis og sild. Dette er arter av nasjonal forvaltingsinteresse. Havsil (tobis), sild og *Lophelia pertusa* (øyekorall) er norske ansvarsarter. Flere korallhabitater er på rødlista for naturtyper i kategoriene nær truet eller sårbar. Mange korall- og svamparter er også oppført på rødlista, noen som nær truet, de fleste fordi datagrunnlaget er mangelfullt (kategori datamangel). Tobis (glattsil) er på rødlista i kategori datamangel. På grunn av den dårlige tilstanden til tobisbestanden på Vikingbanken er fiske forbudt. Det forventes også at nye problemstillinger kan dukke opp, etter som kunnskapen om havbunnen øker, og petroleumsvirksomhet etableres i nye områder.

De senere årene har også fokuset på mulige konsekvenser av fysisk påvirkning økt. Hovedsakelig som følge av økt kunnskap om biologien på havbunnen, og bedre kartlegging i

områder med aktivitet. Men også som følge av at det er tildelt utvinningstillatelser i områder nært opp mot store korallrev (Sularevet og Trænarevet), i områder med mye svamp (Tromsøflaket) og i og i nærheten av gyteområder for tobis i Nordsjøen (for eksempel Vikingbanken). Mange av de eldre feltene på norsk sokkel ble etablert før det kom egne krav til grunnlagsundersøkelser og krav til beskyttelse av sårbar bunnfauna. Enkelte operatører er nå likevel i gang med grundigere kartlegginger havbunnen også rundt disse installasjonene. På flere av de eldre feltene er det avdekket store forekomster av koraller (både hornkoraller og korallrev). Eventuelle skader på korallene i disse områdene er ikke kjent.

5.1.1 Overordnede rammer for sårbar bunnfauna

Forvaltningsplanene for havområdene gir en del overordnede rammer hvor blant annet behovet for bunnkartlegging presiseres, spesielt for verdifulle bunnsamfunn og habitater som kan bli berørt av petroleumsaktivitet i de aktuelle arealene. De ulike planene stiller vilkår som blant annet omfatter korallrev, sårbar bunnfauna generelt og sentrale gyteområder for fisk som gyter på bunnen. Eksempler på slike rammer er:

- Det skal ikke tillates boring i korallrev eller utslipp av borekaks i områder der den faglige vurderingen er at dette med stor sannsynlighet kan skade korallrev (Norskehavet)
- På Eggakanten skal kravet om kartlegging av mulige korallrev og andre verdifulle bunnsamfunn følges opp særlig og det skal sikres at disse ikke skades av aktiviteten. Det kan stilles særskilte krav for å unngå skade (Barentshavet).
- Leteboring på og i en sone rundt tobisfeltene skal gjennomføres slik at gyting i minst mulig grad blir forstyrret og uten utslipp av borekaks slik at kvaliteten på tobisfeltene ikke forringes gjennom nedslamming fra boreaktivitet (Nordsjøen).

Rammene i forvaltningsplanene er stilt på et overordnet nivå, ut i fra kunnskapsgrunnet da de ulike forvaltningsplanene ble laget, og er i liten grad basert på vurderinger av effekter av petroleumsvirksomhet i enkeltblokker. Rammene gjelder fram til senere oppdateringer av forvaltningsplanene. Stortinget har nå anmodet om at forvaltningsplanene for alle havområdene skal oppdateres hvert 4.år. Dette kan gi rom for bedre og mer detaljerte vilkår basert på nye kartleggingsdata og ny kunnskap om effekter.

Aktivitetsforskriften stiller spesifikke krav til miljøovervåking til havs. Grunnlagsundersøkelser skal gjennomføres før leteboring i nye områder, i områder med sårbar bunnfauna eller i områder der det er sannsynlig at sårbar bunnfauna forekommer, og før produksjonsboring. Grunnlagsundersøkelser skal utføres i henhold til Retningslinjer for miljøovervåking av petroleumsvirksomheten til havs (Veileder M-300/2015).

5.1.2 Borekaks

De største operasjonelle utslippene fra petroleumsvirksomheten er produsert vann og utslipp fra brønnboring. Produsert vann er nærmere omtalt i kapittel 6. Utslippene fra boring av brønner består av knust masse fra borehullet (borekaks) sammen med kjemikalier brukt under boring. Borekaket vil ha et naturlig innhold av tungmetaller, organiske salter, mineralpartikler og kan også inneholde olje. Alternativet til utslipp av borekaks til sjø er enten å injisere tilbake i grunnen eller transportere til land for behandling der. I 2015 ble det sluppet ut om lag 101 885 tonn borekaks. Til sammenligning ble om lag 73 704 tonn borekaks injisert og 36 189 tonn sendt til land.

Håndtering av borekaks er regulert gjennom HMS-forskriftene, Lov av 13. mars 1981 nr. 6 om vern mot forurensninger og om avfall (forurensningsloven) og Forskrift av 1. juni 2004 nr. 6

om gjenvinning og behandling av avfall (avfallsforskriften). I henhold til aktivitetsforskriften § 68 kan kaks fra bore- og brønnaktiviteter slippes til sjø dersom oljevedhenget er mindre enn ti gram per kilo tørrmasse.

Undersøkelser har vist at utslipp av topphullskaks sprer seg i en radius på ca. 50 meter fra borehullet, mens de fineste partiklene kan spre seg inntil 600 meter fra utslippspunktet. Utslipp vil føre til at mange av de bløtbunnsorganismene som lever i og på sedimentet som dekkes av kaks dør, men undersøkelser viser at området relativt raskt vil rekolonisere etter avsluttet boring. Dette er årsaken til at borekaks fra boring med vannbaserte borevæsker normalt tillates sluppet til sjø. Borekaks kan imidlertid tildekke og skade andre organismer på havbunnen som er sårbar for denne typen påvirkning, og som har lang restitusjonstid ved skade (for eksempel koraller og svamp), samt påvirke sårbare bunnhabitater som eks. områder for tobis og gyteområder sild.

Miljødirektoratet vurderer behovet for å stille vilkår for utslipp av borekaks eller sement til sjø og vilkår for fysisk påvirkning på havbunnen i hver enkelt sak. Tiltak som eksempelvis å flytte borestedet, å transportere borekaset til mindre miljø sensitive områder på havbunnen, å returnere utboret kaks til riggen og transportere det til land eller injisere det i undersjøiske geologiske formasjoner, vil i ulike tilfeller kunne redusere mulige skader på sårbare miljøverdier betraktelig.

I praksis vil ikke alle tiltak være aktuelle på tidspunktet tillatelsen etter forurensningsloven behandles. De kan være umulige å gjennomføre (på grunn av valg som er tatt tidligere i prosessen), eller uforholdsmessig dyre. Dette kan for eksempel være at riggen som er kontrahert til boringen ikke har utstyr tilgjengelig eller tilstrekkelig dekkplass til å ta i bruk utstyr for å håndtere borekaks uten utslipp.

Det kan også være sikkerhetsmessige grunner til å la være å gjennomføre enkelte tiltak. Ett eksempel er at transport av kaks til land i mange tilfeller krever løft med kran for å få kaset fra boreriggen til båt. Løfteoperasjoner med kran kan representere en betydelig sikkerhetsrisiko for det involverte personellet.

5.1.3 Installasjoner, rørledninger og dumping av masse

Miljømessige konsekvenser som følge av installasjoner, rørledninger og mudring/dumping av masse i forbindelse med utbyggingsprosjekter, skal beskrives i konsekvensutredningen som inkluderes i PUD. OED er ansvarlig myndighet, mens Miljødirektoratet ikke har noen formell rolle i denne fasen utover å være høringspart. Miljødirektoratet vil i slike saker levere høringsinnspill, og trekke fram eventuelle negative konsekvenser for sårbar havbunn, eller eventuell manglende utredning av mulige miljømessige konsekvenser. Dersom det skal mudres og dumpes muddermasser, krever forurensningsforskriften kapittel 22 at operatøren søker om tillatelse. Vi behandler relativt få slike søknader.

Miljødirektoratet har behandlet noen enkelt søknader om legging av rørledninger i områder med sårbar bunnfauna. Vi har imidlertid ingen entydig praksis for om og eventuelt hvilke installerings- og rørledningsarbeid, inkludert masseforflytning, hvor søknad om tillatelse etter forurensningsloven er nødvendig. Vi vil fremover i større grad be om møter med operatørene underveis i planleggingsprosessen for å vurdere et slikt behov og informere om dette så tidlig som mulig.

5.1.4 Anker/ankerjettinger

Sårbar bunnfauna kan påvirkes ved legging og flytting av ankre/ankerjettinger i forbindelse med boreoperasjoner.

Ankerlegging som kan skade sårbare miljøverdier er regulert gjennom HMS-forskriftene. Rammeforskriften § 47a slår fast at ankerlegging skal gjennomføres slik at skaden minimeres, blant annet gjennom overvåking av operasjonen og gjennomføring av risikoreducerende tiltak.

I forbindelse med planlegging av boreaktivitet i områder med sårbar bunnfauna som koraller og svamp, eller i gyteområder for tobis, forventer Miljødirektoratet at det gjøres egne vurderinger av mulige negative konsekvenser på sårbar bunnfauna som følge av anker og ankerjettinger. Valg av innretning (dynamisk posisjonering eller anker), og løsning for ankerlegging har stor betydning for eventuelle negative konsekvenser for sårbar bunnfauna. Hvordan mulige negative konsekvenser for sårbar bunnfauna kan unngås eller hindres i størst mulig grad, bør framgå av søknaden. Miljødirektoratet bruker resultatene fra grunnlagsundersøkelsene og underlaget i søknadene til å vurdere hvorvidt hensynet til eventuell sårbar havbunn er ivaretatt tilstrekkelig, og til å vurdere hvorvidt tillatelse kan gis.

Tilgjengelige tiltak for å redusere risiko for skade på sårbar havbunn kan være best mulig tilpassing av ankre/ankerjettinger, samt bruk av rigg med dynamisk posisjonering. Tilpassing av ankre/ankerjettinger kan være effektive tiltak dersom det medfører at skade på sårbar bunnfauna unngås i størst mulig grad. I områder med mye sårbar bunnfauna på borelokasjonen er det ikke sikkert at tilpasninger av ankre/ankerjettinger vil være tilstrekkelig for å unngå skade. Ved bruk av rigg med dynamisk posisjonering vil påvirkning av sårbar havbunn unngås helt. Skal det gjennomføres aktivitet i områder med høy tetthet av sårbar bunnfauna, vil det være vanskelig å gjennomføre aktivitet uten skade hvis ikke rigg med dynamisk posisjonering kan anvendes. Skadene vil øke med omfanget av aktiviteten, for eksempel ved utbygging og omfattende produksjonsboring i områder med høy tetthet av sårbar havbunn.

Erfaringsvis er det imidlertid begrensninger i tilgangen på DP-rigger, og ofte vanskelig å stille krav om dette dersom selskapene ikke har planlagt med rigg med dynamisk posisjonering på et tidlig tidspunkt. Videre kan rigger med dynamisk posisjonering ikke brukes i grunne områder av sikkerhetsmessige hensyn.

5.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Både operatører og miljømyndigheter har store utfordringer med å vurdere risiko for skade på tobis, koraller og svampforekomster. Dette skyldes at kunnskap om effektgrenser har vært og fortsatt er mangelfull. I tillegg er det vanskelig å vurdere viktigheten av mindre og spredte forekomster av svamp og koraller i forhold til de samlede forekomstene, og dermed viktigheten av å forhindre skade på dem.

I Faglig grunnlag for oppdatering av forvaltningsplanen for Norskehavet, som ble ferdigstilt i 2014, ble blant annet følgende presisert som noen viktige kunnskapshull for bunnundersøkelser:

- Det trengs mer kunnskap om koraller og svampers sårbarhet for sedimentering av borekaks, spesielt med fokus på langtidseffekter av denne typen påvirkning.
- Det mangler kunnskap om økologisk betydning og verneverdi av forekomster av svamper og koraller innenfor forvaltingsplanområdet.

For de fleste aktivitetene som er gjennomført i områder med koraller og svamp har det dreid seg om små og spredte forekomster. Men det har også vært tilfeller med store forekomster hvor det er vanskeligere å unngå skade ved aktivitet. Utfordringen blir større dersom det gjøres funn i slike områder, og feltene blir utbygget. Det er tildelt mange utvinningstillatelser i områder med store korall- og svampforekomster (eksempelvis på Tromsøflaket, og ved Trænarevet og Sularevet), og eventuelle funn i slike områder vil kunne medføre stor bunnpåvirkning, med usikre konsekvenser for sårbare arter og habitater, til tross for strenge reguleringer.

Erfaringsvis vektlegger ulike selskaper planlegging av aktivitet i sårbare områder ulikt, og løsninger velges etter avveininger mellom sikkerhet, miljø og kostnader. Miljødirektoratets muligheter til å stille strenge vilkår utover det som selskapene selv planlegger, er ofte i realiteten begrenset av faktorer som kostnader og sikkerhet. De ulike operatørene har nå stor fokus på å redusere de høye kostnadene på sokkelen. Miljødirektoratet mener det derfor er ekstra viktig å følge opp at de planlegger med nødvendige tiltak for å redusere påvirkning og skade på sårbar havbunn, selv om tiltakene er kostbare å gjennomføre.

Påvirkning og eventuelle skader som følge av annen næringsaktivitet kan ha betydning for regulering av ny petroleumsaktivitet i områder med sårbar havbunn. I enkelte tilfeller er det observert trålspor etter fiskeriene i områder med svamp. Dette er viktig informasjon når eventuelle behov for avbøtende tiltak skal vurderes, for å unngå streng regulering av enkeltaktiviteter i områder som allerede er sterkt påvirket. Helhetlige datasett over områder med bunnråling hadde vært nyttige verktøy i regulering av petroleumsaktivitet, slik at områder med allerede stor påvirkning kan identifiseres.

Det foreligger mye bra resultater fra kartlegging og overvåking av hardbunn (spesielt koraller og svamper) i regi av petroleumsindustrien de senere år. Dette er kunnskap som bør sees i sammenheng med resultater fra kartlegging i nasjonal regi. Samlet sett vil dette kunne gi et bedre bilde over de totale svamp- og korallforekomstene på norsk sokkel.

Forvaltningsplanene og miljøvilkårene tilknyttet utvinningstillatelser gir noen rammer for virksomhet i områder med kjent sårbar bunnfauna. Som beskrevet over er disse rammevilkårene formulert på en slik måte at det blir opp til operatørene å vurdere i sin planlegging hva som skal betegnes som skade og forstyrrelse av betydning og hvilke tiltak som er nødvendige. Det er betydelig kunnskapsmangel om både effekter av petroleumsvirksomheten, den samlede belastningen og utbredelsen og viktigheten av de ulike forekomstene av sårbar bunnfauna. Dette gir utfordringer både for operatørene når de planlegger aktivitet og for Miljødirektoratet når vi skal behandle søknadene. Miljødirektoratet mottar søknader om leteboring 15 uker før planlagt oppstart. Operatøren har da gjort sin vurdering av skadepotensial og behov for tiltak. Det er ikke alltid Miljødirektoratet er faglig enig i operatørens vurdering og mener skadepotensialet og dermed behovet for tiltak er større enn det operatøren har planlagt for.

Grundig kartlegging skjer først i forkant av leteboring, slik at sårbar bunnfauna også kan oppdages utenfor områder hvor det forventes å finne sårbar bunnfauna, basert på data fra

MAREANO eller undersøkelser i nærheten. Det er derfor viktig at operatørene planlegger aktiviteten sin og behov for avbøtende tiltak i forhold til de miljøforholdene som avdekkes i området. Videre vil kontakt med Miljødirektoratet tidlig i planleggingsfasen være viktig i områder med sårbar havbunn, slik at hensiktsmessige tiltak for å beskytte miljøet kan planlegges. Erfaringsvis vil krav fra myndighetene sent i prosessen, ofte være kostnadskrevende å gjennomføre hvis det ikke ligger inne i opprinnelige planer. For aktivitet i områder som er veldig sårbare, kan det være vanskelig å unngå påvirkning og skade. For områder med kjente forekomster av verdifull og sårbar havbunn kan det være hensiktsmessig å gjennomgå hvorvidt overordnede rammevilkår i forvaltningsplanene og vilkårene i utvinningstillatelsene kan styrkes, for å begrense mulige skadevirkninger på sårbare bunnhabitater ved fremtidig aktivitet. Dette vil være et viktig tema ved oppdatering av forvaltningsplanene. Det er også viktig at ny kunnskap om havbunnen siden forrige forvaltningsplan tas inn ved vurdering av nye miljøvilkår ved tildeling av nye utvinningstillatelser i slike områder.

