

2022 KLIMA- OG MILJØRAPPORT

OLJE- OG GASSINDUSTRIENS KLIMA- OG MILJØARBEID
FAKTA OG UTVIKLINGSTREKK





KLIMA- OG MILJØRAPPORT 2022

Fra 2021 ble Klima- og miljørapporten fra Norsk Olje og Gass utgitt digitalt.

Vi anbefaler deg å bruke den digitalt da du får dra nytte av interaktiviteten i grafene og har mulighet for å gå dypere inn i tallmaterialet enn noensinne tidligere.

Vi har også muliggjort nedlasting av PDF rapporten via knappen under.

Merknad: Noen tekst og tabell titler kan være forskjøvet over på neste side.

1 FORORD

Norsk olje og gass gir hvert år ut en egen miljørapport 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 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 Collabor8 Footprint (Tidligere: EPIM Environment Hub (EEH)), en felles database for Norsk olje og gass, Miljødirektoratet, Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet samt Oljedirektoratet. Alle operatører av felt på norsk sokkel skal levere årlige utslippsrapporter i tråd med regelverkskrav som er videre detaljert i Miljødirektoratets retningslinje M-107. 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 Footprint. Dette gjelder både planlagte, myndighetsgodkjente driftsutslipp og utilsiktede utslipp. Gjennom felles rammer beskrevet i Norsk olje og gass' retningslinje 044 sikres konsistent utslippsrapportering fra alle utvinningstillatelser.

Avgrensningen av petroleumsindustrien følger petroleumslovens 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 sammendrag av aktuelle utslippsreducerende tiltak og nye forskningsresultater fra prosjekter knyttet til havmiljø og klima.

Som en del av rapporten kan man også laste ned de feltspesifikke utslippsrapportene som er oversendt Miljødirektoratet.

2 SAMMENDRAG

I likhet med 2020 ble 2021 et år preget av koronapandemien med tidvis høyt smittetrykk og omfattende smittevernstiltak. Til tross for dette, bidro vaksineringen til en gradvis gjenåpning av samfunnet og en solid økonomisk innhenting for året sett under ett.

Relativt lave globale investeringer i olje og gass de siste årene, kombinert med stadig økende etterspørsel har strammet inn olje- og gassmarkedet og presset prisene oppover gjennom året.

De midlertidige endringene i petroleumsskattesystemet vedtatt sommeren 2020 som en følge av koronapandemien, har bidratt til å opprettholde aktivitetsnivået på sokkelen. Nye prosjekter som nå settes i gang vil bidra til svært store inntekter til felleskapet i årene som kommer, og bidrar til å sikre arbeidsplasser i leverandørindustrien over hele landet.

Produksjonen på norsk sokkel i 2021 fortsatte å øke sammenlignet med fjoråret som følge av økt produksjon fra Johan Sverdrup-feltet, som startet opp høsten 2019. Det planlegges oppstart av fase 2 av feltet i 2022 og når produksjonen går for fullt vil Johan Sverdrup stå for 35 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel.



De totale CO₂-utslippene gikk ned for sjette år på rad, og sammen med økt produksjon gjør det at utslipp per produsert enhet reduseres. Utslippene av NO_x gikk også ned, mens utslipp av produsert vann er omtrent uendret. Mengde farlig avfall sendt til land gikk noe opp i 2021 sammenlignet med året før, hovedsakelig på grunn av økt bruk av oljebasert borevæske.

Olje- og gassnæringen har gjennom klimastrategien satt seg ambisiøse klimamål, og status på måloppnåelse følges opp i årlige statusrapporter.

I 2021 ble det avsluttet 40 letebrønner (31 undersøkelsesbrønner og 9 avgrensingsbrønner), en oppgang fra året før da antall brønner var 31. Det ble gjort til sammen 20 olje- og gassfunn som ga en ressurstilvekst på 81 millioner sm³ o.e. Det er en nedgang i investeringene på rundt 6% sammenliknet med 2021 og dette skyldes i hovedsak at større utbyggingsprosjekter ferdigstilles og kommer i produksjon. Det forventes sanksjonering av en rekke prosjekter innen utgangen av 2022, noe som vil føre til økte investeringer i årene som kommer.

