

2019

MILJØRAPPORT

OLJE- OG GASSINDUSTRIENS MILJØARBEID
FAKTA OG UTVIKLINGSTREKK



Norsk olje & gass



1	FORORD	04
2	SAMMENDRAG	06
3	AKTIVITETSNIVÅET PÅ NORSK SOKKEL	10
4	UTSLIPP TIL SJØ	14
4.1	Utslipp fra boring.....	15
4.2	Utslipp av oljeholdig vann.....	17
4.3	Utslipp av kjemikalier	20
4.4	Nullutslippsarbeidet på norsk sokkel	22
4.5	Utsiktete utslipp til sjø	24
5	HAVMILJØET, OFFSHORE- VIRKSOMHETEN OG FORVALTNING	26
5.1	Forvaltningsplan Barentshavet og SVO-iskanten.....	27
5.2	Miljørisiko og føre-var.....	30
5.3	Miljøovervåking.....	31
5.3.1	Vannsøyleovervåking	32
5.3.2	Havbunnsundersøkelser.....	32
5.3.3	Undersøkelser og vurdering av sårbare bunndyrsområder	34
6	UTSLIPP TIL LUFT	36
6.1	Utslippskilder.....	37
6.2	Utslipp av klimagasser.....	38
6.2.1	CO ₂ -fangst og lagring	38
6.2.2	Hydrogen.....	40
6.2.3	Revisjon av veikartet for norsk sokkel	41
6.2.4	Klimagassutslipp fra norsk og internasjonal petroleumsvirksomhet.....	42
6.2.5	Utslipp av CO ₂	44
6.2.6	Kortlevde klimadrivere.....	46
6.2.7	Metanutslipp forbundet med gasseskport til Europa.....	46
6.2.8	Utslipp av metan, CH ₄	47
6.3	Utslipp av nmVOC	48
6.4	NO _x -avtalen og internasjonale forpliktelser	49
6.5	Utslipp av NO _x	50
6.6	Utslipp av SO _x	51
7	AVFALL	52
7.1	Ikke-farlig avfall	53
7.2	Farlig avfall	54
7.3	Lavradioaktivt avfall	55
8	TABELLER	56
9	ORD OG FORKORTELSER	76

Norsk olje og gass er en interesse- og arbeids-giverorganisasjon for oljeselskaper og leverandør-bedrifter knyttet til utforsking og produksjon av olje og gass på norsk kontinentalsokkel. Vi representerer i overkant av 100 medlems-bedrifter. Norsk olje og gass er en landsforening i NHO, Næringslivets Hovedorganisasjon.

Foto forside: Den 70.000 tonn tunge Aasta Hansteen-plattformen ble våren 2018 slept 900 kilometer nordover til lokasjon i Norskehavet.



2019

MILJØRAPPORT

OLJE- OG GASSINDUSTRIENS MILJØARBEID
FAKTA OG UTVIKLINGSTREKK

1

FORORD

NORSK OLJE OG GASS GIR HVERT ÅR UT EN EGEN MILJØ-RAPPORT MED DETALJERT OVERSIKT OVER ALLE UTSLIPP FRA PETROLEUMSINDUSTRIEN FOREGÅENDE ÅR. FORMÅLET MED RAPPORTEN ER BLANT ANNET Å FORMIDLE DATA FOR ALLE UTSLIPP TIL MILJØET FRA VÅRE AKTIVITETER OG INFORMERE OM INDUSTRIENS ARBEID OG RESULTATER PÅ KLIMA- OG MILJØOMRÅDET.



Norsk petroleumsindustri har en klar ambisjon: Vi skal være verdensledende innen klima og miljø. Da må vi stadig forbedre oss. Detaljert rapportering av utslipp er helt nødvendig for å kunne måle utviklingen og graden av måloppnåelse.

Rapporten henter data fra EPIM Environment Hub (EEH), en felles database for Norsk olje og gass, Miljødirektoratet, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet og Oljedirektoratet. Alle operatører av felt på norsk sokkel skal levere årlige utslippsrapporter i tråd med krav i regelverket som er videre detaljert Miljødirektoratets retningslinje. For operatørselskapene betyr dette at alle utslipp og all avfallsproduksjon fra virksomheten på norsk sokkel hvert år skal rapporteres i detalj. I tillegg til at utslippsrapporten fra hvert enkelt felt sendes til Miljødirektoratet, lastes alle utslippsdataene inn i EEH. Dette gjelder både planlagte, myndighetsgodkjente drifts-utslipp og utilsiktede utslipp. Gjennom felles rammer beskrevet i Norsk olje og gass' retningslinje 044 sikres konsistent utslippsrapportering fra alle utvinningstillatelser.

Avgrensningen av petroleumsindustrien følger petroleumsskattelovens definisjon.

Utslipp fra bygge- og installasjonsfase, maritime støttetjenester, helikoptertrafikk og de deler av landanleggene som ikke kan knyttes til utvinning offshore inngår derfor ikke i rapporten.

Utslippene varierer med aktiviteten på sokkelen. Miljørapporten inneholder derfor en kort beskrivelse av aktiviteten før faktadelen som oppsummerer utslipp fra den samlede aktiviteten. I tillegg er det også gitt et sammen- drag av aktuelle utslippsreducerende tiltak og nye forskningsresultater fra prosjekter knyttet til havmiljø og klima.

Miljørapporten er også tilgjengelig på engelsk. Begge versjoner er tilgjengelig i elektronisk versjon på våre hjemmesider www.norskoljeoggass.no. Her kan man også laste ned de feltspesifikke utslippsrapportene som er oversendt Miljødirektoratet.

2

SAMMENDRAG

PRODUKSJONEN GIKK NOE NED I 2018 SAMTIDIG SOM LETE-AKTIVITETEN VAR HØY. DE TOTALE CO₂ UTSLIPPENE BLE REDUSERT I 2018 MEN PÅ GRUNN AV DEN REDUSERTE PRODUKSJONEN GIKK UTSLIPP TIL LUFT PER PRODUSERT ENHET NOE OPP. UTSLIPP AV NOX GÅR I OPP PÅ GRUNN AV ØKT BRUK AV MOBILE RIGGER. MENGDE FARLIG AVFALL FRA AKTIVITETEN ER REDUSERT MED 53 PROSENT FRA TOPPÅRET 2016.



Tross en svak nedgang i produsert volum er det høy aktivitet på sokkelen med mange letebrønner, nye produksjonsbrønner og store investeringer. Produksjonen er ventet å gå ned også i 2019 for så å stige betydelig etter oppstart av nye store felt. Økt fokus på kostnadskontroll fører nå til økte investeringer og flere nye felt i produksjon.

Det har vært høy aktivitet på sokkelen i 2018 med økt antall lete- og produksjonsbrønner i tillegg til økte investeringer. På tross av dette gikk produksjonen av olje noe ned sammenlignet med 2017. For gass var det en svak nedgang sammenlignet med toppåret 2017. Nedgangen ventes å fortsette også i 2019 for så å øke betydelig de kommende år når nye felt som Johan Sverdrup kommer i produksjon.

Det ble gjort 11 funn i 2018 som er samme antallet som i 2017. Foreløpig samlet estimat er på 82 millioner standard kubikkmeter oljeequivalenter.

Selv om utslippene til luft og sjø generelt går ned i 2018 sammenlignet med 2017, fører redusert produksjon til at utslipp per produsert enhet går noe opp. Samlede utslipp av klimagasser fra sokkelen i 2018 var 13,4 millioner tonn, en nedgang på 0,2 millioner tonn fra 2017. Dette utgjorde litt mer enn en fjerdedel av Norges samlede utslipp på 52,9 millioner tonn (SSB foreløpige tall).

Global oppvarming er en av vår tids aller største utfordringer og omfattende reduksjoner av menneskeskapte klimagassutslipp er derfor helt nødvendig. Utslipp av klimagasser per produsert enhet på norsk sokkel ligger på bare 50 prosent av det globale gjennomsnittet. En vesentlig årsak til dette er betydelig mindre fakling i Norge. Fra denne kilden utgjør norske CO₂ utslipp bare ca. 8 prosent av det globale gjennomsnittet. De totale utslippene av CO₂ ekvivalenter fra sokkelen gikk ned i 2018 til 13,4

millioner tonn fra 13,6 millioner tonn i 2017. Dette skyldtes at faklingen ble redusert ytterligere samt et lavere utslipp fra kraftproduksjonen på plattformene.

Næringens KonKraft mål for 2020 ble overoppfyllt innen utgangen av 2016. Petroleumsindustrien utarbeidet i 2016 et veikart for norsk sokkel hvor det er satt konkrete mål og ambisjoner for ytterligere reduksjoner av klimagassutslipp. Selskapene arbeider systematisk for å identifisere og implementere tiltak, og samarbeider gjennom ulike fora for å dra nytte av erfaringsoverføring for å redusere utslipp fra produksjon av olje og gass på norsk sokkel. Det er behov for å øke ambisjonsnivået ytterligere og styret i Norsk olje og gass besluttet å igangsette en prosess i 2019 for å revidere veikartet.

CO₂-fangst og lagring (CCS) er avgjørende for å nå ambisjonene satt i Paris-avtalen. I Norge har regjeringen en ambisjon om å realisere fullskala CO₂-håndteringsanlegg innen 2022. De norske prosjektene er avgjørende for å redusere utslipp fra norsk landbasert industri, og representerer et stort industrielt potensiale for Norge som nasjon.

Sintef utarbeidet rapporten "Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO₂-håndtering i Norge" våren 2018. I rapporten viser Sintef potensialet for verdiskaping og arbeidsplasser ved å investere i CCS-infrastruktur i Norge. Med CO₂-lager kan naturgassen selges som utslippsfri hydrogen, prosessindustrien på land kan sikres og utvikles mot

et lavutslippssamfunn og lagring av CO₂ fra industrielle kilder i Europa vil representere en ny forretningsmulighet for petroleumsselskaper på norsk sokkel.

Utslipp til sjø består hovedsakelig av utslipp fra boring av brønner og produsert vann. Utslipp fra boring omfatter i hovedsak steinpartikler boret ut fra berggrunnen og borevæske. Det er bare tillatt med utslipp fra brønner boret med vannbasert borevæske, mens brukte oljebaserte borevæsker og borekaks med vedheng av slike enten blir fraktet til land som farlig avfall for forsvarlig håndtering, eller injisert i egne brønner i undergrunnen.

Økt boreaktivitet førte til økt forbruk av oljebaserte borevæsker. Imidlertid førte ikke dette til markerte endringer i mengde boreavfall som ble sendt til land, sannsynligvis på grunn av redusert slurryfisering av kaksen på plattformene offshore (mindre vanninnblanding). Tross betydelig økt boreaktivitet var utslipp av borekaks med vannbasert borevæske i 2018 nær det samme som i 2017, ca. 93 000 tonn.

Det er tre hovedkilder til utslipp av oljeholdig vann fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel hvorav produsert vann utgjør det største bidraget med 133 millioner Sm³. Utslipp av produsert vann nådde et maksimum i 2007 på nær 162 millioner Sm³ per år. Utslippene har etter dette variert mellom 130 og 150 millioner Sm³.





På enkelte felt, der forholdene ligger til rette for dette, injiseres alt eller deler av det produserte vannet tilbake i berggrunnen. Fra 2002 økte injeksjonen betydelig og har ligget på rundt 20 prosent de siste årene. I 2018 ble det injisert 23 prosent av de totale mengdene, den samme andelen som i 2017. Utslipp av produsert vann er den viktigste kilden til utslipp av olje på norsk sokkel. Vannet renses før utslipp ved hjelp av ulike teknologier på de ulike felt. Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsertvann for hele sokkelen i 2018 var 11,2 mg/l, en nedgang fra 12,1 i 2017. Myndighetskravet for oljeinnhold er 30 mg/l. Både forskningsresultater, miljøovervåking og selskapenes risikobaserte vurderinger av disse utslippene, viser at miljøeffektene av utslippene er ubetydelige.

Både i utslippene av produsert vann og borekaks følger det med kjemikalier. Dette er enten naturligforekommende fra berggrunnen eller tilsatte kjemikalier. Bruk og utslipp av kjemikalier er strengt regulert i Norge. Kjemikalier blir vurdert ut fra deres miljøegenskaper basert på nasjonale og internasjonale myndighetskrav. Tilsatte kjemikalier deles i Norge inn i fire kategorier (grønn, gul, rød og svart) hvor grønne ikke har noen eller svært liten miljøeffekt, mens svarte bare kan tillates sluppet ut i spesielle tilfeller, eksempelvis dersom det er avgjørende for sikkerheten. Operatørene er pliktige til å jevnlig vurdere hvilke kjemikalier som kan byttes ut med alternativer som er mindre miljøskadelige, den såkalte substitusjonsplikten.

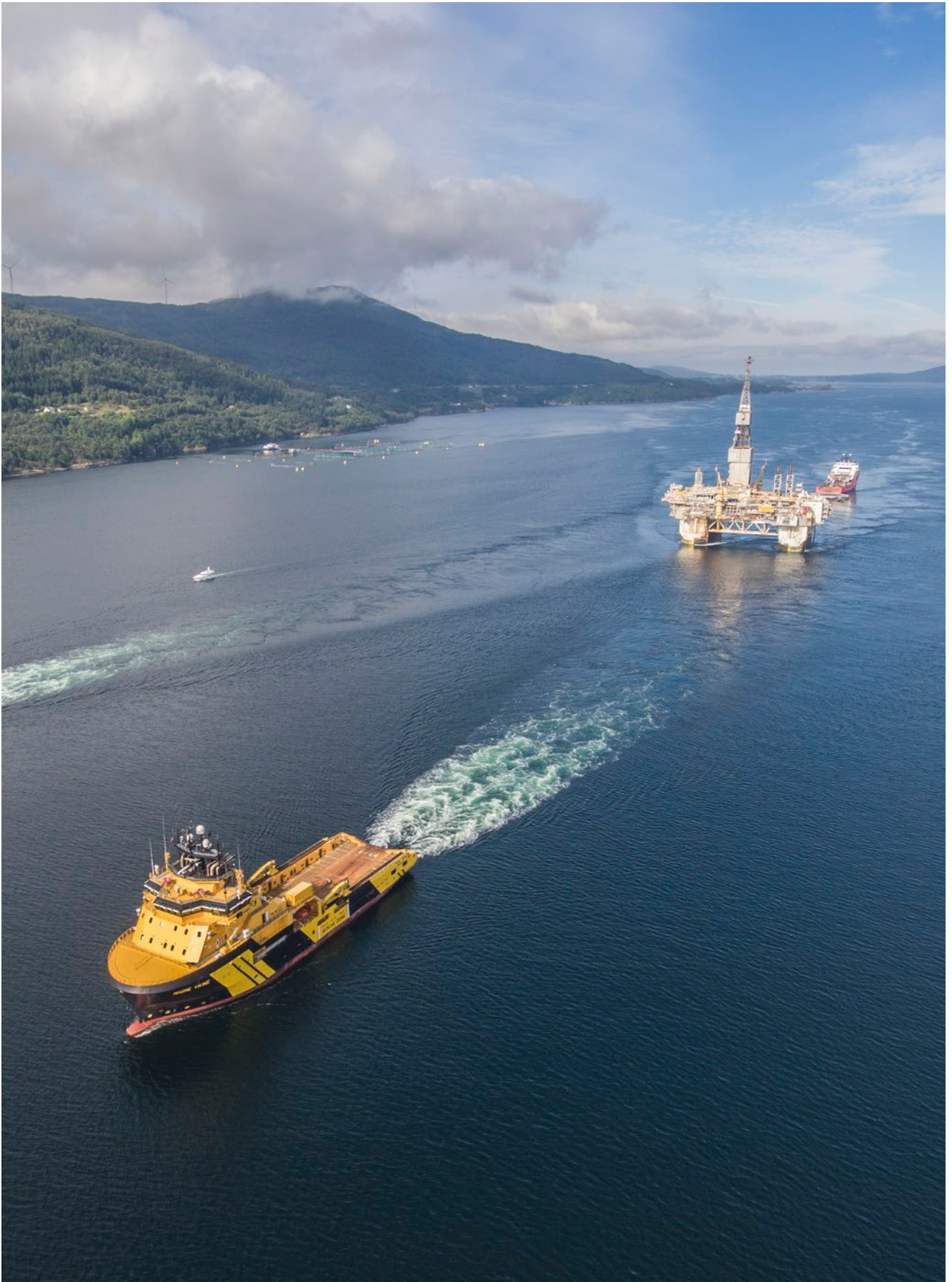
Substitusjonen av kjemikalier har vært omfattende og har ført til at utslippene av de mest miljøfarlige kjemikaliene er redusert til en brøkdel av hva det var for bare ti år siden. Fra 2011 til 2014 var det imidlertid en markert økning av rapporterte utslipp av svarte kjemikalier. Fra 2011 har det også vært en økning i utslippene av røde kjemikalier. Dette skyldes hoved-

sakelig endrede krav til rapportering og til substitueringsarbeidet. Utslipp av brannskum ble tidligere ikke rapportert fordi det var et sikkerhetskjemikalium hvor det ikke forelå alternative produkter med tilfredsstillende brannhemmende egenskaper. Med vesentlige bidrag fra petroleumsnæringen er det utviklet alternativer med mindre miljøskadelige egenskaper og er faset inn på de fleste installasjonene på sokkelen. Foreløpig oversikt tyder på at det bare er ca 8 installasjoner på sokkelen som fortsatt har eldre PFAS basert brannskum. Pliktige brannøvelser og tester av systemet vil føre til utslipp av brannskum. Utslippet av svarte kjemikalier totalt i 2018 var på ca 5,8 tonn en svak økning fra 2017 hvor utslippet var på ca 4,7 tonn. Det er forventet at disse utslippene vil reduseres i kommende år. Sammenlignet med 2014 var utslippene i 2018 ca. en tredjedel.

Utslippene av røde kjemikalier utgjorde 0,14 prosent av de totale utslippene av kjemikalier på sokkelen. Totalt ble det sluppet ut 203 tonn røde. Økningen de siste årene skyldes i stor grad endret klassifisering av hypokloritt som nå er vurdert som rødt i henhold til kriterier fra Miljødirektoratet. Hypokloritt er vanlig brukt både i svømmebassenger og ved behandling av drikkevann. Det brukes på sokkelen av samme grunn, som middel for å unngå uønsket vekst av bakterier og andre mikroorganismer.

Det omfattende forebyggende arbeidet hos operatørene for å unngå utilsiktede akutte utslipp har ført til en klar nedadgående trend i antall utslipp av olje over mange år. I 2018 var det 47 akutte utslipp av olje, hvorav antallet med volum større enn 50 liter var 13. Ser man bare på utslipp av råolje, var det totalt 24 utslipp og i kategorien større enn 1 m³ var det bare fire slike utslipp i 2018. Totalt volum av akutte oljeutslipp i 2018 var på 37 m³.

CO₂-fangst og lagring (CCS) er avgjørende for å nå ambisjonene satt i Paris-avtalen.



3

AKTIVITETSNIVÅET PÅ NORSK SOKKEL

ETTER KREVENDE ÅR MED FALL I OLJEPRISEN FRA SOMMEREN 2014, VENTES PRODUKSJONEN AV OLJE OG GASS FRA NORSK SOKKEL IGJEN Å ØKE DE NÆRMESTE ÅRENE. DETTE SKYLDES HØYERE AKTIVITET DREVET AV FUNN SOM ER UNDER UTBYGGING, LOVENDE FUNN OG OGSÅ ØKT PRODUKSJON FRA ALLEREDE PRODUSERENDE FELT.



Både olje- og gassprisene har de siste årene gått opp, og sammen med et redusert kostnadsnivå og økt konkurransekraft ser situasjonen lysere ut for oljenæringen. Samtidig ser man at produksjonen er forventet å synke igjen fra midten av 2020-tallet.

Norsk sokkel er attraktiv og det er god interesse for både modne områder med velkjent geologi og nyere områder i Norskehavet og Barentshavet. I TFO 2018 fikk 33 selskaper tilbud om andeler i totalt 83 utvinningstillatelser, noe som var den største tildelingen noensinne. Modne områder er fortsatt attraktive for selskapene, noe som blant annet skyldes at store deler av sokkelen nå dekkes av ny og bedre seismikk.

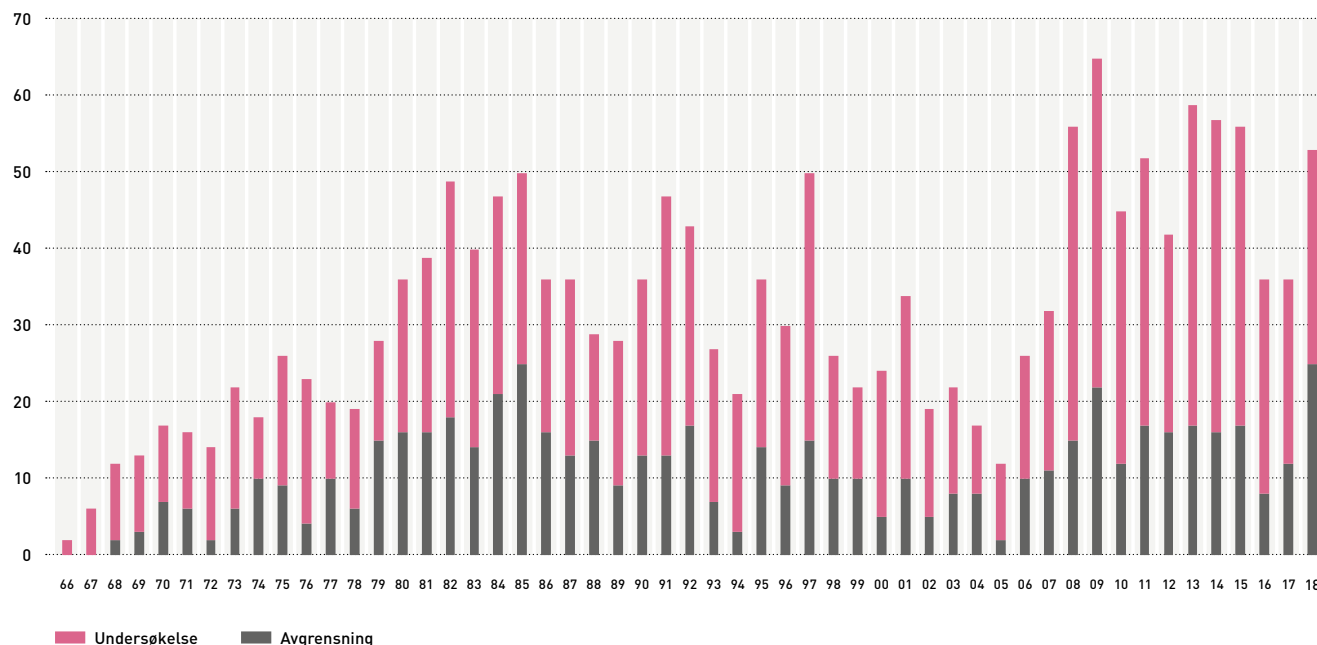
Etter oljeprisfallet har næringen vært gjennom et omfattende arbeid med kostnadskontroll og effektivisering. Dette har ført til en betydelig reduksjon i lete-, utbyggings- og driftskostnader. Et eksempel på dette er utviklingen i brønnskostnader. Gjennomsnittlige kostnader per utvinningsbrønn har falt med over 40 prosent fra 2014 til 2018. Til sammen har fokuset på kostnadskontroll styrket konkurransekraften til norsk sokkel og lagt grunnlaget for de gode utsiktene vi nå ser.

FLERE LETEBRØNNER

I 2018 ble det påbegynt 53 letebrønner, 17 brønner mer enn 2017. Totalt ble 27 undersøkelsesbrønner avsluttet, disse gav til sammen 11 funn, som gir en funnrate på 44 prosent. Funnene har et foreløpig samlet estimat på 82 millioner standard kubikkmeter (Sm^3) utvinnbare o.e, noe som er større resurstilvekst enn hva som var tilfelle de siste tre årene. Med utgangspunkt i de planene man så langt kjenner til er det grunn til å forvente at antall brønner fortsatt vil være på om lag samme høye nivå i 2019.

FIGUR 01 ANTALL LETEBRØNNER BORET PÅ NORSK SOKKEL

Kilde: Oljedirektoratet





OLJE - FØRST NEDGANG, SÅ KOMMER JOHAN SVERDRUP

I 2018 ble det produsert 86,2 millioner Sm³ olje mot 92,2 millioner Sm³ året før, noe som er en reduksjon på 6,5 prosent. For 2019 anslås at oljeproduksjonen vil bli ytterligere redusert til 82,2 millioner Sm³.

Dette er imidlertid en midlertidig nedgang før produksjonen anslås å stige betydelig i 2020, blant annet som følge av Johan Sverdrup-feltet. Produksjonen er forventet å stige fra 2020 og det er anslått at produksjonen i 2023 vil nå 115,6 millioner Sm³. Det er likevel knyttet en viss usikkerhet til produksjonsprognosene. Dette skyldes blant annet usikkerhet rundt boring av nye brønner, oppstart av nye felt, reservoarenes leveringsevne og regulariteten på felt i drift. De siste årene i perioden forventes også produksjon fra funn som ennå ikke er besluttet utbygd.

GASS – EN LITEN ØKNING DE NESTE ÅRENE

Det ble solgt 121,7 milliarder Sm³ gass i 2018. Dette er en liten reduksjon fra rekordnivået i 2017. Etterspørselen etter gass forventes å forbli stabilt høy de neste årene, prognosen for gassalg er derfor et stabilt høyt nivå med en liten økning de neste årene. Frem mot 2030 antas det at produksjonen fra uoppdagede nye ressurser vil få økende betydning.

24. KONSESJONSRUNDE

I den 24. konsesjonsrunde juni 2017 utlyste Olje og energidepartementet ut 102 blokker/deler av blokker, fordelt på 9 i Norskehavet og 93 i Barentshavet. Dette resulterte 18. juni 2018 i tilbud om 12 utvinningstillatelser til 11 selskaper.

VIDEREUTVIKLING AV EN MODEN SOKKEL

Ni utbyggingsplaner ble godkjent i 2018. Som tidligere var dette en blanding av både selvstendige feltutbygginger

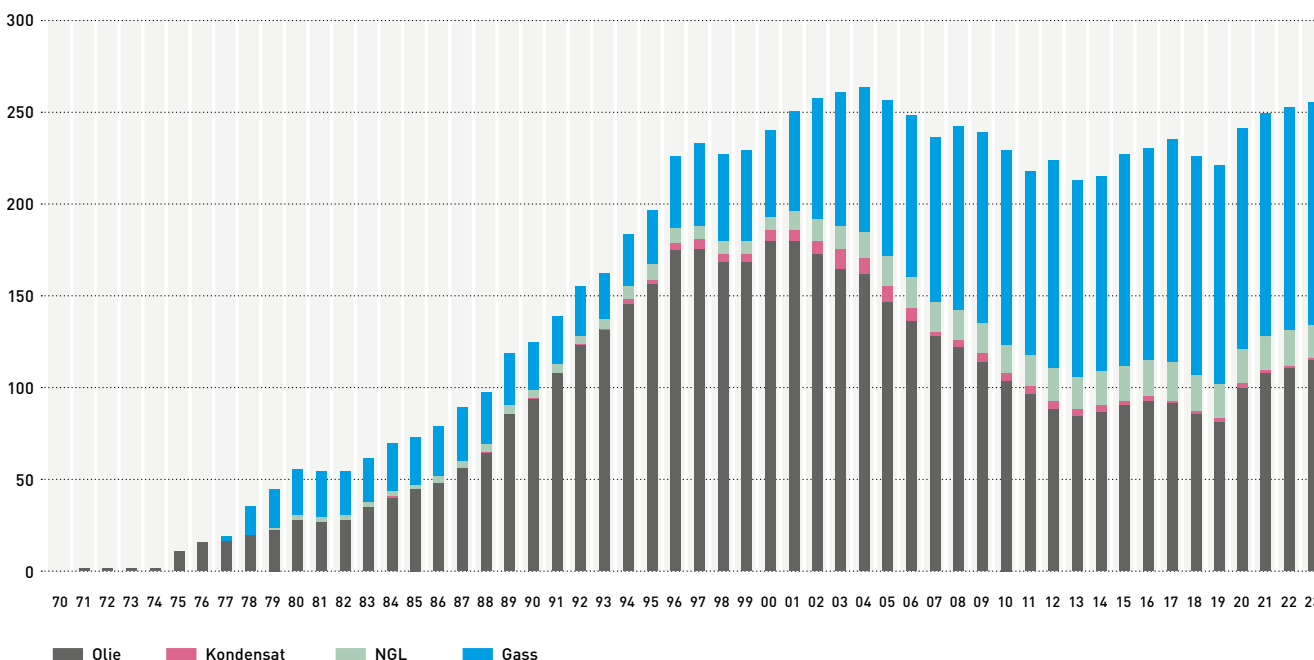
og utbygginger som knyttes til eksisterende infrastruktur.