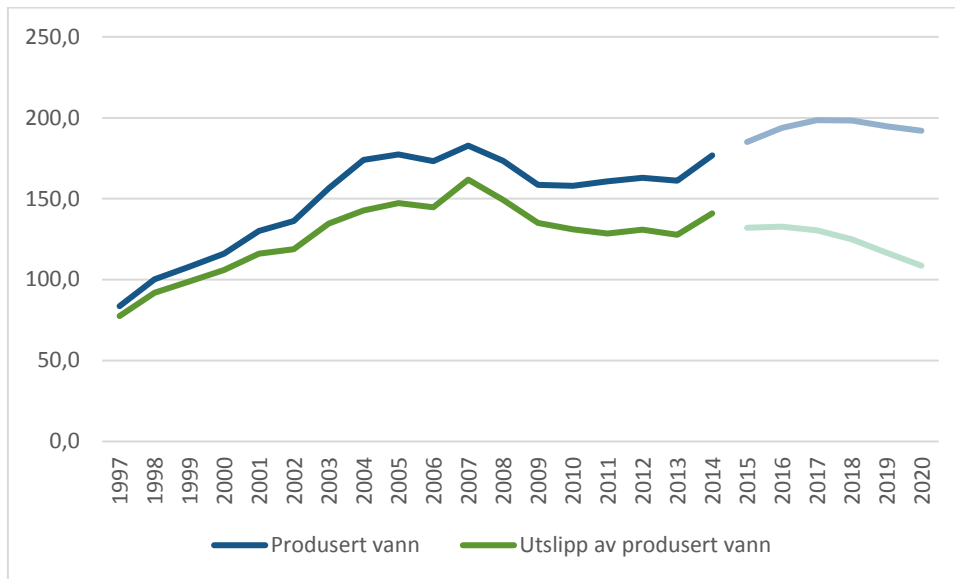
6. Produsert vann

6.1 Status

Produsert vann følger med olje og gass fra reservoaret og består både av naturlig vann fra formasjonene og eventuelt vann som er injisert for å øke utvinningen. Typisk inneholder produsert vann dispergert olje, mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), alkylfenoler (AP), tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale (NORM), organisk stoff, organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider. I tillegg vil vann som følger med inneholde ulike kjemikalier som er tilsatt for eksempel for å forhindre bakterievekst, korrosjon eller emulsjonsdannelse. Mengde og sammensetning av produsert vann vil variere mye fra felt til felt og over feltets levetid.

I 2014 var det totale utslippet av produsert vann på 140 millioner m³ hvorav 82 millioner m³, eller nesten 60 % av utslippene, var fra feltene Statfjord, Gullfaks, Troll og Ekofisk. 40 felt rapporterte at de produserte vann, og 35 av disse rapporterte om utslipp av produsert vann. Felt som ikke har utslipp injiserer alt eller eksporterer til andre installasjoner for prosessering eller injeksjon. Produksjon av vann er forventet å stige i noen år fremover ifølge prognoser fra Oljedirektoratet. Prognosene fra Oljedirektoratet sier videre at selv med økt mengde produsert vann vil utslippet gå noe ned. Dette regner vi med er basert på at nye store felt planlegger med reinjeksjon.

Miljødirektoratet mener det er viktig å understreke at slike prognoser er usikre, spesielt vil utvikling i oljepris kunne påvirke levetid på eksisterende felter og beslutninger om nye utbygginger. Vår erfaring er også at mange faktorer kan virke inn på injeksjonsgraden, både problemer med reservoar og injektivitet, levetid på brønner og pumper, krafttilgang og kostnader forbundet med energibruken. Miljødirektoratet har mottatt flere søknader fra operatører som ønsker å stanse injeksjon av årsaker som nevnt her. Det er vanskelig å veie fordeler og ulemper i slike saker, både fordi skadepotensialet og ulempene for marint miljø er usikre og fordi vi ikke har gode verktøy for å vurdere ulemper for marint miljø opp mot økte klimagassutslipp.



Figur 4 Historiske tall og prognoser for produksjon og utslipp av produsert vann (Prognosekilde: Oljedirektoratet).

Selv om konsentrasjonene av olje og miljøfarlige stoffer med produsert vann er lave blir de samlede utslippsmengdene relativt store på grunn av de store vannvolumene. Tabellen under viser samlede utslipp av noen utvalgte miljøfarlige stoffer i produsert vann på norsk sokkel i 2005, 2010 og 2014. Gruppen PAH omfatter de såkalte EPA-16, altså de 16 PAHene som Environment Protection Agency i USA har satt på sin liste over prioriterte forurensningsstoffer. Det er verdt å nevne at PAH-utslippene i denne tabellen er mye høyere enn hva som tidligere har blitt rapportert i ulike sammenhenger. Årsaken er at naftalen og fenantren i flere år ikke ble inkludert i gruppen PAH fordi de ble ansett for å være lite miljøskadelige. I senere tid har vår bekymring for mulige uheldige miljøkonsekvenser av naftalen og fenantren økt. Disse stoffene er nå inkludert og utgjør hovedmengden av PAH-utslippene fra produsert vann. Det er store variasjoner fra år til år av de ulike komponentene i tabellen under.

Tabell 1 utslipp i kg av utvalgte stoffer/stoffgrupper i produsert vann i årene 2005, 2010 og 2014.

Komponent	2005	2010	2014
BTEX	1 479 637	1 818 173	1 963 541
Alkylfenol C6-C9	302	294	231
Fenol	170 118	166 660	241 695
PAH	44 349	50 887	59 124
Naftensyrer	259 322	179 185	138 301
Arsen	267	895	645
Bly	173	239	191
Kadmium	11	22	11
Kvikksølv	8	9	8
Dispergert olje	2 097 498	1 200 078	1 560 328

6.1.1 Kunnskap om miljøeffekter

Det er svært vanskelig å dokumentere om utslippene av produsert vann har virkning på det pelagiske økosystemet og fiskebestandene. Miljødirektoratet, forskningsinstitusjonene og miljøbevegelsen har vært opptatt av disse utslippene gjennom flere år og har derfor vært pådrivere for mer forskning. Gjennom forskningsprogrammet PROOFNY under forskningsrådets program Havet og Kysten er det vist at komponenter i produsert vann kan forårsake en rekke negative effekter som har konsekvenser for helsetilstand, funksjon og reproduksjon i enkeltindivider av fisk og virvelløse dyr. Den økologiske betydningen av utslippene er imidlertid fortsatt uklar fordi effektene man har klart å måle ikke kan kobles til konsekvenser for bestander og samfunn. Evalueringsrapporten etter 10 års forskning på langtidsvirkninger av utslipp til sjø fra petroleumsvirksomheten (Bakke, Klungsøyr, Sanni, forskningsrådet 2012) konkluderer med at potensialet for miljøskade fra produsert vann er moderat, og at de konsentrasjonene som har gitt effekter normalt ikke forekommer lengre fra utslippspunktene enn i størrelsesorden 1 km. Forfatterne viser til at denne avstanden stemmer godt overens både med overvåkingsresultater og gjennomførte risikovurderinger. De vil likevel ikke utelukke risikoen for at svake virkninger på enkeltarter kan ha akkumulerende økologiske effekter, selv om sannsynligheten for dette er liten.

Overvåkingen med bruk av blåskjell i bur har også vist en klar eksponering for stoffer i produsert vann, og enkelte biomarkører har vist respons med en avtagende signal med økende avstand fra utslippspunktet.

Vi mangler videre kunnskap om effekter av produsert vann i arktiske områder. Fra 2003 til 2011 var det et eget nullutslippsregime med spesielle rammevilkår for aktivitet i Barentshavet og Lofoten, som omfattet krav til injeksjon av minst 95 % av produsert vann. Dette medførte at forskningsprosjekter med fokus på effekter av produsert vann i nordområdene ikke ble etterlyst eller prioritert i denne perioden. Goliatfeltet ble godkjent utbygd innenfor det gamle regimet og er derfor planlagt utbygd med injeksjon. Foreløpig er det ingen nye feltutbygginger i Barentshavet som er konsekvensutredet, men Statoil har 2 funn på planleggingsstadiet, Johan Castberg og Tornerose. Ytterligere 4 funn kan bli bygget ut, uten at det er tatt beslutning om å gå videre fra operatørens side. Dette gjelder Lundins funn på Alta og Gohta, ØMVs funn på Wisting og Enis funn på Alke Sør (kilde: www.norskpetroleum.no).

PROOFNY har styrket kunnskapen om hvordan utslipp fra petroleumsindustrien påvirker arktiske marine organismer, med hovedfokus på akutt oljeutslipp. I sammenliknende studier er det påvist forskjeller i sårbarhet mellom arktiske og tempererte arter. Forskjellene har imidlertid vært små og går i begge retninger. Enkeltarters sårbarhet er imidlertid bare én faktor som bestemmer om det arktiske økosystemet håndterer utslippene på samme måte som tempererte økosystemer. Storskala-faktorer som klima, økologisk sesongvariasjon, romlig fordeling av bestander og samfunn og utslippsforhold vil etter alt å dømme dominere det totale konsekvensbildet for operasjonelle og utilsiktede utslipp. Det er derfor viktig å studere disse faktorenes betydning nærmere, også for å avklare om det er mulig å koble utslippsmønster, påvirkningsfaktorer og konsekvens på en forutsigbar måte. Miljødirektoratets konklusjon er på denne bakgrunn at usikkerheten knyttet til effekter av produsert vann er større i Arktis enn i de tempererte områdene lenger sør hvor forsknings- og overvåkingsinnsatsen har vært størst.

6.1.2 Dagens regulering

Gjennom aktivitetsforskriften § 60, er det satt grenser for innhold av olje i produsert vann som slippes til sjø. Denne konsentrasjonen skal være minst mulig og ikke overstige 30 mg/l. Det er videre krav til daglig måling av oljeinnhold. Det er også krav til rapportering av konsentrasjoner og utslipp av andre komponenter i produsert vann og det er etablert praksis om at disse komponentene normalt måles 2 ganger i året. Det er imidlertid en kjensgjerning at gitt svært lave konsentrasjoner og antatte variasjoner over tid er usikkerheten knyttet til disse halvårslige konsentrasjonsmålingene av andre komponenter enn olje svært stor.

Fra 1. januar 2016 ble det innført nye krav i aktivitetsforskriften om miljørettede risikovurderinger og teknologivurderinger av produsert vann. Dette er nærmere beskrevet under. Reguleringen av kjemikalier som slippes ut via produsert vann, er beskrevet i kapittel 7.

Nullutslippsmål for petroleumsvirksomheten ble etablert i St.meld.nr.58 (1996–1997) om Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling. Målene er senere presisert og spesifisert i en rekke Stortingsmeldinger, sist gang i St.meld. nr. 37 (2012–2013) om helhetlig forvaltning av det marine miljø i Nordsjøen og Skagerak. Målene er at det skal være ingen utslipp, eller minimering av utslipp, av naturlig forekommende miljøgifter omfattet av prioritetslisten. Videre er målsetningen ingen utslipp eller minimering av utslipp av olje og andre stoffer som kan føre til miljøskade. I tillegg er det et mål at det ikke skal være utslipp av miljøfarlige tilsatte kjemikalier og utslippene av radioaktive stoffer skal reduseres gradvis slik at konsentrasjonen av stoffene i miljøet er nær bakgrunnsnivå innen 2020.

Tidligere fantes særskilte krav til petroleumsvirksomhet i Barentshavet. Kravene omfattet: Ingen utslipp av borekaks og borevæske med unntak fra topphullet, ingen utslipp av produsert vann unntatt 5 % av mengden ved driftsavvik samt ingen utslipp til sjø fra brønntesing. Disse særskilte kravene ble fjernet i forbindelse med oppdatering av forvaltningsplanen for Barentshavet og Lofoten i 2011. Forut for denne oppdateringen ga Miljødirektoratet (den gang SFT) en faglig anbefaling om at det var behov for å fjerne det absolutte kravet om nullutslipp av borekaks fordi vi mente kravet ikke bidro til gode helhetlige miljøløsninger. Det ble ikke gitt en tilsvarende faglig anbefaling for utslipp av produsert vann, men også dette kravet ble fjernet ved oppdatering av forvaltningsplanen.

6.1.3 Risikovurderinger

Forfatterne bak evalueringsrapporten av PROOFNY viser til at risikomodellering er det verktøyet man i dag har for å bedømme hvordan effekter på individer kan slå ut på bestander og samfunn. Forskningen har bidratt til utvikling av modellverktøy som kan koble sammen følsomhet på biomarkørnivå og artsnivå basert på toksisitetstester.

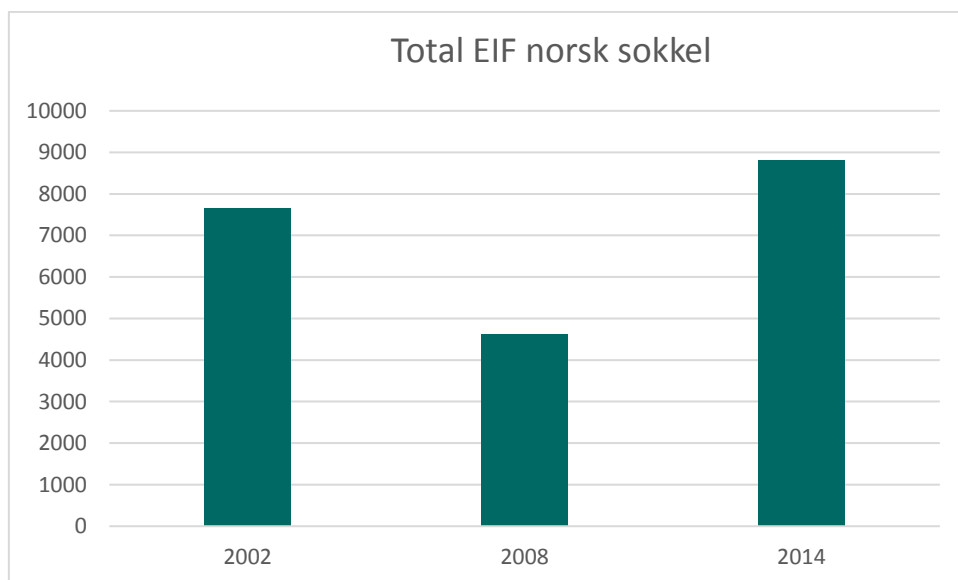
Det er gjennom nullutslippsarbeidet på 2000-tallet investert og implementert en rekke tiltak for å redusere utslipp av produsert vann og olje i produsert vann. Nullutslippsarbeidet var basert på gjennomførte risikovurderinger for alle feltene på sokkelen. Gjennom dette arbeidet forpliktet operatørene seg til en 80% reduksjon av risiko, uttrykt som Environmental Impact Factor (EIF), totalt på sokkelen. Denne faktoren er et uttrykk for størrelsen på et vannvolum med en forhøyet risiko for effekter basert på at konsentrasjoner av et eller flere stoff i produsert vann overskrider en effektgrense. EIF-tallet er ikke et direkte mål på miljørisikoen og det inkluderer ikke vurdering av resipient og sannsynlighet for at reelle

miljøverdier blir påvirket av potensielt skadelige konsentrasjoner. EIF inkluderer også tilsatte kjemikalier i produsert vann, dette er nærmere beskrevet i kapittel 7.

Miljødirektoratet vurderte måloppnåelsen for nullutslippsarbeidet i 2010 (Petroleumsvirksomhetens arbeid med nullutslipp TA 2637 2010) og konkluderte med at målet for produsert vann ikke var nådd selv om utslipp og risiko var betydelig redusert.

I 2014 stilte Miljødirektoratet krav, gjennom enkeltvedtak til alle felt med utslipp av produsert vann, om at risikovurderinger skulle gjennomføres, basert på nye anbefalinger fra OSPAR (OSPAR Recommendation 2012/5 for a risk based approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations). Vi stilte videre krav om at det skulle gjøres nye vurderinger av beste tilgjengelige teknologi for å redusere risiko. Kravene er innført i aktivitetsforskriften § 60, gjeldende fra 1. januar 2016. Alle feltene rapporterte resultatene fra sine nye beregninger i mars 2015. De nye teknologivurderingene ble rapportert i mars 2016.

Resultatene fra de nye risikovurderingene viser at EIF på sokkelen har økt siden 2008. Mengden produsert vann som ble sluppet ut var noe lavere i 2014, enn i 2008. BTEX, Fenol, PAH-16 og olje i vann var relativt mye større i 2014. Utslippene av kjemikalier via produsert vann ser også ut til å ha vært høyere i 2014, men vi har ikke direkte tall på dette. Skarvfeltet bidro mye til den totale risikoen i 2014. Dette feltet var ikke i drift i 2008. På Skarv stod ett enkelt kjemikalium (Biotreat 7407) for 99% av den beregnete risikoen.



Figur 5: Utvikling i EIF på norsk sokkel

6.1.4 Hva kan gjøres med utslippene?

Tiltak som kan redusere risiko for miljøskade ved utslipp av produsert vann kan deles inn i fire hovedgrupper:

- Reduksjon av vannproduksjonen
- Injeksjon/reinjeksjon av produsert vann
- Rensing av produsert vann før utslipp til sjø

- Utfasing av kjemikalier som følger produsertvannet

Gjennom nullutslippsarbeidet utredet alle de produserende feltene tiltak i den rekkefølgen som de er opplistet her. Det beste er selvsagt å redusere mengden vann som skal håndteres på innretningen. For nyere felt/nye brønner er det gode tekniske muligheter til å overvåke vannproduksjon i enkeltbrønner og optimalisere produksjonen med minst mulig vann som følger med. Med unntak av uttesting på Tordisfeltet er det ikke implementert nedihulls separasjon av olje og vann på norsk sokkel. Totalt 20 av 40 installasjoner injiserte deler av produsert vann i 2014.

Alle feltene har et prosessanlegg med egne rensetrinn for produsert vann som skal separere ut mest mulig av olje fra vannet og sikre lavest mulig oljekonsentrasjon i utslippsvannet. Renseteknologi og rensesgrad varierer fra felt til felt, men med mye av den samme grunnteknologien med hydroykloner, hydroykloner med flotasjonsenheter, hydroykloner med CTour (kondensatinjeksjon og separasjon). Siden vannkvalitet og vannvolumer er veldig forskjellig fra felt til felt er det ingen automatikk i at en renseløsning som fungerer veldig godt et sted vil fungere like godt andre steder. Denne typen renseløsninger er designet for å redusere innholdet av oljedråper i vannet, men vil også i større eller mindre grad ta med løste komponenter som foreligger i en likevekt mellom oljedråpene og vannet.