I KonKraft-rapporten "Fremtidens energinæring på norsk sokkel – klimastrategi mot 2030 og 2050"

beskriver petroleumsnæringen hvordan de absolutte klimagassutslipp skal reduseres til nær null i 2050 i Norge, og hvordan teknologi og kompetanse fra industrien kan gi klimagassreduksjoner i Europa og resten av verden. Næringen har varslet årlig rapportering frem til målene er nådd. Årlig statusrapport viser at næringen jobber aktivt for å nå klimamålene og har identifisert tiltak som kan redusere utslipp med 50 prosent.

I tillegg til å nå klimamålene har bransjen en ambisjon om å gradvis skape en ny og fremtidsrettet energinæring på norsk sokkel gjennom en omfattende satsing på utvikling av lavutslippsteknologier som lav- og nullutslippsdrivstoff

som hydrogen og ammoniakk, CO₂-fangst og -lagring og havvind. Eksport av norske lav- og nullutslippsløsninger vil tilrettelegge for store utslippskutt i Norge, Europa og resten av verden og være viktige bidrag for å nå globale klimamål.

Totale utslipp av klimagasser fra norsk sokkel og landanlegg under petroleumsskatteloven i 2021 var 11,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, en nedgang fra 12,6 millioner tonn fra året før. Hovedårsaken til at utslippene har gått ned er hovedsakelig driftsstans på Melkøya. Også redusert energiforbruk og reduksjon i fakling på eksisterende felt bidrar til reduksjonen. Metanutslippene gikk noe ned sammenlignet med 2020.



Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som CO₂-avgift, EU ETS, NOx avgift/fond, faklingsbegrensninger i produksjonstillatelsene, utslippstillatelser med krav om energiledelse samt krav om bruk av best tilgjengelig teknologi, samt vurdering av kraft fra land i forbindelse med nye utbygginger. Sammen med en robust ressurs- og utvinningspolitikk har disse regulatoriske virkemidlene utløst og vil fortsette å utløse tiltak som representerer utslippsreduksjoner på norsk sokkel.

Totale utslipp av NOx fra petroleumsvirksomheten har også blitt redusert, og det er reduserte NOx-utslipp fra både turbiner og motorer.

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.

Høyere leteaktivitet medførte en oppgang i utslipp av kaks boret med vannbaserte borevæsker, mens bruk av oljebasert borevæsker økte som følge av produksjonsboring. Utslippene til sjø gikk noe opp i 2021 sammenlignet med året før da leteaktiviteten var lav. Det er videre redusert injeksjon av kaks boret med oljebaserte borevæsker, og dette sammen med økt forbruk medførte at mengde farlig avfall sendt til land økte i 2021 sammenlignet med 2020.

Utslippene av produsert vann var i 2021 127 millioner m³, en liten oppgang fra 126 millioner m³ i 2020.

Fra 2015 er utslippene redusert med nærmere 25 millioner m³. Andel injisert produsert vann ligger på samme nivå som i fjor (26 prosent). Mange felt på sokkelen er i en moden fase der det kreves økt injeksjon av vann for å opprettholde trykket i reservoaret, dermed øker også mengden produsert vann på disse feltene.

Gjennomsnittlig oljeinnhold i produsertvann for hele sokkelen har vist en synkende trend de siste par årene. I 2021 var oljeinnholdet 9,24 mg/l, en reduksjon fra 2020 på 5%. Myndighetskravet for oljeinnhold er 30 mg/l. Både forskningsresultater, miljøovervåking og selskapenes risikobaserte vurderinger av disse utslippene, viser at miljøeffektene av utslippene er neglisjerbare.

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 ti år siden. Årsaken er en risikobasert tilnærming og substitusjon av kjemikalier som er identifisert som miljøfarlige. Det såkalte nullutslippsarbeidet startet allerede i 1998 som et samarbeid mellom industrien og myndighetene. Arbeidet er forankret i en risikobasert tilnærming. Dette har industrien gjort ved utvikling av Environmental Impact Factor (EIF) og gjennom en Risk Based Approach (RBA).

Målet for nullutslippsarbeidet for tilsatte kjemikalier ble nådd allerede i 2006, men fremdeles arbeider industrien med å substituere kjemikalier for å redusere risikoen. Totale utslipp av kjemikalier økte fra 148 000 tonn i 2020 til 189 000 tonn i 2021, men 92% av utslippene er i såkalt grønn kategori (ingen eller svært liten miljøeffekt). De mest miljøfarlige kjemikaliene i rød og svart kategori utgjør nå henholdsvis 0,28% og 0,003 % av utslippene.