Investeringsprognosene for norsk sokkel har de siste årene vist sterk vekst. Dette gjelder både Statistisk sentralbyrås investeringstelling, som senest i mai 2019 justerte anslaget for 2020 opp med nærmere ni prosent, til 172,4 milliarder, og Norsk olje og gass sine egne investeringsprognoser. Investeringsprognosene til Norsk olje og gass viste også at det er et større antall potensielle utbygginger som avventer endelig investeringsbeslutning og som vil kunne skape vesentlig aktivitet langt utover 2020-tallet. En hovedårsak til den sterke veksten er økt konkurransekraft.

FIGUR 02 HISTORISK OG FORVENTET PETROLEUMSPRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL (MILL. SM³ o.e.)

Kilde: Oljedirektoratet

Millioner SM³ o.e.





4

UTSLIPP TIL SJØ

UTSLIPP TIL SJØ BESTÅR HOVEDSAKELIG AV UTSLIPP FRA BORING AV BRØNNER OG PRODUSERT VANN. PRODUSERT VANN ER VANN SOM KOMMER OPP FRA RESERVOARENE SAMMEN MED OLJEN. MED ALDRENDE FELT ØKER NORMALT MENGDE PRODUSERT VANN I FORHOLD TIL OLJEPRODUKSJONEN. I 2018 BLE DET SLUPPET UT 133 MILLIONER SM³.



4.1 UTSLIPP FRA BORING

Utslipp fra boring omfatter i hovedsak steinpartikler boret ut fra berggrunnen og borevæske. Det er bare tillatt med utslipp fra brønner boret med vannbasert borevæske, samt oljebasert borevæske etter tillatelse fra Miljødirektoratet der vedheng av baseolje på kaks er mindre enn 10 gram olje per kilo kaks. Boreaktiviteten i 2018 var betydelig høyere i 2017, men er fortsatt lavere enn i 2015. Både antall letebrønner og utvinningsbrønner gikk opp.

Boreaktiviteten økte markert i 2018 sammenlignet med 2017 (se figur 3). Antall nye produksjonsbrønner boret i 2018 var 180, som ligger noe lavere enn toppåret 2015. Antall letebrønner var 53 brønner, som nærmer seg nivået fra de tre årene 2013-2015.

Borevæsken som benyttes ved boring av brønner, har mange funksjoner. Den frakter borekaks opp til plattformen samtidig som borekronen smøres og kjøles. Samtidig motvirker borevæsken at borehullet raser sammen. Sist, men ikke minst, holdes trykket i brønnen under kontroll og forhindrer ukontrollert utstrømming av olje og gass.

Industrien bruker i dag hovedsakelig to typer borevæsker, oljebasert og vannbasert. Tidligere ble også såkalte syntetiske borevæsker benyttet, som enten var basert på eter, ester eller olefin, men disse er lite brukt de senere år.

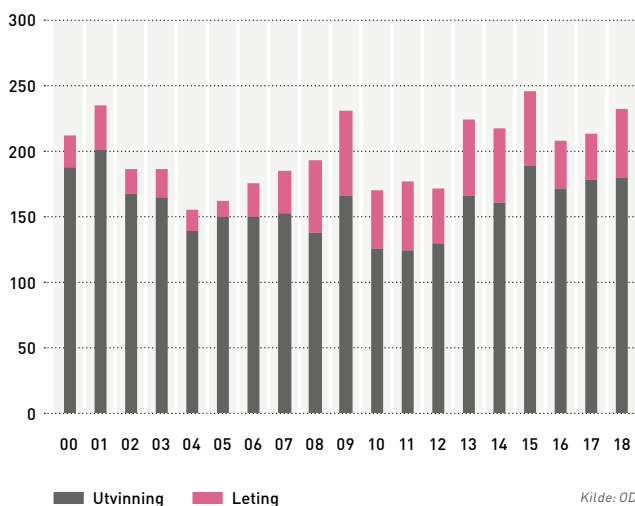
Det er ikke tillatt å slippe ut oljebaserte eller syntetiske borevæsker eller kaks med vedheng av slike dersom oljekonsentrasjonen overstiger 1 vektprosent. Utslipp av kaks med et vedheng av oljebaserte eller syntetiske borevæsker på mindre enn 1 vektprosent olje er kun tillatt etter tillatelse fra Miljødirektoratet. En vektprosent tilsvarer 10 gram olje per kilo borekaks. Brukte oljebaserte borevæsker og bore-

kaks med vedheng av slike blir enten fraktet til land som farlig avfall for forsvarlig håndtering, eller injisert i egne brønner i undergrunnen.

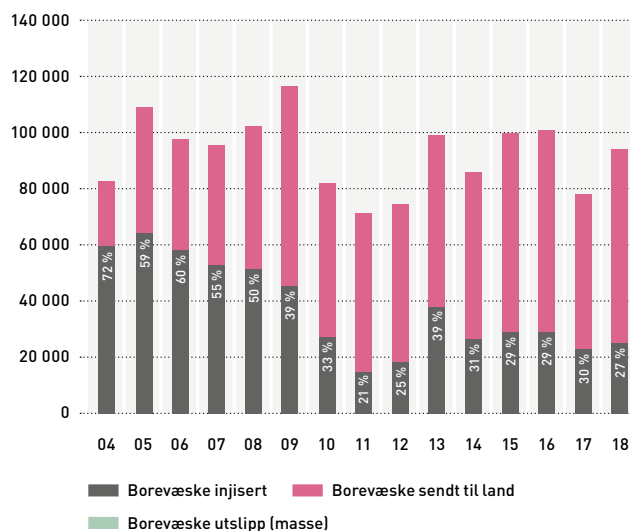
Forbruket av oljebasert borevæske i 2018 var vel 20 prosent høyere enn foregående år som følge av økt boreaktivitet.

Mengde kaks og borevæske injisert i undergrunnen gikk noe opp, men andelen gikk ned fra 30 til 27 prosent. Flere nye felt har etablert injeksjonsbrønner, mens enkelte eldre felt, hvor det i perioden 2007 til 2009 ble funnet oppsprekking og lekkasjer fra injeksjonsbrønnene, har ikke etablert nye.

FIGUR 03 ANTALL BRØNNER BORET PÅ NORSK SOKKEL ETTER 2000



FIGUR 04 DISPONERING AV OLJEBASERT BOREVÆSKE (TONN)





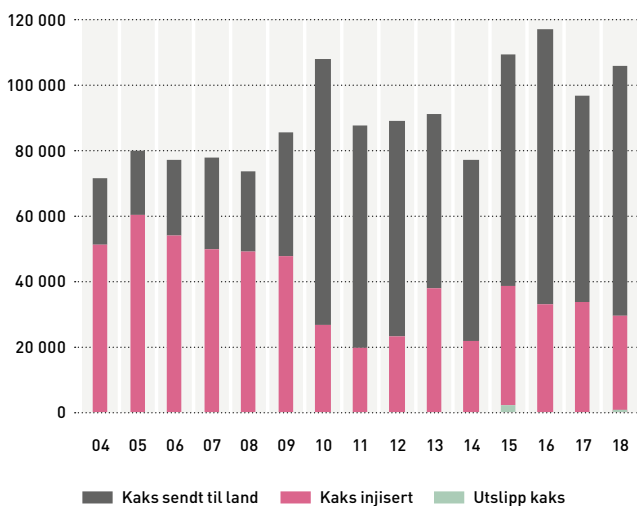
Mengdene borekaks presentert i figur 5 er basert på beregninger av utboret masse. De mengdene borekaks som er registrert levert på land som farlig avfall (se kapittel 7 Avfall), er imidlertid betydelig større. Dette skyldes at mange felt tilsetter vann til kaksen (slurrifiseres) slik at den lettere kan håndteres fra plattform til fartøy og deretter til land. Avviket skyldes derfor vannet tilsatt kaksen før mottak på land.

I 2013 var mengde oljekontaminert kaks som ble registrert levert som avfall på land vel 55 000 tonn. Dette økte til nær 118 000 tonn i 2016. I 2017 var mengdene betydelige redusert til nær 88 000 tonn. I 2018 gikk volumet noe opp til ca 92 000 tonn. På land skilles vann og kaks. Mens vannet renses og slippes ut til sjø, går kaksen til videre behandling i henhold til gjeldende regelverk.

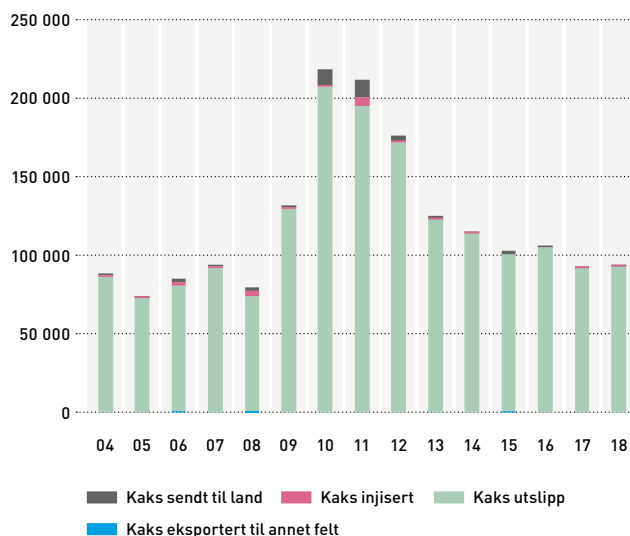
Utslipp av borekaks med vannbasert borevæske i 2018 var på vel 90 000 tonn, nær det samme som i 2017. Vannbaserte borevæsker inneholder hovedsakelig naturlige komponenter som leire eller salter. Dette er stoffer som er klassifisert som grønne i Miljødirektoratets klassifiseringssystem. I henhold til OSPAR utgjør disse liten eller ingen risiko i det marine miljø når de slippes ut. Utslippenes mulige virkning på miljøet følges opp gjennom omfattende miljøovervåking (se kapittel 5.1).

Mengde kaks kontaminert med oljeholdige borevæsker som sendes til land som farlig avfall, er redusert fra 118 000 tonn i 2016 til 92 000 tonn i 2018. Dette til tross for høy boreaktivitet.

FIGUR 05 DISPONERING AV KAKS KONTAMINERT MED OLJEBASERTE BOREVÆSKER (TONN)



FIGUR 06 DISPONERING AV BOREKAKS FRA BRØNNER BORET MED VANNBASERT BOREVÆSKE (TONN)



4.2 UTSLIPP AV OLJEHOLDIG VANN

Det er tre hovedkilder til utslipp av oljeholdig vann fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel hvor produsert vann utgjør det største bidraget: I 2018 ble det sluppet ut 133 millioner Sm³, en nedgang fra 2015 da utslippet var 150 millioner Sm³. Mengde olje som følger vannet til sjø, er redusert de siste tre år og utgjorde ca 1 500 tonn i 2018.

Produsert vann: er vann som følger med olje og gass fra reservoaret. Produsert vann er komplekst og kan inneholde flere tusen ulike enkeltforbindelser. Det gjennomføres derfor rutinemessig analyser av vannet. Der det injiseres vann for å øke utvinningen vil dette blande seg med formasjonsvannet. Her vil produsertvannet også inneholde ulike kjemikalier som er tilsatt, for eksempel for å forhindre bakterievekst, korrosjon og emulsjonsdannelse.

På plattformene blir vannet renset ved ulike renseteknologier, før utslipp til sjø. Ulike renseteknologier bidrar til å få oljeinnholdet så lavt som mulig. Myndighetskravet er at oljekonsentrasjonen i produsert vann som slippes til sjø ikke skal overstige 30 mg/l.

Fortrengningsvann: Sjøvann benyttes som ballast i lagerceller på noen plattformen. Når olje skal lagres i lagercellene må vannet renses før utslipp. Sjøvannet har liten kontaktflate mot oljen, så mengden dispergert olje er vanligvis lav. Utslippsvolumet er avhengig av oljeproduksjonen.

Drenasjevann: Regnvann og vann som spyles av dekkene kan inneholde kjemikalierester og olje. Utslippene av drenasjevann representerer et mindre volum vann sammenlignet med den totale mengde vann som går til utslipp.

Kategorien «jetting» kan også komme i tillegg. Partikler og oljeholdig sand samles opp i separatorene og må fra tid til annen spyles ut, såkalt jetting.

Det følger noe vedheng av olje på partiklene etter at vannet er renset i henhold til kravene. Volumet med oljeholdig vann som går til utslipp er marginalt.

Oljeholdig vann kan også komme fra spyling av prosessutstyr, i forbindelse med uhell eller fra nedfall av oljedråper i forbindelse med brenning av olje ved brønntesting og brønnvedlikeholdsarbeid.

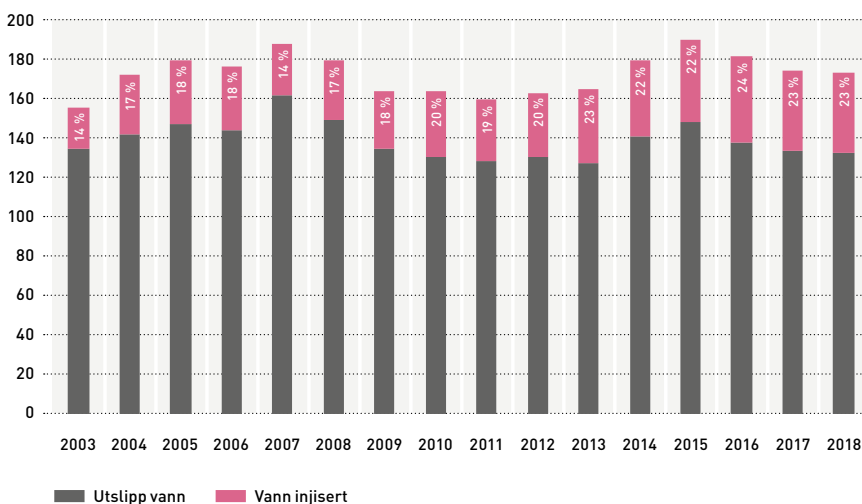
UTSLIPP AV PRODUSERT VANN

Prognosene for utslipp av produsert vann fra norsk sokkel pekte i mange år oppover og var forventet å være mer enn 200 millioner Sm³ i 2012-2014. Imidlertid nådde utslippene et maksimum på 160 millioner Sm³ i 2007 og gikk betydelig tilbake de etterfølgende år. Fra 2012 til 2015 økte utslippene til nær 150 millioner Sm³. Etter 2015 har de imidlertid nok en gang blitt redusert og i 2018 var utslippet på 133 millioner Sm³.

På enkelte felt, der forholdene ligger til rette for dette, injiseres alt eller deler av det produserte vannet tilbake i berggrunnen. Fra 2002 økte injeksjonen betydelig og har ligget rundt 20 prosent de siste årene. I 2018 ble ca. 23 prosent av det produserte vannet injisert eller vel 40,4 millioner Sm³.

På nye felt består produsert vann utelukkende av vann som finnes i reservoarene fra før. Imidlertid fører injeksjonen av vann til at mengden produsert vann øker med alderen på feltet.

FIGUR 07 MENGDE PRODUSERT VANN SOM SLIPPES TIL SJØ OG SOM BLIR INJISERT I BERGGRUNNEN (MILL. SM³)





Vannet injiseres for å opprettholde trykket i reservoaret og øke utvinningsgraden av olje fra reservoaret. Dette er hovedsakelig rensert sjøvann. Utvinningsgraden av olje fra felt på norsk sokkel er generelt betydelig høyere enn utvinningsgraden på verdensbasis. Tross dette er utslippene fra norsk sokkel sammenlignbare med internasjonale tall.

Forholdstallet mellom mengde produsert vann og olje for sokkelen har generelt derfor vist økende tendens, men gikk noe tilbake i 2016 sannsynligvis på grunn av oppstart av produksjon på en del nye felt.

Resultatene fra miljøovervåkingen konkluderer med at det ikke er påvist miljøeffekter som følge av utslipp av produsert vann (se kapittel 5.1).

UTSLIPP AV ANDRE TYPER VANN

Utslippene av andre typer vann er dominert av fortrenningsvann. Utslippsvolumene gikk jevnt nedover fram til 2009-2011. Etter 2011 har utslippsvolumet variert rundt 30 millioner Sm³. I 2018 utgjorde fortrenningsvann knappe 29 millioner Sm³ mens totalvolumet var ca 31 millioner Sm³.

UTSLIPP AV OLJE SAMMEN MED VANN

Før det oljeholdige vannet slippes til sjø renses det. Det benyttes ulike teknologier på de ulike felt. Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsertvann for hele sokkelen i 2018 var 11,2 mg/l, mens myndighetskravet er 30 mg/l. Dette er en nedgang på 7,3 prosent fra 2017.

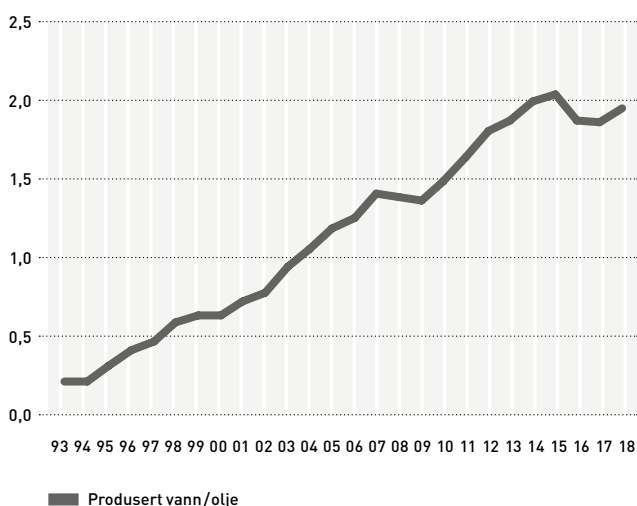
Mengden olje som fulgte utslippet av produsertvann til sjø gikk ned fra 1693 tonn i 2017 til 1487 tonn i 2018 (se

figur 11). Totalt ble det sluppet ut 1583 tonn olje med vann fra drenasje, fortrenning, produsert og jetting. I 2017 lå utslippet på 1724 tonn.

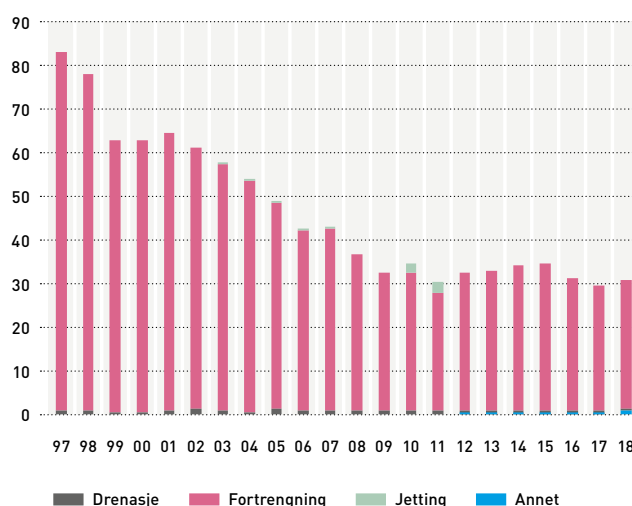
UTSLIPP AV ANDRE STOFFER SOM FØLGER PRODUSERTVANN

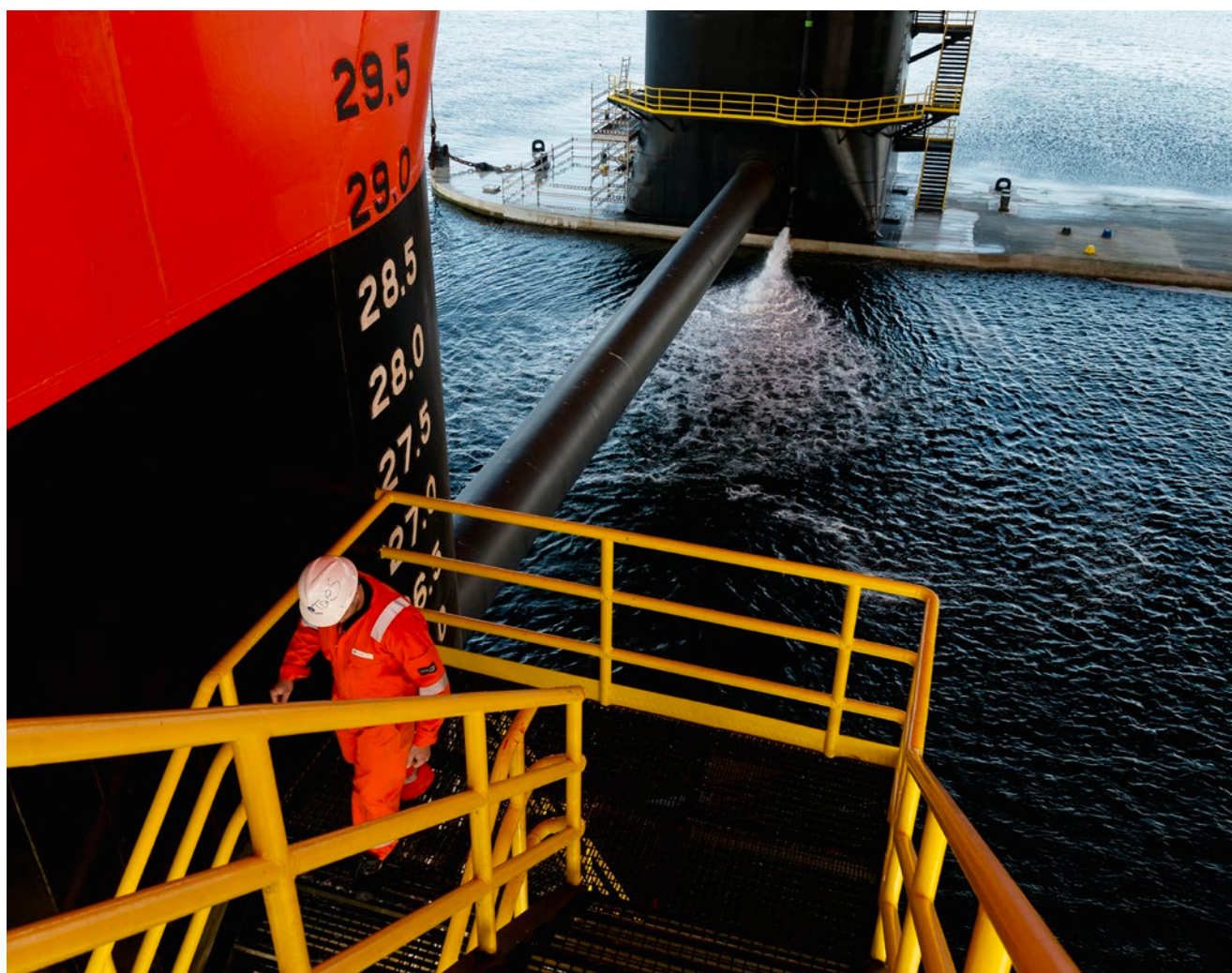
Produsert vann har vært i kontakt med berggrunnen i lang tid og inneholder derfor en rekke naturlig forekommende stoffer. Typisk innhold i tillegg til olje, er mono- og polysykliske aromatiske hydrokarboner (PAH), alkylfenoler, tungmetaller, naturlig radioaktivt materiale, organisk stoff, organiske syrer, uorganiske salter, mineralpartikler, svovel og sulfider. Sammensetningen vil variere mellom felt avhengig av egenskapene til berggrunnen. Generelt er innholdet av miljøfarlige stoffer lavt, nær det naturlige bakgrunnsnivået for disse stoffene i sjøvann.

FIGUR 08 FORHOLDSTALLET MELLOM PRODUSERT VANN OG OLJEPRODUKSJONEN PÅ NORSK SOKKEL (M³)

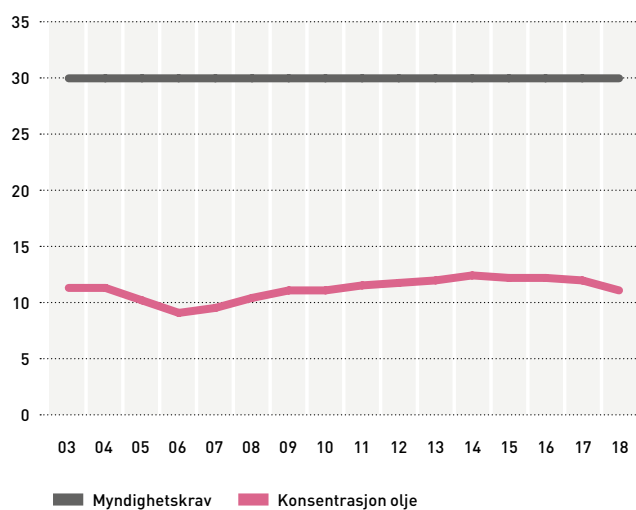


FIGUR 09 UTSLIPPSVOLUM TIL SJØ AV ANDRE TYPER OLJEHOLDIG VANN (MILL. M³)

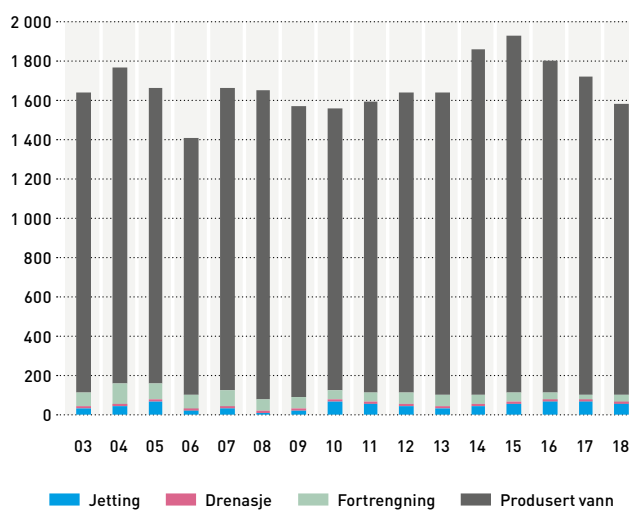




FIGUR 10 KONSENTRASJON AV OLJE I UTSLIPPET AV PRODUSERT VANN TIL SJØ (MG/L)



FIGUR 11 UTSLIPP AV OLJE SOM FØLGER VANN-UTSLIPPENE FRA NORSK SOKKEL (TONN)



4.3 UTSLIPP AV KJEMIKALIER

Kjemikalier blir vurdert ut fra deres miljøegenskaper, blant annet basert på nedbrytbarhet (persistens), bioakkumulerbarhet og giftighet (toksisitet), de såkalte PBT-egenskapene. I tillegg har myndighetene gitt kriterier i Aktivitetsforskriften og retningslinjer for rapportering fra petroleumsvirksomheten. Klassifiseringen er basert på et omfattende test-regime. Substitusjonsplikten innebærer at man alltid skal velge kjemikaliene med lavest potensiale for miljøskade, gitt tilfredsstillende egenskaper forøvrig.

Tilsatte kjemikalier som omfattes av krav til utslippstillatelse, deles inn i fire kategorier i henhold til klassifiseringen i Aktivitetsforskriften:

1) GRØNN Kjemikalier som er vurdert til å ha ingen eller svært liten miljøeffekt. Tillatt å slippes ut uten spesielle vilkår.

2) GUL Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene. Normalt tillatt å slippes ut uten spesifiserte vilkår.

3) RØD Kjemikalier som skal prioriteres for substitusjon (utskiftning), men som kan slippes ut etter godkjenning fra myndighetene.

4) SVART Kjemikalier som myndighetene kan tillate sluppet ut i spesielle tilfeller, eksempelvis dersom det er avgjørende for sikkerheten.

Nærmere beskrivelse for klassifisering er gitt i Miljødirektoratets veileder M-107 Retningslinjer for rapportering fra petroleumsvirksomhet til havs¹.