Operatørene har plikt til å kontinuerlig arbeide for å skifte ut kjemikalier i svart og rød kategori, og gul kategori der nedbrytningsproduktene kan være miljøfarlige. Miljødirektoratet vil arbeide for at det framover også legges vekt på å fase ut de kjemikaliene som gir stort risikobidrag.

6.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Miljødirektoratets konklusjon, basert på tilgjengelig kunnskap, er at det fortsatt er betydelig usikkerhet knyttet til mulige negative miljøeffekter av produsert vann. Siden produsert vann er en kompleks blanding av veldig mange stoffer kan vi alltid stille spørsmål til om de metodene vi bruker i overvåkingen i dag er gode nok. Forskningen har også i stor grad fokusert på enkeltstoffer og stoffgrupper med kjente negative miljøegenskaper, selv om det også er utført flere studier med prøver av reelt produsert vann som bør fange opp faktiske effekter.

Utslipp i havet fortynnes mye og raskt. Konsentrasjonene organismene eksponeres for blir derfor veldig lave, selv ganske nært utslippspunktet. Mange av stoffene er imidlertid persistente eller sakte nedbrytbare og det er derfor viktig med fortsatt fokus på utvikling av metoder for å overvåke mulige effekter av kronisk lav-dose-eksponering. Reguleringen har i hovedsak vært knyttet til konsentrasjonen av olje i det produserte vannet som slippes til sjø. Med nullutslippsarbeidet dreide fokus mot miljørisiko knyttet til det vannvolumet som slippes ut og de komponentene som bidro mest til miljørisiko for hvert enkelt felt. Nullutslippsarbeidet medførte en betydelig risikoreduksjon fra 2002 til 2008, men målsetningen ble ikke nådd og risiko har siden økt til over 2002-nivå igjen. Vi mener dette tilsier at det er behov for å jobbe videre med tiltak.

For mange felt er det ikke den dispergerte oljen som bidrar mest til risiko, men tilsatte kjemikalier og naturlig forekommende løste stoffer. Avhengig av hvilke komponenter som bidrar mest til risikoen vil eksisterende renseteknologi i varierende grad kunne redusere innholdet av naturlig forekommende løste stoffer. For noen stoffer er injeksjon eneste løsning med dagens teknologi. Dersom det er uaktuelt å injisere vann på et felt er det ikke derfor ikke sikkert at ytterligere investeringer i tilgjengelig renseteknologi for produsert vann vil føre til betydelig redusert risiko.

Maksimal grense for oljekonsentrasjon er 30 mg per liter vann mens gjennomsnittlig konsentrasjon for norsk sokkel i 2014 lå på 12,5 mg/l. Det finnes tilgjengelig teknologi som for mange felter vil kunne redusere konsentrasjonene ned til 5 mg/l. Med dette som bakgrunn vurderer Miljødirektoratet behovet for å endre denne grensen. Både miljøvernorganisasjonene og fiskerinæringen mener at utslippsgrensen bør reduseres. Om vi ser på utslippskonsentrasjoner per felt er imidlertid variasjonene store. Flere felt har betydelige utfordringer med å holde seg under en grense på 30 mg/l. Disse feltene er i stor grad felt som har injeksjon av produsert vann som hovedstrategi og som sliter i perioder hvor injeksjonen er nede. På grunn av at små vannmengder blir sluppet ut fra disse feltene, vil de generelt ha relativt lav miljørisiko i form av EIF. Det er derfor ikke sikkert at et strengere krav til olje i vann for disse feltene er den beste løsningen for det marine miljø.

Operatørene har i mars 2016 rapportert nye teknologivurderinger. Miljødirektoratet vurderer nå disse rapportene og vil vurdere behov for ytterligere krav for å redusere risiko.

Håndtering av produsert vann i Barentshavet kan være en fremtidig utfordring. Funnene så langt er i grunne formasjoner og vannmengdene er til dels betydelige. Ved fremtidige utbygginger i området kan det medføre at produsert vann ikke kan injiseres på grunn av risiko for oppsprekking. Deponering av vannet i dedikerte injeksjonsbrønner er kostnadskrevenne. Dersom produsert vann må slippes til sjø er det mindre kunnskap om effekter av det produserte vannet i det nordlige Barentshavet. Muligheter for teknologiutvikling for å unngå eller redusere utslipp til sjø og etablering av et egnet risikoverktøy i området må prioriteres av operatørene. Miljødirektoratet vil følge opp dette.

Miljødirektoratet mener videre at det på nytt bør vurderes strengere krav til utslipp av produsert vann ved utbygging av funn i Barentshavet. Dette kan gjøres gjennom reviderte rammevilkår i forvaltningsplanen eller vilkår i utvinningstillatelsen. Der utvinningstillatelse allerede er tildelt, kan det vurderes å sette vilkår gjennom PUD-prosessen. Vi ser at olje- og kjemikalieholdig vann, som tidligere i stor grad har blitt tatt til land for avfallsbehandling, nå blir søkt sluppet til sjø offshore. Dette medfører økte utslipp til sjø, men energibruk og klimagassutslipp i forbindelse med transport unngås. Slike saker er krevende, men vi ser at utslipp offshore noen ganger kan være den løsningen med minst miljølemper på grunn av de nevnte klimagassutslipp, samt at man får en større fortykning i resipienten offshore enn det man gjør ved rensing med påfølgende utslipp fra et avfallsanlegg på land. På den annen side har noen landanlegg bedre kapasitet og renseteknologi, og man vil kunne oppnå en bedre rensesgrad før utslipp. Vi ser behov for at operatørene gjør bedre miljøvurderinger enn de gjør per i dag og vi vurderer om det er behov for ytterligere klargjøring av regelverket.

Gjennomsnittlig utvinningsgrad for olje fra feltene på norsk sokkel om lag 47 %. Dette er høyt i internasjonal sammenheng, samtidig som det fortsatt er et betydelig potensial for økt

utvinning fra feltene. For å øke utvinningsgraden for feltene kan man ta i bruk forskjellige metoder. Det er to typer olje i reservoarene - mobil olje og immobil olje. For å øke utvinning av mobil olje kan man for eksempel bore flere produksjonsbrønner eller benytte vann- eller gassinjeksjon. For å få opp den immobile oljen må man imidlertid ta i bruk andre metoder.

Begrepet EOR (Enhanced oil recovery) blir brukt om avanserte metoder for å redusere restoljemengden i et reservoar. Kjemisk flømming er en form for EOR som innebærer at svært store kjemikaliemengder blir injisert i reservoaret. Kjemikaliene blir tilbakeprodusert via produsert vann. Med de kjemikaliemengdene og -typene det er snakk om, ser Miljødirektoratet på full reinjeksjon som en forutsetning for at kjemisk flømming skal kunne gjennomføres på miljøforsvarlig måte. Det er imidlertid usikkerhet hvordan kjemikaliene vil påvirke reinjeksjonen. Pumping av injeksjonsvann tilsatt polymer medfører også stort energiforbruk.

Selv med full reinjeksjon, vil kjemikalier som slippes til sjø ved driftsavvik (normalt 5 % av tiden) være betydelige. Vi er ikke kjent med renseteknologi som kan fjerne de aktuelle kjemikaliene fra det produserte vannet. Men vi mener det bør utvikles slike metoder før det settes i gang med kjemisk flømming i full skala på et norsk felt. Det er også usikkerhet omkring på hvilken måte kjemikaliene vil påvirke rensingen av olje fra produsert vann. Tester som er gjennomført har vist noe reduksjon av rensegrad gjennom hydroykloner og kompakte flotasjonsenheter.

Det har vært snakket om EOR-prosjekter i mange år, men vi har mottatt få søknader. Ressursmyndighetene ser imidlertid på kjemisk flømming som et svært viktig område for å øke utvinningsgraden på eksisterende felt.

I konsekvensutredningen for Johan Sverdrup var kjemisk flømming beskrevet å ikke være en del av fase 1. I vår høringsuttalelse poengterte vi at det per i dag ikke er grunnlag for å vurdere om kjemisk flømming vil kunne være miljømessig akseptabelt. Ved godkjenning av PUD for Johan Sverdrup ble det stilt vilkår om at det skal gjennomføres et pilotprosjekt med kjemisk flømming innen to år, og at en vurdering av om kjemisk flømming kan brukes på større deler av feltet skal framlegges myndighetene. Det mangler mye informasjon for å kunne vurdere miljøforsvarligheten av et slikt prosjekt. Vi forventer derfor at Statoil fremskaffer tilstrekkelig informasjon om skjebne og mulige miljøeffekter av kjemikaliene som er aktuelle. Det er også nødvendig med kunnskap om hvordan tiltaket virker inn på øvrige utslipp med produsert vann før Miljødirektoratet skal kunne gi en forsvarlig behandling av en søknad. Tidsrammen som er satt i PUD er for knapp. Det er viktig at det settes av tilstrekkelig tid til at det er mulig å utrede dette tilstrekkelig for at vi skal kunne stille gode vilkår for pilotprosjektet for å ivareta marint miljø gjennom vår behandling etter forurensningsloven.

7. Kjemikalier

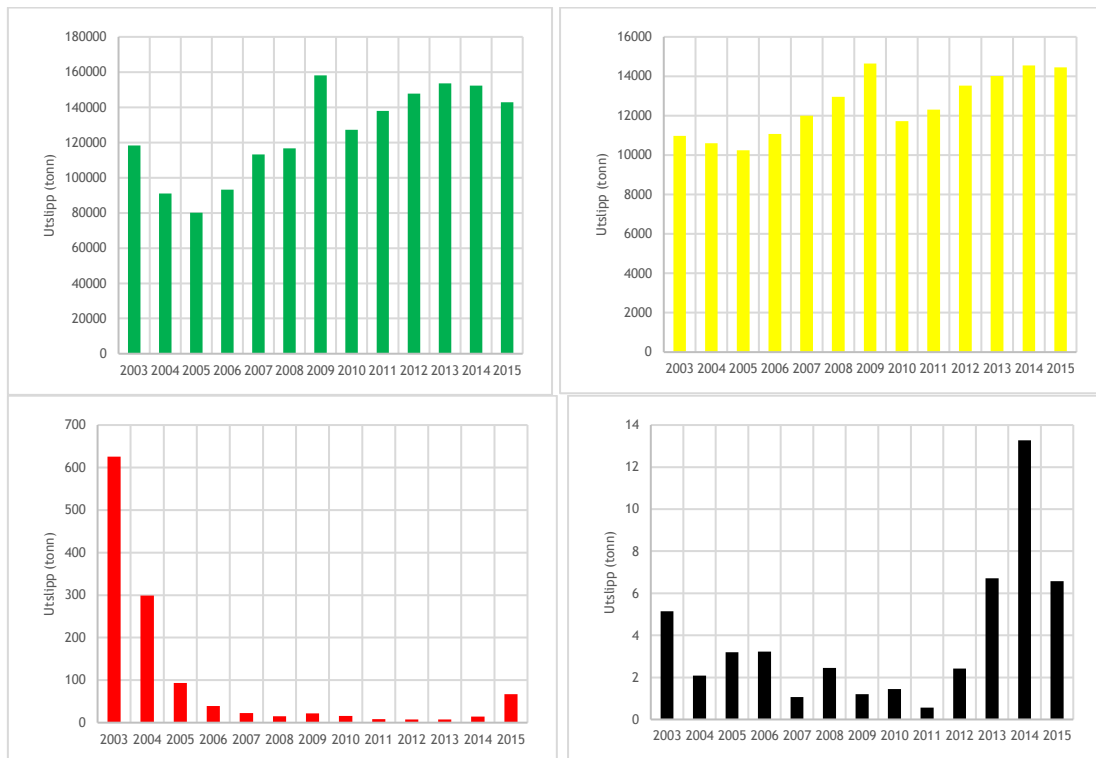
7.1 Status

Kjemikalier er en samlebetegnelse for alle tilsetningsstoffer og hjelpestoffer som blir brukt ved bore- og brønnoperasjoner, og i produksjon av olje og gass. Petroleumsvirksomheten bruker 300 000–400 000 tonn kjemikalier i året, og slipper ut 100 000–200 000 tonn. Det meste av kjemikalieutslippene på sokkelen er knyttet til bore- og brønnvirksomhet (om lag 70 % i 2014), og utslippsmengdene vil variere med aktivitetsnivået. De kjemikaliene som ikke blir sluppet ut til sjø, løser seg i olje, deponeres i undergrunnen eller blir behandlet som farlig avfall.

Kjemikaliene som brukes vil vanligvis være en blanding av flere andre kjemikalier. For å skille bruker Miljødirektoratet begrepet «kjemikalier» om produktene/stoffblandingene, mens vi omtaler de enkelte bestanddelene/komponentene som «Stoff»

Kjemikalienes miljøegenskaper skal bestemmes, jf. aktivitetsforskriften § 62. Dette skjer ved at de enkelte stoffene kjemikaliene består av, gjennomgår tester for å finne deres bionedbrytbarhet, bioakkumulering og akutte giftighet. Stoffene gis deretter en fargekategori, svart, rød, gul eller grønn. Stoffene i svart kategori er de mest miljøfarlige, mens stoff i grønn kategori gir liten grunn til bekymring. Hovedregelen er at det ikke skal slippes ut miljøfarlige stoffer (altså i svart og rød kategori og i gul kategori, dersom nedbrytningsproduktene kan være miljøfarlige).

Figur 6 viser stoffutslippene i ulike fargekategorier. Stoff i gul og grønn kategori dominerer. Barytt er den største utslippskomponenten og er i grønn kategori. Barytt er et mineral som brukes under boring for å gi mottrykk mot det høye trykket i undergrunnen, og dermed hindre at noe strømmer opp fra brønnen under boring. Monoetylglykol og metanol brukes blant annet for å hindre at det dannes hydrater i gass, og utgjør store utslipp. Også disse er i grønn kategori. Andre store utslippskomponenter er avleiringshemmeren kaliumklorid i grønn kategori, vektmaterialer bentonitt i grønn kategori og cellulose i grønn kategori som brukes for å gi økt viskositet i ulike medier. De mest miljøfarlige kjemikaliene benyttes i forbindelse med produksjon av olje og gass.



Figur 6 Fordeling i utslipp av stoff i perioden 2002 - 2015, fordelt på fargekategori (NB: ulike verdier på Y-aksene)

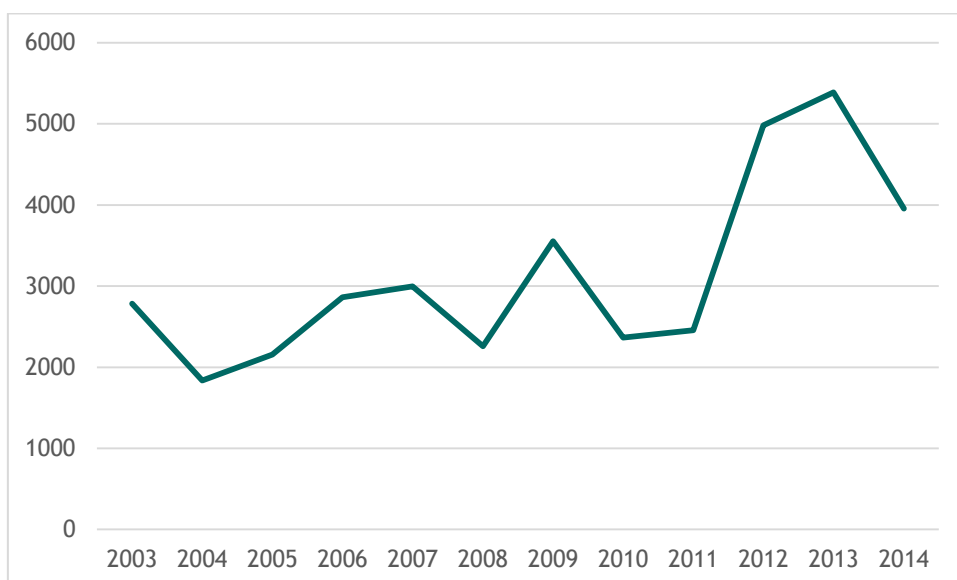
Operatørene har plikt til å kontinuerlig arbeide for å skifte ut (substituere) kjemikalier som inneholder stoff i svart eller rød kategori, eller gul kategori dersom nedbrytningsproduktene kan være miljøfarlige. Samtlige felt på norsk sokkel har hatt høy fokus på substitusjon av kjemikalier og det er oppnådd gode resultater. Utslippene av stoff i rød og svart kategori ble redusert med over 98,5 % i perioden 2003 til 2012.

Mellom 2012 og 2014 økte imidlertid rapporterte utslipp av stoff i svart kategori igjen, hovedsakelig som følge av at brannslukkekjemikalier (brannskum) nå er inkludert i kravene om testing, kategorisering og rapportering. Mange brannskumprodukter som brukes offshore, inneholder perfluorerte forbindelser. I 2015 var utslippene av perfluorerte stoffer, grunnet testing med brannskum, 3,8 tonn. Dette er stoffer vi er bekymret for på grunn av lav nedbryting i miljøet og flere andre negative helse- og miljøeffekter. Perfluorerte stoffer har i enkelte år vært en del miljøovervåkingen offshore, både i sediment og vannsøyle, og det er funnet perfluorerte stoffer både i sediment og i villfanget fisk.