Et omfattende forebyggende arbeid i næringen for å unngå utilsiktede akutte utslipp har ført til en nedadgående trend i antall utslipp av olje over mange år. Det totale utslippsvolumet varierer i betydelig grad fra år til år, og domineres av enkelthendelser.

I 2021 var totalt 52 akutte utslipp av oljer, hvorav 16 var med volum større enn 50 liter. Ser man bare på utslipp av råolje, var det totalt 28 utslipp og i kategorien større enn 1 m³ var det 3 utslipp i 2021. Totalt volum av akutte oljeutslipp i 2021 var 31 m³, en oppgang fra 14 m³ i 2020. Antall utilsiktede utslipp av kjemikalier gikk opp fra 142 i 2020 til 161 i 2021. Omtrent 50% av utslippene er små (mindre enn 50 liter), og totalt utslippsvolum er betydelig redusert fra 1 536 m³ i 2020 til 124 m³ i 2021. Dette skyldes 4 store enkelthendelser med utslipp av vannbasert borevæske i 2020. Hovedvekten av utslippene (99%) er kjemikalier klassifisert som gule og grønne, med ingen eller liten miljøeffekt.

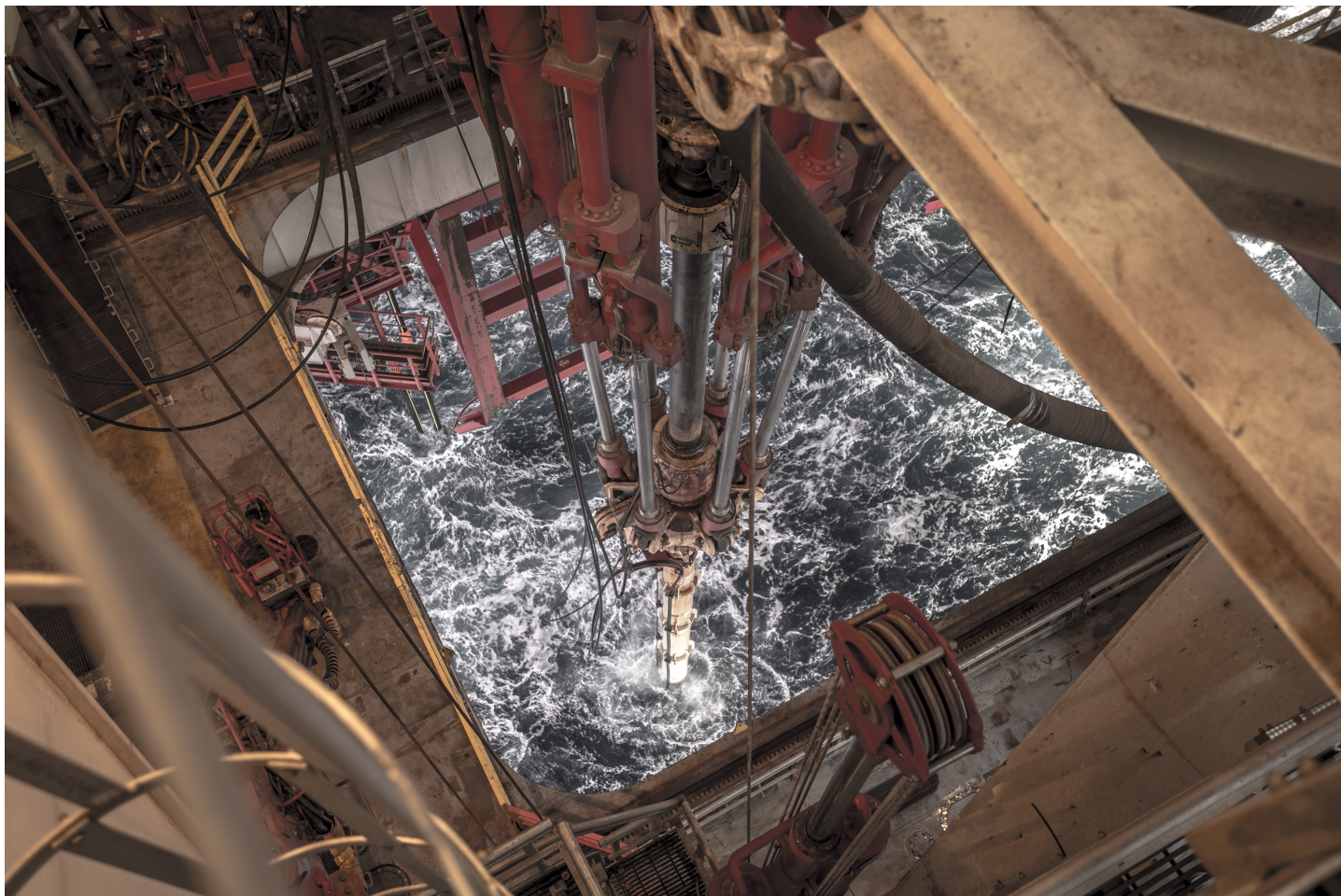
Miljøovervåking utføres av uavhengige konsulenter etter myndighetens anbefaling. Industrien bruker betydelige ressurser hvert år på å undersøke hvilke utslipp som kan medføre effekter i naturmiljøet. Det utføres miljøovervåking av havbunnen og av vannsøylen i tillegg til visuell overvåking, særlig i områder med sårbar fauna.