Utslippene av tilsatte kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet i 2018 var ca 143 000 tonn. Dette er en økning på 3 prosent fra 2017. Nær 90 prosent av utslippene var grønne kjemikalier, mens røde og svarte samlet utgjorde ca. 0,14 prosent av utslippene. Gule kjemikalier utgjorde 10,6 prosent.

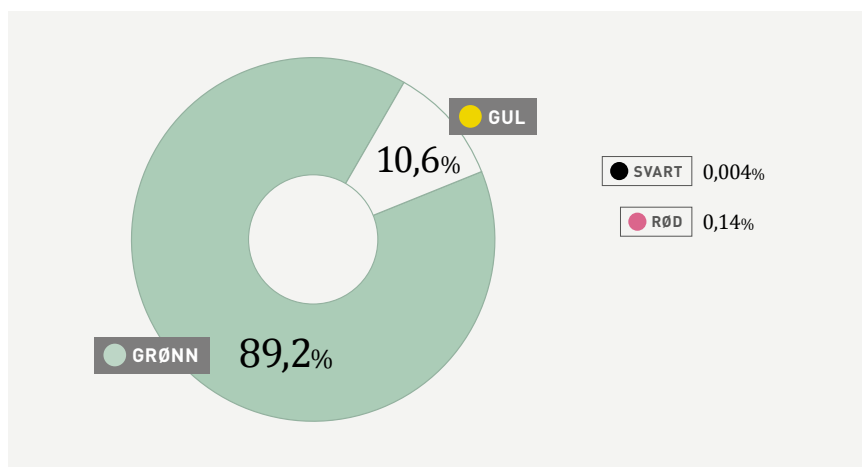
Å bytte ut kjemikalier til mindre miljøskadelige alternativer, den såkalte substitusjonsplikten, er en viktig del av miljøarbeidet for å redusere mulige effekter av utslippene offshore. Operatørene vurderer jevnlig kjemikaliene som brukes for å se om de kan substitueres. Substitusjonen av kjemikalier har vært omfattende og har ført til at utslippene av de mest miljø-

farlige kjemikaliene er redusert til en brøkdel av hva det var for bare ti år siden.

Fra 2011 til 2014 var det imidlertid en markert økning av rapporterte utslipp av svarte kjemikalier. Dette skyldes hovedsakelig at utslipp av brannskum tidligere ikke ble rapportert fordi det var et sikkerhetskjemikalium hvor det ikke forelå alternative produkter med tilfredsstillende brannhemmende egenskaper. Det foreligger nå alternativer med mindre miljøskadelige egenskaper og brannskum ble derfor innlemmet i substitusjonskravet. Disse er i ferd med å fases inn, men det vil ta flere år før alle felt på sokkelen har erstattet de eldre typene med nye. Pliktige brannøvelser og tester av systemet vil derfor føre til utslipp av brannskum i flere år fremover. Utslipet av svarte kjemikalier i 2018 var på 5,8 tonn en svak økning fra 2017 da utslippet var på 4,8 tonn.

For kjemikalier i rød kategori var det en jevn økning av de rapporterte utslippene fra 2013 da det var nede på ca 8 tonn. I 2018 ble det sluppet ut 203 tonn røde kjemikalier. Årsaken til den tilsynelatende økningen er endrede krav til rapportering. Det begroingshindrende middelet natriumhypokloritt som også benyttes i drikkevannsbehandling og svømmehaller på land, ble reklassifisert fra gult til rødt.

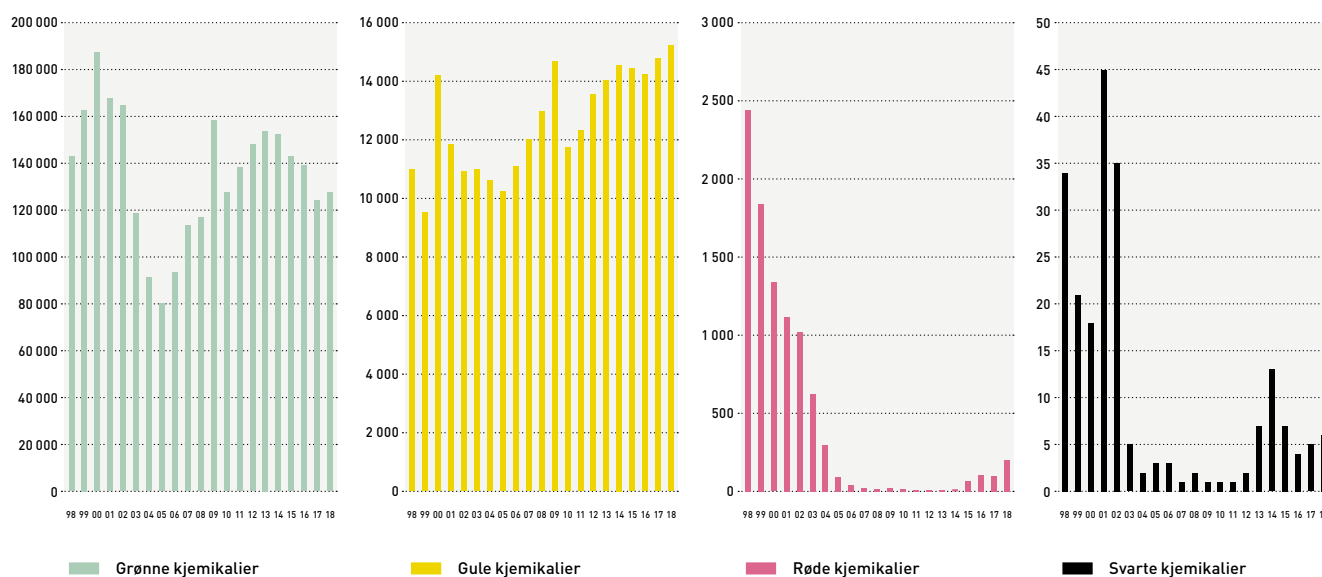
FIGUR 12 FORDELINGEN I MILJØDIREKTORATETS FARGEKATEGORIER AV UTSLIPP AV TILSATTE KJEMIKALIER FRA SOKKELEN (2018)



¹ <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M107/M107.pdf>



FIGUR 13 UTSLIPP AV TILSATT KJEMIKALIER FRA NORSK SOKKEL FORDELT PÅ MILJØDIREKTORATETS KATEGORIER (TONN)



4.4 NULLUTSLIPPSARBEIDET PÅ NORSK SOKKEL

Nullutslippsarbeidet på sokkelen er forankret i en risikobasert tilnærming (ofte benyttes betegnelsen RBA – Risk Based Approach fra OSPAR), hvor risikovurderinger blir brukt for å kunne sette inn tiltak der det er mest miljøeffektivt og samtidig gir en fornuftig balanse mellom kost og nytte.

Nullutslippsarbeidet har medført en betydelig reduksjon av olje og kjemikalier sluppet ut til havet. Mengde olje til sjø er redusert ved reinjeksjon på mange felt og det er investert betydelige beløp i rensing av vann før utslipp. For kjemikalier er de mest miljøfarlige tilsatte kjemikaliene redusert med over 99 prosent, et resultat som ble oppnådd allerede før 2010. Allikevel forsetter operatørene arbeidet med utfasing av miljøfarlige kjemikalier. Utslippene av kjemikalier i fargekategoriene røde og svarte utgjorde henholdsvis 0,14 prosent og 0,004 prosent av de totale utslippene i 2018.

Den potensielle miljørisikoen knyttet til utslipp av produsert vann vurderes for det enkelte felt gjennom analyser og modellberegninger og uttrykkes som EIF (Environmental Impact Factor). Olje i produsertvann utgjør en svært liten andel av risikobildet forbundet med utslippet, mens tilsatte kjemikalier kan gi større bidrag. EIF faktoren er knyttet til et spesifikt utslipp og formålet er å vurdere hvilke komponenter i produsert vann som bidrar til risiko og derved gi grunnlag for substitusjon av kjemikalier som inneholder disse komponentene. Fra 2010-2017 har EIF for produsert vann blitt oppdatert gjennom DREAM-JIP charter og gjennom arbeidet med OSPARs Risk Based Approach (RBA), som inkluderer reviderte PNEC-verdier (PNEC: Predicted No Effect Concentration) i tråd med marine miljørisiko-vurderinger (ECHA 2008).

Forskning og EIF beregningene viser at enkelte tilsatte kjemikalier og naturlige komponenter fra berggrunnen som slippes ut sammen med produsert vann, har potensielle til skadelige effekter på vannlevende organismer, men bare ved konsentrasjoner som bare finnes nær utslippspunktet, innen en avstand på noen få hundre meter til kanskje tusen meter. Tilsatte kjemikalier som bidrar til miljørisiko, er gjenstand for jevnlig vurderinger og substitusjon (se kapittel 4.4).

Resultatene fra vannsøyleovervåkingen på sokkelen bekrefter at det ikke kan påvises negative virkninger fra utslippene utover nærområdet.

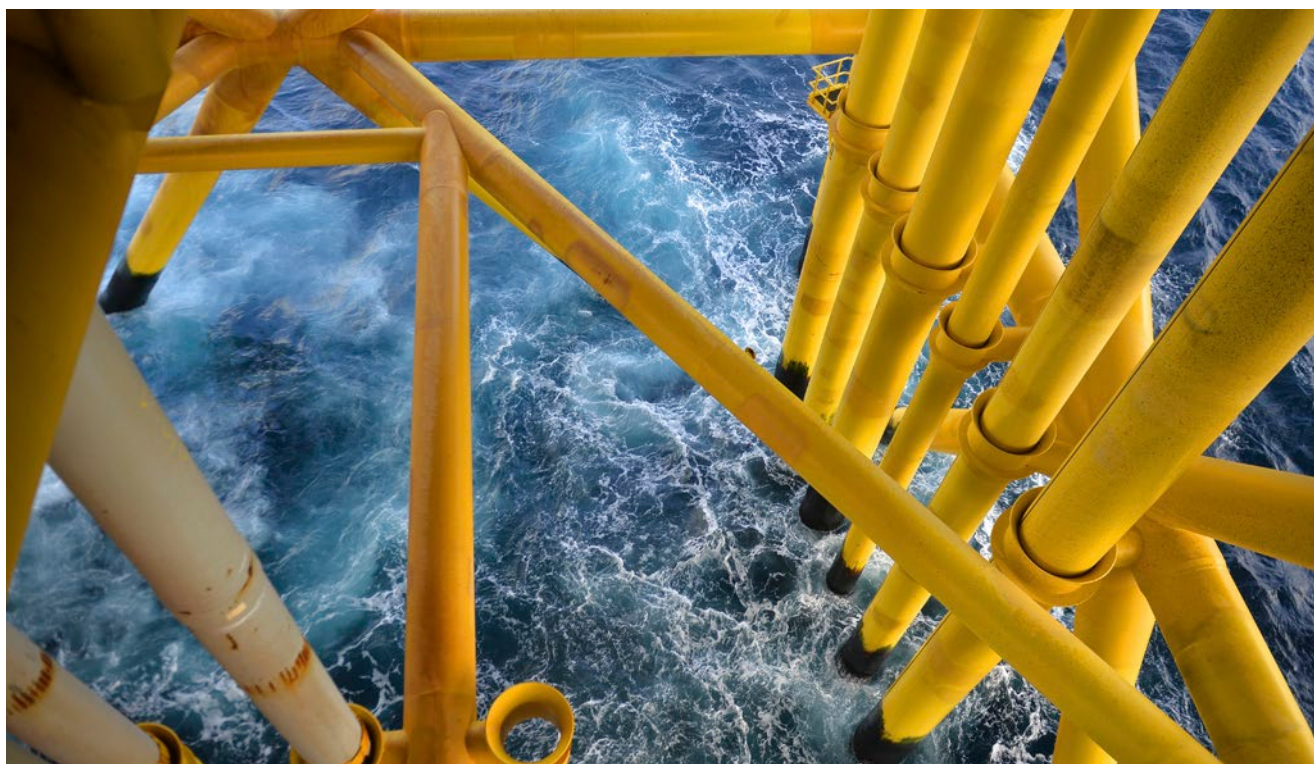
Betydelige investeringer i renseteknologi og injeksjon er gjort for å redusere utslipp av olje fra produsertvann. De fleste feltene har utslipp langt under utslippskravet på 30 mg/l, mens noen få felt har, av ulike årsaker, problemer med stabil drift av injeksjonsanlegg og renseprosesser og har derfor et noe høyere nivå, spesielt ved innfasing av nye brønnstrømmer.

DNV GL har på vegne av Norsk olje og gass gjennomgått utslippsdata og renseteknologier på norsk sokkel. Resultatene understreker fakta som tidligere er rapportert også av miljømyndighetene:

- Enkelte felt kan oppnå god renseeffekt med enkle teknikker, mens andre felt har mer utfordrende forhold, og krever ytterligere tiltak. Selv med slike tiltak implementert, kan variasjon i betingelser medføre store svingninger i renseeffekt.
- Ulike renseteknikker har begrensninger som har sammenheng med de operasjonelle betingelsene, herunder oljetype, vannkvalitet, vannvolum, endringer i trykkforhold, kjemikaliebruk, innfasing av brønnstrøm fra andre felt, etc.
- En teknikk som gir god renseeffekt ett sted kan således være mindre egnet eller uegnet andre steder.
- Det kan være betydelig variasjon i rensegrad over tid; fra en måned til en annen og mellom år, som følge av svingninger i driftsbetingelsene.

Risk Based Approach-arbeidet under OSPAR startet med Offshore Industry Committee (OIC) Decision i 2008. En holistisk tilnærming og retningslinje for arbeidet ble utviklet i 2012. Retningslinjene anbefalte at risikoen skulle bli karakterisert ved:

- Whole Effluent Testing, WET
- Substansbasert tilnærming ved EIF
- eller en kombinasjon av de to



RBA-kampanjen ble vedtatt gjennomført på norsk sokkel i perioden 2013 til 2019.

Dette arbeidet har blitt utført ved Whole Effluent Testing, WET ved å innhente produsertvannprøver fra 25 felt offshore på norsk sokkel med EIF større enn 10. Vannprøvene har blitt analysert kjemisk og testet på bakterier (Microtox), veksthemming hos planteplankton (*Skeletonema costatum*) og mortalitet hos krepsdyr (*Acartia tonsa*). Det ble etablert en protokoll for utførelse av dette arbeidet, som omfatter kontroll av pH, saltholdighet, oksygen, partikler, ammonium, nitritt og sulfitt. Det ble konkludert med at WET-testene ble gjennomført med større og mindre suksess. Det er krevende med transport av prøver til lab og testing innenfor tidsfristen på 48 timer. Toks-test på kjemisk krevende komplekse væsker med bakteriell nedbrytning med kritisk lave oksygennivåer har forekommet. Akseptkriteriene i WET-testene ble ikke møtt for 50 til 60 prosent av alge- og zooplankton-testene og 20 prosent av bakterietestene.

Testene har potensielt blitt påvirket med hensyn til toksisitet i ca. 30 prosent av WET-testene.

Microtox er den mest pålitelige og mest kost-effektive WET-testen. Den kan gjennomføres offshore eller på lab på land.

Blant de endelige konklusjoner ved sammenligning av WET med substansbasert risiko (SB) for det norske arbeidet de siste årene er:

- Risiko mellom WET og SB varierte med en faktor < 2 for 16 av 25 felt, dvs. 64 prosent
- Det var marginal forskjell i avstand mellom WET og SB HC50
- Det anbefales å følge SB RBA med kalkulasjon av EIF som hovedsporet på norsk sokkel
- Se på bakterie-test, Microtox eller tilsvarende som mulig test offshore
- Revurdere og oppdatere WET-test protokollen mht. test på vannprøver

OSPAR vil gjennomføre en workshop sent i juni 2019 i Oslo. Endelige anbefalinger er ventet i 2020.

Miljødirektoratet ga Ekspertgruppen i oppdrag å gi en oversikt over hvorvidt det kan forventes effekter eller høyere miljørisiko for utslipp av produsert vannutslipp i Barentshavet og arktiske forhold enn på kontinentalsokkelen for øvrig i Norskehavet og Nordsjøen. Basert på den informasjonen som ble samlet inn er det ikke grunn til å tro at det er et systematisk mønster som sier at organismer og økosystemer i Barentshavet er signifikant mer sensitive for kjemiske forurensninger og økotoksikologiske effekter enn ellers på sokkelen. Dette er i samråd med funn som ble gjort i PROOFNY-arbeidet under Havet og kysten programmet.

4.5 UTILSIKTEDE UTSLIPP TIL SJØ

Utsiktede utslipp defineres som ikke-planlagte utslipp, som inntreffer plutselig og ikke er tillatt. Mulige miljøkonsekvenser av slike utslipp vil avhenge av utslippets egenskaper, mengde og tid/sted for utslippet. Slike utslipp er ofte omtalt som akutte hvorav utslipp av olje som det mest omtalte i media. Antall utslipp fra norsk sokkel har vist en nedadgående trend over mange år. I 2018 var det 4 utslipp av råolje med volum større enn 1 m³.

Utsiktede utslipp blir klassifisert i tre hovedkategorier:

- Olje: diesel, fyringsolje, råolje, spillolje og andre oljer
- Kjemikalier og borevæsker
- Utslipp til luft

Olje- og gassindustrien i Norge har stort fokus på innføring av forebyggende tiltak som kan redusere antall hendelser som resulterer i utsiktede utslipp. Alle utslipp ned til mindre enn en liter rapporteres inn til Miljødirektoratet i den årlige utslippsrapporteringen.

UTILSIKTEDE UTSLIPP AV OLJE

Totalt antall utsiktede utslipp av alle typer olje har generelt gått nedover de siste 20 årene. Den markerte nedgangen i antall utslipp fra 2013 til 2014 skyldes en presisering av regelverket slik at det ble færre utslipp av olje mindre enn 50 liter, mens antall utsiktede utslipp av kjemikalier økte tilsvarende. I 2018 var det 47 hendelser som medførte utslipp av olje mot 46 i 2017. Ser man bare på utslipp større enn 50 liter, har det vært en jevn nedgang i antallet siden 1997, men de siste årene har det variert mellom 10 og 20 utslipp. I 2018 var det 13 utslipp større enn 50 liter olje og 5 større enn 1 m³. Det største var på 13 m³.

Ser man bare på utslipp av råolje er det en klar nedadgående trend over de siste 10 år. Etter 2013 har det totale antallet ligget rundt 50 utslipp. I 2018 var det 24 slike utslipp, hvorav 4 utslipp med volum over 1 m³.

Det totale utslippsvolumet av olje fra utsiktede oljeutslipp varierer i betydelig grad fra år til år. Statistikken preges av store enkelthendelser. I 2007 skjedde det nest største oljeutslippet på norsk sokkel på vel 4000 m³, mens utslippene etter dette har variert mellom 10 og 200 m³. I 2018 var det samlede volumet 37 m³.

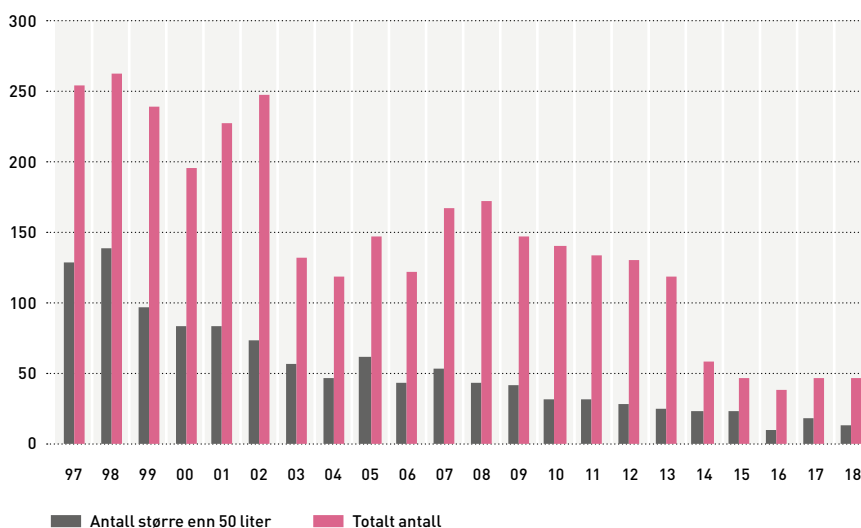
UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER

Antall utsiktede kjemikalieutslipp viser ikke tilsvarende nedadgående trend som for utsiktede utslipp av olje, men de siste fire årene har det vært en markert nedgang. Fra 2015 har det vært jevn nedgang i antall utsiktede utslipp. I 2018 var antall utslipp 128 hvorav 24 var større enn 1 m³.

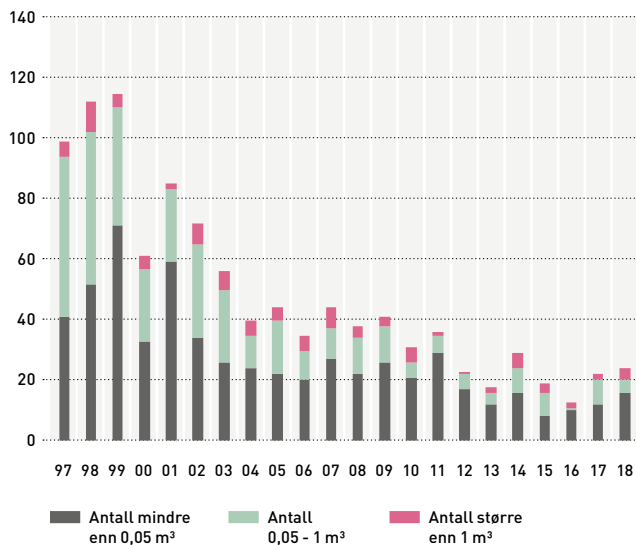
Samlet volum for utsiktede kjemikalieutslipp i 2018 var på 1026 m³. De utsiktede utslippene fordelte seg med 837 tonn grønne kjemikalier, 51 tonn gule, 1,8 tonn røde og knapt 2,8 tonn svarte.

I perioden 2007 - 2010 domineres utslippsvolumene av enkeltår hvor det har blitt oppdaget lekkasjer fra injeksjonsbrønner. Disse brønnene er nå nedstengt.

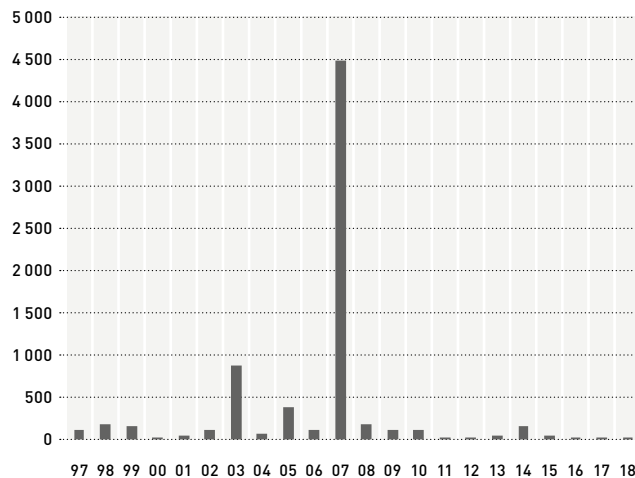
FIGUR 14 ANTALL UTILSIKTEDE UTSLIPP AV OLJE TIL SJØ PÅ NORSK SOKKEL



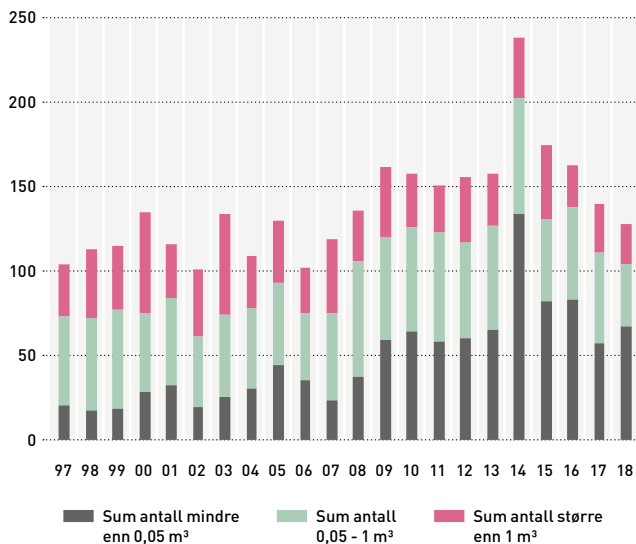
FIGUR 15 ANTALL UTILSIKTEDE UTSLIPP AV RÅOLJE TIL SJØ PÅ NORSK SØKKEL



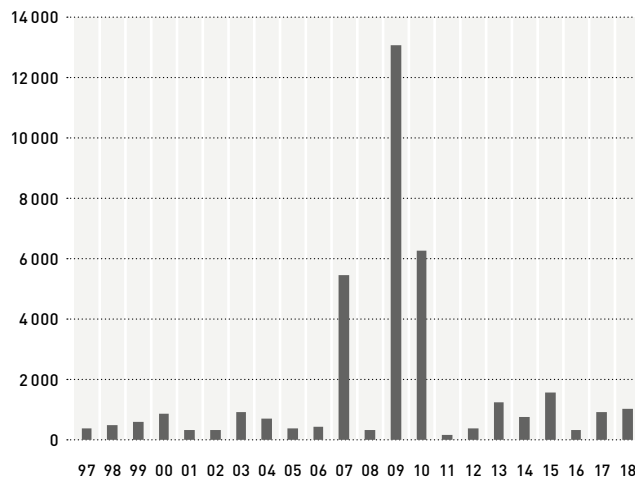
FIGUR 16 UTSLIPPSVOLUM FRA UTILSIKTEDE UTSLIPP AV OLJE PÅ NORSK SØKKEL (M³)



FIGUR 17 ANTALL UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER PÅ NORSK SØKKEL FORDELT PÅ TRE UTSLIPPSSTØRRELSER



FIGUR 18 SAMLET VOLUM AV UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER (M³)



5

HAVMILJØET, OFF-SHOREVIRKSOMHETEN OG FORVALTNING

I LIKHET MED ALL ANNEN MENNESKELIG VIRKSOMHET INNEBÆRER UTVINNING AV OLJE OG GASS EN RISIKO FOR PÅVIRKNING AV MILJØET. PÅVIRKNING KAN OPPSTÅ BÅDE SOM FØLGE AV OPERASJONELLE UTSLIPP, HENDELSER SOM FØRER TIL UTILSIKTEDE UTSLIPP TIL SJØ OG FYSISKE INNGREP.



Det er tre store næringer i havområdet Norge som alle kan påvirke miljøet er fiskeri, skipstrafikk og petroleumsvirksomhet. Det er derfor etablert såkalte helhetlige forvaltningsplaner for de tre havområdene Barentshavet, Norskehavet og Nordsjøen/Skagerrak. Formålet med disse er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser og økosystemtjenester og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte, produktivitet og naturmangfold.

Petroleumsnæringen har hele tiden støttet denne tilnærmingen, og ønsker å bidra til at grunnlaget for forvaltningen blir så godt som mulig. Den helhetlige forvaltningen må baseres på følgende:

- Likebehandling av næringer
- Verdiskaping som viktig element
- Praktisering av føre-var prinsippet i henhold til Naturmangfoldsloven
- Involvering av interessegrupper

Det er nå lagt opp til at forvaltningsplanene skal revideres hvert 12. år og oppdateres hvert 4. år. I 2020 skal forvaltningsplanen for Barentshavet revideres, samtidig som faggrunnlaget for oppdatering av forvaltningsplanene for Norskehavet og Nordsjøen-Skagerrak utarbeides.

5.1 FORVALTNINGSPLAN BARENTSHAVET OG SVO-ISKANTEN

Et viktig element i den helhetlige forvaltningen er definisjon av og bruk av særlig verdifulle og sårbare områder (SVO). Hensikt og bruken av SVOene som redskap i en bærekraftig forvaltning av havområdene er godt beskrevet i den nylige sammendragsrapporten for forvaltningsplan Barentshavet.

SVOene er ment å signalisere at det må vises særlig aktsomhet, ikke at det i seg selv legges begrensning på næringsaktivitet. Eventuelle særlige krav til virksomhet må vurderes konkret. Dette er i henhold til signaler nylig gitt av Stortinget (Innst. 326 S. 2017-2018).