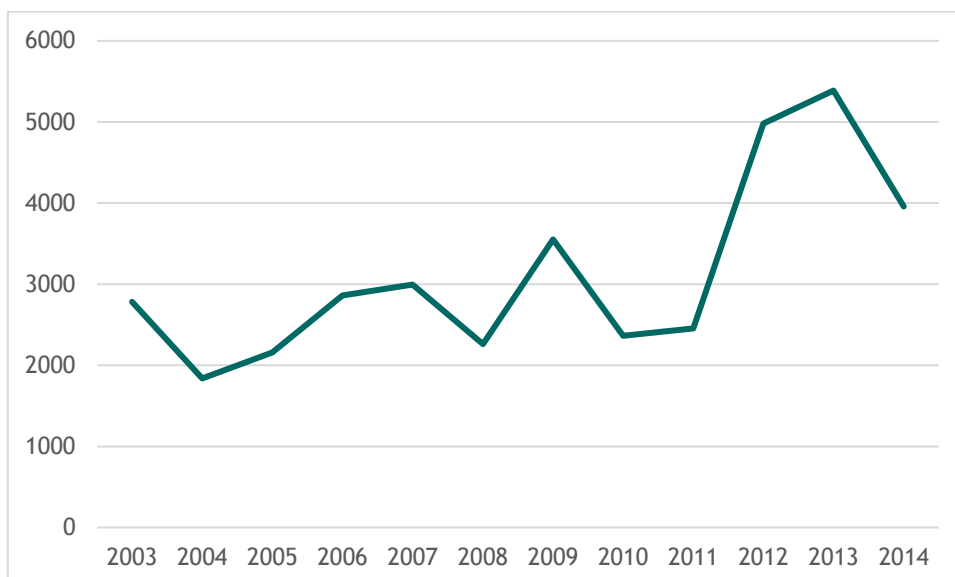
Det har i flere år vært diskusjoner rundt at mange kjemikaliegrupper som tidligere har vært røde har forsvunnet fra markedet for så å dukke opp i gul kategori. Dette kan skyldes utnyttelse av smutthull i regelverket. Selv om regelverket som regulerer bruk og utslipp av kjemikalier vurderes som godt, arbeider Miljødirektoratet for å redusere mulighetene for å utnytte eventuelle smutthull i kravene. Vi følger derfor opp kjemikalier i gul kategori, og da spesielt kjemikalier som så vidt passerer kriteriene for gul kategori. Vi har allerede innført krav om at operatøren må vurdere nedbrytningsproduktene til kjemikalier i gul kategori dersom disse har moderat nedbrytbarhet. Vi har også innført krav om at det skal utarbeides substitusjonsplaner for slike kjemikalier dersom nedbrytningsproduktene vurderes å være miljøfarlige. Vi har i tillegg styrket tilsynet med kjemikalier i gul kategori.

Noen stoff i rød og svart kategori som har blitt faset ut til gult har vist seg å ikke fungere tilfredsstillende over tid. Operatørene har i disse tilfellene vært nødt til å gå tilbake til miljøfarlige stoff. Egenskapene som gjør at de er svarte/røde kan være de samme som er viktige for funksjonen, for eksempler oljeløselighet og kjemisk stabilitet. Av sikkerhetsmessige og tekniske hensyn vil det fortsatt være noe utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø også i årene som kommer. Arbeidet med substitusjon vil derfor fortsette å bli ivaretatt gjennom vår saksbehandling.

EIF-beregningene som ble gjennomført i 2014 (se kapittel 6) viste at biocider, korrosjonsinhibitorer og H₂S-fjernere er de kjemikalietyperne som oftest gir store bidrag til miljørisiko i produsert vann. Kjemikaliene som gir store risikobidrag befinner seg for det meste i gul kategori, ikke rød eller svart. Miljødirektoratet oppfatter dette som et signal på at substitusjonsarbeidet har vært vellykket; kjemikalier i rød og svart kategori representerer ikke lenger en stor miljørisiko på norsk sokkel. Miljødirektoratet vil arbeide for at operatørene fortsetter med utfasing av disse, men at de framover også må legge vekt på å redusere risiko ved å fase ut de kjemikaliene som gir størst risikobidrag.



Figur 7 viser utviklingen av utslipp av tungmetallene på prioritetslista via kjemikalier. Utslippene kommer hovedsakelig av at vektstoffer som består mineraler har et naturlig innhold av tungmetaller. Tungmetallinnholdet i vektstoffet vil variere med hvilken gruve mineralene hentes fra og også over tid i samme gruve og vi har en forventning til at operatørene skal velge vektstoff med minst mulig innhold av tungmetaller. Bly er det dominerende tungmetallet, og utgjør 60–80% av utslippene. Bly i barytt antas imidlertid å være lite biotilgjengelig. De andre tungmetallene er arsen, kadmium, krom og kvikksølv. Det har også blitt sluppet ut perfluorerte stoffer på prioritetslisten, deriblant PFOS, via brannskum.



Figur 7 Utslipp av tungmetaller på prioritetslista via kjemikalier

7.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

7.2.1 Kjemikaliebruk og -utslipp ved økt utvinning

EOR (Enhanced oil recovery) begrepet blir brukt om avanserte metoder for å redusere restoljemetningen i et reservoar. Kjemisk flømming er en form for EOR. Kjemikalierne tilsettes i injeksjonsvannet, som deretter brukes til flømming av reservoaret for å oppnå økt oljeutvinning. Flere typer kjemikalier kan benyttes, blant annet polymerer og overflateaktive stoffer. Polymer tilsettes vanligvis i injeksjonsvannet for å blokkere hovedårer for det injiserte vannet i reservoaret ved å øke viskositeten på vannet. Dermed endres og optimaliseres strømningsmønstrene slik at fortrengningseffekten øker og en større andel av oljen frigjøres. Den vanligste polymeren er Hydrolysert polyakrylamid (HPAM).

Overflateaktive stoffer bedrer utvinningen på mikroskopisk plan ved at kapillærkreftene reduseres i tillegg til at fortrengningseffekten økes. Tilsetting av vanlige polymere øker viskositeten i injeksjonsvannet, mens overflateaktive stoffer reduserer grenseflatespenningen mellom olje og vann.

Det er manglende informasjon om de miljømessige utfordringer ved bruk av EOR. Det er behov for store kjemikaliemengder (for eksempel anslås kjemikalieforbruket ved pilotprosjektet på Johan Sverdrup, som er beskrevet under, å bli på 5 000 til 20 000 kubikkmeter per dag) og kjemikalierne er tungt nedbrytbare kjemikalier (rød kategori)). Det er lite kunnskap om hva som skjer med kjemikalierne i reservoaret og hvor mye og i hvilken form (nedbrytingsprodukter) som blir tilbakeprodusert. Det er også viktig å samle kunnskap om nedbrytning av kjemikalierne i reservoaret og hvilke nedbrytingsprodukter som vil tilbakeproduseres.

7.2.2 Regulering av oljebasert og vannbasert borevæske

Tidligere var det vanlig å slippe ut borekaks med oljebaserte borevæsker. Miljøovervåkingen avdekket imidlertid store negative konsekvenser på miljøet som følge av disse utslippene. I 1991 ble det forbudt å slippe ut kaks med oljeinnhold over én vekt% (OSPAR-krav). Med bruk av standard utstyr oppnås ikke en slik rensegrad av borekaks boret med oljebaserte borevæsker. Fram til 2015 har derfor alt borekaks med vedheng av oljebasert borevæske derfor blitt reinjisert eller transportert til land for behandling.

Også etter at forbudet mot utslipp kom, har miljøovervåkingen vist at fisk i nærheten av områder med høy aktivitet er eksponert for PAH-er og det er funnet økte nivåer av DNA-addukter i hyse på Tampen så sent som i 2013. En sannsynlig forklaring på denne dette er at hysen, som i stor grad beiter på havbunnen, har fått i seg hydrokarboner fra gamle oljeholdige kaksauger.

I 2015 ga Miljødirektoratet tillatelse til et pilotprosjekt under produksjonsboring på Martin Linge-feltet med offshore rensing og deretter utslipp av kaks med vedheng av oljebasert borevæske. Miljødirektoratet stilte i denne tillatelsen vilkår om at oljevedheng på kaks ikke kunne overstige 0,05 %. Denne grensen var basert på bl.a. erfaringer med den samme renseteknologien - thermomechanical cuttings cleaning (TCC) - fra britisk sokkel. I ettertid er det avdekket at operatøren ikke har oppnådd kravet i tillatelsen, og dermed har hatt et overutslipp av olje. Når dette ble kjent, endret Miljødirektoratet tillatelsen, slik at det ikke lenger er tillatt med utslipp av rensed, oljeholdig kaks på Martin Linge. Imidlertid var innholdet av olje på kaksen godt under 1 %. Flere operatører, blant annet på Johan Sverdrup, planlegger for fremtidig bruk av denne teknologien med påfølgende utslipp til sjø.

Utslipp av kaks boret med vannbasert borevæske er ikke begrenset av forskrifter, men det er gitt rammer i forvaltningsplanene som tilsier at føre-var-prinsippet skal anvendes i områder der det finnes bunnfauna som er ansett å være sårbar. I slike tilfeller kan særskilte krav stilles for å unngå skade. Det kan også forekomme spesielle miljøvilkår i eldre utvinningstillatelser som for eksempel boretidsbegrensninger, vilkår om kartlegging eller vilkår for utslipp av borekaks, som Miljødirektoratet vil ta hensyn til når vi gir tillatelse til virksomheten. Men normalt tillates utslipp av borekaks fra boring med vannbaserte borevæsker.

De miljøfarlige stoffene i oljebaserte borevæsker er for en stor del blitt fjernet eller substituert slik at oljebaserte borevæsker nå ofte inneholder kun stoff i Miljødirektoratets gule og grønne kategori. Kravet om rensing vil medføre at den totale mengden borevæske som slippes ut er mindre enn ved bruk av vannbasert borevæske. Den utseparerte borevæsken kan gjenbrukes i større grad enn vannbasert. I en del tilfeller er det derfor ikke sikkert at det lenger er miljømessig bedre å slippe ut kaks og vannbasert borevæske enn rensed kaks med noe vedheng av oljebasert borevæske. Dette er problemstillinger vi fremover må ta stilling til. Resultater fra pilotforsøk og andre faglige utredninger vil danne grunnlaget for den fremtidige regulering av oljebasert og vannbasert borevæske.

7.2.3 Kjemikaliereregulering

Selv om regelverket som regulerer bruk og utslipp av kjemikalier er godt, er det behov for å jobbe videre for å redusere muligheter for å utnytte eventuell smutthull i kravene. Miljødirektoratet har derfor som nevnt fokus på å følge opp kjemikalier i gul kategori, og da spesielt kjemikalier som akkurat passerer testgrensene. Stor variasjon i testresultater i

nedbrytningstester er også en del av denne problematikken, og det foregår utvikling av en utvidet OECD 306-test som vil gjøre nedbrytingsresultatene mindre variable slik at det vil bli lettere å vurdere stoffenes nedbrytingsegenskaper. Arbeidet gjøres i regi av bransjeorganisasjonen ECETOC. Vi følger dette arbeidet tett.

I tillegg til å få forbedret retningslinjene for testing av nedbrytning arbeides det for å få på plass en egen regulering av stoffer som vil ligge i grenselandet mellom gul og rød kategori, en såkalt rød-liste. Her kreves det imidlertid ekstra ressurser for å kartlegge enkelte stoffgrupper. Aktuelle stoffgrupper er syntetiske polymerer, organoleirer, fosfonater og kvarternære ammoniumsalter.

Av sikkerhetsmessige og tekniske årsaker vil det fortsatt være noe utslipp av miljøfarlige stoffer til sjø også i årene som kommer. Arbeidet med substitusjon vil derfor fortsette og ivaretas gjennom konsesjonsbehandlingen og tilsynet med næringen. Men i dag er biocider, korrosjonsinhibitorer og H₂S-fjernere er de kjemikalietyperne som oftest gir store bidrag til miljørisiko i produsert vann. Kjemikaliene som gir store risikobidrag befinner seg for det meste i gul kategori, ikke rød eller svart. På grunn av dette ser vi behov for å gå videre med en mer risikobasert tilnærming i vår regulering av kjemikalier, lik det som gjelder for produsert vann.

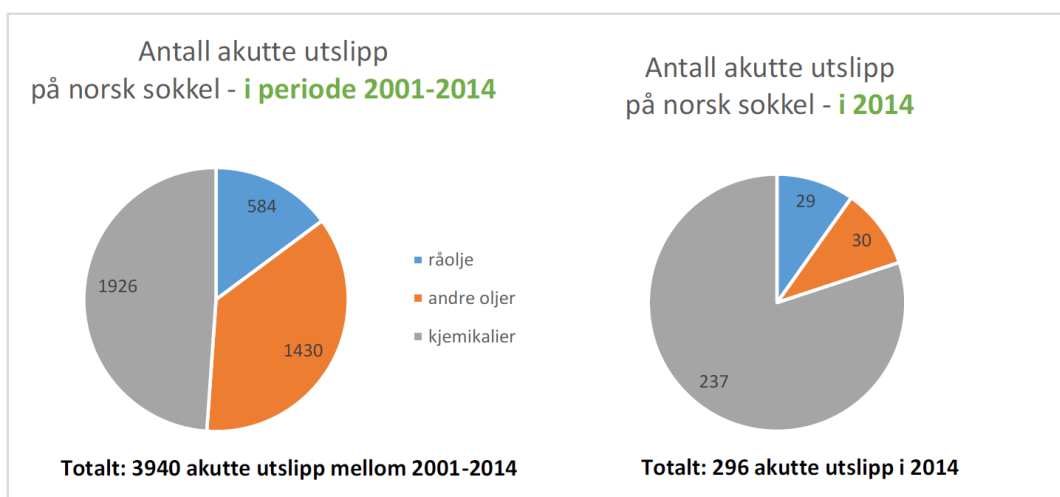
7.2.4 Perfluorerte stoffer

Miljødirektoratet jobber for at operatørene offshore stanser utslippene av perfluorerte stoffer i brannskum. Bransjen er i gang med å bytte til fluorfrie alternativer, og kom langt med dette i løpet av 2015. Fortsatt gjenstår en del felt og flyttbare innretninger, og vi vil fortsette oppfølgingen av operatørenes substitusjonsarbeid, blant annet gjennom tilsyn og samarbeidsmøter med operatører og leverandører.

8. Akutt forurensning

Olje- og gassvirksomheten innebærer en fare for akutt forurensning. Potensielle hendelsesscenarier spenner fra full utblåsning av en brønn med potensielt store mengder olje på sjøen, til mindre uhellsutslipp av olje eller kjemikalier for eksempel på grunn av slangebrudd eller overfylling av tanker. Akutt forurensning skal varsles eller meldes til myndighetene i henhold til styringsforskriften § 29. I tillegg skal alle utilsiktede utslipp rapporteres årlig. Ikke alle utilsiktede utslipp er akutt forurensning, jf. definisjonen i forurensningsloven § 38.

Petroleumstilsynet gir ut årlige rapporter om risikonivået på norsk sokkel (RNNP) og en egen rapport om risiko for akutt forurensning (RNNP-AU). RNNP-AU fra 2015 gir en oversikt over utslipps- og tilløpshendelser i perioden 2001–2014. Her vises det til totalt 3940 registrerte utilsiktede utslipp fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel i perioden 2001–2014. Det store flertallet av registrerte akutte utslipp av råolje mellom 2001–2014 er mindre enn 0,1 tonn.

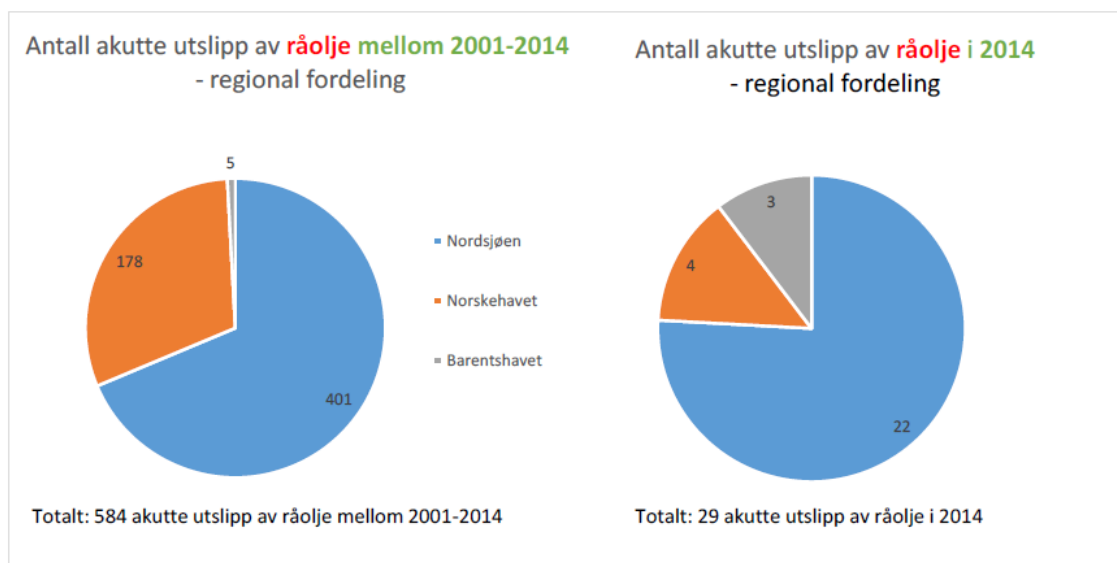


Figur 8 Antall akutte utslipp på norsk sokkel. Kilde: RNNP-AU 2015.

Tabell 2 rapportert volum av utilsiktede utslipp fra petroleumsvirksomheten

År	Olje (tonn)
2014	162
2013	47
2012	17
2011	24
2010	111
2009	114
2008	195
2007	4488
2006	122

Det er registrert en reduksjon i antall akutte utslipp av råolje i perioden 2001–2014, men det er ikke en tilsvarende reduksjon i utslippsmengde. Årlig utslippsmengde varierer betydelig både for norsk sokkel samlet, og i hvert av havområdene. Det kan ikke konkluderes med noen trend.