Resultater fra havbunnsundersøkelsene viser at effekter er knyttet til partikkelutslipp og nedslamming, i hovedsak noen ti-talls til noen hundre meter fra utslippet. For vannsøyleovervåkingen er konklusjonen at effektene er knyttet til nærområdet til utslippet, vanligvis begrenset til utslag i biomarkører ut til en avstand på ca. 1000 m.

3 AKTIVITETSNIVÅET PÅ NORSK SOKKEL

2021 ble også et år preget av koronapandemien med tidvis høyt smittetrykk og smittevernstiltak. Til tross for dette, bidro vaksineringen til en gradvis gjenåpning av samfunnet og en solid økonomisk gjeninnhenting for året sett under ett med en vekst i fastlands BNP på 4,2 prosent.

Relativt lave globale investeringer i olje og gass de siste årene, kombinert med stadig økende etterspørsel har strammet til markedet og presset prisene oppover gjennom året. Særlig gassprisene i Europa har nådd ekstremt høye nivåer blant annet som følge sterk etterspørselsvekst kombinert med mindre tilgang på russisk rørgass og LNG.



De midlertidige endringene i petroleumsskattesystemet vedtatt sommeren 2020 har bidratt til å opprettholde aktivitetsnivået på sokkelen. Sammenlignet med andre offshoreregioner, viser analyser fra Rystad Energy at investeringene på Norsk sokkel har falt lite gjennom pandemien. Nye prosjekter som nå settes i gang vil bidra til svært store inntekter til felleskapet i årene som kommer.

Russlands invasjon av Ukraina den 24. februar markerer et skifte i internasjonal sikkerhetspolitikk. Krigen vil også kunne ha betydelig innvirkning på energimarkedene ettersom Russland er en stor eksportør av både olje, gass og kull. EU har nå uttalte mål om å gjøre seg helt uavhengig av russisk gass innen 2030 og 2/3 skal være kuttet innen utgangen av 2022. Norges posisjon som en stabil og pålitelig energileverandør til Europa er som følge av dette kraftig forsterket.

Oljeproduksjon/etterspørsel globalt

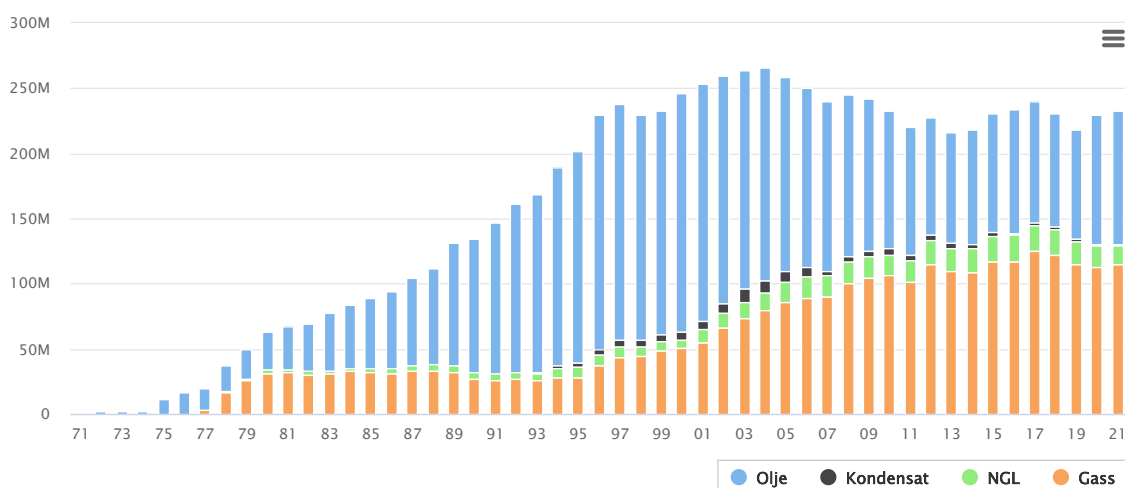
I 2021 ble det produsert 102,7 millioner Sm³ olje. Oljeproduksjonen i 2021 fortsatte å øke mot fjoråret som følge av oppstarten av Johan Sverdrup- feltet. Det planlegges oppstart av fase 2 av feltet i 2022 og når produksjonen går for fullt vil Johan Sverdrup stå for 35 prosent av oljeproduksjonen på norsk sokkel. Det er god aktivitet på sokkelen og