En viktig og omdiskutert SVO i Barentshavet er iskanten. SVO-iskantsonen beskrives både i sammendragsrapporten og de under-

liggende rapporter som en svært dynamisk enhet, en beskrivelse petroleumsnæringen støtter. Området i iskantsonen og ut mot åpent hav er et viktig dynamisk økosystem med en sårbarhet som varierer med årstidene. Sonen er i forvaltningssammenheng avgrenset mellom mer enn 15 prosent og mindre enn 80 prosent isdekke. Økosystemet er hovedsakelig knyttet til iskantsonen som har en utstrekning med forhøyet primærproduksjon på ca 20-50

km om våren/tidlig sommeren. Det er viktig å få klarhet i sammenhengen mellom størrelse på sårbart område og iskantsonens utbredelse.

Faglig forum foreslår at SVO-iskantsonen, tross sin dynamiske karakter, skal avgrenses som et statisk område. Det er foreslått to alternative avgrensninger sørover, enten med en isfrekvens på 0,5 prosent eller alternativt med den eksisterende avgrens-





ningen 30 prosent. Begge er basert på en statistisk periode på siste 30 år. Det er gjerne april måned hvor man har den største utbredelsen av is.

Et argument som benyttes for den nye definisjonen på 0,5 prosent isfrekvens er at bunndyrssamfunnene i disse områdene i stor grad er avhengige av den høye biologiske produksjonen som følger iskanten når den smelter og trekker seg nordover. Faglig forum påpeker riktignok at det er en betydelig grad av usikkerhet i dette, både i forhold til andre viktige faktorer for bunndyrene som dyp, strømhastighet og sedimentets karakter. Allikevel hevder deler av faglig forum at basert på denne usikkerheten og mangel på kunnskap om biologiske sammenhenger at definisjonen av iskanten bør endres til å omfatte 0,5 prosent frekvens for isdekke.

Petroleumsnæringen mener dette innebærer en føre-var tilnærming som er svært konservativ, spesielt sett i lys av hvordan naturmangfoldsloven med underlagsdokumenter beskriver og avgrenser føre-var prinsippet. Hvis føre-var-prinsippet skal anvendes må aktuelle vitenskapelige vurderinger indikere at det er grunn til bekymring for at det inntreffer en betydelig eller irreversibel skade på miljøet som er i strid med den beskyttelse som er nødvendig eller er politisk besluttet. Skadepotensialet og sårbarheten til bunnsamfunnene er ikke belyst i underlagsrapportene fra Faglig forum eller i sammendragsrapporten. Det er kun gitt en beskrivelse at benthos kan påvirkes

av produksjonen i iskanten de gangene den foreligger. En slik beskrivelse er ikke i tråd med de siste publikasjonene som foreligger angående bunndyrssammensetningen i iskantsonen og heller ikke rapporter og studier som foreligger om påvirkning av disse havområdene. Tvert imot indikerer flere studier at bunnsamfunnene i iskantsonen er robuste og viser god motstandsdyktighet mot blant annet bunntråling. Tilsvarende studier av bunnsfauna fra sørlige Barentshavet viser at bunnsamfunnene i havområdet restitueres raskt etter en forstyrrelse.

Iskantsonen er et dynamisk system som kan observeres, måles og varsles. Fra det faglige grunnlaget, kan det se ut som man vurderer sårbarheten for et område som nesten aldri erfarer is som like stor som et område som ofte erfarer is. Det er vår anbefaling at det tydelig skilles mellom områder hvor is forekommer ofte og områder hvor is i praksis aldri forekommer. Dette gjøres etter vårt syn best gjennom en SVO dynamisk iskantsone som er støttet opp av et rammeverk for regulering av operasjonell virksomhet slik at sårbare ressurser er ivaretatt til enhver tid.

Forvaltningsplanen gir i dag en avgrensning av SVO iskant basert på 30 prosent isfrekvens. Slik avgrensningen fungerer i praksis, gir denne tilnærmingen en begrensning på aktivitet i områder som ofte har is, mens den gir åpning for aktivitet i områder som sjelden erfarer is.

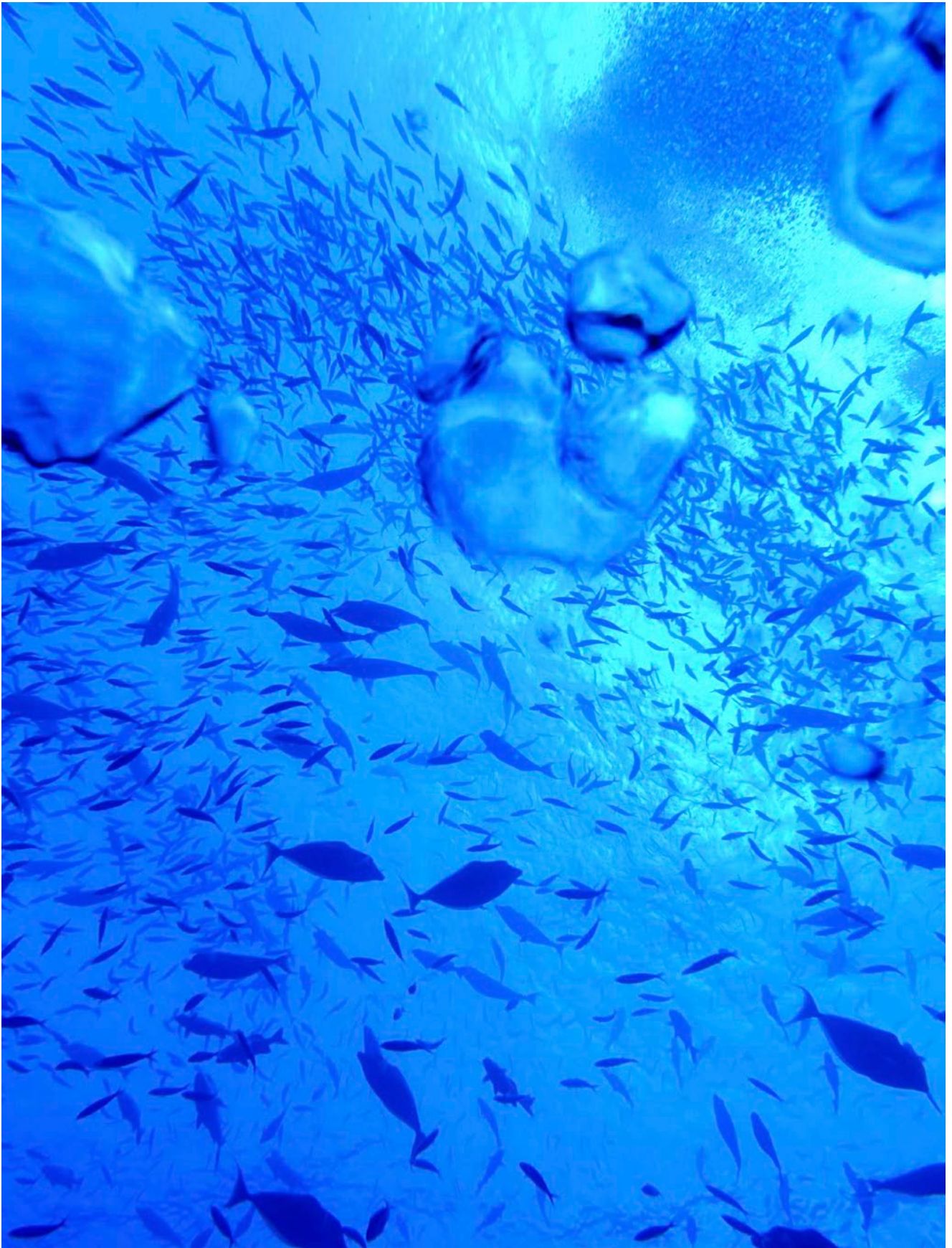
For petroleumsindustrien er denne begrensningen operasjonalisert gjennom følgende:

■ **For leteboring:** begrensning i operasjonsvindu (operasjoner kun tillatt mellom 16. juni til 14. desember) for å unngå sårbare perioder. I tillegg må aktiviteten stoppe dersom iskanten (definert som observert iskant) kommer nærmere enn 50 km (ref kap 7.10 i rapporten). I tillegg har operatørene iverksatt ekstra tiltak innen oljevernberedskap.

■ **For utbygging og produksjon:** Petroleumsindustrien vil adressere potensiell tilstedeværelse av iskant i anleggsdesign og operasjonsfilosofi. Det er allerede investert betydelig i teknologiutvikling for å kunne møte disse utfordringene, selv om eventuelt produksjon i disse områdene ikke vil være aktuelt før om 8-10 år.

En videreføring av dagens avgrensninger vil etter industriens syn være hensiktsmessig, forutsatt at den ivaretar de sårbare ressursene i tilstrekkelig grad.

Fra et miljørisikoperspektiv ville det være hensiktsmessig å definere en SVO variabel iskantsone som er støttet opp av et rammeverk for regulering av operasjonell virksomhet slik at sårbare ressurser er ivaretatt til enhver tid. Da det i tillegg er behov for å angi en geografisk avgrensning av fysisk iskant (i kart) bør denne angis som de områdene som har en viss sannsynlighet for å erfare is. En slik grense vil være naturlig å angi som foreslåtte 30 prosent isfrekvens.



5.2 MILJØRISIKO OG FØRE-VAR

Ved oppdateringen og revisjonen av forvaltningsplanene er det også utarbeidet en vurdering av miljørisikoen knyttet til de tre næringene skipsfart, fiskeri og petroleum. I beskrivelsen og vurderingen av risiko gir sammen-dragsrapporten en situasjonsbeskrivelse som industrien kjenner seg godt igjen i, både ut i fra egne operasjonelle erfaringer, eksisterende kunnskap og ikke minst hva ansvarlige myndighetsorganer tidligere har beskrevet.

Historiske data fra norsk sokkel viser at det i løpet av 50 års olje- og gassvirk-somhet ikke har skjedd noen utilsiktede utslipp som har medført skade av betydning på miljøet, verken fra offshorevirk-somheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. Operatørene på norsk sokkel gjennomfører omfattende vurderinger og analyser som grunnlag for valg av teknologi og tiltak som fore-bygger og reduserer sannsynligheten for ulykker.

Valg av riktig tiltak for å redusere miljø-risiko forutsetter god kunnskap om hvilke miljøressurser som kan bli eksponert og hvor sårbare de er for den aktuelle påvirkningen. Det handler både om kunnskap om når miljøressursene er mest sårbare, når de er tilstede og hvilke aktiviteter som medfører høyest miljø-risiko. Det har derfor vært en prioritert oppgave for olje- og gassnæringen å bidra til å øke kunnskapen om faktiske skade-potensialer og utvikle metoder for å formidle dette på en måte som gir et tilfredsstillende bilde av utfallsrom og usikkerheter. Eksempler på slike aktivi-teter er kartlegging av sjøfugl (f.eks. programmene SEAPOP og SEATRACK), forskning på effekter på fisk og andre ressurser i vannmassene (blant annet PROOFNY og SYMBIOSES) og forskning og utvikling av modeller for å predikere tilstedeværelse av sjøfugl og sjøpattedyr (for eksempel ERA akutt og MARAMBS).

Vi har nylig fått bidrag fra Norges Forskningsråd til en videreutvikling av modellverktøyet vi benytter for analyse av miljørisiko (ERA akutt) slik at det også skal kunne håndtere dynamiske miljø-

ressurser som iskant og sjøfugl på åpent hav. Dette vil ytterligere bedre næringens styring av risiko i tilknytning til sårbarhet og miljøressurser.

Det er ofte en usikkerhet om det vil oppstå en miljøskade som følge av en aktivitet og eventuell hvor stor denne kan bli. I grunnlagsrapporten om risiko og beredskap utarbeidet som underlag for revisjon av forvaltningsplanen for Barentshavet, er det gitt omfattende kommentarer knyttet til prinsippene rundt risikostyring og usikkerhet i rela-sjon til petroleumsvirksomheten, mens det for de øvrige aktivitetene (skipsfart og fiskeri) er benyttet en mer tradisjonell sannsynlighetstilnærming. En mer en-hetlig tilnærming for alle de tre aktivi-tetene ville gitt et bedre grunnlag for å sammenlikne hvilken risiko de ulike næringene i realiteten representerer og derved gitt et bedre grunnlag for god helhetlig forvaltning.

Rapporten har stort fokus på at det er stor usikkerhet både i metodikk og datagrunnlag for petroleumsvirksom-heten. Dette gjentas flere steder i doku-mentet, uten å erkjenne at noe av usik-kerheten også håndteres gjennom konservatisme i selskapenes risikobe-regninger. Større usikkerhet håndteres ofte av sikkerhetsfaktorer og konserva-tisme i valg underveis i beregningene. I tillegg vektlegges i liten grad den bety-delige innsatsen innen kunnskapsinn-henting for å redusere usikkerheter i datagrunnlag. En slik overdreven vekt-legging av usikkerhet i faktagrunnlaget til forvaltningsplanene kan føre til feil bruk av føre-var tilnærmingen på et

beslutningsnivå. Føre-var skal ikke brukes «for sikkerhets skyld» ved generell eller hypotetisk usikkerhet. Det må foreligge indikasjoner (funn eller observasjoner) som gir grunnlag for en reell risikovur-dering.

Ivaretagelsen av en føre-var-tilnærming hører hjemme på et beslutningsnivå. Prinsippet skal sikre at det tas høyde for usikkerhetene i et faglig, faktabasert og vitenskapelig underbygget beslutnings-underlag. Det er ikke hensiktsmessig at føre-var-prinsippet trekkes inn i det vitenskapelige underlaget og presenteres for beslutningstakere som et forstørret skadepotensiale, utvidelse av utfalls-rommet eller en angitt økt usikkerhet. Vitenskapens og de vitenskapelige institusjoners rolle er å frambringe den beste faglige forståelse og de riktigst mulige estimerer der en også synliggjør det faktiske utfallsrommet og den usik-kerheten som materialet tilsier.

Føre-var-prinsippet innebærer ikke at risikoen skal være null. Innen forvalt-ningsområder der føre-var-prinsippet er godt innarbeidet i beslutningsproses-sene er beslutninger også basert på en aksept for risiko, og føre-var sees i sammenheng med vurderinger av kost-nytte.

Det har vært en prioritert oppgave for petroleumsnæringen å bidra til å øke kunnskapen om faktiske skadepotensialer og å utvikle metoder for å formidle dette på en måte som gir et fullt bilde av utfallsrom og usikkerheter.

5.3 MILJØOVERVÅKING

Næringen har brukt betydelige ressurser for å forstå hvilke utslipp som kan føre til effekter, slik at de mest effektive tiltakene kan iverksettes. Denne innsatsen omfatter kartlegging og overvåkning av miljøet for å vurdere tilstanden, utvikling av bedre metoder innen miljøovervåking, og forskning. Operatørene på norsk sokkel har overvåket miljøet med formål å finne effekter av utslipp fra utslippene siden tidlig 70-tallet. Fra midten av 90-tallet ble overvåkingen standardisert basert på en regional tilnærming. Alle data er lagret i en database for bruk av forskere og myndighetene.

Tiltak omfatter både forebyggende tiltak (forhindrer at hendelser som medfører sannsynlighet for miljøskade, skjer) og konsekvensreducerende tiltak som utskiftning (såkalt substitusjon) av kjemikalier (se kapittel 4.4) og oljevernberedskap.

En viktig del av dette arbeidet er den årlige omfattende overvåkingen av miljøet

på sokkelen. Målet med overvåkingen er å dokumentere miljøtilstand og utvikling, både som følge av menneskeskapt påvirkning og naturlige variasjoner. Det pågår i tillegg en betydelig forskningsaktivitet i regi av enkeltelskaper. Dette omfatter både utvikling av overvåkningsmetodikk og bedre forståelse av påvirkning på det marine miljø fra petroleumsnæringens utslipp.

Overvåkingen omfatter undersøkelser i vannmassene/vannsøylen, bunnsedimenter og bunnlevende dyr. I tillegg gjennomføres visuell kartlegging av sjøbunnen i områder med forekomster av antatt spesielt sårbare dyregrupper, som koraller og svamp.



5.3.1 VANNSØYLEOVERVÅKING

Produsert vann som slippes til sjø inneholder både naturlig forekommende og tilsatte kjemiske forbindelser som kan være skadelige for marine organismer.

Miljødirektoratet har revidert veileder M-300 for vannsøyleovervåkingen. Det anbefales nå å gjøre en større overvåking hvert tredje år og utføre utviklingsarbeid og laboratorieforsøk i de øvrige to år. I 2017 ble det gjennomført en omfattende undersøkelse av vannsøylen med 5 arbeidspakker med bruk av muslinger i bur, innsamling av villfisk og zooplankton, og til sist forskning- og metodeutvikling, for eksempel DNA-addukter i fisk.

- WP 1 - Effects in caged mussels, near field and regional
- WP 2 - Effects in near field populations of wild fish
- WP 3 - Effects in regional populations of wild fish

- WP 4 - Zooplankton based monitoring
- WP 5 - Method development for DNA adducts in fish (research study)

Arbeidet ble utført i et samarbeid mellom NORCE/IRIS, NIVA, Havforskningsinstituttet og SINTEF. Blant de foreløpige resultater som ble presentert i Forum for offshore miljø-overvåking i oktober 2018 kan nevnes:

WP 4 var pelagisk vannsøyleovervåking ved bruk av rauåte – *Calanus finmarchicus* – SINTEF. Målsettingen er å evaluere potensiale for effekter av produsert vann på zooplankton i felt fra 4 stasjoner, hvorav 1 referanse.

- Fluorescence mikroskopi ga ikke noe signal
- Lave PAH-konsentrasjoner, men klare stasjonsspesifikke PAH-profiler

- Videre arbeid med GCxGC-data for å evaluere eksponering for andre komponenter og kjemikalier
- Metabolomics (NMR) skiller ikke stasjonene
- Nesten alle PAH'ene som ble analysert for ble funnet i *Calanus*-prøver
- Konsentrasjonene ser ut til å være relativt lave sammenlignet med lab-studier
- Noen data tilsier at *Calanus* kan ha evnen til å metabolisere oljekomponenter/kjemikalier
- Stasjonsspesifikke signaler relatert til lipidmetabolisme korrelerer med PAH-profiler, noe som kan tyde på effekter av produsert vann/PAHer
- Bør kjøre tilsvarende statistikk med GCxGC- og LC-qToFMS-data
- Monitorering bør vurderes videre også mhp. trofisk transport til fisk og andre organismer

5.3.2 HAVBUNNSUNDERSØKELSER

Miljøovervåkingen har pågått siden tidlig på 70-tallet. På slutten av 1980-tallet ble det arrangert et større arbeidsmøte med forskere, myndigheter og industri. Her ble det lagt grunnlag for en mer systematisert gjennomføring av sedimentovervåkingen.

En regional tilnærming med overvåking av hver region hvert tredje år, ble innført i 1996. I tillegg må alle felt som skal settes i drift, gjennomføre en grunnlagsundersøkelse før oppstart for å dokumentere naturlig miljøtilstand på feltet. Totalt er norsk sokkel delt inn i elleve geografiske regioner for overvåking av sjøbunnen. Overvåkingen blir gjennomført i henhold til standarder beskrevet i Miljødirektoratets veileder. Omfanget av overvåkingen

skal relateres til petroleumsaktiviteten til havs i de enkelte regionene. Arbeidet blir gjennomført av uavhengige konsulenter. Omfang, benyttede metoder og resultater blir gjennomgått og kvalitets-sikret av en ekspertgruppe på vegne av Miljødirektoratet.

Bunnhabitatovervåkingen består i å ta prøver av sjøbunnen, vanligvis med bruk av en grabb, og deretter analysere sedimentet med hensyn til fysisk, kjemisk og biologisk tilstand. Enkelte stasjoner har vært undersøkt jevnlig over mer enn 30 år og datamaterialet er derfor svært verdifullt både for forskere og myndigheter for å vurdere både naturlige og menneskeskapte endringer i miljøet over tid. Det er derfor av stor interesse å kunne

benytte dette materialet i forvaltningsarbeidet til myndighetene i tillegg til data fra det store kartleggingsprogrammet MAREANO. I 2015-17 ble det gjennomført et prosjekt for å vurdere sammenlignbarheten i de to datamaterialene, som følge av bruk av grabber med forskjellig størrelse, hhv. 0,1 m² og 0,25 m². Undersøkelsen konkluderte blant annet med:

- På grunt vann (<500 m) bør Mareano benytte Norsk Standard (0,1 m² vanVeen grabb)
- Resultatene fra geologi og kjemi vil sannsynligvis kunne anvendes ved bruk av Mareano's grabb, men de faunistiske dataene kan ikke det.



Overvåkingsprogrammet er et av de mest omfattende som gjennomføres regelmessig av havbunnen i Nord-Atlanteren. Det dekker anslagsvis 1000 stasjoner på norsk sokkel, hvorav ca. 700 ligger i Nordsjøen. Etter at produksjonsfasen er avsluttet gjennomføres det ytterligere to overvåkings-undersøkelser med tre års mellomrom for å observere hvordan utviklingen går på feltet etter av alle utslipp er stoppet.

Alle data er lagret i en database (MOD) som er tilgjengelig for forskere og myndigheter. MOD har blitt modernisert og er lagt over på en bedre dataplattform i 2016. Den nye utgaven er nå ferdigstilt. Databasen skal også utveksle data med Norsk Marint Data Center (NMDC) som har en lang rekke partnere (www.nmdc.no).

Det er gjennomført en rekke store forskningsprosjekter og -programmer hvor uavhengige forskere har undersøkt mulige effekter av olje- og gassindustriens utslipp til sjø. Her kan nevnes Norges Forskningsråd program Marinforsk som begynte i 2015, og tidligere Havet og Kysten (PROOF/PROOFNY) som har pågått i mer enn ti år. Resultatene fra miljøovervåkingen er benyttet i en rekke vitenskapelige artikler.

Oppsummeringene fra PROOFNY konkluderer med at potensialet for miljøskade fra utslippene gjennomgående er moderat, og at de konsentrasjonene som har gitt effekter i laboratoriestudier forekommer normalt ikke lengre fra utslippspunktene enn i størrelsesorden en kilometer og normalt bare noen hundre meter fra utslippspunktet. Effekter av utslipp fra boreoperasjoner er bare detekterbare i nærområdet til borelokasjon.

Etter at disse publikasjonene ble utgitt, er prosjektet "Barents Sea drill cuttings research initiative" gjennomført. Prosjektet er initiert av ENI Norge og har en tidsramme på 5 år.

Foreløpige konklusjoner er at boreoperasjoner med utslipp av vannbasert borekaks forårsaker lokale effekter, som reduksjon i oksygeninnivå og reduksjon i antall arter i faunaen. Skalaen er imidlertid begrenset til nærområdet for utslippene (mindre enn 300 m) og med størst effekt de første tre årene etter utslippet. Området som visuelt viser påvirkning, ligger for nye brønner innenfor 100 – 200 m. Eldre brønner viser slike effekter i en avstand på bare 10 – 30 meter noe som viser at det er en relativt hurtig reetablering av normal fauna.

5.3.3 UNDERSØKELSER OG VURDERING AV SÅRBARE BUNNDYRSOMRÅDER

I områder hvor det er mulig forekomst av organismer som ut fra en føre-var betraktning om alvorlig eller irreversibel skade, er ansett spesielt sårbare for bore-utslipp, gjennomføres visuelle undersøkelser før leteboring tillates. Dette kan for eksempel gjelde områder med stor utbredelse av svamp og/eller koraller. Norsk olje og gass har engasjert DNV GL til å oppdatere veilederen våren 2019 og legger stor vekt på risikovurderinger og avbøtende tiltak som reduserer mulige effekter til et minimum for både svamp- og korallområder. Effektene av å bruke en risikobasert tilnærming har gitt gode resultater. Dette er vist ved en rekke leteboringer i løpet av de siste årene. Målsettingen med en slik veileder er å unngå fysisk skade på blant annet korallrev og svampområder.

I 2018 ble resultatene fra 2017-toktet i Barentshavet presentert. Totalt ble 23 lokaliteter besøkt med bruk av samme teknologi som i foregående år. Substratet i området er dominert av mudderbunn, men med innslag av grus og stein. Det ble registrert svamp på bløtbunn og hardbunn, med ulik grad av tetthet. Analysene og vurderingene viste at samfunnene var inndelt i tre hovedgrupper, hhv. Sydvest (Askeladd og Snøhvit), dypere vann (Skruis, Kråktind og Scarecro2) og nordøst (Korpfjell og Stangnestind). Typisk er de nord-østre områdene preget av arktisk vann, mens de i sørvest ligner med på Norskehavet.

Effektene av å bruke en risikobasert tilnærming har gitt gode resultater.



6

UTSLIPP TIL LUFT

PRODUKSJONEN GIKK NOE NED MENS LETEAKTIVITETEN ØKTE I 2018 SAMMENLIGNET MED 2017. DETTE MEDFØRTE REDUSERTE UTSLIPP AV KLIMAGASSER, MEN ØKT UTSLIPP PER PRODUSERT ENHET. ØKT BRUK AV MOBILE RIGGER FØRTE TIL ØKTE NO_x UTSLIPP.



6.1 UTSLIPPSKILDER

Utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten består i all hovedsak av avgasser som inneholder CO₂, NO_x, SO_x, CH₄ og nmVOC fra ulike typer forbrenningsutstyr. Utslipp til luft blir i de fleste tilfeller beregnet ut fra mengden av brenngass og diesel som er brukt på innretningene. Utslippsfaktorene bygger på målinger fra leverandører, standardfaktorer som er utarbeidet av bransjen selv eller feltspesifikke målinger og utregninger.

Hovedkildene til utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten er:

- Brenngasseksos fra gassturbiner, motorer og kjeler
- Deseleksos fra turbiner, motorer og kjeler
- Gassfakling
- Brenning av olje og gass i forbindelse med brønntesting og brønnvedlikehold

Andre kilder til utslipp av hydrokarbongasser (CH₄ og nmVOC):

- Gassventilering, mindre lekkasjer og diffuse utslipp
- Avdamping av hydrokarbongasser fra lagring og lasting av råolje offshore

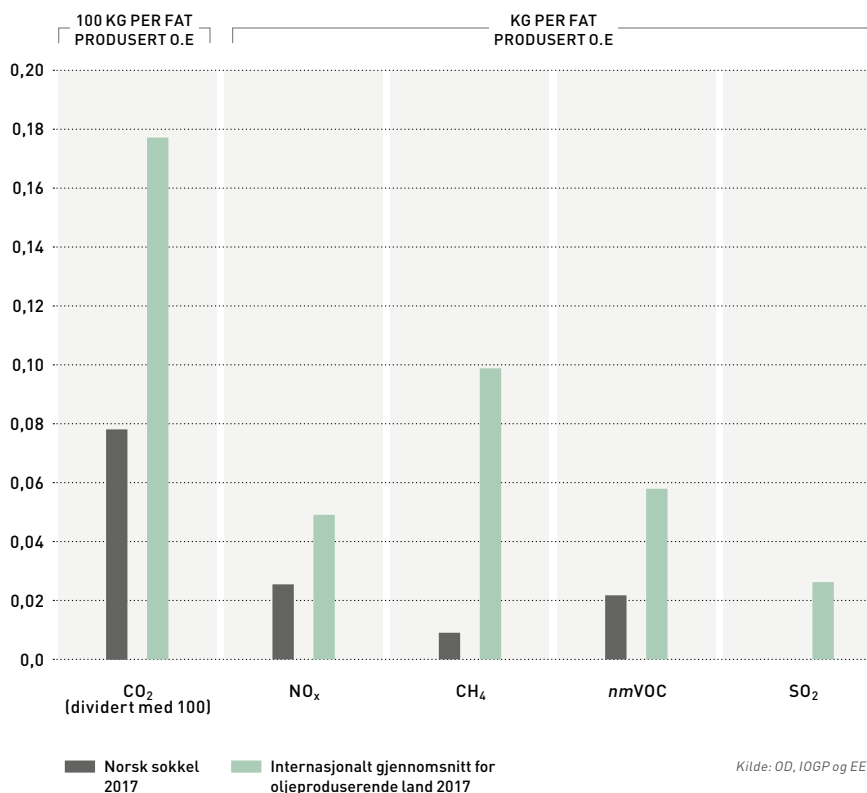
Kraftproduksjon med bruk av naturgass og diesel som brensel er hovedkilden til utslippene av CO₂ og NO_x. Disse utslippene er hovedsakelig avhengig av energiforbruket på innretningene og av hvor effektiv kraftproduksjonen er. Den nest største kilden er gassfakling. Fakling foregår i begrenset omfang etter bestemmelser i petroleumsloven, men er tillatt av sikkerhetsmessige årsaker i drift og i forbindelse med visse operasjonelle problemer.