Figur 9 Antall akutte utslipp av råolje på norsk sokkel. Kilde: RNNP-AU 2015.

Den årlige utslippsmengden av råolje for Nordsjøen øker mye i 2014. Det skyldes tre registrerte hendelser i utslippskategorien 10–100 tonn. I Nordsjøen har det ikke tidligere vært registrert så mange som 3 akutte utslipp i denne størrelsesordenen på ett år.

Tabell 3 De største akutte oljeutslippene på norsk sokkel i perioden 1977-2014

År	Mengde m3	Innretning
1977	12 700	Ekofisk Bravo
1989	1 400	Statfjord C
1992	900	Statfjordfeltet
2003	750	Draugenfeltet
2005	340	Nornefeltet
2007	4 400	Statfjord A

En av hovedutfordringene som Ptil har definert for 2015 gjelder Nordområdene, og forebygging av akutte utslipp. Brønnehendelser er den type tilløpshendelser som har potensiale for å gi et stort utslippsvolum. Vi antar at hendelser med ukontrollert utblåsning av olje fra en brønn har størst potensiale for omfattende miljøkonsekvenser. Myndighetenes og bransjens miljørisikoanalyser er i hovedsak basert på slike hendelser. Den følgende omtalen av miljørisiko og beredskap er derfor konsentrert om store oljeutslipp.

8.1 Miljørisiko

8.1.1 Status

Akutte oljeutslipp kan skade organismer i vannsøylen, sjøfugl og organismer som lever i kystsonen. Konsekvensene av akutt forurensning for ytre miljø, vil avhenge av type utslipp, utslippsmengder, og hvor og når utslippet skjer. Hvor utslippet inntreffer og drifter avgjør hvilke arter og naturtyper som kan eksponeres, og mulige effekter avhenger igjen av hvor sårbare disse er for olje, samt tilstand og viktighet av artene/naturtypene.

For alle petroleumsaktiviteter som krever søknad om tillatelse etter forurensningsloven, skal søknaden inneholde en beskrivelse av miljørisiko knyttet til mulig akutt forurensning og eventuelt beredskapsbehov. Operatørens analyser og vurderinger av miljøkonsekvenser og miljørisiko sammen med annen tilgjengelig kunnskap om mulige miljøeffekter og miljøkonsekvenser brukes som grunnlag for å stille krav til beredskap mot akutt forurensning, men også for å vurdere om risiko er på et akseptabelt nivå for den omsøkte aktiviteten. Operatørens analyser av oljedrift og miljøkonsekvenser og miljørisiko har gradvis utviklet seg over en lengre periode, ettersom nye utfordringer og problemstillinger har vært avdekket. Analyser og vurderinger skal baseres på best tilgjengelige underlagsdata og forutsetninger. Miljødirektoratet har beskrevet sine forventninger nærmere i veiledningen til styringsforskriften § 17.

Under følger Miljødirektoratets vurderinger av tilgjengelige resultater og eventuelle svakheter i metoder for henholdsvis oljedriftssimuleringer, miljøkonsekvenser/skadeberegninger og miljørisiko.

Oljedriftssimuleringer

Oljedriftssimuleringer er viktig underlag for vurdering av mulige miljøkonsekvenser, miljørisiko og beredskapsløsninger. Som grunnlag for større prosesser, som utarbeidelse av faglig grunnlag for forvaltningsplanene eller for åpning av nye områder, gjøres oljedriftssimuleringene for noen få utvalgte utslippspunkter, oljetyper, utslippsrater og utslippsvarigheter. Disse valgene har stor betydning for resultatene i oljedriftssimuleringene, både for størrelsen på et mulig influensområde og eventuelle strandingsmengder. Det vil alltid være en usikkerhet om hvor representative de utvalgte parameterne er. I områder det ikke tidligere er boret, slik som Barentshavet sørøst eller Norskehavet nordøst, er denne usikkerheten særlig stor.

Vi begynner etter hvert å få et større erfaringsmateriale fra oljedriftssimuleringer, også for lokasjoner som ligger nærmere enn 50 km fra nærmeste land eller iskant. Resultatene for større utslipp av olje ved slike utslippslokasjoner viser gjennomgående høye treffsannsynligheter til land/iskant, korte drivtider til land/iskant og større strandingsmengder. En oversikt over noen av disse resultatene er gitt i vedlegg 2 til Faglig grunnlag for oppdatering av forvaltningsplanen for Norskehavet (M140-2014).

Verktøyene som brukes til simuleringer av oljedrift blir stadig videreutviklet for å gi mer realistiske resultater. Sintefs OSCAR-modell, som er det mest brukte verktøyet på norsk sokkel, er nylig oppgradert med ny kunnskap om hvordan oljedråper fra en utblåsning på havbunnen beveger seg. Simuleringene viser nå i de fleste tilfeller mer olje på havoverflaten ved sjøbunnsutslipp enn tidligere simuleringer. Dette fører videre til at større mengder olje

forventes å strande. Begge deler medfører økte beregnede miljøkonsekvenser, miljørisiko og beredskapsbehov.

Miljøkonsekvenser

Oljedriftssimuleringene gir informasjon om hvilke oljemengder man kan forvente hvor. Dette, kombinert med informasjon om hvilke miljøverdier man finner innen ulike områder, og hvilke skader de vil kunne få ved eksponering av olje, gjør det mulig å analysere mulige miljøkonsekvenser ved ulike utslipp.

Mange sjøfuglarter har høy sårbarhet for olje. Det er også for sjøfugl det oftest beregnes størst potensiell miljøskade gjennom miljørisikoanalyser for aktiviteter på norsk sokkel. Fiskeegg og -larver vurderes å ha høy sårbarhet for olje, men mulig skade som følge av akutt oljeforurensning forutsetter at det er overlapp mellom gyteområder og skadelige oljekonsentrasjoner. De alvorligste konsekvensene for fisk antas å være knyttet til større uhellsutslipp av olje i hovedgyteområdene for de store fiskebestandene av norsk vårgytende sild og nordatlantisk torsk.

Det er usikkerhet knyttet til i hvilken grad bunndyr vil kunne eksponeres for olje etter et utslipp, og dette vil sannsynligvis avhenge av havdyp, oljetype, om utslippet skjer fra bunnen eller fra havoverflaten og hvorvidt dispergeringsmidler brukes som et beredskapstiltak for å fjerne olje fra havoverflaten. Økosystemene knyttet til iskantsonen antas også å være sårbare for oljeforurensning. Kunnskapsnivået om mulige skader her er imidlertid begrenset, men vil trolig øke fremover.

Som nevnt over viser den mest brukte oljedriftsmodellen nå større oljemengder på havoverflaten, og det er grunn til å tro at dette er mer realistiske resultater enn tidligere. Dette betyr også en økning i forventede miljøkonsekvenser spesielt for sjøfugl. Mer olje på havoverflaten vil i tillegg medføre at mer olje kan strande, med uønskede konsekvenser for miljøverdiene der.

Miljørisiko

Ved analyser av miljørisiko, har sannsynligheten for at en hendelse kan inntreffe stor innvirkning for beregnede miljørisikoverdier. Sannsynligheten for at det skal skje et stort oljeutslipp knyttet til petroleumsaktivitet på norsk sokkel er gjennomgående lav.

Både i myndighetenes og bransjens analyser benyttes det ofte standardfrekvenser (sannsynligheter) for utblåsninger basert på historiske data. For mer konkrete analyser for felt i drift eller i områder med mer kjent geologi gjøres det mer brønnspesifikke analyser som tar hensyn til brønndesign og risikoreduserende tiltak. Når sannsynligheten er lav for at større hendelser skal inntreffe, må mulig skadeomfang være stort for at dette skal slå ut på beregnede miljørisikoverdier.

HMS-regelverket krever at operatørene skal etablere egne akseptkriterier for blant annet miljørisiko. De fleste operatørene bruker omtrent likelydende kriterier som er aksepterte frekvenser for miljøskade i fire ulike konsekvenskategorier: mindre, moderat, betydelig og alvorlig. Konsekvenskategoriene er knyttet til varighet av en skade, det vil si tiden det tar før miljøet er restituert. For eksempel er et vanlig operasjonsspesifikt akseptkriterium for alvorlig miljøskade $6,25 \cdot 10^{-5}$. Dette betyr at man ved leteboring aksepterer at det 6,25 ganger hvert 100 000. år skjer hendelser som gir miljøskade som det tar mer enn 10 år å komme seg

fra. På et felt aksepterer man at det 1,25 ganger hvert 1 000. år skjer slike hendelser. Man aksepterer altså en høyere risiko for en slik hendelse på felt enn man gjør ved leteboringer.

Det er høyere sannsynlighet for en hendelse under en leteboring enn under en produksjonsboring, det er videre høyere sannsynlighet i borefasen enn i produksjonsfasen. Ulike typer aktiviteter i samme område vil derfor kunne ha svært forskjellig miljørisiko, selv om miljøkonsekvensene gitt et oljeutslipp er de samme.

Miljøkonsekvensene knyttet til eventuelle uhellsutslipp fra ulike deler av sokkelen varierer betydelig og det kan ikke trekkes et entydig bilde gyldig for alle lokaliteter. Noen steder vil miljørisikoanalyser vise at sannsynligheten for miljøkonsekvenser gitt et utslipp er liten og at mulige konsekvenser er mindre alvorlige. Andre steder kan analysene vise et betydelig potensiale for miljøkonsekvenser gitt et utslipp av olje, både med hensyn til alvorlighet av konsekvenser og sannsynlighet for at konsekvenser kan inntreffe. Dette er forhold som Miljødirektoratet vurderer, selv om sannsynligheten for uhellsutslipp er lav og miljørisiko er innenfor selskapenes egne akseptkriterier. Slike forskjeller er lite synlige i beregnede miljørisikoverdier (hvor sannsynligheten for hendelse er tatt inn), men kan oftest hentes ut som delresultater i risikoanalysene.

Samlet sett er konsekvenspotensialet den faktoren som ser ut til å styre variasjonen i miljørisiko i havområdet, så lenge utslippsfrekvensen baseres på standardverdier. Slik sett vil også miljørisikoen øke som følge av et alvorligere konsekvensbilde. Vi forventer at aktiviteter som kan påvirke områder med høy sårbarhet for olje vil gi økt potensiale for alvorlige miljøkonsekvenser og økt miljørisiko.

Utvikling i miljørisikobildet

De eksisterende feltene på norsk sokkel ligger, med få unntak, relativt langt fra land. Analysene for disse feltene viser erfaringsvis lavere sannsynlighet for at olje når land og områder spesielt sårbare for oljeforurensning. Dette gir lavere sannsynlighet for miljøkonsekvenser generelt, og spesielt i de mer alvorlige skadeklassene med lengst restitusjonstid. Enkelte leteboringer har imidlertid vist betydelig høyere risikonivå som resultat av beliggenhet nærmere land og/eller sårbare miljøverdier.

Norske myndigheter har gjennomført mange analyser av oljedrift, miljøkonsekvenser og miljørisiko i områder for potensiell fremtidig petroleumsaktivitet. Dette er gjort i forbindelse med forvaltningsplanene for havområdene, utredninger i forbindelse med åpningsprosessen på Jan Mayen og i Barentshavet sørøst, og kunnskapsinnhentingene i nordøstlige deler av Norskehavet. Flere av disse analysene er gjennomført i kystnære eller miljøfølsomme områder og viser et betydelig potensiale for alvorlige konsekvenser for miljø gitt at større utslipp inntreffer. Konsekvenspotensialet er betydelig høyere enn det vi er vant til å se for aktivitetene som foregår på norsk sokkel i dag.

Sannsynligheter for alvorlige konsekvenser langs fastlands-Norge er spesielt knyttet til at noen av våre største sjøfuglkolonier kan påvirkes, men også viktige områder for kystsel. I tillegg er kystområdene langs Helgelandskysten komplekse og utfordrende. Før Barentshavet sørøst ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 2013 ble det gjennomført analyser av utslipp i de nordlige delene opp mot iskanten, hvor resultatene viser et betydelig potensiale for å berøre iskanten. I høringen til konsekvensutredningen påpekte Miljødirektoratet at det fortsatt er stor mangel på kunnskap om effekter av olje i arktiske strøk. Både fordi det finnes lite erfaringsbasert

kunnskap om uhellsutslipp i arktiske strøk og fordi det er mangelfull kunnskap om den basale biologien til arktisk biota. I Barentshavet og spesielt ved iskanten er det større forekomster av marine pattedyr enn ellers på norsk sokkel, som potensielt også vil kunne påvirkes ved oljeforurensning i disse områdene.

Barentshavet har en av verdens høyeste tettheter av sjøfugl. Mange av bestandene er av stor nasjonal og internasjonal betydning, og havområdet er derfor en viktig sjøfuglregion i global sammenheng. Det har vært manglende kunnskap om hvor disse fuglene kommer fra. Ny kunnskap i forbindelse med loggerstudier indikerer at det er avgrensede områder på åpent hav som er særlig viktig for enkeltbestander av sjøfugl i perioder av året. Eksempelvis peker et område i den sørøstre delen av Barentshavet seg ut som særlig viktig som et overvintringsområde for både lomvi og alke. Ytterligere og bedre data forventes i de kommende årene. Denne kunnskapen vil kunne ha stor påvirkning på vår forståelse av potensielle miljøkonsekvenser av akutt oljeforurensning i disse områdene.

Det foregår betydelig petroleumsvirksomhet ved Vikingbanken som er et viktig gyte- og leveområde for tobis. Bestanden på Vikingbanken har vært kritisk lav siden slutten av 90-tallet. Det er kunnskapsmangler knyttet til potensielle skadevirkninger av akutt oljeforurensning på tobis og leveområder for tobis.

Miljødirektoratet registrerer at flere av de nye analysene av miljørisiko i Norskehavet og Barentshavet, viser en betydelig økning i potensialet for alvorlige miljøkonsekvenser ved eventuelle uhellsutslipp som kan berøre områder som er spesielt sårbare for oljeforurensning. Dette gjelder både analysene som er gjennomført i regi av myndighetene, og operatørenes egne analyser knyttet til reelle boringer. Med fremtidig petroleumsaktivitet nærmere og i mere sårbare områder, vil vi forvente at potensialet for miljøkonsekvenser og miljørisiko vil øke.

8.1.2 Dagens forvaltningspraksis og regulering

Regulering av enkeltaktiviteter

Miljørisikoanalysene er en viktig del av Miljødirektoratets behandling av søknader om petroleumsvirksomhet og operatørene bruker betydelige ressurser på å få gjennomført analysene. HMS-forskriftene med veiledning stiller noen krav til formål med og innhold i analysene. Det har også gjennom flere år eksistert retningslinjer gjennom Norsk olje og gass for hvordan miljørisikoanalyser bør gjennomføres, den såkalte MIRA-metodikken. Denne har vært akseptert av Miljødirektoratet, men det er enighet mellom operatørene, konsulentene og myndighetene om at retningslinjene er modne for oppdatering. Et viktig prinsipp i HMS-forskriftene er at risiko skal reduseres, jf. styringsforskriften § 11. En stor andel av søknadene Miljødirektoratet behandler omfatter aktiviteter med begrenset miljørisiko, og hvor risikoreduksjon vurderes ivaretatt ved tilstrekkelig oljevernberedskap.

Miljødirektoratet opplever imidlertid at det er en økning i søknader hvor aktiviteten er forbundet med høyere miljørisiko, eller det er usikkert om miljørisiko er på et akseptabelt nivå. Dette skyldes både økt kunnskap om miljøressurser og deres sårbarhet, bedre modeller for beregning av oljedrift og miljørisiko, men kanskje mest fordi det er tildelt utvinningstillatelser i nærheten av eller i mer miljøfølsomme områder. I slike saker er det ekstra viktig med god dokumentasjon fra operatørenes side, og Miljødirektoratet gjør også mer omfattende vurderinger av mulige miljøkonsekvenser.

Det er viktig at operatørens tiltak for å redusere risiko framgår av søknaden. Dette gjelder både tiltak for å redusere sannsynligheten for at et utslipp inntreffer og hvor stort det blir, og konsekvensreducerende tiltak, som eksempelvis å styre aktivitet i tid, for å unngå perioder med høy risiko. HMS-forskriftene stiller krav til at operatørene bruker risikoanalysene for å planlegge aktiviteten sin på best mulig måte for å redusere risiko. Miljødirektoratets erfaring er imidlertid at miljørisikoanalysene i liten grad påvirker planleggingen av aktiviteten. Dette har ofte sammenheng med at risikofylte aktiviteter, som leteboring, har en relativt kort planleggingstid og at risikoanalysene utføres tett opp til planlagt oppstart av aktiviteten, hvor riggplaner og arbeidsprogram er vanskelige å endre uten betydelige omkostninger. I enkelte tilfeller ser Miljødirektoratet behov for å stille vilkår for å redusere miljørisikoen forbundet med aktiviteten, selv på dette stadiet, dersom vi mener mulige miljøkonsekvenser gitt en utslippshendelse er uakseptable. Dette kan være begrensninger i tillatelsens gyldighet i spesielt sårbare perioder. Slike vilkår blir oftest påklaget da de kan ha store økonomiske konsekvenser for operatøren.