De viktigste kildene for utslipp av CH₄ er diffuse utslipp og kaldventilering, for nmVOC er de viktigste kildene lasting og lagring av råolje. Utslipp av nmVOC skjer når gass ventileres til luft etter hvert som den fortrenkes av råolje i tankene.

Utslippene av SO_x er hovedsakelig forårsaket av forbrenning av svovelholdige hydrokarboner. Ettersom norsk gass generelt inneholder lite svovel, er bruk av diesel den største kilden til utslipp av SO_x. Det brukes derfor diesel med lavt svovelinnhold.

Figur 19 viser utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt per Sm³ produsert oljeekvivalent. Alle tall er fra 2017 fordi internasjonale tall for 2018 ikke er tilgjengelige per juli 2019.

FIGUR 19 UTSLIPP TIL LUFT PÅ NORSK SOKKEL SAMMENLIGNET MED INTERNASJONALT GJENNOMSNIITT (KG PER FAT O.E.)



6.2 UTSLIPP AV KLIMAGASSER

Global oppvarming er en av vår tids aller største utfordringer og omfattende reduksjoner av menneskeskapte klimagassutslipp er derfor helt nødvendig.

Under FNs klimakonferanse i Paris (COP21) ble det vedtatt ambisiøse klimamål. Paris-avtalen trådte i kraft 4. november 2016, 30 dager etter at 55 land som representerte minst 55 prosent av de globale klimagassutslippene hadde ratifisert avtalen. Landenes Nationally Determined Contributions (NDCs) blir sett på som landenes offisielle klimaplaner. Det skal gjøres opp status hvert femte år hvor målene skal vurderes, og hvor det kun er mulig å opprettholde de nasjonale ambisjonene eller sette høyere mål.

Klimakonvensjonens overordnede mål er å stabilisere konsentrasjonene av klimagasser i atmosfæren på et nivå hvor de mest alvorlige klimaendringer grunnet menneskeskapt påvirkning unngås.

Målet om at gjennomsnittstemperaturen på kloden ikke skal øke mer enn maksimalt 2 grader gjelder fortsatt og under COP21 ble det i tillegg vedtatt en ambisjon om å forsøke å begrense temperaturøkningen ned mot 1,5 grader. COP21 vedtok også at mellom 2050 og 2100 skal menneskeskapte klimagassutslipp ikke være høyere enn hva som kan absorberes i naturen og gjennom karbonfangst og -lagring. Dette vil være rammene for fremtidens lavutslippssamfunn.

Høsten 2018 kom FNs klimapanel spesialrapport om virkninger av en oppvarming på 1,5 °C sammenlignet med 2 °C og hva som skal til for å begrense oppvarmingen til 1,5 °C. I følge rapporten må de globale utslippene av klimagasser reduseres med

40-50 prosent innen 2030 for å klare å begrense økningen til 1,5 grader og i 2050 må utslippene av CO₂ være netto null.

EU har forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser med minst 40 prosent i 2030 sammenlignet med 1990. Det viktigste virkemiddelet for å nå utslippsmålet er EUs kvotehandelssystem (EU ETS). Omtrent halvparten av Norges klimagassutslipp er omfattet av kvotesystemet inkludert petroleumssektoren. Antall kvoter blir årlig redusert trinnvis for å nå et mål om 43 prosent utslippskutt i kvotepiktig sektor i 2030 sammenlignet med 2005. Norge har vedtatt tilsvarende mål for utslippsreduksjoner som EU.

6.2.1 CO₂-FANGST OG LAGRING

CO₂-fangst og lagring (CCS) er avgjørende for å nå ambisjonene satt i Paris-avtalen. Studier viser at det vil bli langt mer kostbart å nå klimamålene uten CCS. FNs spesialrapport om 1,5 °C høsten 2018 styrker ytterligere viktigheten av CCS for å nå målene.

Prosessindustri som sement og stål har foreløpig ingen andre kjente muligheter for å redusere utslippene betydelig uten CCS. I Norge har regjeringen en ambisjon om å realisere fullskala CO₂-håndteringsanlegg innen 2022. Det gjennomføres forprosjektstudier (FEED: Front End

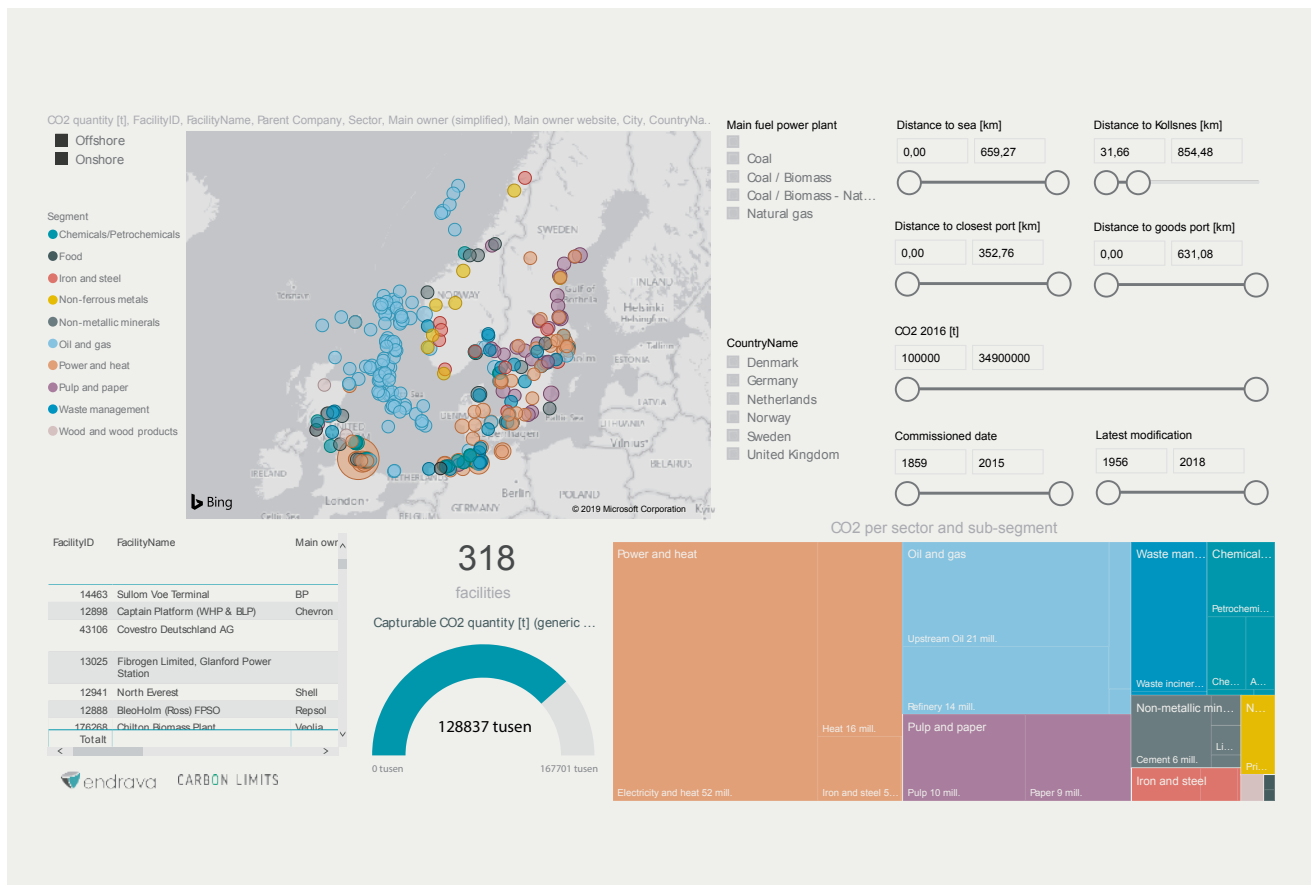
Engineering Design" på to mulige anlegg for fangst av CO₂, Norcems sementfabrikk i Brevik og Fortum Oslo Varme energigjenvinningsanlegg. Equinor, Shell og Total ferdigstiller forprosjektstudiet for transport og lagring av CO₂ under havbunnen på norsk sokkel.

I rapporten "Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO₂-håndtering i Norge" våren 2018, viser Sintef til verdiskapingsmulighetene CCS representerer for den norske prosessindustrien, produksjon av hydrogen fra naturgass hvor CO₂ lagres på norsk sokkel, eksportmuligheter av

CCS-teknologi og tjenester, lagring av CO₂ fra industrielle kilder i Europa, norske verft og rederiers potensiale ved transport av CO₂ på skip i tillegg til de arbeidsplassene som skapes ved selve fullskalaprojektet som planlegges bygget i Norge.

Multiconsult utredet i april 2019 "Hvordan gjøre CO₂ – fangst og lagring lønnsomt" om hvordan nye virkemidler kan utvikle markeder for lavkarbonprodukter. Rapporten ble utarbeidet på vegne av NHO, LO, Norsk Industri, Norsk olje og gass, Fellesforbundet og Industri og Energi.

FIGUR 20 CCS POWER BI DASHBOARD BASERT PÅ E-PRTR DATA
(ENDRAVA OG CARBON LIMITS)



Virkemidler for å fremme markeder for lavkarbonprodukter sammen med statlig støtte kan bidra til at CCS blir attraktivt for norske bedrifter. Politiske beslutninger i tråd med dette kan legge til rette for å raskere å ta i bruk karbonfangst i Nord-Europa samt berede grunnen for nye industrimuligheter for Norge. Dette vil også bidra til å redusere kostnadene ved CCS gjennom skalafordeler og lærings-effekter.

På oppdrag fra Norsk olje og gass utarbeidet Endrava og Carbon Limits i 2018 en rapport som vurderer CCS potensialet i Europa gjennom etablering av en oversikt over status for CO₂-utslipp fra stasjonære kilder i Europa og om fremtidig potensial for CCS på disse kildene.

Rapporten inkluderer utslipp fra kraft- og varmeanlegg, industri og anlegg for avfallshåndtering.

I tilknytning til rapporten ble det laget et Power BI dashbord som kan benyttes til filtrering av CCS anlegg som blant annet Northern Lights prosjektet har benyttet til kartlegging av mulige tredje-parts industrikandidater til det norske CCS verdikjedeprojektet.

Næringslivet ser på CCS-satsingen i Norge som en investering i infrastruktur for framtidig industri i et lavutslippssamfunn, men som "first in kind" vil gjennomføringen være avhengig av et statlig samarbeid med næringslivet for å få realisert prosjektet.

I tillegg til tilstrekkelig statlig støtte til det norske CCS verdikjedeprojektet er det behov for at norske myndigheter får avklart de regulatoriske utfordringene og sikrer at CO₂ transport med skip og annen type transport anerkjennes og krediteres under EU ETS på linje med transport gjennom gassrør. Norske myndigheter må også sørge for at nok medlemsland til London protokollen ratifiserer tilleggsetil artikkel 6 som tillater grensekryssende transport av CO₂ med det formål å lagre CO₂ offshore og at landene som allerede har ratifisert tilleggsetilgis midlertidig adgang til slik praksis.

6.2.2 HYDROGEN

Hydrogen er en utslippsfri energibærer som kan erstatte fossil energi særlig innenfor transport, industri og varmesektoren. På oppdrag fra Norsk olje og gass og flere andre aktører (Gassco, Innovasjon Norge, Norsk Hydrogenforum, Petoro, OED og Småkraftforeninga), som er opptatt av at hydrogensamfunnet realiseres, utarbeidet Thema Consulting Group en bred gjennomgang av hydrogen som en viktig fremtidig energibærer gjennom rapporten "Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen". Rapporten inneholder en oversikt over de ulike verdikjedene for produksjon, transport, lagring og distribusjon av hydrogen og hvilken rolle hydrogen kan spille i fremtiden.

Rapporten gir gode innspill til myndighetene i forbindelse med utarbeidelse av en norsk hydrogenstrategi. Det følgende er et utdrag av foreslåtte tiltak og virkemidler i Themas rapport:

Norge bør posisjonere seg for å levere hydrogen på det internasjonale markedet basert på norske ressurser.

- Norge bør være et foregangsland for utvikling og kommersialisering av hydrogenrettede teknologiløsninger på områder der norsk kompetanse og erfaring står steikt, herunder bruk av hydrogen som innsatsfaktor i produksjon av syntetiske produkter.

- Blått hydrogen forutsetter at CO₂-gassen lagres gjennom en verdikjede for CCS. Å få etablert en transport- og lagringsløsning for CO₂ på norsk sokkel som kan ta imot CO₂ fra blått hydrogen produsert på norsk gass, vil være et sentralt virkemiddel i arbeidet med å posisjonere norsk gass som et aktuelt råstoff for fremtidige hydrogenleveranser.

- Det er viktig at arbeidet med å klargjøre de tekniske og økonomiske forutsetningene for at deler av gasstransport-systemet på norsk sokkel kan reklassifiseres for hydrogen videreføres.

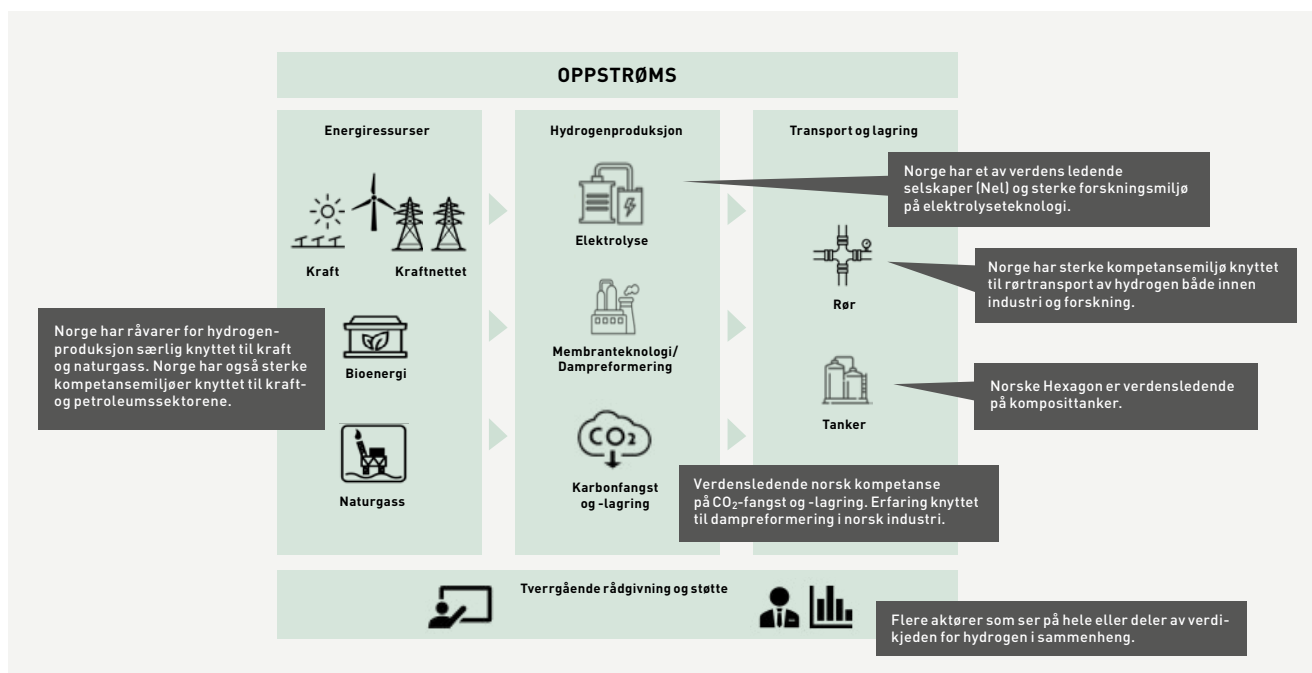
- Norske aktører, inklusiv norske myndighetsorganer, bør engasjere seg i relevante internasjonale fora for å sikre at blått og grønt hydrogen sidestilles i aktuelle markeder.

- Norge bør vurdere måter å tilrettelegge for at internasjonale bedrifter etablerer hydrogenrettet FoU til Norge.

Etter Norsk olje og gass sin vurdering er den mest effektive metoden for produksjon av lavutslippshydrogen i industriell skala, dampreformering av metan fra naturgass der CO₂ fra prosessen håndteres gjennom etablering av en verdikjede for CCS. En strategisk integrering av hydrogenproduksjon med CCS i industrielle klynger kan redusere kostnadene forbundet med dekarbonisering.

FIGUR 21 NORGE HAR GODE ENERGIRESSURSER OG STERKE KOMPETANSEMILJØER OPPSTRØMS I VERDIKJEDENE FOR HYDROGEN

Kilde: Thema Consulting Group – "Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen"



KLIMAGASSUTSLIPP FRA NORSK SOKKEL

En rekke kilder rapporterer utslippstall til luft fra norsk olje- og gassproduksjon. Imidlertid kan både de rapporterte tallene og utviklingstrenden fra år til år vise betydelige forskjeller mellom de ulike kildene. Det er flere årsaker til dette, men den klart viktigste er ulik definisjon av hvilke aktiviteter som inngår i norsk olje- og gassnæring.

- Miljørapporten fra Norsk olje og gass publiseres årlig i begynnelsen av juni og inneholder totale utslippstall fra næringen. Avgrensningen av hvilke utslipp som inngår, følger Petroleumsloven definisjoner. Dette er alle lete- og produksjonsaktiviteter på sokkelen inkludert utslipp knyttet til rørtransport av olje og gass selv om disse siste kan skje fra landanlegg som Kårstø og Kollsnes. Alle aktiviteter på Melkøya er også inkludert. Data hentes fra databasen EPIM Environment Hub (EEH) som er utviklet for å forenkle rapportering av utslippstall og oversendelse av årlige utslippsrapporter fra operatørene til myndighetene.
- Statistisk Sentralbyrå (SSB) publiserer foreløpige totaltall for hele næringen i mai, og deretter utslipp fordelt på ulike kilder innen olje- og gassutvinning i desember. Tallene rapporteres til FN under klimakonvensjonen og langtransportkonvensjonen. Utslippstallene avviker fra tall rapportert via EEH til Miljødirektoratet ved å inkludere mer av de landbaserte aktivitetene. Blant annet omfattes gassanlegget på Kårstø. Utslippstallene fra SSB vil derfor normalt være større enn tilsvarende tall basert på EEH, mens tall fra de fleste utslippskildene som regel vil være sammenlignbare. Utslippstallene fra SSB ligger også til grunn for nettsiden Miljøstatus.no.
- Miljødirektoratet har en egen database (norskeutslipp.no) som er åpen for alle og inneholder utslippstall fra alle norske kilder inkludert olje- og gassproduksjonen. Generelt er dette samme utslippstall som man finner i EEH. Imidlertid inkluderer hovedkategorien "Petroleumsvirksomhet til havs" ikke landanleggene og ikke leteaktiviteter. Totaltallene for næringen vil derfor være lavere enn de tilsvarende rapportert i Miljørapporten og SSB.

I tillegg er det også utslippstall fra den kvotepliktige delen av aktivitetene på norsk sokkel og fra den avgiftspliktige delen av norsk olje- og gassproduksjon. Begge disse har forskjellig avgrensning innbyrdes og i forhold til de tre kildene beskrevet over, og både totaltallene og tall fra ulike kilder vil derfor avvike.

6.2.3 REVISJON AV VEIKARTET FOR NORSK SOKKEL

Norsk olje og gass ferdigstilte 2017 en gjennomgang av implementerte tiltak fra alle operatører i forhold til KonKraft 2020-målet. Statusgjennomgangen viste at selskapene allerede hadde overoppfyllt 2020 målet ved utgangen av 2016. Man startet derfor regnskapsperioden mot det kvantitative utslippsreduksjonsmålet i 2030 allerede i 2017, tre år før tiden.

På bakgrunn av dette og et uttalt behov for å øke ambisjonsnivået besluttet styret

i Norsk olje og gass å igangsette en prosess for å revidere veikartet i 2019. Planen er at et revidert veikart og rapport vil foreligge i løpet av våren 2020. Representanter for oljeselskaper, leverandører samt partnere i KonKraft vil delta i prosessen som startet i mai 2019. I juni 2019 ble SINTEFS lavutslippssenter åpnet (LOWEmission Research Centre). Forskning og utvikling ved senteret vil være en viktig katalysator i oppfølgingen av veikartet.

Statusgjennomgangen viste at selskapene allerede hadde overoppfyllt 2020 målet ved utgangen av 2016.

6.2.4 KLIMAGASSUTSLIPP FRA NORSK OG INTERNASJONAL PETROLEUMSVIRKSOMHET

Figur 22 viser at totalt utslipp av klimagasser fra norsk sokkel og landanlegg under petroleumskatteloven i 2018 var 13,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, mens det i 2017 var 13,6 millioner tonn. Hovedårsaken til at utslippene har gått ned tre år på rad er en nedgang i faklingen fra eksisterende felt på sokkelen. I 2018 bidrar også reduserte utslipp fra energi-produksjonen. Metanutslippene har gått ytterligere ned i 2018 som følge av bedre rapporteringsgrunnlag med hensyn til kilder og utslippsfaktorer.

Samlede norske utslipp av CO₂-ekvivalenter i 2018 var ifølge SSB 52,9 millioner tonn (foreløpige tall) hvorav petroleumsindustriens andel utgjorde litt mer en 25%.

Norsk petroleumsproduksjon har i mange år vært verdensledende i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som CO₂-avgift, EU ETS, NO_x avgift/fond, faklingsbegrensninger i produksjonstillatelsene, utslippstillatelser med krav

om energiledelse samt krav om bruk av best tilgjengelig teknologi og vurdering av gjennomføring av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger. Sammen med en meget robust ressurs- og utvinningspolitikk har disse regulatoriske virkemidlene utløst og vil fortsette å utløse tiltak som representerer utslippsreduksjoner på norsk sokkel.

Økt utvinningsgrad på det enkelte felt vil normalt sett øke energibruken per produsert enhet. Det er derfor en betydelig prestasjon at norsk sokkel har klart å opprettholde lave utslipp per produsert enhet samtidig som utvinningsgraden har økt betydelig.

Resultatet er en norsk offshorenæring i internasjonal toppklasse med hensyn til lave CO₂-utslipp per produsert enhet (se figur 23). Samtidig ser vi at enkelte andre land etter hvert kan vise til klare utslippsforbedringer ved at de iverksetter driftsmønstre lik de vi har på norsk sokkel, for eksempel ved redusert fakling. Dette er svært positivt.

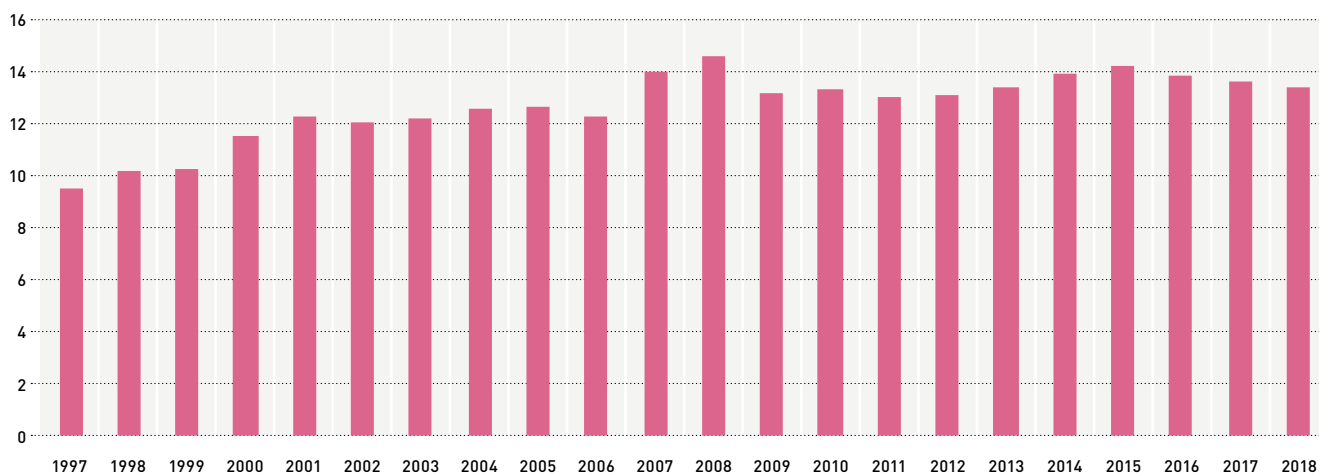
Redusert fakling er et tiltak som både reduserer CO₂-utslippene og øker energitilgangen for flere mennesker siden gassen da vil bli utnyttet fremfor å bli brent i fakkel.

I Norge rapporterer alle selskaper inn sine utslipp i henhold til strenge og detaljerte myndighetskrav. I mange andre petroleumsproduserende land er ikke dette tilfelle. I Midtøsten utgjorde produksjonen til de rapporterende selskapene bare 22 prosent av den totale produksjonen i 2018.

Dataene i figur 23 er hentet fra den årlige rapporten fra den internasjonale organisasjonen for olje og gassprodusenter, IOGP. Denne rapporten presenterer tallene på regionalt og ikke nasjonalt nivå.

For å få en mer detaljert benchmarking av verdens oljeproduksjon og tilhørende utslipp engasjerte Norsk olje og gass Rystad Energy i 2016. Selskapet har en database med verdens olje- og gassproduksjon på feltnivå, og har også utviklet metodikk for å vurdere utslipp fra hvert felt som ikke bare inkluderer produksjonen, men også raffinering og utslipp fra forbruket av olje

FIGUR 22 UTSLIPP AV CO₂-EKVIVALENTER PÅ NORSK SOKKEL (MILL. TONN)



og gass. På dette grunnlaget sammenlignet Rystad de 20 største produksjonslandene, tilsvarende 83 prosent av verdens produksjon av olje og gass.

Resultatene viser at det er type olje og gass i reservoarene som betyr mest for utslippene. I tillegg innvirker teknologi og forvaltning, grad av fakling og elektrifisering, samt hvor moden sokkelen er. Norsk sokkel kommer best ut med lavest utslipp totalt sett per produsert enhet når hele kjeden med produksjon, raffinering og forbruk (ved forbrenning) av olje og gass inkluderes.

Mens enkelte andre land har fordel av store felt som er forholdsvis enkle å produsere fra som i Midt Østen, har Norge organisert seg med store plattformer som omfatter flere felt. Dette gir stordriftsfordeler og dermed lavere utslipp. I tillegg har vi globalt sett mange felt med kraft fra land og lite fakling. Resultatene fra Rystad viser at dersom vi bare ser på produksjonen i enkeltlandene så har Saudi Arabia og De Forente Emirater et noe lavere utslipp per produsert enhet enn norsk sokkel, men ser man på Midt Østen som region har denne over 60 prosent høyere utslipp enn petroleumsproduksjonen i Norge bl.a.

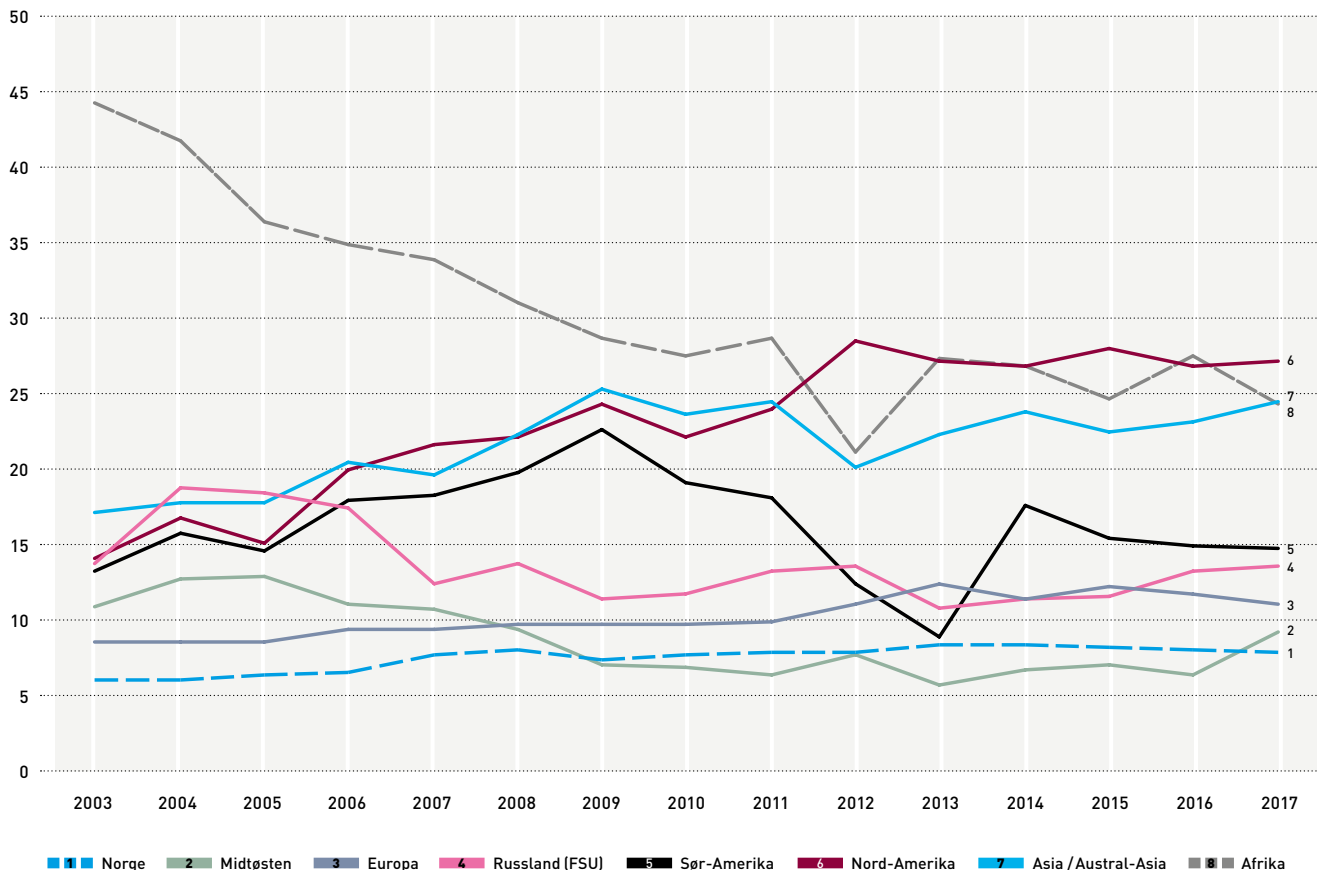
på grunn av mye fakling i land som Irak og Iran.

Beregningene til Rystad bekrefter at utslipp av CO₂ per produsert enhet på norsk sokkel er halvparten av verdens gjennomsnitt. Utslipp av metan fra produksjon og transport er ikke dekket i undersøkelsen. Dette ville i så fall gitt Norge et bedre resultat vurdert ut fra andre kjente undersøkelser¹.

¹ Kate Larsen et al. Untapped Potential. Reducing Global Methane Emissions from Oil and Natural Gas Systems, Rhodium Group April 2015

FIGUR 23 KLIMAGASSUTSLIPP PER PRODUSERT ENHET I ULIKE PETROLEUMSPROVINSER 2003-2017, (KG CO₂-EKVIVALENTER PER PRODUSERT FAT OLJEEKVIVALENT)

Kilde: IOGP og EEH



6.2.5 UTSLIPP AV CO₂

I 2018 var direkte CO₂-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel samt landanleggene under petroleumsskatteloven 13 millioner tonn, mens det i 2017 var 13,2 millioner tonn (figur 24). Hovedårsaken til det reduserte totalutslippet er reduserte utslipp fra eksisterende felt på sokkelen gjennom en vesentlig nedgang i fakling samt reduserte utslipp fra turbiner. Samtidig førte økt boreaktivitet og andre aktiviteter til økt utslipp av CO₂ fra mobile rigger.

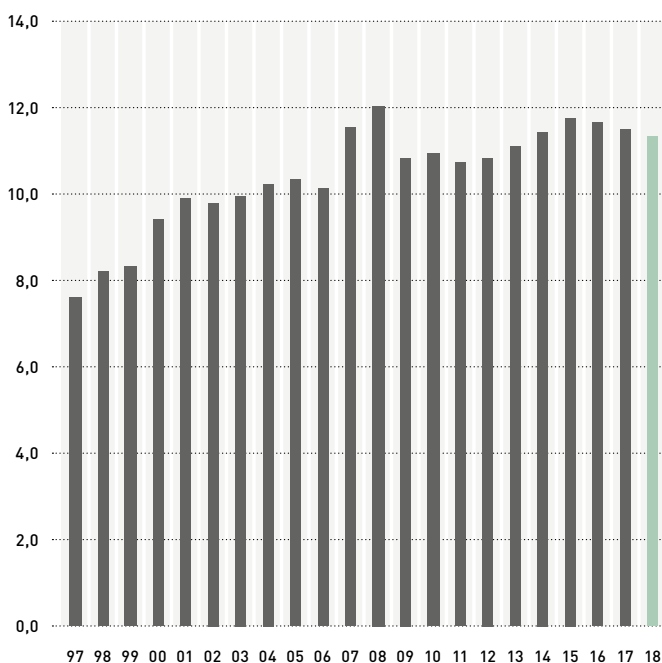
Figur 25 viser historisk utvikling for mengde faklet gass i perioden 2006-2017 per produsert enhet oljeekvivalent. Gjennomsnittet for norsk sokkel er sammenlignet med globalt gjennomsnitt. Utslipp fra fakling er en vesentlig årsak til at norsk produksjon har langt mindre CO₂ utslipp enn øvrige land. I 2017 var mengde fakkelgass 12 ganger høyere globalt sammenlignet med Norge. Basert på figuren kan

det se ut til at det ikke har skjedd endringer i Norge i den aktuelle perioden, men nedgangen i faklet mengde i Norge var vel 43 prosent, mens den globalt lå på 49 prosent.

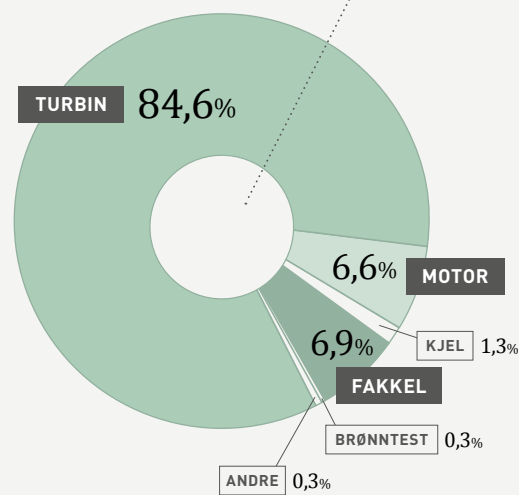
Figur 26 viser historisk utvikling for utslipp av CO₂ (direkte og indirekte) per levert volum hydrokarboner i perioden 1990-2018. I 2018 var spesifikt utslipp av CO₂ på 51,4 kg/Sm³ oljeekvivalenter produsert. Dette er en svak oppgang fra 2017 hvor den lå på 49,9 kg/Sm³ oljeekvivalenter produsert. Dette skyldes at selv om CO₂ utslippet gikk ned gikk produksjonen mer ned relativt sett. Spesifikt utslipp av CO₂ per produsert enhet (CO₂ intensiteten) på norsk sokkel går derfor litt opp i 2018 sammenlignet med 2017.

I 2017 var mengde fakkelgass 12 ganger høyere globalt sammenlignet med Norge.

FIGUR 24 HISTORISK UTVIKLING AV DIREKTE CO₂-UTSLIPP (MILL. TONN) OG FORDELING PÅ KILDE, 2018 (PROSENT)



FORDELING PÅ KILDE 2018

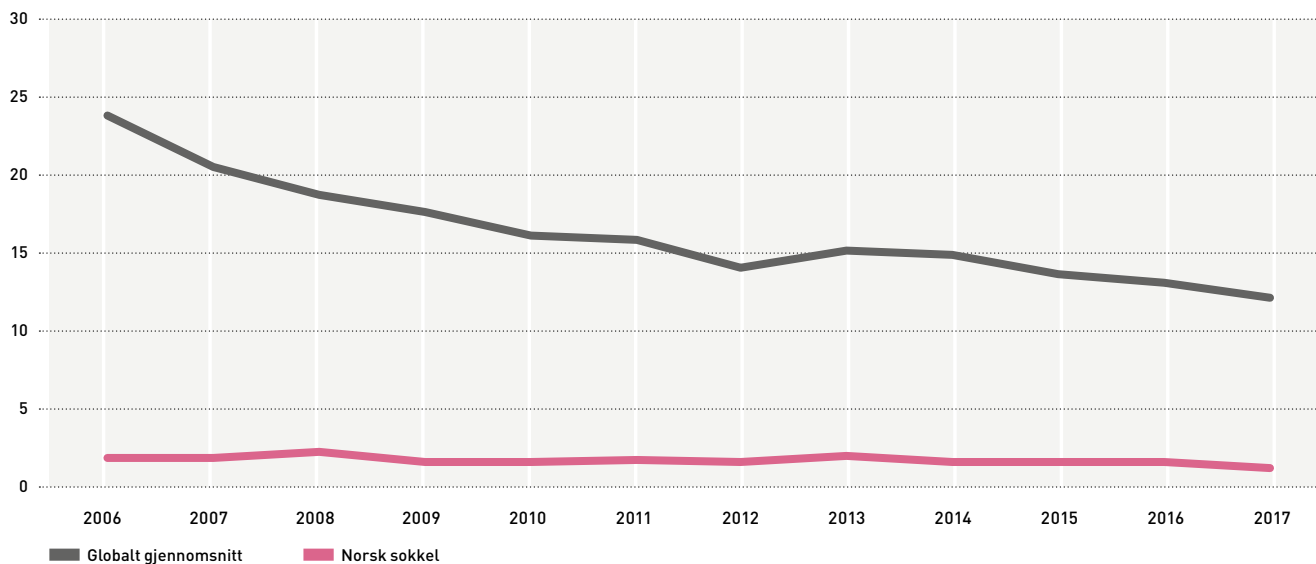


FIGUR

25

MENGDE GASS (KG) GÅTT TIL FAKLING PER PRODUSERT TONN O.E. PÅ NORSK SOKKEL
SAMMENLIGNET MED INTERNASJONALT GJENNOMSNIITT.

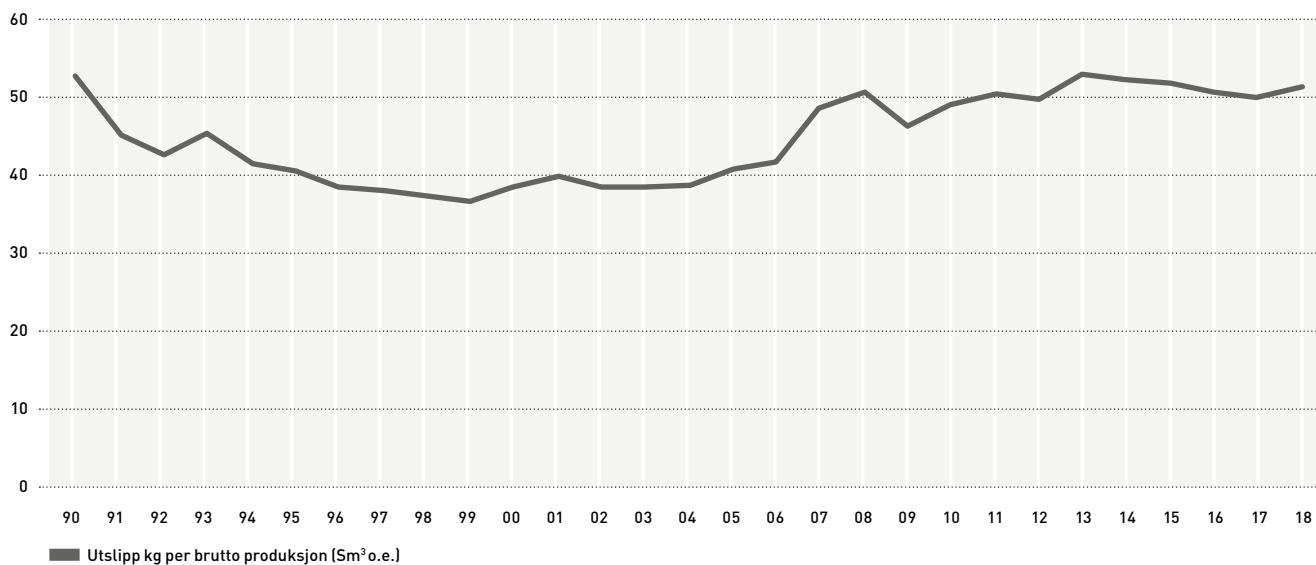
Kilde: EEH og IOGP



FIGUR

26

SPESIFIKT UTSLIPP AV CO₂
(KG/SM³ o.e.)



6.2.6 KORTLEVDE KLIMADRIVERE

Kortlevde klimadrivere består av partikler og gasser med kort levetid i atmosfæren og kjennetegnes ved at de har negativ effekt på klima og helse. Dersom man klarer å redusere disse utslippene vil man derfor oppnå både klima- og helsegevinster. I petroleumsindustrien offshore er metan (CH₄) og nmVOC utslipp fra kaldventilering og diffuse utslipp de viktigste utslippskildene. På grunn av økt fokus på disse utslippene har det vært behov for å oppdatere og innhente ytterligere kunnskap om de ulike kildene til direkte utslipp av metan og nmVOC.

Utslipp av kortlevde klimadrivere fra produksjonen på norsk sokkel er allerede lave i internasjonal sammenheng. Resultatene fra et samarbeidsprosjekt med Miljødirektoratet viste at utslippsfaktorene som tidligere har blitt benyttet på norsk sokkel har vært konservative og de faktiske utslippene er derfor betydelig lavere enn tidligere antatt.



6.2.7 METANUTSLIPP FORBUNDET MED GASSEKSPORT TIL EUROPA

Naturgassen som eksporteres til Europa der den benyttes i husholdninger, industri og gasskraftverk, består vesentlig av metan.

Siden CO₂ utslippene fra gasskraftverk bare utgjør halvparten av utslipp fra kullkraftverk per produsert strømenhet vil en overgang fra kullbasert til gassbasert elektrisitetsproduksjon være et godt klimatilstand. Dette forutsetter at metanutslipp fra produksjon og gassrørsystemet og ut til forbruker må være lavere enn 3 prosent av distribuert volum.

Tidligere studier av utslippene fra EUs 2,2 millioner kilometer med gassrørledninger som også inkluderer overførings- og distribusjonsnettet har vist at det samlede utslippet av metan fra hele gassverdikjeden produsert på norsk sokkel er på rundt 0,6 prosent. Equinor har gjennomført en studie

som viser at utslippene er enda lavere enn dette, kun rundt 0,3 prosent. Årsaken er at tidligere studier har benyttet for høy lekkasjerate for havbunnsrørledningene på norsk sokkel som er helstedsede med en mye lavere lekkasjerate enn rørledninger som går over land.

Norsk sokkel har lenge prioritert arbeid for å unngå lekkasjer både som følge av sikkerhetsaspekter og miljøhensyn. Utslippene fra installasjonene på norsk sokkel knyttet til gassproduksjon oppstrøms er lavere enn 0,1 prosent av produksjonsvolumet.



6.2.8 UTSLIPP AV METAN, CH₄

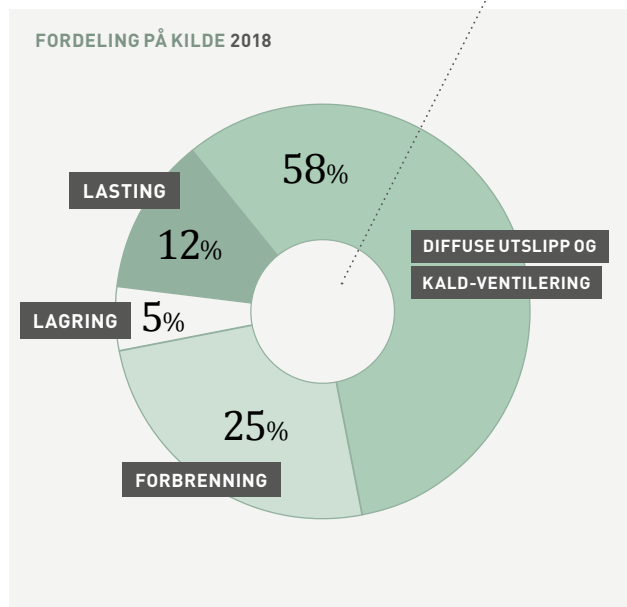
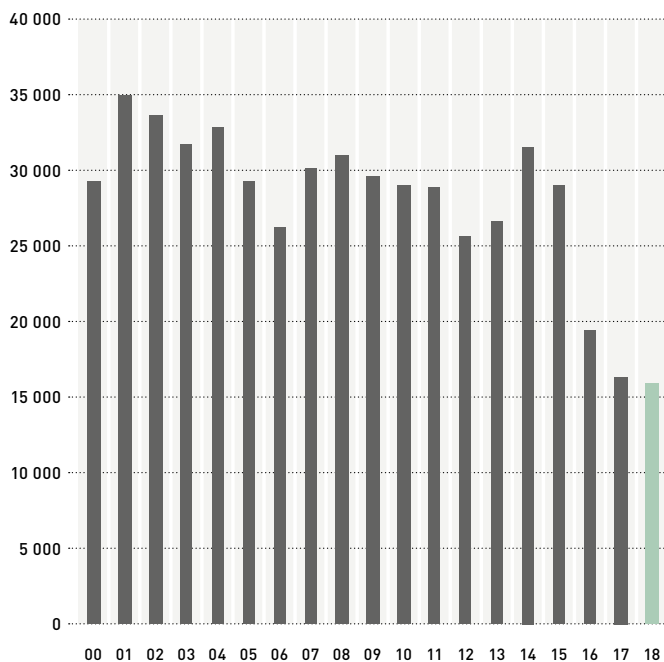
Figur 27 viser utslipp av metan (CH₄) fra virksomheten på norsk sokkel og utslippet i 2018 fordelt på kilde. Samlet metanutslipp i 2018 var 15 887 tonn, en nedgang på 2,5 prosent fra 2017. Sammenlignet med 2014 er det en nedgang på nær 50 prosent. Den betydelige nedgangen fra 2014/2015 til 2016 skyldes hovedsakelig en gjennomgang av utslippskildene og revisjonen av utslippsfaktorene som ble foretatt under gjennomføringen av metan/*nm*VOC prosjektet sammen med Miljødirektoratet. Dette har også medført en tettere oppfølging av mindre utslippskilder hvor det er igangsatt forbedringstiltak blant annet gjennom bruk av Optical Gas Imaging/IR metodikk (OGI-IR).

Den viktigste kilden til driftsutslipp av metan fra olje- og gassvirksomheten offshore er ventiler og diffuse utslipp fra flenser, ventiler og diverse prosessutstyr.

Samlet norsk utslipp av CH₄ i 2018 var ifølge SSB (foreløpige tall) 202 400 tonn. Olje- og gassindustrien sto for 7,8 prosent av de nasjonale utslippene.

Dette har også medført en tettere oppfølging av mindre utslippskilder hvor det er igangsatt forbedringstiltak blant annet gjennom bruk av Optical Gas Imaging/IR metodikk (OGI-IR).

FIGUR 27 HISTORISK UTVIKLING FOR SAMLET UTSLIPP AV CH₄ (TONN) OG FORDELING PÅ KILDE I 2018 (PROSENT)



6.3 UTSLIPP AV *nm*VOC

Den største kilden til utslipp av *nm*VOC (flyktige organiske forbindelser) fra petroleumsproduksjonen er transport med skytteltankere. Det er installert utstyr for gjenvinning av oljedamp på alle skytteltankere.

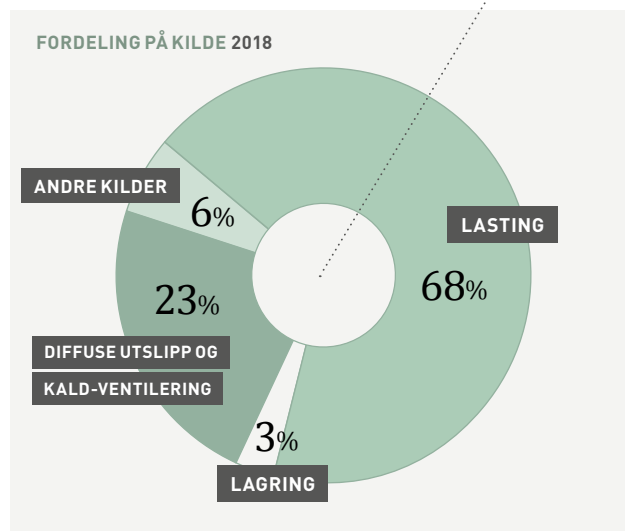
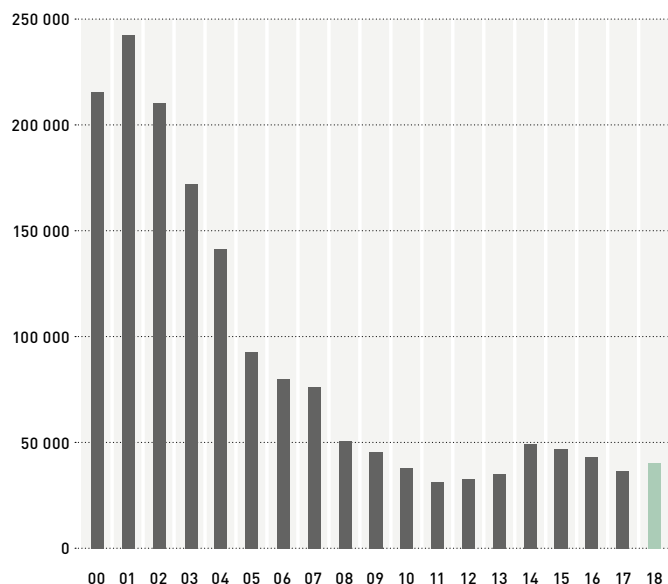
I 2018 var totalutslippene fra sokkelen av *nm*VOC fra 40 591 tonn. Dette er høyere enn i 2017 da utslippene var nede i 36 248 tonn, en økning på nær 12 prosent.

Siden 2001 er imidlertid samlet utslipp av *nm*VOC blitt redusert betraktelig. En betydelig utslippsreduksjon er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg

for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere. De siste årene har også samarbeidsprosjektet med Miljødirektoratet som beskrevet under 6.6 Utslipp av metan CH₄ bidratt til reduserte utslipp. De økte utslippene i 2018 skyldes økt produksjon på en del felt med skytteltanktransport.

De økte utslippene i 2018 skyldes økt produksjon på en del felt med transport med skytteltankere.

FIGUR 28 HISTORISK UTVIKLING FOR SAMLET UTSLIPP AV *nm*VOC (TONN) OG FORDELING PÅ KILDE I 2018 (PROSENT)



6.4 NO_x-AVTALEN OG INTERNASJONALE FORPLIKTELSER

Miljøavtalen om NO_x regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NO_x-utslipp. Norge har allerede oppfylt NO_x-forpliktelsene i Gøteborgprotokollen for 2020. Innsatsen for å redusere NO_x-utslipp gjennom NO_x fondet har vært avgjørende for å oppfylle denne forpliktelsen.

Næringslivets NO_x-fond gir støtte til virksomheter som gjennomfører tiltak for å redusere sine NO_x-utslipp. Støtten fra NO_x-fondet blir utbetalt når tiltaket er gjennomført og dokumentert.

Ny NO_x-avtale gjelder fra 2018 - 2025 og ble godkjent av ESA i februar 2018.

Den nye NO_x-avtalen anses som et sterkere virkemiddel for utslippsreduksjoner enn tidligere miljøavtaler. Forpliktelsen i den nye avtalen er et utslippstak som reduseres over tid. Med den nye avtalen må eventuelle aktivitetsøkninger i sektorene som omfattes av NO_x-avtalen kompenseres med ytterligere reduksjoner.

Den nye NO_x avtalen anses som et sterkere virkemiddel enn tidligere miljøavtaler.

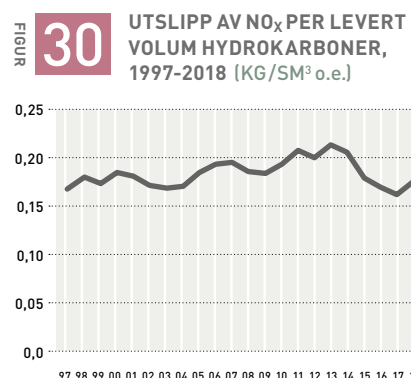


6.5 UTSLIPP AV NO_x

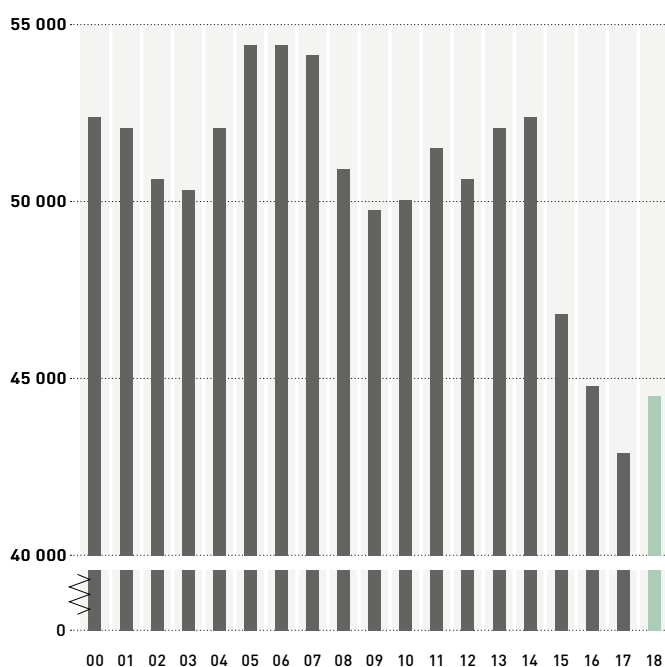
Den viktigste kilden til utslipp av NO_x er energiproduksjonen som skjer på plattformene offshore. I tillegg er dieseldrevne motorer på flyttbare rigger en viktig kilde. De flyttbare riggene benyttes både til leteboring og produksjonsboring.

I 2018 var totalt utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten 44 548 tonn. Dette er en økning fra 2017, da utslippet var 42 900 tonn. Dette skyldes i stor grad økt utslipp fra mobile rigger forbundet med den relativt høye leteaktiviteten. Figur 29 viser utslipp av NO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling på kilder i 2018.

Det spesifikke utslippet av NO_x gikk også opp, både som følge av økte utslipp og redusert produksjon. I 2018 var den 0,18 kg/Sm³ o.e. mens den var på 0,16 kg/Sm³ o.e i 2017.