Miljørisiko som beslutningsgrunnlag for åpning av områder og overordnede rammevilkår
Miljørisikoanalyser, med samme type metodikk som for enkeltaktiviteter, brukes også ved utredninger av konsekvenser for åpning av nye områder og som grunnlag for å vurdere miljørisiko i et forvaltningsplanområde. Metodikken er ikke utviklet for å beskrive et samlet/overordnet risikobilde, men brukes gjennom å analysere for flere potensielle utslippspunkter i havområdet. Eventuelle analyseresultater fra faktiske aktiviteter i området tas også med. Slike vurderinger avhenger derfor av hvilke analyseresultater som ligger til grunn og hvilke forutsetninger som er tatt. For nye områder vil utslippspunkter og utslippsparemetre (oljetype, rater og varigheter) i utgangspunktet bestemmes av Oljedirektoratet med deres kjennskap til geologien i området hentet fra seismiske undersøkelser. Det er også etter hvert etablert en praksis med å velge utslippspunkter for bedre å belyse miljøutfordringer, det vil si lokasjoner tett på land eller andre sårbare områder. En slik metodikk vil likevel ikke kunne gi et fullgodt bilde av hvordan miljørisiko i et område kan utvikle seg og resultatene må vurderes deretter. Miljødirektoratet har derfor, både i forbindelse med høringsprosesser og i vårt arbeid med faglig grunnlag til forvaltningsplanene, lagt vekt på å belyse usikkerheten og at det ikke er mulig å trekke bastante konklusjoner om miljørisiko basert på et sett med analyser av enkeltpunkter. Ny og avgjørende informasjon vil kunne komme når det gjøres analyser og vurderinger av faktiske aktiviteter. Overordnede rammevilkår for det gjeldende området er satt uten denne kunnskapen og vil derfor ikke alltid være tilstrekkelige for å ivareta reduksjon av miljørisiko.

8.1.3 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

I områder med høy miljørisiko kan det være behov for tiltak utover oljevernberedskap, for å redusere miljørisiko til et akseptabelt nivå. Ofte er høy miljørisiko knyttet til enkelte avgrensede perioder på året, enten som følge av stor tilstedeværelse av sårbare ressurser, eller som følge av spesielt sårbare livsstadier hos enkeltarter. Høy miljørisiko vil derfor ofte kunne reduseres betraktelig ved å styre enkeltaktiviteter bort fra gitte perioder av året. I enkelte områder er det i forvaltningsplaner eller utvinningstillatelser satt rammer for når på året aktivitet kan foregå. Dette er viktige vilkår for å redusere miljørisikoen knyttet til leteboring i enkelte områder, men det er fremdeles behov for å identifisere og styre miljørisikoen knyttet til den enkelte aktivitet. Som vist til i forrige avsnitt er vår erfaring at operatørene selv i liten grad planlegger og styrer sin aktivitet for å redusere risikoen i områder uten boretidsbegrensninger i forvaltningsplanene. Miljødirektoratet har derfor i noen

tilfeller gitt vilkår om at tillatelsen etter forurensningsloven ikke skal gjelde i deler av året. Slike vilkår har blitt påklaget av operatør, og i stor grad omgjort. Petroleumsvirksomhet kan dermed foregå i sårbare områder med høy miljørisiko, uten at aktiviteten tilpasses og styres i forhold til miljørisikoen i tilstrekkelig grad.

Basert på åpnet areal for petroleumsaktivitet, utlyste og tildelte utvinningstillatelser, vil det forventes petroleumsaktiviteter i eller i nærheten av områder ansett som er svært sårbare for akutt oljeforurensning i årene som kommer. Det vil trolig komme aktivitet både i kystnære områder, samt i områder sentralt og nord i Barentshavet som forventes å være forbundet med et betydelig potensiale for alvorlige miljøkonsekvenser og miljørisiko, dersom det skjer uhellsutslipp av olje. Ut i fra dagens kunnskap er høy miljørisiko spesielt knyttet til de store sjøfuglkoloniene langs kysten, sjøfugl på åpent hav i Barentshavet, samt ressurser i iskantsonen. For fisk vurderes miljørisiko knyttet til aktivitet i og i nærheten av viktige gyteområder for torsk, sild og tobis som mest alvorlig ut i fra dagens kunnskap.

Mulig skade på tobis var ikke tidligere del av miljørisikoanalysene for aktivitetene på og ved Vikingbanken, men har hatt stort fokus den siste tiden i forbindelse med leteboringsaktivitet i området. Havforskningsinstituttet vurderer at den årlige rekrutteringen av tobislarver vil være mest sårbar for eksponering av olje i vannsøylen i perioden mai til juni. Det antas at tobisbestanden på Vikingbanken ikke har noen utveksling med de andre områdene og at den derfor er svært sårbar for skader ved en eventuell utblåsning i nærheten. Dette særlig ettersom bestanden de senere år har hatt svært dårlig rekruttering. En utblåsning ved Vikingbanken kan være kritisk for tobisbestanden. Det mangler kunnskap om tobis generelt og om hvilke oljekonsentrasjoner som skader tobislarver spesielt. Det er ingen overordnede miljøvilkår for boreaktiviteter i dette området når det gjelder mulig oljeutblåsning.

Miljødirektoratet vil med dette få utfordringen med å regulere aktivitet som er forbundet med større miljørisiko, samtidig som at hensynet til miljø skal ivaretas tilstrekkelig. Fordi vi har erfart at det er vanskelig å iverksette risikoreduserende tiltak i sårbare områder ved dagens petroleumsaktivitet, forventer vi at det også vil bli vanskelig å regulere aktivitet i nye sårbare områder. Når beslutninger om aktivitet i sårbare områder har vært tatt, har det ofte vært under forutsetning av at aktiviteten kan tilpasses og at det må stilles strenge krav til beredskap slik at aktiviteten ikke skader miljøet. Med de begrensninger som gjelder for tilgjengelige beredskapstiltak er ikke dette alltid mulig. Det kan være dyrt å iverksette risikoreduserende tiltak, og i en industri med sterkt press på kostnadsbesparelser gir det utfordrende avveininger mellom kostnader og miljøgevinst av aktuelle tiltak. Aktivitet i disse områdene kan derfor føre til økt miljørisiko.

Miljørisiko har vært og vil fortsatt være et svært viktig tema i forvaltningsplanene og må utdypes videre i kommende oppdateringer. Miljødirektoratet ser behov for nye gjennomganger av behov for vilkår om risikoreduserende tiltak i fremtidige planer knyttet til ulike områder, miljøverdier og tidsperioder. De til enhver tid gjeldende rammene i forvaltningsplanene bør ikke avgrense muligheten til å kunne stille mer stedsrelevante vilkår i utvinningstillatelsene basert på ny kunnskap og kunnskap som ikke har vært vurdert tidligere. Dette er viktig for å kunne gi bedre forutsigbarhet for selskapene, slik at risikoreduserende tiltak kan planlegges på et tidlig tidspunkt og dermed bli mindre kostbare å gjennomføre. Flere operatører har påpekt at det er utfordrende å justere aktivitetene når krav kommer sent i planleggingsprosessen. Dette vil kreve en grundigere vurdering før tildeling av nye utvinningstillatelser hvor miljømyndighetene er koblet tettere på.

Selv med mer stedsrelevante vilkår i utvinningstillatelsene vil Miljødirektoratet fortsatt ha muligheter til å stille spesifikke vilkår knyttet til enkeltaktiviteter når søknader etter forurensningsloven behandles. Aktuelle vilkår kan være ekstra beredskapskrav. Ved boreaktivitet i Barentshavet i områder og perioder hvor det kan forventes mye sjøfugl på åpent hav, vil krav til bruk av sjøfuglobservatører på riggen og eventuelt andre relevante krav, vurderes nærmere. Miljødirektoratet vil også sette vilkår om tidsbegrensning av tillatelser der vår vurdering er at miljørisiko er uakseptabelt høy i spesielt sårbare perioder. Potensielt store ulemper for operatørene ved slike vilkår kan unngås dersom de bruker tilgjengelig kunnskap om miljøverdiene og resultater fra risikoanalyser aktivt i planleggingen av aktivitetene. Mye kunnskap er tilgjengelig også før de aktivitetsspesifikke analysene er gjennomført og det er viktig at denne kunnskapen brukes i tidlig fase. Miljødirektoratet vil også vurdere hvordan krav til risikostyring kan gjøres enda mer tydelig i HMS-forskriftene.

8.2 Beredskap

8.2.1 Status

Privat virksomhet skal sørge for nødvendig beredskap mot forurensning fra egen virksomhet. I følge forurensningsloven har den private virksomheten videre en plikt til å iverksette tiltak for å avverge eller begrense skader og ulemper som følge av akutt forurensning. Ved oljeforurensning fra petroleumsinstallasjoner til havs har derfor den aktuelle operatøren ansvar for å bekjempe forurensningen og begrense skade. Operatørene bruker Norsk Oljevernforening For Operatørselskap, NOFO, til å ivareta en basisberedskap som den enkelte operatør eventuelt må supplere. Gjennom avtaler kan NOFO bruke alle nasjonale oljevernressurser, også Kystverkets. Alle norske operatører er medlem i NOFO, som administrerer og holder oppe en beredskap som inkluderer personell, utstyr og fartøy. De har fem baser langs kysten: Stavanger, Mongstad, Kristiansund, Træna og Hammerfest. I tillegg til utstyr på de fem basene, er det utstyr permanent plassert om bord på elleve fartøy som ligger ute på sokkelen. Disse er bemannet 24 timer i døgnet.

Basene vedlikeholder utstyret, som er identisk på samtlige oljevernbasene. At utstyret er likt forenkler opplæring, vedlikehold og omfanget av reservedeler, og gjør at det også er mulig å standardisere kravene til oljevern fartøyene. Basene kan dermed støtte hverandre med utstyr, deler og personell under langvarige aksjoner. Dette gjør beredskapen robust i den forstand at det er god tilgang på standardisert utstyr og fartøyer, samt personell som kan håndtere utstyret. NOFO administrerer 25 systemer for mekanisk oppsamling på åpent hav for operatørene. Systemene består alle av den samme typen 400 meter lang lense, som trekkes mellom to fartøyer, og en overløpsskimmer (opptaker). I tillegg er noen av de 11 systemene på fartøyer ute på sokkelen utstyrt med en ekstra skimmer som fungerer bedre på høyviskøs olje og 9 av de 11 har i tillegg utstyr for kjemisk dispergering om bord. NOFO disponerer ikke egne fartøyer, men er avhengig av operatørens fartøy eller andre fartøyer som de leier inn. Det er derfor etablert en egen fartøysavtale som skal sikre best mulig tilgjengelighet.

Det er et grunnleggende prinsipp at operatørene skal disponere nødvendige ressurser for å bekjempe dimensjonerende utslipp og at disse ressursene må være tilgjengelige innenfor gitte responstider. Derfor eier operatørene selv av mye av utstyret. Men operatørene har aksjonsplikt for alle utslipp, også de som er langt større enn de dimensjonerende. I tillegg har de derfor inngått avtale om bruk blant annet av Kystverkets utstyr på gitte vilkår. De har også

utarbeidet en felles plan med Kystverket for håndtering av ekstreme hendelser. Operatørene har også tilgang på internasjonale ressurser gjennom avtaler med Oil Spill Response Limited (ORSL).

Bransjens gjennomgang av beredskapen på norsk sokkel 2014

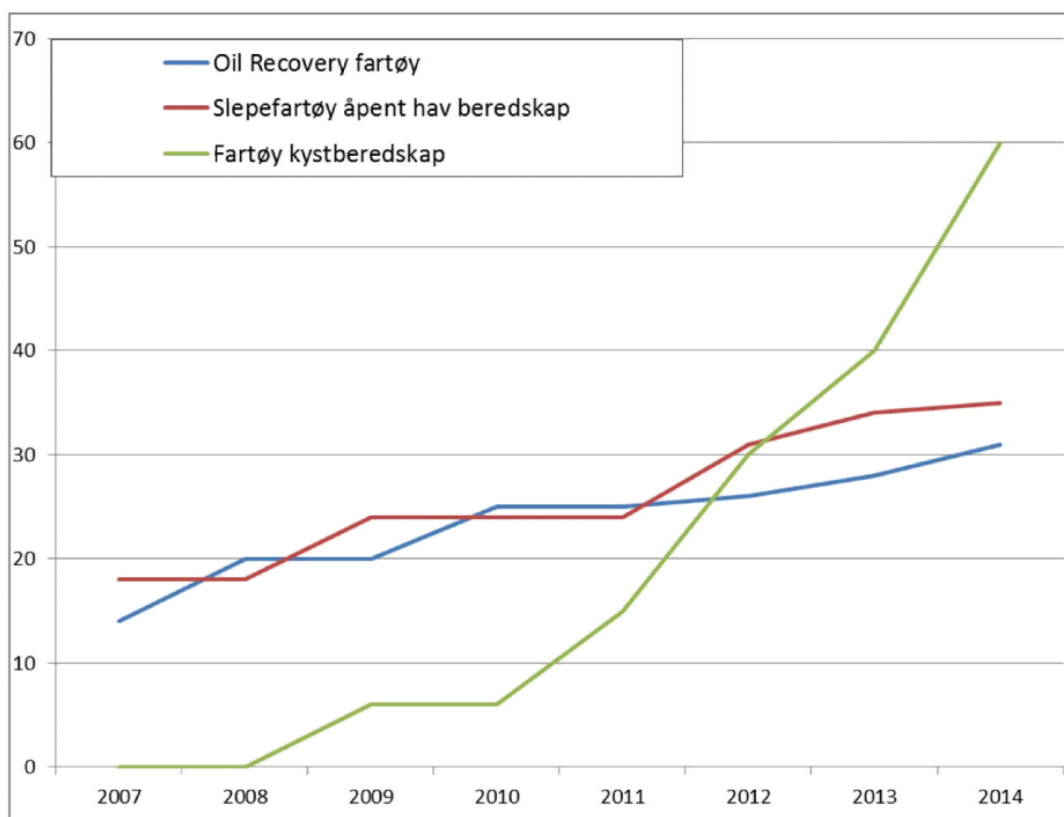
I 2013 ba Miljødirektoratet bransjen, ved Norsk olje og gass, om en full gjennomgang av beredskapen på norsk sokkel. Bakgrunnen var at vi så at aktiviteten gikk inn i nye områder, både nærmere kysten og lenger ut i havet og lenger nord.

Kystområdene rommer mange sårbare miljøverdier og med mindre avstand og kort drivtid til disse miljøverdiene blir mulige miljøkonsekvenser større. En annen bekymring var at det er flere kystområder som er vanskelig tilgjengelige for beredskapstiltak.

Aktivitet langt fra land og i nord gir lang vei for beredskapsutstyr og mannskap. Vanskelige værforhold, mørketid og islagt farvann kan gjøre utfordringene med transport enda større.

Vi var også bekymret for at det i nye områder ikke er noen etablert beredskap knyttet til felt i drift. Dette betyr at det må etableres en ny beredskap for hver enkelt leteboring, noe som er kostbart og sjelden gir optimal beredskap.

Som svar på dette ga Norsk olje og gass oss en rapport i 2014 som beskrev hvordan operatørene jobber sammen med NOFO. Rapporten beskrev også hvordan mengden tilgjengelig utstyr har økt mye de siste årene, både med fartøyer, havgående optakssystemer og kystnær beredskap, se Figur 10.



Figur 10: Utviklingen av antall fartøyer av tre kategorier som inngår i NOFOs ressurspool (kilde: NOROG 2014)

Norsk olje og gass konkluderte med at det er god kapasitet på havgående beredskap gitt dagens aktiviteter. Herunder ble det påpekt at de dimensjonerende beredskapsbehovene på norsk sokkel utelukkende dekkes med ressurser som befinner seg i Norge. Dette innebærer at de ressurser som NOFO og operatørene har tilgang til gjennom avtaler internasjonalt, blir et supplement som bidrar til ytterligere robusthet i beredskapen.

For den mer kystnære beredskapen mener Miljødirektoratet det er vanskeligere å vurdere hvorvidt beredskapen har tilstrekkelig kapasitet. Det er mer utfordrende å beregne beredskapsbehovet og det er ingen omforent metodikk for å gjøre dette. Men det er positivt at operatørene har langt mer eget utstyr nå og at de har i tillegg styrket den kommunale beredskapen.

Generelt er muligheten for å gjennomføre en effektiv aksjon begrenset av hva som finnes av utstyr og teknikker. Så selv om beredskapen er omfattende, gjelder de samme operasjonsbegrensninger for alle NOFOs systemer for mekanisk oppsamling på åpent hav, og systemene er lite effektive i strøm og bølger. Ved mer bølger vil det normalt også være mindre olje tilgjengelig for opptak på grunn av mer naturlig dispergering. I tillegg kommer også bruk av kjemisk dispergering der det er mulig og hensiktsmessig. Bildet er derfor komplekst. Mer kystnært er det utfordrende at store deler av den norske kystlinja er vanskelig tilgjengelig for beredskap både på grunn av havdyp, holmer og skjær og tilgang fra land. Uansett hvor strenge krav til beredskap Miljødirektoratet stiller er det ingen garanti for at den vil fungere tilfredsstillende under rådende forhold ved et reelt utslipp. Det vil alltid være en risiko for at olje likevel vil kunne forurense sårbare områder.

Rapporten «Norsk oljevernberedskap -rustet for fremtiden?»

Regjeringen oppnevnte våren 2014 et utvalg ledet av Kystverket som skulle vurdere hvordan teknologi, produktutvikling, industribygging og kompetanse innen norsk oljevernberedskap kunne styrkes. Resultatet av utvalgets arbeid ble overlevert samferdselsdepartementet i februar 2015. Miljødirektoratet var ikke involvert i arbeidet, men har kommentert på rapporten i etterkant som innspill til samferdselsdepartementets arbeid med stortingsmelding om sjøsikkerhet og beredskap. En konklusjon fra arbeidet, og som Miljødirektoratet kan slutte seg til er, at Norge holder et godt nivå innen oljevern sammenliknet med andre land, og forskningsaktiviteten og produktutviklingen blir lagt merke til internasjonalt.