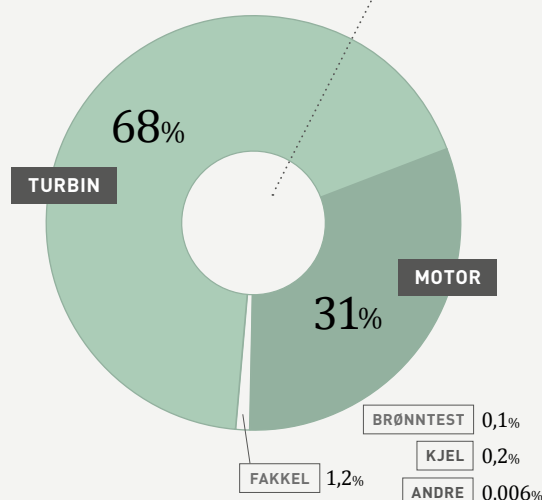


FIGUR 29 HISTORISK UTVIKLING FOR SAMLET UTSLIPP AV NO_x (TONN) OG FORDELING PÅ KILDE I 2018 (PROSENT)



44 548 TONN

FORDELING PÅ KILDE 2018



6.6 UTSLIPP AV SO_x

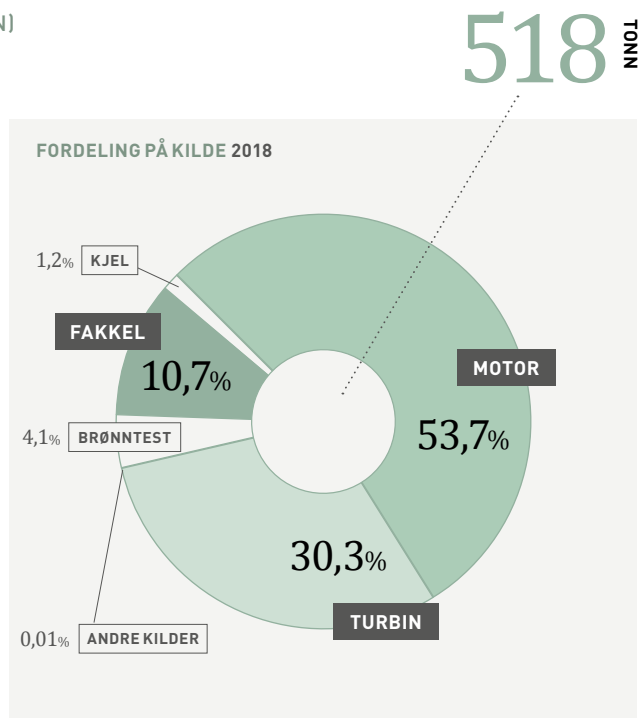
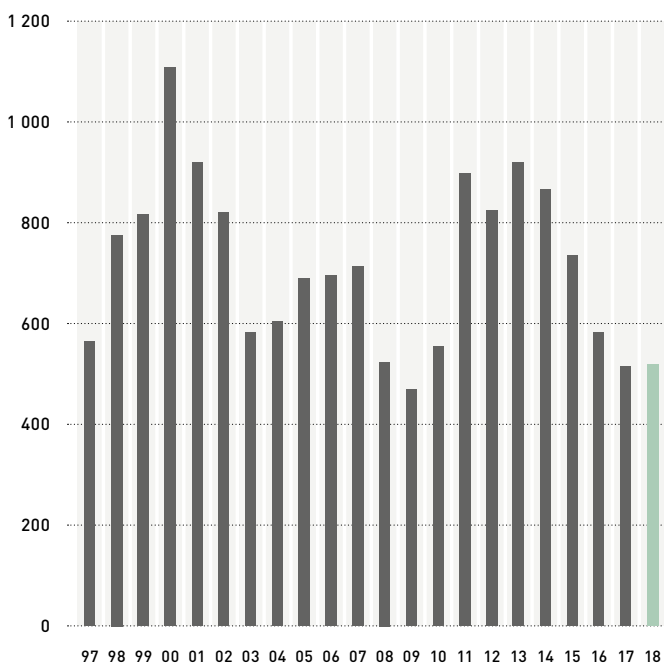


Figur 31 viser utslipp av SO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2018 basert på kilde. I 2018

var samlet SO_x-utslipp 518 tonn, en svak oppgang fra 515 tonn i 2017.

Figur 31 Historiske utslipp av SO_x fra sokkelen, med fordeling på kilde i 2018.

FIGUR 31 HISTORISKE UTSLIPP AV SO_x FRA SOKKELEN (TONN) MED FORDELING PÅ KILDE I 2018 (PROSENT)





7 AVFALL

PETROLEUMSINDUSTRIEN ER BLANT DE STØRSTE AVFALLS-PRODUSENTENE I NORGE. INDUSTRIEN LEGGER STOR VEKT PÅ FORSVARLIG HÅNDTERING AV AVFALLET. OPERATØRENE HOVEDMÅL ER Å GENERERE MINST MULIG AVFALL SAMT Å ETABLERE SYSTEMER SLIK AT MEST MULIG AVFALL GJENVINNES.



Norsk olje og gass har utarbeidet egne retningslinjer for avfallsstyring i offshorevirksomheten. Retningslinjene benyttes ved deklarerering og videre håndtering av avfallet. Alt avfall blir sendt til land i henhold til industriens retningslinjer.

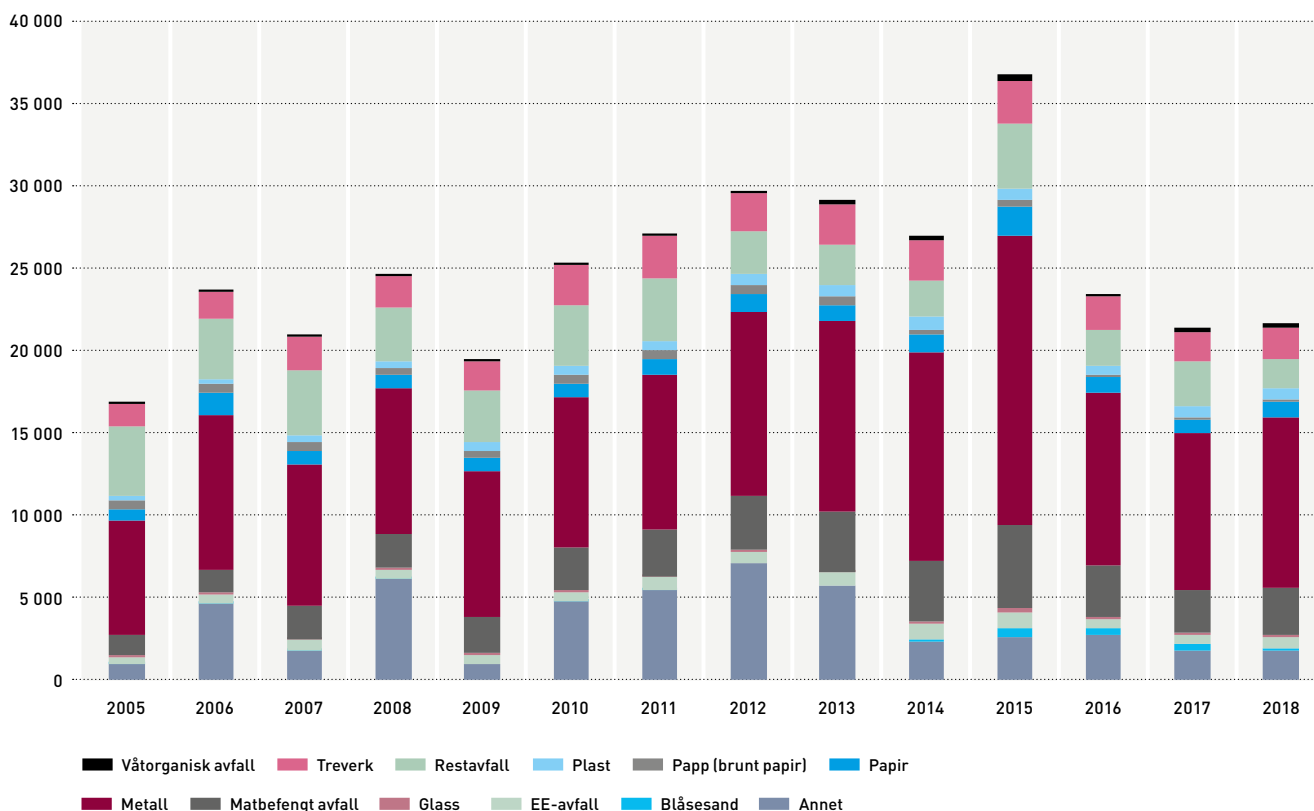
Generelt blir avfall inndelt i farlig og ikke-farlig avfall i henhold til gjeldende regelverk, og skal deklarereres etter nasjonale forskrifter og internasjonale retningslinjer

7.1 IKKE-FARLIG AVFALL

Det ble i 2018 produsert vel 21 000 tonn ikke-farlig avfall, omtrent det samme som i 2017. Den største endringen var hoved-

sakelig større mengder av metall som er sendt til land.

FIGUR 32 FORDELING AV IKKE-FARLIG AVFALL I ULIKE KATEGORIER FRA OFFSHOREVIRKSOMHETEN (TONN)



7.2 FARLIG AVFALL

I samarbeid med Miljødirektoratet innførte Norsk olje og gass nye avfallskoder 2014 for farlig avfall fra næringen. Formålet med endringen var å sikre god håndtering av avfallsstrømmene med riktig deklarerings av avfallet.

Denne endringen medfører imidlertid at det er vanskelig å sammenligne de enkelte avfallstypene med tidligere statistikk. Flere typer er nå blitt splittet i flere undertyper, mens andre kategorier er slått sammen.

Det ble i 2018 levert knappe 250 000 tonn farlig avfall til behandling på land, en markert nedgang sammenlignet med 2017 hvor det ble levert omtrent 346 000 tonn. Fra toppåret 2016 er mengdene redusert med hele 53 prosent.

Reduksjonen fra 206 til 2017 skyldes i stor grad reduserte mengder avfall fra boreoperasjoner. Mengde kaks som inneholdt oljebasert borevæske gikk ned fra 118 000 tonn i 2016 til knapt 88 000 tonn

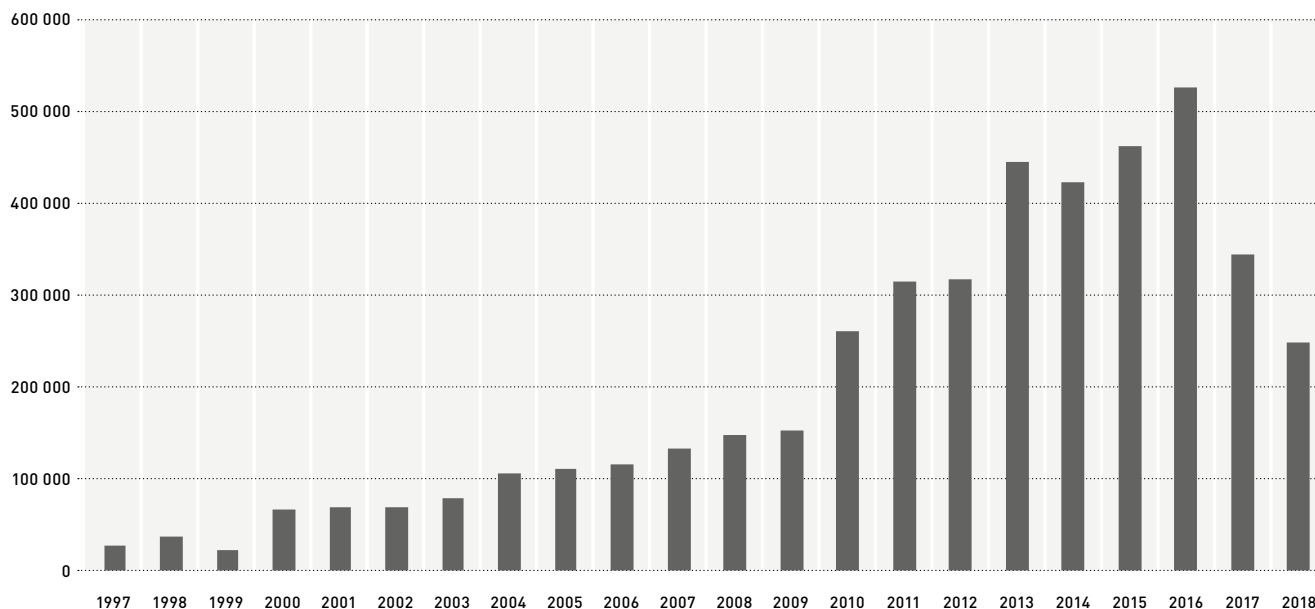
i 2017. Den videre nedgangen i 2018 skyldes imidlertid endret rapportering der Troll-feltet ikke lenger rapporterer vann fra brønnoppstarter på Troll som avfall. Dette vannet sendes som før inn i eksportlinjen til Mongstad som behandler det i sitt vannrenseanlegg.

Den markerte økningen i mengde oljeholdig avfall fra 2009 og noen år fremover skyldes at mye av dette tidligere var blitt reinjisert. I perioden fram til 2009 ble det oppdaget problemer med lekkasjer fra injeksjonsbrønner på flere felt og injeksjonen ble stoppet i 2009-2010. Det oljeholdige avfallet ble derfor i stedet sendt til land for behandling. Kakshåndteringen på disse installasjonene var innrettet for å slurrifisere for

lettere å kunne injisere kaksen. Slurrifisering innebærer at kaks knuses og tilsettes vann. Det er ikke unormalt at kaks-volumet øker med en faktor på mellom 4 til 10 ved slurrifisering. Denne praksis fortsatte, og kaks ble sendt til land som slurry, som gjorde at mengden av boreavfall fra enkelte felt økte markant.

Injeksjon gir betydelige miljøgevinster og kan være kostnadseffektivt sammenlignet med sluttbehandling på land. Boring av nye injeksjonsbrønner har ført til at andelen injisert oljeholdig avfall igjen øker noe (se kap 4.1). På de installasjoner og felt der injeksjon ikke vil bli gjenopptatt, arbeides det med å redusere slurrifiseringen for å redusere avfallsmengdene.

FIGUR 33 MENGDE FARLIG AVFALL SENDT TIL LAND FRA OFFSHOREVIRKSOMHETEN, 2018 (TONN)



7.3 LAVRADIOAKTIVT AVFALL

I bergartene under havbunnen finnes varierende mengder radium og andre radioaktive isotoper. Når olje og gass produseres, følger disse naturlig forekommende radioaktive stoffene med både oljen og gassen, men mest med vannet.

Slam som renses ut i separasjoner som skiller olje og vann, kan på enkelte felt ha målbar radioaktivitet i varierende grad. Konsentrasjonen av disse stoffene måles ved analyser av vann og slam utført av akkrediterte laboratorier. Avfallet inndeles og deklarerer i tre kategorier; uten forhøyet konsentrasjoner, radioaktivitet under 10 Bq/g og høyere enn 10 Bq/g. Begge radioaktive kategorier behandles etter regelverk fastsatt av Statens strålevern. Avfallet med høyest aktivitet sendes til eget deponi i Gulen.

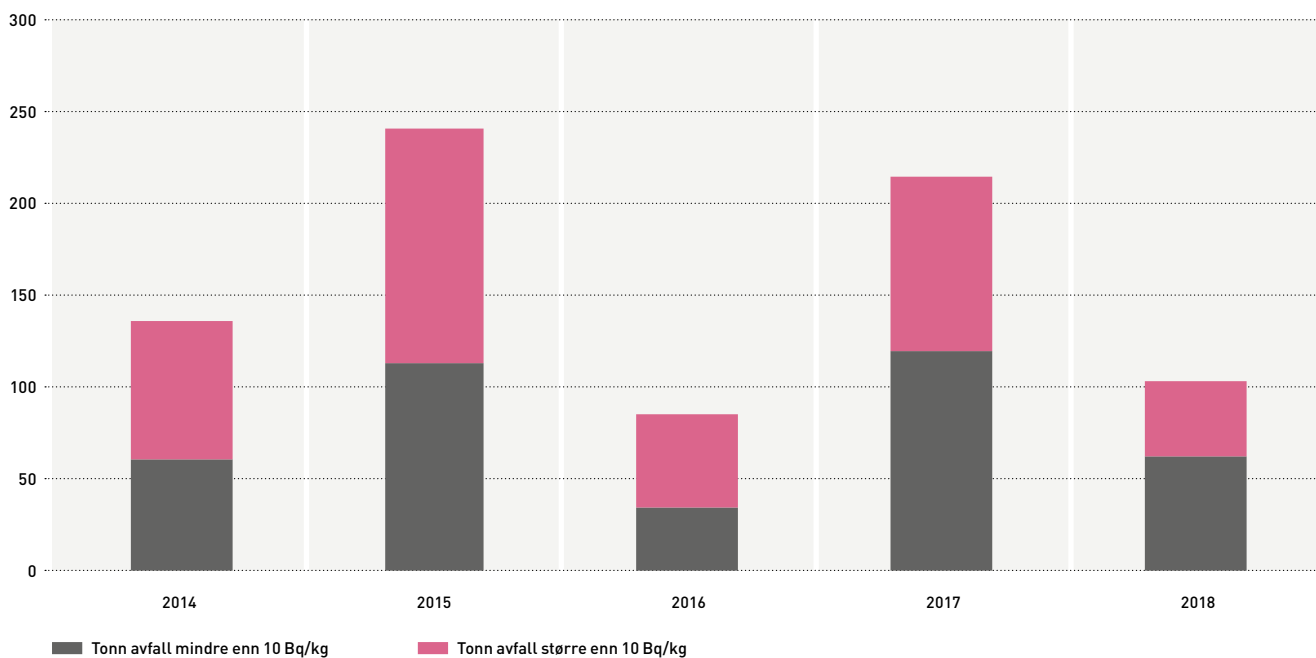
Figur 34 viser mengder (tonn) avfall levert til endelig disponering i de to kategoriene. Avfall med aktivitet under



10 Bq/kg varierer en del på grunn av vekslende mottakskapasitet.

Totalt ble det behandlet 103 tonn lav-radioaktivt avfall i 2018.

FIGUR 34 MENGDE AVFALL MED NATURLIG FOREKOMMENDE RADIOAKTIVT MATERIALE, 2018 (TONN)





8

TABELLER



HISTORISKE PRODUKSJONSDATA FRA NORSK SOKKEL - SALGBAR
[SM³]

År	Netto olje	Netto kondensat	Netto NGL	Netto gass	Olje ekvivalenter
2009	116 351 165	4 439 725	16 983 002	104 258 911 999	242 032 804
2010	105 506 898	4 171 149	15 565 320	106 997 666 907	232 241 047
2011	98 526 285	4 583 334	16 330 957	101 266 311 436	220 706 889
2012	89 894 020	4 574 854	17 848 814	115 158 151 014	227 475 826
2013	85 542 516	3 991 160	17 776 431	109 277 586 408	216 587 693
2014	88 194 886	2 912 421	18 829 532	104 086 157 351	214 023 000
2015	91 220 649	2 468 274	19 623 189	111 373 956 041	224 686 073
2016	94 354 409	1 933 167	20 321 489	116 844 312 915	233 453 382
2017	92 741 031	1 707 402	20 405 394	124 194 494 982	239 048 316
2018	86 822 765	1 714 225	19 466 987	121 590 790 053	229 594 789

VOLUM INJISERT OG FORBRUK GASS [SM³]

År	Vann	Gass	Brutto brenngass	Brutto faklet gass
2009	166 939 471	33 429 627 740	3 765 463 281	384 917 773
2010	153 851 370	29 408 435 484	3 697 531 369	380 399 245
2011	134 912 328	26 838 327 689	3 567 088 643	371 340 687
2012	130 556 861	26 370 349 599	3 650 843 648	342 420 089
2013	119 829 977	29 345 848 869	3 557 334 571	431 543 601
2014	133 767 527	34 724 594 140	3 827 771 821	345 026 015
2015	143 329 249	35 323 271 891	4 047 965 041	372 726 858
2016	140 281 555	35 661 029 778	3 985 715 725	363 801 649
2017	147 053 936	30 991 615 311	4 127 345 813	252 816 993
2018	148 246 283	28 572 405 365	4 023 715 599	278 033 577

BORING MED OLJEBASERT BOREVÆSKE (TONN)

År	Basevæske Forbruk	Basevæske Utslipp	Basevæske Injisert	Basevæske Sendt til land	Basevæske Tapt til formasjon
2009	219 217	-	45 728	71 157	53 745
2010	147 447	-	27 438	55 220	64 789
2011	118 305	-	14 954	55 895	47 456
2012	117 308	-	18 356	56 238	42 713
2013	147 487	-	38 527	60 690	48 270
2014	128 187	-	26 789	60 019	41 378
2015	171 386	47	29 209	70 217	71 912
2016	162 460	-	29 490	72 097	60 873
2017	127 693	-	23 547	54 757	49 389
2018	145 138	-	25 426	69 358	50 354

BORING MED SYNTETISK BOREVÆSKE (TONN)

År	Basevæske Forbruk	Basevæske Utslipp	Basevæske Injisert	Basevæske Sendt til land	Basevæske Tapt til formasjon
2009	0	0	0	0	0
2010	0	0	0	0	0
2011	2 888	0	0	1 126	1 762
2012	0	0	0	0	0
2013	1 444	0	0	601	843
2014	816	0	395	0	421
2015	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	0

BORING MED VANNBASERT BOREVÆSKE (TONN)

År	Basevæske Forbruk	Basevæske Utslipp	Basevæske Injisert	Basevæske Sendt til land	Basevæske Tapt til formasjon
2009	412 719	280 013	20 320	24 600	31 268
2010	290 684	231 378	12 162	15 341	31 802
2011	316 379	228 222	30 302	21 888	35 967
2012	331 820	238 652	25 371	26 272	41 525
2013	387 426	295 668	18 545	23 277	49 936
2014	388 739	280 276	21 051	31 497	55 915
2015	328 851	219 158	33 209	20 978	55 506
2016	314 729	194 618	25 120	18 467	76 523
2017	275 906	178 126	11 774	11 822	74 185
2018	227 743	153 078	15 557	7 677	51 431

DISPONERING AV KAKS VED BORING MED OLJEBASERT BOREVÆSKE. BEREGNEDE TALL (TONN)

År	Basekaks eksportert til andre felt	Basekaks Utslipp til sjø	Basekaks Masse injisert	Basekaks Sendt til land	Total mengde generert kaks/slam
2009	424	0	47 640	38 316	86 386
2010	0	0	26 938	81 188	108 126
2011	0	0	19 699	68 190	87 810
2012	0	0	23 409	65 689	89 098
2013	0	0	37 896	53 232	91 128
2014	0	0	22 253	55 061	77 314
2015	0	2 460	36 189	71 299	109 949
2016	0	0	33 249	84 492	117 741
2017	0	0	33 866	64 685	98 550
2018	0	0	31 742	76 523	108 265

DISPONERING AV KAKS VED BORING MED VANNBASERT BOREVÆSKE. BEREGNEDE TALL (TONN)

År	Basekaks eksportert til andre felt	Basekaks Utslipp til sjø	Basekaks Masse injisert	Basekaks Sendt til land	Total mengde generert kaks/slam
2009	0	129 674	1 624	104	131 683
2010	0	207 655	664	9 896	218 216
2011	0	195 062	5 741	10 885	211 666
2012	0	171 842	1 169	3 774	176 785
2013	0	123 005	50	2 210	125 265
2014	0	113 840	24	525	114 389
2015	1 239	99 424	0	2 405	103 068
2016	0	105 070	0	1 334	106 403
2017	0	91 694	305	131	92 129
2018	0	92 888	126	917	93 930

UTVALGTE GRUPPER ORGANISKE FORBINDELSER

UTSLIPP I PRODUSERT VANN (KG)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BTEX	1 902 925	1 818 173	1 675 059	1 855 037	1 922 626	1 909 696	2 268 533	2 221 241	2 106 254	1 920 065
Fenoler	508 365	487 429	492 449	523 242	505 708	653 851	633 705	575 592	581 212	611 115
Olje i vann	1 156 501	1 200 078	1 235 608	1 325 326	1 712 316	1 560 328	1 645 533	1 600 312	1 734 866	1 407 111
Organiske syrer	27 204 909	24 752 275	22 251 835	22 144 558	53 789 394	31 592 634	30 415 062	28 437 629	27 409 773	27 576 014
PAH-Forbindelser	153 177	142 408	157 778	168 160	157 896	169 764	131 426	125 702	128 849	121 873
Tungmetaller	7 814 585	7 905 978	8 611 126	8 424 293	7 979 933	9 063 413	9 845 943	8 705 495	9 673 937	9 272 484

BTX-FORBINDELSER

UTSLIPP I PRODUSERT VANN (KG)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Benzen	868 175	832 031	771 333	848 713	867 970	973 116	1 021 530	1 038 496	995 399	917 264
Etylbenzen	46 135	41 758	37 913	43 761	45 992	53 131	52 764	51 915	49 749	47 129
Toluen	722 851	700 550	655 169	710 617	736 238	725 968	828 299	805 875	756 232	697 821
Xylen	265 764	243 835	210 644	251 946	272 427	157 481	365 941	324 955	304 874	257 851

TUNGMETALLER

UTSLIPP I PRODUSERT VANN (KG)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Arsen	483	895	656	604	622	645	746	642	708	514
Barium	7 008 907	7 071 530	7 639 584	7 554 262	7 321 592	8 219 090	9 061 675	8 007 224	8 988 989	8 588 700
Bly	290	239	428	309	70	191	84	91	115	137
Jern	797 369	825 822	959 698	863 198	653 691	833 664	780 463	695 635	680 518	679 076
Kadmium	28	22	32	18	7	11	5	6	10	8
Kobber	102	89	162	143	109	249	128	155	176	201
Krom	154	225	221	131	107	124	99	183	173	231
Kvikksølv	9	9	15	13	8	8	9	8	9	8
Nikkel	142	200	223	198	119	128	1 210	116	126	191
Zink	7 100	6 948	10 108	5 418	3 608	9 303	1 523	1 436	3 113	3 419

FENOLER
 UTSLIPP I PRODUSERT VANN (KG)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
C1-Alkylfenoler	203 376	199 007	186 923	190 276	182 387	266 814	242 415	232 258	222 264	236 972
C2-Alkylfenoler	80 707	83 860	82 207	70 392	74 647	89 033	98 818	82 488	75 041	78 439
C3-Alkylfenoler	26 108	27 350	29 194	39 995	40 560	43 232	43 471	35 436	32 448	33 156
C4-Alkylfenoler	11 624	8 707	11 195	11 315	9 470	9 393	10 482	9 218	7 429	9 117
C5-Alkylfenoler	1 325	1 551	3 165	4 577	3 742	3 453	3 455	2 694	1 996	2 006
C6-Alkylfenoler	78	125	81	52	40	46	66	55	39	25
C7-Alkylfenoler	22	55	61	53	96	120	88	62	63	46
C8-Alkylfenoler	20	71	45	11	7	15	16	10	12	12
C9-Alkylfenoler	64	44	31	8	4	50	7	7	9	8
Fenol	185 041	166 660	179 546	206 564	194 754	241 695	234 887	213 363	241 911	251 333

ORGANISKE SYRER
 UTSLIPP I PRODUSERT VANN (KG)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Butansyre	627 237	519 296	453 964	456 609	552 567	343 341	506 640	438 843	440 411	377 875
Eddiksyre	22 509 255	20 693 558	19 028 018	19 045 328	48 550 063	28 083 291	26 327 349	24 676 259	23 728 815	23 230 755
Maursyre	563 669	493 913	450 016	341 274	1 294 782	517 012	495 495	408 644	353 922	376 154
Naftensyrer	264 051	179 185	99 691	96 547	126 423	124 885	16 343	11 341	23 511	466 639
Pentansyre	338 214	241 354	159 998	165 674	175 702	167 286	176 567	163 812	175 891	170 921
Propionsyre	2 902 484	2 624 969	2 060 148	2 039 125	3 089 857	2 356 819	2 892 668	2 738 730	2 687 222	2 953 669

Forbindelse	EPA PAH 16	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Acenaften	Ja	198	196	225	217	418	350	203	188	204	183
Acenaftylen	Ja	93	83	94	93	127	158	381	196	132	110
Antrasen	Ja	10	7	9	8	36	49	75	46	45	107
Benzo(a)antrasen	Ja	9	8	8	9	15	23	16	13	15	12
Benzo(a)pyren	Ja	4	3	3	3	7	13	4	4	5	7
Benzo(b)fluoranten	Ja	9	9	10	10	8	14	16	14	16	18
Benzo(g,h,i)perylene	Ja	6	6	6	6	6	5	8	6	8	7
Benzo(k)fluoranten	Ja	2	1	1	1	10	5	11	2	4	6
C1-dibenzotiofen	Nei	667	601	716	808	1 082	1 097	734	671	758	625
C1-Fenantren	Nei	2 438	2 222	2 873	2 957	2 860	3 086	2 767	2 424	2 521	2 140
C1-naftalen	Nei	47 410	45 000	49 202	54 446	32 299	41 387	31 553	31 588	31 975	30 488
C2-dibenzotiofen	Nei	939	878	1 160	1 217	1 470	1 612	1 262	1 124	1 396	1 035
C2-Fenantren	Nei	2 706	2 598	3 747	3 748	4 040	4 247	3 668	3 389	4 081	3 875
C2-naftalen	Nei	24 669	21 880	26 936	27 707	31 184	27 602	18 388	18 816	17 645	16 147
C3-dibenzotiofen	Nei	20	22	27	26	4 845	6 822	825	691	855	763
C3-Fenantren	Nei	662	694	1 157	1 111	1 604	1 743	1 557	1 351	1 361	1 211
C3-naftalen	Nei	21 719	17 219	22 363	23 230	26 265	22 525	13 253	14 131	16 557	15 560
Dibenz(a,h)antrasen	Ja	3	2	3	2	2	2	3	2	3	4
Dibenzotiofen	Nei	435	407	465	518	492	517	465	411	453	410
Fenantren	Ja	1 712	1 576	1 775	1 781	1 674	2 008	1 981	1 815	1 959	1 772
Fluoranten	Ja	25	27	45	37	35	43	52	43	44	35
Fluoren	Ja	1 175	1 126	1 384	1 327	1 473	1 599	1 696	1 404	1 384	1 257
Indeno(1,2,3-c,d)pyren	Ja	2	1	1	2	2	1	17	1	4	4
Krysen	Ja	42	30	41	38	77	122	97	74	83	67
Naftalen	Ja	48 175	47 770	45 492	48 816	47 806	54 669	52 338	47 242	47 291	45 985
Pyren	Ja	49	43	34	41	60	64	57	55	52	46

UTSLIPP OG FORBRUK AV KJEMIKALIER FORDELT PÅ MILJØDIREKTORATETS FARGEKLASSER (TONN)

Miljødirektoratets fargeklasse		2009	2010*	2011	2012**	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Grønn	Forbruk	382 892	374 541	351 387	368 849	451 433	420 988	409 276	388 767	327 461	349 257
	Utslipp	158 201	127 249	138 019	147 773	153 671	152 255	142 807	138 882	123 889	127 509
Gul	Forbruk	91 886	103 061	80 141	82 881	100 990	95 101	104 137	110 982	99 694	107 114
	Utslipp	14 649	11 727	12 305	13 533	14 019	14 546	14 418	14 232	14 719	15 217
Rød	Forbruk	3 206	2 894	1 842	2 088	3 004	3 172	3 464	3 047	2 817	2 970
	Utslipp	21	16	8	8	8	14	67	103	96	203
Svart	Forbruk	16	1 259	1 140	746	531	691	401	609	355	994
	Utslipp	1,2	1,4	0,6	2,4	6,7	13,3	6,6	3,6	4,7	5,8

* Fra 2010 ble bruk av hydraulikkoljer tatt med fra alle felt. Disse var den gangen ikke testet og ble derfor rapportert som svarte.