Utvalget påpekte også at aksjoner mot akutt forurensning påvirkes av faktorer som eksempelvis vær, lysforhold, topografi, geografi, bosetting, infrastruktur, naturverdier og de forurensete områdenes tilgjengelighet. Som følge av økt aktivitet i nordområdene, mente utvalget det vil være behov for ny kunnskap, nye produkter og teknologi for å løse de utfordringene som oljevernaksjoner i kaldt klima vil møte. De påpekte videre at nesten alle større utslipp nær kysten vil forurense strender, og strandrensing kan ofte ta måneder, i enkelte tilfeller flere år.

Oljevern 2015

NOFO og Kystverket har besluttet å igangsette et nytt teknologiutviklingsprogram - Oljevern 2015. Det nye programmet skal utfordre industrien i Norge og internasjonalt til å fremme gode idéer og forslag til utvikling av nye produkter eller løsninger som kan forbedre og effektivisere oljevernoperasjoner i norske havområder - inklusive nordområdene, langs kysten og i strandsonen.

I utlysningen skriver NOFO og Kystverket at selve sjøtilstanden i nordområdene ikke er ulik den vi finner på store deler av den norske kontinentalsokkelen der det i dag utføres oljeleting og produksjon. De erkjenner derimot at det er utfordringer knyttet til enkelte forhold, slik som store avstander og dermed svak infrastruktur (tilgang til verksteder/service, flyplasser og havner samt begrensninger i telekommunikasjon. De viser også til at det er utfordringer knyttet til naturgitte forhold i deler av året (lite dagslys, lav temperatur og tilstedeværelse av is). Transportmetoder og logistikk-løsninger som etableres for å understøtte oljevernaksjoner er derfor viktige tema for utlysningen av prosjektmidler.

Kjemisk dispergering og kapsling

Siden dispergeringsforskriften, nå forurensningsforskriften kapittel 19, ble vedtatt i 2001 har det skjedd en gradvis holdningsendring til kjemisk dispergering i Norge. Forskriften stiller krav til at dispergering *skal* brukes som bekjempelsestiltak når dette gir det beste resultatet for miljøet. Det er fortsatt slik på norsk sokkel og i den statlige beredskapen, at mekanisk oppsamling som regel har førsteprioritet primært fordi det anses som best å fjerne forurensningen fra miljøet. Andre land prioriterer annerledes, som for eksempel Storbritannia som hovedsakelig har en beredskap basert på kjemisk dispergering.

Det europeiske sjøsikkerhetsbyrået (EMSA) har utarbeidet en rapport som viser de ulike nasjonale reglene i Europa blant annet for testing av giftighet og effektivitet og godkjenning av dispergeringsmidler. Miljødirektoratet har deltatt i arbeidet. Rapporten er nå oversendt EU. Flere operatørselskap på norsk sokkel har nå dispergering i sin beredskapsplan, og det har de siste årene foregått betydelig videreutvikling innenfor operative løsninger på dette området.

Miljøeffekter av dispergering har vært mye diskutert i etterkant av Macondoutblåsningen i Mexicogulfen i 2010. Der ble det brukt nesten 7000 m³ dispergeringsmidler hvorav nesten 3000 m³ ble påført ved brønnhodet på dypt vann. Hensikten var både å sikre arbeidsforholdene for mannskapet som skulle stanse utblåsningen og å bekjempe store oljemengder på sjø. Forskningsresultatene i etterkant har vist at personell som jobbet i området og ble eksponert for olje og dispergeringsmidler blant annet fikk økt kreftrisiko. Dispergeringsmiddelet som ble brukt, Corexit 9527, er kategorisert som helsefarlig. Dette produktet er ikke i norsk beredskap. Effektene i miljøet er debattert. Det samme er effektene på oljens skjebne i miljøet.

Under arbeidet med å stanse utblåsningen i Macondobrønnen ble det laget og etterhvert montert en kapsel for å kontrollere og stenge brønnen. I etterkant har det, gjennom et samarbeidsprosjekt mellom flere operatører både i Norge og internasjonalt, blitt utviklet og bygget fire utstyrspakker med kapsel og utstyr for undervannsdispergering, hvorav ett er plassert i Norge. Petroleumstilsynet ønsker å innføre krav om at utstyret skal brukes. Det vil medføre behov for bruk av undervannsdispergering primært for å kunne gjennomføre arbeidet, men gir også mulighet for å bruke undervannsdispergering som et tiltak for å bekjempe oljen. Tilgang på en slik kapsel har ennå ikke fått betydning for hvordan operatørene beregner lengste varighet av en utblåsning. Kapselen vil selvsagt være et viktig tiltak for å stanse en utblåsning på raskest mulig måte.

Ingen norske operatører har oppgitt at undervannsdispergering skal inngå i beredskapsplanen og Miljødirektoratet har ikke tillatt slik bruk gjennom våre vedtak. Det betyr at en operatør må søke Kystverket om tillatelse dersom dette blir aktuelt under en reell hendelse i dag. Doseringen av dispergeringsmiddelet var for høy under Macondo, på norsk sokkel må grunnlaget for doseringen være forbedret før dette blir aktuelt. Det må også kunne

dokumenteres at dette tiltaket gir mindre miljøskade enn andre tiltak. Det pågår nå testing som sannsynligvis vil kunne gi et bedre grunnlag for å forutsi effektiviteten av et slikt tiltak og dermed også om Miljødirektoratet skal tillate dette gjennom vilkår i våre tillatelser.

Fjernmåling

Fjernmåling er et samlebegrep for deteksjon og kartlegging av akutt forurensning. Operatørene må etablere en fjernmålingsplan, som gjør dem i stand til å detektere (oppdage) og kartlegge akutt forurensning fra egen aktivitet. Det er viktig å detektere akutt forurensning så tidlig som mulig, slik at man raskt kan sette i verk en eventuell aksjon. Kartlegging utføres etter at et forurensningen er oppdaget, og er særlig viktig for detaljplanlegging av en aksjon.

Satellittbasert fjernmåling har vært i bruk siden slutten av 1980 tallet. De satellittbaserte radarsensorene leverer en høyere fjernmålingskvalitet enn andre systemer som for eksempel skipsbasert radar med såkalt OSD (Oil Spill Detection). Tjenesten innebærer også erfaringsbasert og kalibrert tolking av data, som blant annet medfører god deteksjonsevne og god pålitelighet (få falske alarmer). Tjenesten er under kontinuerlig utvikling både når det gjelder prosessering/tolking og antall satellitter og dermed frekvens for overvåking. Per i dag er det på de sentrale delene av norsk sokkel 1–2 overflygninger i døgnet som er aktuell frekvens. I nordområdene kan frekvensen være høyere. Radarsensorene på satellittene har værbegrensinger som gjør at fjernmålingssystemet må bestå av flere deteksjons- og kartleggingsmetoder.

Fartøysbasert radar med OSD (Oil Spill Detection) kan også benyttes som deteksjonsmetode og fordelene er at et område kan overvåkes kontinuerlig. Noen operatører har imidlertid meldt om et antall falske alarmer som er vanskelig å håndtere i den operative driften av feltet, mens andre har denne typen system i drift også i dag. Leverandører av OSD-systemer har også utviklet kommersielle tjenester for å tolke resultatene fra radarbildene og tilbyr dette på markedet i dag. Bruk av OSD er per i dag, etter Miljødirektoratets vurdering, best egnet for å verifisere en deteksjon, eller kartlegge forurensningen, men den har også et betydelig potensiale som verktøy for deteksjon.

Kystverket disponerer et overvåkingsfly som fram til 2002 ble brukt til regelmessige tokt i myndighetsregi for deteksjon av akutt forurensning fra petroleumsvirksomheten. Denne aktiviteten opphørte da det ble stilt krav til operatørselskapene om å foreta egen fjernmåling. Flyet kan leies av operatørselskapene, men formålet er da primært kartlegging av forurensning som allerede er detektert, og sjelden deteksjon.

Dagens forvaltningspraksis og regulering

Petroleumsvirksomhetene er underlagt strenge krav til sikkerhet og til beredskap mot akutt forurensning. Beredskapen skal være tilpasset miljørisikoen. Grunnlag for krav til sikkerhet og beredskap for petroleumsvirksomheten følger av petroleumsloven og forurensningsloven. Grenseoppgangen mellom petroleumsloven og forurensningsloven er gitt i forurensningsloven § 4. Myndigheten til å stille krav og følge opp petroleumsvirksomheten når det gjelder akutt forurensning er delt mellom Petroleumstilsynet, Miljødirektoratet og Kystverket. Petroleumstilsynet er med grunnlag i petroleumsloven sikkerhetsmyndighet. Miljødirektoratet og Kystverket er med grunnlag i forurensningsloven kapittel 6 forurensningsmyndighet. Miljødirektoratet er forurensningsmyndighet for beredskap mot akutt forurensning, mens Kystverket er forurensningsmyndighet i tilknytning til aksjoner mot akutt forurensning. Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet er regulatoriske myndigheter på dette området.

Miljødirektoratet kan stille spesifikke beredskapskrav som utfyller kravene i forurensningsloven og HMS-forskriftene. Kravene gis i medhold av forurensningsloven § 40 og tas inn som del av tillatelsene. Miljødirektoratet fører også tilsyn med at kravene overholdes.

Miljødirektoratet stiller normalt spesifikke krav til responstid for første opptakssystem. Det betyr krav til hvor raskt første beredskapsfartøy med lenser og opptaker skal være operativt. Tilsvarende krav stilles til dispergeringssystemer med en gitt (nominell) kapasitet dersom det er aktuelt. Videre stiller vi kapasitetskrav til gjennomføring av en aksjon på åpent hav og i kyst- og strandsonen der det er aktuelt (for eksempel et tilstrekkelig system av fartøy, lenser, opptagere, lagerkapasitet og trenet personell for å håndtere en forventet mengde olje). Miljødirektoratet stiller også krav til responstid for å oppdage eventuell akutt forurensning.

8.2.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Det er etablert en praksis der petroleumsvirksomhetens beredskap etableres på basis av dimensjonerende scenarioer som framkommer av miljørisiko- og beredskapsanalysene tilknyttet hver aktivitet. Beredskapen skal stå i et rimelig forhold til miljørisikoen, men det er utfordrende å ha tilstrekkelig kunnskap til enhver tid om hva dette innebærer. Dette betyr igjen at det kan være vanskelig å begrunne dersom vi stiller krav utover det som fremkommer som dimensjonerende basert på etablert analysemetodikk.

Det fremgår av regelverket at operatøren er ansvarlig for å aksjonere med tilstrekkelige ressurser også dersom et utslipp er større enn det som det er dimensjonert for. Dette inkluderer verst tenkelige scenario selv om sannsynligheten er lav. Men da stilles det ikke spesifikke krav til responstiden i våre krav, blant annet fordi det da er anledning til å la ressurser som operatørene ikke eier selv inngå i beredskapsplanene. Slike ressurser har ikke operatøren samme forutsigbare tilgang til, med den usikkerheten det innebærer.

Denne usikkerheten er generell for norsk sokkel, men den kan få ekstra stor betydning knyttet til nordområdene. Årsaken til dette er at infrastrukturen og dermed fleksibiliteten er dårligere, selv om det i noen situasjoner er mye beredskapsressurser i områdene knyttet til leteaktivitet. I tillegg er det allerede identifisert problemer med aksjoner under dårlige lysforhold, is og lange transportavstander som vil kunne innebære at det må stilles krav om både mer og andre typer beredskapsressurser dersom aktiviteten i områdene øker.

En havbunnsutblåsning i nordområdene der dispergering direkte i brønnstrømmen er aktuelt, vil innebære behov for omfattende dokumentasjon knyttet til både dosering og eventuelle miljøeffekter. Dersom aktiviteten foregår nær is vil brenning også komme opp som et aktuelt tiltak. Dette har blitt lagt frem som det beste tiltaket for å fjerne olje i is, men vil gi store utslipp til luft, inkludert sot som er ekstra negativt i områder med is.

Aktivitet i blokkene som ligger lengst nord i Barentshavet og Barentshavet sørøst medfører lang avstand til land og eksisterende infrastruktur. Værforholdene kan i tillegg medføre ingen eller dårlig effekt av tilgjengelige beredskapstiltak. Klimatiske faktorer i tillegg til lite infrastruktur kan gjøre en aksjon mot et eventuelt oljeutslipp svært vanskelig og gi liten eller ingen reduksjon av mulige miljøkonsekvenser store deler av tiden.

Nedising og mørke kan være et problem i disse områdene. Der det er fare for nedising, mener Miljødirektoratet at det er behov for å benytte beredskapsfartøy, lektere for lagring og øvrige beredskapsmateriell som i størst mulig grad er klargjort for å begrense/håndtere nedising.

Mer tilgjengelig beredskapsutstyr på finnmarkskysten og på kjøll ute i Barentshavet kan også til en viss grad redusere ulempene med store avstander. Miljødirektoratet mener det er nødvendig at behovet for typer og mengder beredskapsressurser, også for bekjempning av olje i is, vurderes før aktivitetene har kommet så langt i planleggingen at søknad om tillatelse etter forurensningsloven foreligger. Sent i planleggingsprosessen er ekstra tiltak og utstyr dyrt og vanskelig å skaffe til veie.

Fjernmåling fra satellitt utgjør en viktig ressurs fordi den har svært stor arealdekning og den vil styrke den totale sannsynligheten for å oppdage oljeforurensning på sokkelen vesentlig. Tjenesten er spesielt viktig felt med fjerntliggende undervannsinstallasjoner som er dårligere dekket av andre fjernmålingstiltak. Det forventes at hver operatør vil kunne oppnå stordriftsfordeler ved å inkludere andre felt og samarbeide med andre operatører. Miljødirektoratet ønsker derfor at tjenesten tas i bruk i større grad enn i dag, og at den samordnes. Det er behov for ytterligere videreutvikling og verifikasjon av bruk av OSD-radar, men mye ligger allerede til rette for kontinuerlig fjernmåling med deteksjon av oljeutslipp innenfor radarenes rekkevidde. Videreutvikling av denne deteksjonsmetoden bør skje i samarbeid operatørene imellom.

9. Avfall

9.1 Status

Avfall som produseres offshore er underlagt det samme regelverket som avfall som produseres på land, med spesifikke krav til håndtering, deklarerer og behandling.

HMS-forskriftene har i tillegg enkelte bestemmelser som gjelder avfall offshore, som at spillolje i enkelte tilfeller kan tilsettes produksjonsstrømmen etter spesifikk tillatelse, se aktivitetsforskriften § 72, og det er også vanlig å injisere for eksempel kaks og olje- og kjemikalieholdig vann tilbake til grunnen, etter tillatelse fra Miljødirektoratet, se §§ 60 og 68 i aktivitetsforskriften.

De største avfallsfraksjonene som produseres offshore er boreavfall (særlig kaks og brukte borevæsker) og ulike flytende fraksjoner (som vaskevann og drenasjevann). Blant de flytende fraksjonene har det tidligere vært identifisert at avfallsvolumene som ble produsert ikke stemte overens med det som ble behandlet, også kalt «avfall på avveier». For å motvirke dette, samt for å bedre sortering og håndtering av offshoreavfall på land, er det utviklet bransjespesifikke avfallskoder for offshoreavfall, og disse er videreutviklet for å møte offshore- og avfallsbransjens behov.

Det har vært flere hendelser og kritikkverdige forhold ved avfallsanlegg som lagrer og behandler oljeholdig avfall på tanker, inkludert avfall fra olje- og gassindustrien, så slikt avfall kan ses på som risikoavfall, da enkelte av fraksjonene kan ha eksplosive egenskaper.

Vi ser at problemer ved injeksjon av borekaks ved flere felt har ført til økt ilandføring av kaks med rester av oljebasert borevæske.

9.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Vi ser en tendens til at man i større grad ønsker å håndtere enkelte avfallsstrømmer offshore framfor å sende det til land for avfallsbehandling, blant annet for å spare kostnader. Mange av disse avfallsfraksjonene inneholder mye vann, og transport og behandling er derfor dyrt. Vi forventer at dette vil fortsette. Dette vil trolig også påvirke operatørens framtidige valg når det gjelder behandling av oljeholdig borekaks, dette er fraksjoner med store volum, og hvorvidt man velger injeksjon, rensing eller ilandføring for rensing/deponering vil i stor grad være et kostnadsspørsmål. Det kan være krevende å definere hva som er avfall og hva som er ordinære prosessutslipp, og dette må vurderes i hvert enkelt tilfelle. Miljødirektoratet understreker at slike utslipp ikke må være i strid med norsk regelverk om dumping.

Det ser også ut til at det har etablert seg en praksis hos flere operatører der avfall som blir generert sendes til land via produksjonsstrømmen uten at det nødvendigvis er den beste miljømessige løsningen totalt sett. Landanleggene har i mange tilfeller også begrenset kunnskap om det som tilsettes offshore og hvilken konsekvens det har for utslippene der. Miljødirektoratet følger opp konkrete saker knyttet til dette, jobber med klargjøring av regelverket og hva det kan gis tillatelse til, og planlegger for videre informasjonsformidling til bransjen.