** Noen felt rapporterte utslipp av brannskum før dette ble obligatorisk fra 2012. Rapporteringen av disse utslippene er fra 2014 fra samtlige felt.

Vanntype	2009	2010	2011	2012	
ANNET					
Utslipp dispergert olje (tonn)				0	
Utslipp vann (m³)				4 414	
Totalt vannvolum (m³)				4 414	
Vann injisert (m³)				0	
DRENASJE					
Utslipp dispergert olje (tonn)	6	8	8	8	
Utslipp vann (m³)	917 986	727 811	867 531	953 596	
Totalt vannvolum (m³)	1 099 819	763 736	891 951	979 802	
Vann injisert (m³)	184 247	19 875	16 740	18 831	
FORTRENGNING					
Utslipp dispergert olje (tonn)	55	47	51	58	
Utslipp vann (m³)	31 567 044	31 953 823	27 025 783	31 491 555	
Totalt vannvolum (m³)	31 567 050	31 953 823	27 025 783	31 491 555	
Vann injisert (m³)	0	0	0	0	
PRODUSERT					
Utslipp dispergert olje (tonn)	1 487	1 443	1 478	1 535	
Utslipp vann (m³)	134 770 215	130 842 793	128 550 571	130 909 973	
Totalt vannvolum (m³)	158 559 726	157 890 256	160 758 982	162 958 696	
Vann injisert (m³)	29 547 450	33 217 136	31 095 328	32 756 572	
JETTING					
Utslipp dispergert olje (tonn)	24	65	53	43	

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	0	0	0	0	0	0
	25 506	49 276	26 249	8 768	19 508	801 749
	27 101	49 871	40 073	9 293	20 837	11 487 153
	2 267 368	267	12 298	463	1 330	10 685 320
	8	11	8	8	8	8
	954 377	984 216	1 014 435	1 015 018	972 128	682 476
	991 618	1 065 755	1 124 895	1 100 171	1 108 276	878 739
	33 566	86 527	102 389	78 131	135 450	195 996
	56	43	40	38	32	36
	32 227 733	33 230 953	33 830 308	30 510 835	28 714 703	29 462 397
	32 227 733	33 230 953	33 830 308	30 510 835	28 714 703	29 462 397
	0	0	0	0	0	0
	1 541	1 761	1 819	1 698	1 623	1 487
	127 833 805	141 006 271	148 181 942	138 101 839	134 202 747	133 239 937
	161 188 862	176 840 378	186 681 015	178 111 199	173 109 836	170 159 417
	37 292 502	39 360 701	42 479 952	43 421 496	40 942 535	40 406 443
	37	43	59	61	61	52

Bruksområde		2009	2010	2011	2012	
A - BORE OG BRØNN-KJEMIKALIER	Forbruk	399 053	409 337	357 665	373 746	
	Injisert	65 682	44 204	37 685	36 627	
	Utslipp	135 589	104 966	111 839	113 521	
B - PRODUKSJONSKJEMIKALIER	Forbruk	27 720	26 816	28 564	29 018	
	Injisert	4 499	4 403	4 598	4 082	
	Utslipp	17 021	16 001	17 272	19 577	
C - INJEKSJONSVANNKJEMIKALIER	Forbruk	12 997	11 487	9 830	9 155	
	Injisert	1 485	1 367	1 492	2 945	
	Utslipp	200	188	212	176	
D - RØRLEDNINGSKJEMIKALIER	Forbruk	2 973	2 477	4 609	7 138	
	Injisert	146	599	936	494	
	Utslipp	917	1 308	3 245	4 153	
E - GASSBEHANDLINGS-KJEMIKALIER	Forbruk	21 381	17 905	21 061	22 563	
	Injisert	1 634	1 406	1 628	4 133	
	Utslipp	11 849	9 698	11 097	16 079	
F - HJELPEKJEMIKALIER	Forbruk	7 886	8 091	8 073	7 671	
	Injisert	501	420	377	190	
	Utslipp	4 795	4 244	4 489	4 903	
G - KJEMIKALIER SOM TILSETTES EKSPORTSTRØMMEN	Forbruk	5 085	5 094	4 665	5 269	
	Injisert	0	0	0	0	
	Utslipp	1 664	1 847	1 483	1 951	
H - KJEMIKALIER FRA ANDRE PRODUKSJONSSTEDER	Forbruk	475	536	0	0	
	Injisert	25	117	114	150	
	Utslipp	753	753	692	952	
K - RESERVOARSTYRING	Forbruk	12	14	6	4	
	Injisert	0	0	0	0	
	Utslipp	9	5	2	3	

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	470 793	429 087	425 201	411 370	331 094	361 469
	59 664	54 161	62 018	58 125	40 747	48 245
	119 005	117 402	107 797	104 873	89 502	86 818
	31 815	31 802	32 953	37 325	40 034	46 266
	4 867	4 020	4 973	8 880	8 306	10 821
	21 968	21 852	20 365	20 801	23 110	26 657
	9 340	10 011	10 451	9 686	8 885	9 197
	1 115	1 334	8 076	7 717	6 895	7 243
	1 173	1 356	1 040	518	474	379
	3 490	7 161	6 610	6 092	5 088	5 020
	917	1 282	1 558	575	329	736
	2 361	3 217	4 015	3 099	1 581	2 423
	25 535	26 342	25 123	23 429	19 999	22 723
	668	5 390	5 330	3 541	2 010	1 659
	16 133	16 697	17 302	17 169	16 045	18 797
	9 095	9 407	9 645	8 768	9 561	8 938
	394	334	589	1 921	1 534	1 681
	5 451	5 236	4 223	4 383	5 354	4 987
	5 875	6 121	7 281	6 728	15 664	6 700
	0	0	0	0	0	0
	615	383	1 781	1 585	1 529	1 862
	0	0	0	0	0	0
	100	895	2 690	1 618	983	553
	986	677	773	792	1 112	1 016
	16	25	14	7	2	14
	0	2	5	6	0	13
	12	9	4	1	1	1

Miljødirektoratet klasse beskrivelse	Miljø- direktoratets fargeklasse	kategori		2009	2010	2011	
Stoff på PLONOR listen	Grønn	201	Forbruk	287 182	286 277	273 274	
			Utslipp	109 905	90 612	99 503	
Vann	Grønn	200	Forbruk	95 710	88 264	78 114	
			Utslipp	48 296	36 638	38 515	
Andre Kjemikalier	Gul	100	Forbruk	91 886	103 061	80 141	
			Utslipp	14 649	11 727	12 305	
Bionedbrytbarhet < 20%	Rød	8	Forbruk	2 145	2 387	1 493	
			Utslipp	16	14	6	
To av tre kategorier: Bionedbrytbarhet < 60%, log Pow ≥ 3, EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	Rød	6	Forbruk	1 061	507	349	
			Utslipp	5	2	2	
Uorganisk og EC50 eller LC50 ≤ 1 mg/l	Rød	7	Forbruk	0	0	0	
			Utslipp	0	0	0	
Bionedbrytbarhet < 20% og giftighet EC50 eller LC50 ≤ 10 mg/l	Svart	4	Forbruk	1	21	12	
			Utslipp	0	0	0	
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow ≥ 4.5	Svart	3	Forbruk				
			Utslipp				
Bionedbrytbarhet < 20% og log Pow ≥ 5	Svart	3	Forbruk	1	1 238	1 128	
			Utslipp	1	1	0	
Hormonforstyrrende stoffer	Svart	1	Forbruk	14	-	0	
			Utslipp	0	0	0	
Liste over prioriterte kjemikalier som omfattes av resultatmål 1 (Prioritetslisten) St.meld.nr.25 (2002-2003)	Svart	2	Forbruk	0	0		
			Utslipp	0	0		
Stoff på prioritetslisten eller på OSPARS prioritetsliste	Svart	2	Forbruk				
			Utslipp				
Stoff som er antatt å være eller er arvestoff- skadelige eller reproduksjonsskadelige	Svart	1.1	Forbruk				
			Utslipp				



	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	282 848	347 659	322 308	311 326	284 080	236 999	260 693
	104 496	114 955	107 671	93 929	89 952	79 232	82 519
	86 001	103 774	98 679	97 414	104 162	89 061	85 085
	43 277	38 716	44 584	48 735	48 775	44 036	43 298
	68 454	83 779	77 067	85 617	88 472	84 066	87 643
	7 575	8 088	8 803	8 904	9 152	9 140	8 869
	1 287	1 664	1 821	2 004	1 871	1 996	2 223
	4	4	5	8	17	17	118
	801	1 340	1 351	1 411	1 040	719	635
	4	3	9	16	11	16	15
	0	0	0	50	135	102	110
	0	0	0	44	75	63	70
	11	5	14	4	2	1	0
	1	0	4	3	2	1	0
							965
							4
	694	476	631	322	517	320	
	0	3	4	4	2	3	
	0	0	0	0			
	0	0	0	0			
	0	0					
	0	0					
					0		
					0		
	0	0	0	0	0	0	1
	0	0	0	0	0	0	1

Miljødirektoratet klasse beskrivelse	Miljø- direktoratets fargeklasse	kategori		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
REACH Annex IV	Grønn	204	Forbruk				261	227	224	259
			Utslipp				137	132	85	98
REACH Annex V	Grønn	205	Forbruk				275	298	1 176	3 221
			Utslipp				6	24	536	1 594
Gul underkategori 1 dersom nedbrytningsstoffet forventes å bionedbrytes fullstendig eller bionedbrytes til stoff som ville falle i gul kategori, eller grønn kategori dersom de var omfattet av kategoriseringskrav	Gul	101	Forbruk							7 507
			Utslipp							3 324
Gul underkategori 1. Forventes å biodegradere fullstendig	Gul	101	Forbruk	7 336	8 124	7 755	6 902	6 800	6 612	
			Utslipp	3 709	3 843	3 673	3 257	3 199	3 169	
Gul underkategori 2 dersom nedbrytningsstoffet forventes å bionedbrytes til stoff som ville falle i rød kategori dersom de var omfattet av kategoriseringskrav	Gul	102	Forbruk							5 980
			Utslipp							2 634
Gul underkategori 2. Forventes å biodegradere til stoffer som ikke er miljøfarlige	Gul	102	Forbruk	4 989	7 472	5 403	5 346	10 291	5 259	
			Utslipp	1 768	1 714	1 702	1 507	1 533	2 092	
Gul underkategori 3 dersom nedbrytningsstoffet forventes å bionedbrytes til stoff som ville falle i svart kategori dersom de var omfattet av krav til kategorisering	Gul	103	Forbruk							0
			Utslipp							0
Gul underkategori 3. Forventes å biodegradere til stoffer som kan være miljøfarlige	Gul	103	Forbruk	1	6	1	1	0	0	
			Utslipp	0	1	0	1	0	0	
Kaliumhydroksid, natriumhydroksid, saltsyre, svovelsyre, salpetersyre og fosforsyre	Gul	104	Forbruk					5 419	3 756	5 984
			Utslipp					347	318	390
Kjemikalier som er fritatt økotoksikologisk testing. Inkluderer REACH Annex IV og V	Gul	99	Forbruk	2 100	1 609	4 876	6 272			
			Utslipp	482	373	368	749			
Polymerere som er unntatt testkrav og ikke er testet	Rød	9	Forbruk					1		2
			Utslipp					0		0
Additivpakker som er unntatt krav om testing og ikke er testet	Svart	0.1	Forbruk					6	8	9
			Utslipp					0	0	0
Mangler testdata	Svart	0	Forbruk	40	50	46	74	84	27	19
			Utslipp	1	4	5	0	0	1	1

UTSLIPP AV FORURENSNINGER I KJEMIKALIER
(TONN)

Stoff	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Arsen	0,20	0,15	0,18	0,51	0,48	0,23	0,21	0,28	0,24	0,27
Bly	2,52	1,47	1,48	3,51	3,86	2,80	2,44	3,29	2,78	2,88
Kadmium	0,02	0,01	0,01	0,06	0,03	0,06	0,02	0,03	0,08	0,16
Kobber	3,88	3,13	1,67							
Krom	0,81	0,73	0,77	0,88	1,01	0,85	0,61	0,59	0,39	0,30
Kvikksølv	0,01	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,02
Organohalogener		0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

AKUTTE UTSLIPP TIL SJØ

Utslipstype	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
KJEMIKALIE										
Antall, volum < 0.05 m ³	59,0	64,0	58,0	60,0	65,0	134,0	82,0	83,0	57,0	67,0
Antall, volum 0.05-1 m ³	61,0	62,0	65,0	57,0	62,0	68,0	49,0	55,0	54,0	37,0
Antall, volum > 1 m ³	42,0	32,0	28,0	39,0	31,0	36,0	42,0	25,0	29,0	24,0
Volum < 0.05 m ³ [m ³]	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	1,1	0,6	0,9	0,5	0,5
Volum 0.05-1 m ³ [m ³]	22,9	20,0	24,5	16,5	17,9	21,2	15,6	17,9	15,5	10,0
Volum > 1 m ³ [m ³]	13 028,6	6 244,9	175,6	388,3	1 267,2	736,8	1 562,0	313,5	898,7	1 015,2
Totalt antall	162,0	158,0	151,0	156,0	158,0	238,0	173,0	163,0	140,0	128,0
Totalt volum [m ³]	13 052,1	6 265,5	200,7	405,5	1 285,7	759,2	1 578,2	332,3	914,6	1 025,6
OLJE										
Antall, volum < 0.05 m ³	106,0	109,0	102,0	103,0	94,0	36,0	24,0	30,0	29,0	34,0
Antall, volum 0.05-1 m ³	37,0	24,0	29,0	24,0	19,0	15,0	17,0	6,0	15,0	8,0
Antall, volum > 1 m ³	4,0	7,0	2,0	4,0	6,0	8,0	6,0	3,0	3,0	5,0
Volum < 0.05 m ³ [m ³]	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3
Volum 0.05-1 m ³ [m ³]	9,3	4,9	8,8	6,5	5,6	4,3	6,0	1,4	5,0	2,8
Volum > 1 m ³ [m ³]	104,0	105,0	15,0	9,3	40,8	157,7	33,8	15,1	7,1	33,7
Totalt antall	147,0	140,0	133,0	131,0	119,0	59,0	47,0	39,0	47,0	47,0
Totalt volum [m ³]	113,9	110,5	24,3	16,5	47,1	162,3	40,0	16,7	12,2	36,7

År	Utslipp CO ₂ (tonn)	Utslipp NO _x (tonn)	Utslipp SO _x (tonn)	Utslipp PAH (g)	Utslipp PCB (g)	Utslipp Dioksin (mg)	Mengde brenngass (Sm ³)	Mengde diesel (tonn)	Mengde olje (tonn)	Utslipp til sjø - fall-out fra brønntest (tonn)
2009	12 444 220	49 804	473	62 365	1 757	80	4 824 405 725	312 627	6 920	1,0
2010	12 581 242	50 048	557	93 851	1 721	78	4 800 873 166	316 645	25 039	2,8
2011	12 283 631	51 475	899	1 593 389	1 740	79	4 725 836 624	377 017	10 105	3,4
2012	12 448 717	50 648	825	168 099	2 331	84	4 797 865 506	394 669	10 891	3,4
2013	12 722 253	52 057	921	47 472	870	40	4 702 505 527	436 831	4 827	1,4
2014	13 096 391	52 375	868	132 093	2 422	110	5 031 178 493	424 027	11 313	5,5
2015	13 484 751	46 789	736	58 407	1 071	49	5 291 070 354	356 844	4 854	2,4
2016	13 348 063	44 719	584	49 165	902	32	5 281 158 770	335 339	4 081	2,0
2017	13 190 410	42 900	516	78 155	1 433	66	5 233 271 123	285 876	6 480	2,5
2018	12 966 340	44 548	518	117 396	2 152	98	4 797 124 473	271 771 549	9 853	4,1

Kilde	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ANDRE KILDER										
Utslipp <i>nm</i> VOC	685	1 363	1 137	49	24	32	36	6	0	16
Utslipp CH ₄	537	1 635	2 559	185	90	122	134	10	0	25
Utslipp SO _x	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0
Utslipp NO _x	151	63	15	0	2	2	1	2	6	2
Utslipp CO ₂	91 028	113 691	100 019	62 058	35 031	44 910	42 228	12 539	7 412	42 571
BRØNNOPPRENSKNING										
Utslipp <i>nm</i> VOC								5	11	0
Utslipp CH ₄								2	3	0
Utslipp SO _x								0	0	0
Utslipp NO _x								85	177	0
Utslipp CO ₂								29 084	61 259	0
BRØNNTEST										
Utslipp <i>nm</i> VOC	20	85	30	25	18	38	16	10	11	32
Utslipp CH ₄	3	8	3	9	0	5	0	1	0	0
Utslipp SO _x	12	47	60	13	21	19	5	0	16	21
Utslipp NO _x	160	470	168	146	32	98	40	50	18	59
Utslipp CO ₂	46 011	152 940	55 619	59 745	18 481	52 586	20 027	17 478	11 942	37 549
FAKKEL										
Utslipp <i>nm</i> VOC	92	73	76	75	126	75	23	55	133	59
Utslipp CH ₄	321	263	278	267	264	238	90	200	325	150
Utslipp SO _x	3	3	224	215	200	201	172	169	124	55
Utslipp NO _x	607	606	589	556	650	553	574	572	431	553
Utslipp CO ₂	1 438 349	1 379 989	1 319 289	1 199 815	1 471 010	1 217 906	1 306 594	1 278 434	994 244	891 774
KJEL										
Utslipp <i>nm</i> VOC	17	21	37	33	21	26	38	36	23	21
Utslipp CH ₄	22	37	32	31	30	19	59	48	18	18
Utslipp SO _x	26	12	23	27	16	26	20	14	9	6
Utslipp NO _x	78	85	185	155	170	176	206	169	118	96
Utslipp CO ₂	152 171	115 056	113 354	242 413	235 646	235 658	230 476	218 121	201 634	169 671
MOTOR										
Utslipp <i>nm</i> VOC	1 217	1 283	1 554	1 502	1 713	1 721	1 415	1 318	1 187	1 355
Utslipp CH ₄	19	16	14	15	16	15	18	6	0	2
Utslipp SO _x	320	387	488	415	494	486	411	287	259	278
Utslipp NO _x	16 302	16 822	19 980	19 703	21 546	21 065	14 419	13 240	12 064	13 730
Utslipp CO ₂	823 882	856 490	1 025 526	998 860	1 132 633	1 138 908	955 720	853 505	753 212	860 556
TURBIN										
Utslipp <i>nm</i> VOC	883	890	867	883	864	933	990	982	1 013	990
Utslipp CH ₄	3 354	3 692	3 563	3 653	3 538	3 874	4 118	3 744	3 866	3 780
Utslipp SO _x	112	108	105	156	190	136	129	114	107	157
Utslipp NO _x	32 506	31 993	30 528	30 088	29 658	30 480	31 549	30 601	30 085	30 107
Utslipp CO ₂	9 892 780	9 922 026	9 630 473	9 885 826	9 829 452	10 406 423	10 929 706	10 938 903	11 160 707	10 964 207

22

**UTSLIPP AV CH₄ OG nmVOC FRA DIFFUSE
UTSLIPP OG KALDVENTILERING (TONN)**

År	nmVOC-utslipp	CH ₄ -utslipp
2009	9 161	18 483
2010	7 186	18 068
2011	8 254	19 181
2012	10 083	18 267
2013	9 184	19 854
2014	13 553	24 922
2015	13 354	22 475
2016	10 224	13 137
2017	9 178	9 841
2018	9 503	9 198

23

**MENGDE BRENTE HYDROKARBONER
I BRØNNTESTER**

År	Brent diesel (tonn)	Brent gass (m ³)	Brent olje (tonn)
2009	14	11 509 318	6 302
2010	48	31 426 218	24 989
2011	88	11 266 462	8 555
2012	0	8 560 987	10 891
2013	27	1 173 525	4 827
2014	21	4 804 194	11 007
2015	28	1 796 427	4 854
2016	15	3 313 607	2 694
2017	28	435 717	3 402
2018	41	1 875 731	9 853

24

**UTSLIPP AV CH₄ OG nmVOC FRA LAGRING OG LASTING
(TONN)**

Type	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LAGRING										
Utslipp nmVOC	6 397	4 655	4 041	2 978	7 160	5 170	3 724	3 244	2 706	1 205
Utslipp CH ₄	998	1 107	596	337	1 114	703	355	321	352	814
LASTING										
Utslipp nmVOC	27 032	22 646	15 072	17 409	16 144	28 205	27 747	26 623	21 985	27 409
Utslipp CH ₄	5 890	4 141	2 711	2 894	1 783	1 703	1 801	2 002	1 879	1 900

Type	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Annet	951	4 747	5 425	7 043	5 700	2 279	2 570	2 766	1 701	1 715
Blåsesand	0	1	3	0		161	482	296	537	221
EE-avfall	530	590	773	692	775	986	725	645	478	620
Glass	98	94	115	115	104	114	116	118	97	110
Matbefengt avfall	2 198	2 622	2 781	3 390	3 694	3 667	3 550	3 085	2 685	2 923
Metall	8 945	9 059	9 432	11 180	11 538	12 637	12 680	10 480	9 460	10 395
Papir	828	926	980	1 100	1 005	1 119	1 127	983	906	896
Papp (brunt papir)	414	440	483	457	465	326	215	127	130	182
Plast	490	597	635	676	736	748	671	600	658	659
Restavfall	3 079	3 718	3 750	2 586	2 503	2 183	2 176	2 155	2 701	1 731
Treverk	1 855	2 385	2 604	2 338	2 441	2 461	2 432	2 044	1 809	1 952
Våtorganisk avfall	120	107	89	115	270	361	213	214	263	254

NOROG Kategori	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Annet avfall	0	5	7	12	28	90	95	107	122	165
Batterier	79	73	143	111	140	200	126	109	116	186
Blåsesand	238	146	454	479	465	684	710	742	421	1 051
Borerelatert avfall	148 719	257 968	303 500	311 541	386 309	360 142	394 412	461 522	294 063	194 680
Brønnrelatert avfall					14 626	7 781	6 747	3 154	2 696	4 313
Katalysatormasse			2				10			1
Kjemikalier	101	89	162	152	1 003	3 086	2 199	1 671	3 599	1 512
Lysstoffrør	23	26	28	27	35	33	29	33	33	34
Løsemidler	89	39	777	273	457	699	307	9 382	803	1 379
Maling, alle typer				0	80	108	236	197	190	218
Oljeholdig avfall	2 447	2 031	6 810	2 288	6 438	8 499	8 855	18 610	11 964	7 415
Prosessrelatert avfall					72	517	558	417	479	534
Sement						11	22	32	38	12
Spraybokser	18	19	20	20	22	25	19	18	16	17
Tankvask-avfall	1 834	378	3 870	2 314	37 598	41 747	35 549	32 241	31 113	37 472

9

ORD OG FORKORTELSER

CH₄ Metan
CO₂ Karbondioksid
nmVOC Flyktige organiske forbindelser utenom metan
NO_x Nitrogenoksid
SO_x Svoveloksid
SO₂ Svoveldioksid
o.e. Oljeekvivalenter
Sm³ Standard kubikkmeter

IOGP
International Association of Oil and Gas Producers.

SSB
Statistisk Sentralbyrå.

Miljødirektoratet
Tidligere Klima- og forurensningsdirektoratet.

OSPAR
Oslo- og Paris konvensjonen er et folkerettslig forpliktende miljør Samarbeid om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet. 15 land med kystlinje eller med elver som renner ut i det nordøstlige Atlanterhavet er medlemmer.

PLONOR
Pose Little Or No Risk to the Marine Environment er en liste fra OSPAR over kjemiske forbindelser som antas å ha liten eller ingen effekt på det marine miljøet ved utslipp.

Omregningsfaktorer
basert på energiinnholdet i hydrokarboner. Beregnet i henhold til definisjoner fra Oljedirektoratet (OD):

Olje 1 m³ = 1 Sm³ o.e.
Olje 1 fat = 0.159 Sm³
Kondensat 1 tonn = 1.3 Sm³ o.e.
Gass 1 000 Sm³ = 1 Sm³ o.e.
NGL 1 tonn = 1.9 Sm³ o.e.



NORSK OLJE OG GASS

Sentralbord: 51 84 65 00

E-post: firmapost@norog.no

.....

FORUS (HOVEDKONTOR)

Postadresse

Postboks 8065

4068 Stavanger

Besøksadresse

Vassbotnen 1

4313 Sandnes

.....

OSLO

Postadresse

Postboks 5481 Majorstuen

0305 Oslo

Besøksadresse

Næringslivets Hus

Middelthunsgate 27

Majorstuen

.....

TROMSØ

Besøksadresse

Bankgata 9/11

9008 Tromsø

Postadresse

Postboks 448

9255 Tromsø

© Norsk olje og gass 08-2019.

Design:  **fasett**

Foto:

Woldcam/Equinor (forside)

Norsk olje og gass (side 4, 26, 36, 46, 52, 55 og 56)

Jan Arne Wold/Equinor (side 6)

Thomas Sola/Equinor (side 9, 51)

Ole Jørgen Bratland/Equinor (side 10)

Eva Sleire/Equinor (side 13)

Tommy Ellingsen/Norsk olje og gass (side 14, 19)

Anne Lise Norheim/Halliburton (side 21)

Harald Pettersen/Equinor (side 23, 31)

Michio Morimoto (side 29)

Louise Ireland (side 33)

iStockphoto (side 35)

Arne Reidar Mortensen/Equinor (side 49)

Derek Keats (side 77)

Papir: Multidesign (240/130g)

Opplag: 150 (Norsk)

Trykkeri: HBO AS

Se www.norskoljeoggass.no

for engelsk versjon.

ISSN 1894-2059

NORSKOLJEOGGASS.NO



Norsk olje&gass