Springing av avfall er fortsatt en utfordring, det forekommer fortsatt at offshoreavfall ikke går til godkjent mottak. Det er avdekket gjennom tilsyn at operatørene harmanglende

kvalitetssikring, feildeklarerer og manglende deklarerer av avfall. Operatørene skyver med dette ansvaret over på avfallskontraktører. Her er det nye elektroniske deklarasjonsskjemaet for farlig avfall som blir obligatorisk fra 1. januar 2016 et viktig. Men vi understreker at dette må tas i bruk og etterspørres hos ledelsen. Det er fortsatt et problem at enkelte avfallsfraksjoner, spesielt de flytende fraksjonene fra offshore ikke er godt nok definert, og de bransjespesifikke avfallskodene må videreutvikles.

I de kommende år vil avviklingen av felt på norsk sokkel øke, noe som vil føre til større avfallsmengder når utrangerte installasjoner tas til land for opphogging. Vi regner med at kapasiteten for behandling av denne typen avfall er god, og at avfallet vil bli behandlet i tråd med landanleggenes tillatelser. Det er også mulig at enkelte av avfallsfraksjonene fra avvikling kan være aktuelle å eksportere i framtida. Et helhetlig miljøperspektiv er viktig her, det må avveies hvor og når utslipp gjør minst skade.

I rapporten Avvikling fra utrangerte offshoreinstallasjoner fra 2010, kom Klima- og forurensningsdirektoratet med en rekke forslag til tiltak og virkemidler, de fleste er rettet mot landanleggene som hugger opp innretningene. I tillegg inneholder rapporten enkelte generelle anbefalinger til hva som bør gjøres offshore:

- Marin begroing bør fortrinnsvis fjernes offshore
- Olje, avleiringer, strukturvann, ballastvann bør om mulig fjernes offshore
- Farlig avfall må emballeres, rør må plugges og det må være gode rutiner for merking, pakking og sortering av avfall

Problemstillinger knyttet til avvikling av petroleumsvirksomhet på norsk sokkel er bl.a. belyst i følgende rapporter:

- Avvikling av utrangerte offshoreinstallasjoner (TA-2643), Klima- og forurensningsdirektoratet 18. mai 2010
- Disponering av betonginnretninger, Dr. techn. Olav Olsen 19.10.2010
- Utredning av miljøkonsekvenser ved disponering av betonginstallasjoner, Multiconsult 15.11.2011

I henhold til Petroleumsloven plikter operatøren å sende inn en avviklingsplan til OED 2-4 år før planlagt nedstengning av en petroleumsinnretning på norsk sokkel. Planen skal omfatte en konsekvensutredning. Dersom det i avviklingsfasen planlegges aktiviteter som kan medføre forurensning, og som ikke allerede er dekket av gjeldende tillatelse etter forurensningsloven, plikter operatøren i tillegg å søke Miljødirektoratet om tillatelse til disse. Eksempel på slike aktiviteter kan være mudring/flytting av borekaks rundt plattformfundamenter og håndtering av strukturvann.

OSPAR-regelverket, som ligger til grunn for kravstillingen på norske sokkel, krever i utgangspunktet at innretninger skal fjernes etter nedstengning. Regelverket åpner imidlertid for at det kan gjøres unntak for betonginnretninger og andre innretninger over 10 000 tonn. Så langt er to større betonginnretninger etterlatt på norsk sokkel; Ekofisktanken og Frigg TPC-2. For de ti gjenværende betongplattformene av Condeep-typen er det foreløpig ikke avklart hvilken disponeringsløsning som vil bli valgt.

10. Seismikk

10.1 Status

Marin seismikk er lydbølger som sendes fra havoverflaten og ned i undergrunnen for deretter å reflekteres til overflaten. Seismikkskyting blir brukt blant annet for å finne og kartlegge forekomster av petroleum.

Dagens regulering med hjemmel i petroleumsloven er ment å sikre at seismisk aktivitet ikke utøves i områder og tidsperioder hvor sårbare ressurser er tilstede. Oljedirektoratet regulerer i dag bruken av seismikk gjennom krav i undersøkelses- og utvinningstillatelser.

Havforskningsinstituttet er en del av en høringsprosess før seismikkskytinger settes i gang. Miljødirektoratet er ikke involvert.

Støy er å anse som forurensning, men Miljødirektoratet har hittil ikke regulert seismisk aktivitet offshore etter forurensningsloven. På oppdrag fra Miljøverndepartementet i 2008 vurderte Statens forurensningstilsyn (SFT) mulige skade- og skremmeeffekter av seismikkskyting på fisk og annen marin fauna og behovet for å regulere dette etter forurensningsloven. Konklusjonen etter gjennomgangen den gang viste ikke behov for regulering etter forurensningsloven. Forutsatt at det ikke skytes seismikk i gyteperioder eller gytefelt, mente SFT at miljøvirkningene var så små det ikke faller innenfor grensen for regulering etter forurensningsloven. Årsaken var at det ikke ble vurdert å utgjøre nevneverdig skade eller ulempe for miljøet.

10.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Mulige negative effekter for sjøpattedyr som følge av seismisk aktivitet ble løftet i det nye faggrunnlaget for forvaltningsplanen i Norskehavet. Miljødirektoratet ser på nytt behovet for å vurdere om seismikk bør reguleres etter forurensningsloven. Dette er aktualisert som følge av ny aktivitet i Barentshavet, i områder med større forekomster av sjøpattedyr. Vi har foreløpig startet dialogen mot Oljedirektoratet, som i dag regulerer seismikk i medhold av petroleumsloven.

11. Pluggeoperasjoner

11.1 Status

Brønner som tas ut av produksjon skal i henhold til gjeldende regelverk (aktivitetsforskriften § 88) og etter krav fra Petroleumstilsynet plugges permanent for å sikre dem mot framtidige lekkasjer. Det er boret om lag 6000 brønnbaner på norsk sokkel og bare et fåtall av disse er foreløpig permanent plagget og avsluttet.

Brønner som er boret fra faste innretninger vil i de fleste tilfeller ikke bli permanent plagget før produksjonen på disse innretningene blir nedstengt. Kun et fåtall slike brønner er derfor plagget fram til nå.

For brønner som er operert via havbunnsinnretninger vil det måtte brukes egne rigger eller fartøyer for å gjennomføre pluggeoperasjonene. Antall slike operasjoner har økt de siste par årene som en følge av at Petroleumstilsynet har fastsatt tidfestede krav til permanent plugging. Lavere riggrater på grunn av avtagende letevirksomhet har sannsynligvis bidratt til å framskynde noen av disse pluggeoperasjoner.

De viktigste miljømessige problemstillingene ved plugging av gamle brønner knytter seg til håndtering av gamle brønnvæsker som må sirkuleres ut av brønnene. Andre aktuelle problemstillinger er bruk og utslipp av «nye» kjemikalier under operasjonene, utslipp til luft fra involverte rigger/fartøyer og risiko for akutt forurensning som følge av utilsiktede hendelser. Disse problemstillingene vil bli kort omtalt nedenfor.

11.1.1 Håndtering av gamle brønnvæsker

Brønner som skal plugges inneholder betydelige mengder kjemikalier i form av bl.a. gamle borevæsker og kompletteringsvæsker, heretter omtalt som brønnvæsker. Kjemisk sammensetning av disse væskene kan være mer eller mindre godt kjent for operatørene, avhengig bl.a. av hvor gamle brønnene er. For gamle brønner kan det ofte være vanskelig å finne god dokumentasjon på hvilke kjemikalier som opprinnelig ble brukt i brønnene, og deres miljøegenskaper. Det vil også være stor usikkerhet knyttet til hvordan den kjemiske sammensetningen av brønnvæskene kan ha endret seg over tid. En betydelig andel av kjemikaliene vil ofte bli klassifisert i svart kategori, enten pga. av kunnskap om at de faktisk inneholder miljøskadelige stoffer eller som en konservativ tilnærming når man ikke har god dokumentasjon på sammensetningen.

Når brønnene skal plugges vil man måtte sirkulere ut væskene som står i brønnene og ta stilling til hvordan disse skal håndteres. I de fleste tilfeller vil det være mulig å samle opp væskene på plattformen og levere dem som avfall til godkjent mottak på land.

I enkelte tilfeller kan det imidlertid ha blitt dannet hydrogensulfid i brønnene som gjør at det kan utgjøre en helserisiko for personell om bord å få væskene opp på plattformdekket. Det er særlig aktuelt i brønner som inneholder vannbaserte væsker. Gjeldende praksis blant operatørene for å unngå slike effekter er å overvåke luftkonsentrasjonen av hydrogensulfid i aktuelle områder på plattformdekket og å lede væskene til sjø hvis målt konsentrasjon

overskrider egendefinerte terskelverdier fastsatt med utgangspunkt i administrativ norm for arbeidsatmosfære.

I noen tilfeller kan det ikke utelukkes at brønnvæskene kan inneholde flyktige hydrokarboner. Håndtering av slike væskefraksjoner på plattformdekket kan medføre eksplosjonsfare, og direkte utslipp til sjø kan da bli nødvendig av sikkerhetsmessige grunner.

Dersom de gamle brønnvæskene samles opp og leveres som avfall til et mottak på land, vil vannet gjennomgå en form for behandling før det slippes ut til en lokal resipient. Kunnskapen om sammensetningen av disse væskene er mangelfull, men det er grunn til å tro at vannløselige kjemikalier i liten grad blir fjernet før utslipp. Det kan derfor ikke utelukkes miljøeffekter av utslippene.

11.1.2 Forbruk og utslipp av «nye» kjemikalier

For å gjennomføre en pluggeoperasjon vil det alltid måtte brukes en del kjemikalier, herunder blant annet sement med ulike tilsetningsstoffer. Som regel vil mesteparten av disse kjemikalene være i gul eller grønn kategori, og det forventes derfor ikke alvorlige miljøeffekter av eventuelle utslipp.

11.1.3 Akutt forurensning

Brønner som skal plugges permanent vil normalt har et lavt trykk, slik at det generelt er liten risiko for utblåsning av olje og gass i forbindelse med gjennomføring av pluggeoperasjoner. Uhellutslipp i forbindelse med håndtering av gamle brønnvæsker og kjemikalier kan imidlertid ikke utelukkes.

11.1.4 Forvaltningspraksis og gjeldende myndighetskrav

Plugging av brønner er en aktivitet som kan medføre forurensning og som derfor i utgangspunkt er forbudt i medhold av forurensningsloven. Siden slik plugging ikke er regulert spesifikt gjennom krav i forskrifter, har Miljødirektoratet så langt gitt enkelttillatelser til pluggeoperasjoner på grunnlag av søknader fra operatørene.

I tillatelsene har Miljødirektoratet fastsatt krav om at borevæsker fra brønnene som en hovedregel skal samles opp og leveres til land som (farlig) avfall. Dersom det under pluggeoperasjonene skulle oppstå fare for skader på personell eller utstyr/anlegg på grunn av giftige eller eksplosive gasser, har vi likevel i vedtakene åpnet for at borevæskene kan ledes direkte til sjøen.

Behandlingen av søknader om pluggeoperasjoner er relativt ressurskrevende for Miljødirektoratet. På grunn av forskjeller i hvordan pluggeoperasjoner gjennomføres og hvilken miljørisiko pluggeoperasjonene utgjør, vurderer vi det likevel som nødvendig at denne praksisen videreføres.

I tillatelsene som er gitt har vi som en hovedregel fastsatt krav om at operatørene skal rapportere inn sine erfaringer med pluggeoperasjonene i etterkant. Hensikten med dette fra Miljødirektoratets side har vært å samle kunnskap og erfaringer som kan være nyttige både for operatørene og myndighetene i forbindelse med gjennomføring og regulering av framtidige pluggeoperasjoner.

11.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Det store antallet brønner som må plugges innebærer at det vil bli sirkulert ut betydelige volumer med forurensede brønnvæsker. Dette er en miljømessig utfordring enten væskene sendes til land som avfall eller slippes ut offshore på grunn av f.eks. for høyt hydrogensulfidinnhold.

For operatørene er det en utfordring å klassifisere kjemikaliene i riktig fargekategori, siden det ofte er snakk om kjemikalier uten gyldig HOCNF. Som en hovedregel klassifiserer operatørene kjemikalier som man har mangelfull kunnskap om i svart kategori, noe som i mange tilfeller vil være en konservativ tilnærming, og som dermed vil resultere i en overrapportering av stoff i svart kategori.

Det at man ofte har mangelfull kunnskap om kjemisk sammensetning av de gamle brønnvæskene er også en betydelig utfordring med tanke på å vurdere miljømessige konsekvenser av eventuelle utslipp.

Plugging av brønner er kostbare operasjoner. Det er derfor grunn til å tro at operatørene vil vurdere muligheter for innsparinger der dette måtte være mulig. Fra myndighetenes side vil det derfor bli viktig å påse at eventuelle endringer av rutiner og praksis for gjennomføring av operasjonene ikke går på bekostning av hensynet til miljø og helse.

Foreløpig har Miljødirektoratet fått innrapportert begrenset med erfaringer fra pluggeoperasjoner. Dette betyr blant annet at vi ikke vet i hvilken grad hydrogensulfid fører til at gamle brønnkjemikalier må slippes over bord, eller hvilke alternative tiltak som har blitt tatt i bruk for å unngå slike utslipp. For å minimere den miljømessige belastningen mener vi det er kan være hensiktsmessig å sørge for at de brønnene som plugges først er de med størst potensiale for lekkasjer. Brønner med mindre lekkasjerisiko bør vurderes utsatt inntil vi har mer erfaring og kunnskap om slike operasjoner, og eventuelt har bedre teknologi for å gjennomføre dem. Involverte myndigheter bør derfor sammen diskutere regelverket for plugging av brønner og eventuelt forelå endringer slik at både kostnader og miljøbelastning minimeres.

På sikt kan det også vurderes å regulere plugging av brønner gjennom krav fastsatt i forskrifter, eventuelt via mer standardiserte vilkår som kan tas inn i tillatelsene som er gitt til produksjon og drift på de enkelte feltene.

12. Håndtering av annet oljeholdig vann

12.1 Status

Av kilder til oljeholdig vann har Miljødirektoratet hatt mest fokus på operatørenes behandling og utslipp av produsert vann. Dette fordi produsert vann er den klart største kilden til utslipp av olje og miljøfarlige komponenter. Men det er også andre mindre kilder til utslipp av oljeholdig vann. HMS-forskriftene skiller mellom produsert vann, drenasjevann og fortrenningsvann. Sistnevnte er kun aktuell for installasjoner som lagrer olje på egen innretning i tanker eller plattformbein med alternerende mengder sjøvann og olje.

Drenasjevannsystemene på innretningene varierer mye, men skiller ofte mellom åpent og lukket dren hovedsakelig styrt ut fra områder på innretningen med eksponering for hydrokarboner i gassform. Vi har sett gjennom tilsyn at det er store variasjoner i hvordan drenasjevannssystemene brukes, hvordan vannet behandles og hvor det ledes. Vi har derfor presisert tekst i veiledning til aktivitetsforskriftens krav til oljeholdig vann og vil fortsette å følge opp disse forholdene, blant annet gjennom tilsyn.

12.2 Gjenstående utfordringer og mulige virkemidler

Gjenstående problemstillinger er gråsonene med rensing av oljeholdig vann (slop), samt tilsetning av olje- og kjemikalieholdig avfall til produksjonsstrømmen. Vi ser at olje- og kjemikalieholdig vann, som tidligere i stor grad har blitt tatt til land for avfallsbehandling, nå blir renset offshore før den slippes ut. Det kan være miljøfordeler med dette, da man unngår energibruk og klimagassutslipp i forbindelse med transport, samt at man får en større fortykning i resipienten offshore, enn det man gjør ved rensing med påfølgende utslipp fra et avfallsanlegg på land. På den annen side har noen landanlegg bedre kapasitet og renseteknologi, og man vil kunne oppnå en bedre rensegrad før utslipp.

Svakheter med dagens regulering er at man har krav til oljeinnhold i vann som skal slippes ut, men ikke til kjemikalieinnhold, og de ulike vannfraksjonene har ikke vært klart nok definert. Dette er søkt forbedret med de nye forskriftsendringene som trådte i kraft 1. januar 2016.

Tilsetning av avfall til produksjonsstrømmen er også et område hvor det kan se ut til at flere aktører har etablert en praksis som ikke er i overensstemmelse med regelverket. Miljødirektoratet følger opp konkrete saker knyttet til dette, jobber med klargjøring av regelverket og hva det kan gis tillatelse til, og planlegger videre informasjonsformidling til bransjen.

Miljødirektoratet

Telefon: 03400/73 58 05 00 | Faks: 73 58 05 01

E-post: post@miljodir.no

Nett: www.miljodirektoratet.no

Post: Postboks 5672 Sluppen, 7485 Trondheim

Besøksadresse Trondheim: Brattørkaia 15, 7010 Trondheim

Besøksadresse Oslo: Grensesvingen 7, 0661 Oslo

Miljødirektoratet jobber for et rent og rikt miljø. Våre hovedoppgaver er å redusere klimagassutslipp, forvalte norsk natur og hindre forurensning.

Vi er et statlig forvaltningsorgan underlagt Klima- og miljødepartementet og har mer enn 700 ansatte ved våre to kontorer i Trondheim og Oslo, og ved Statens naturoppsyn (SNO) sine mer enn 60 lokalkontor.

Vi gjennomfører og gir råd om utvikling av klima- og miljøpolitikken. Vi er faglig uavhengig. Det innebærer at vi opptre selvstendig i enkeltsaker vi avgjør, når vi formidler kunnskap eller gir råd. Samtidig er vi underlagt politisk styring. Våre viktigste funksjoner er at vi skaffer og formidler miljøinformasjon, utøver og iverksetter forvaltningsmyndighet, styrer og veileder regionalt og kommunalt nivå, gir faglige råd og deltar i internasjonalt miljøarbeid.