produksjonen fra nye felt antas å overgå nedgangen i eksisterende felt de nærmeste årene. Oljeproduksjonen anslås å nå en foreløpig ny topp på 117 millioner Sm³ (2 millioner fat per dag) i 2024.

Den globale oljeetterspørselen i 2021 endte på om lag 97,5 millioner fat per dag ifølge IEA. Som følge av krigen i Ukraina og dens effekter på den globale økonomien, samt nye

nedstenginger i Kina på grunn av nye smitteutbrudd, har IEA de siste månedene nedjustert anslaget for oljeetterspørselen i 2022. Det forventes nå en vekst i oljeetterspørselen på 1,9 millioner fat per dag i 2022 til 99,4 millioner fat per dag.

01 HISTORISK PETROLEUMSPRODUKSJON PÅ NORSK SOKKEL (MILL. SM³ O.E.)



Gassproduksjon/ etterspørsel Europa

I 2021 ble det solgt totalt 115 milliarder Sm³ naturgass (bcm). Det er en økning på tre prosent fra 2020. Økningen forklares med sterk etterspørsel i Europa og svært høye priser. Fremover forventes gassproduksjonen å ligge på et stabilt høyt nivå.

Ifølge IEA økte gassetterspørselen i Europa med 6 prosent i 2021 (32 bcm). En stor del av etterspørselsøkningen ble tatt ut i første halvdel av året. Høyere priser mot slutten av 2021 bidro til noe redusert etterspørsel i enkelte segmenter i årets siste kvartal. Det forventes at vedvarende høye gasspriser vil redusere etterspørselen i 2022. Etter Russlands invasjon av Ukraina har IEA imidlertid nedjustert forventningene til gassetterspørselen i Europa ytterligere. Det forventes nå en nedgang på 6 prosent i 2022 i hovedsak drevet av høye priser som gjør gass mindre konkurransedyktig vis a vis kullkraft. EU sine planer om

å fase ut russisk gass vil også kunne påvirke den overordnede etterspørselen ettersom det vil bli et økt fokus på nye alternative energikilder i kombinasjon med økt gassimport fra andre leverandører.

TFO 2021, 2022 og 25.

konsesjonsrunde.

Høring på 25. konsesjonsrunde ble gjennomført etter at Stortinget vedtok Meld. St. 20 (2019-2020) Helhetlige forvaltningsplaner for de norske havområdene. 25. konsesjonsrunde ble utlyst i november 2020 og syv selskaper fikk tilbud om eierandeler i 4 utvinningstillatelser i juni 2021. Som følge av budsjettavtalen mellom SV og regjeringen vil det ikke bli gjennomført en 26. konsesjonsrunde i 2022.

Ved tildelinger av forhåndsdefinerte områder (TFO) 2021 ble det tildelt 53 nye utvinningstillatelser. De 53 utvinningstillatelsene fordeler seg på 28 i Nordsjøen, 20 i Norskehavet og 5 i Barentshavet. 17 av utvinningstillatelsene er tilleggsareal

til eksisterende utvinningstillatelser. 28 ulike oljeselskaper, fra de store internasjonale selskapene til mindre norske leteselskaper, fikk tilbud om andeler i en eller flere av disse tillatelsene. 15 selskaper ble tilbudt ett eller flere operatørskap.

Olje og energidepartementet tar sikte på å gjennomføre TFO 2022 i tråd med vanlig tidsplan. Det vil si utlysning med en søknadsfrist i 3. kvartal 2022 og tildeling i januar 2023.

Leteaktivitet

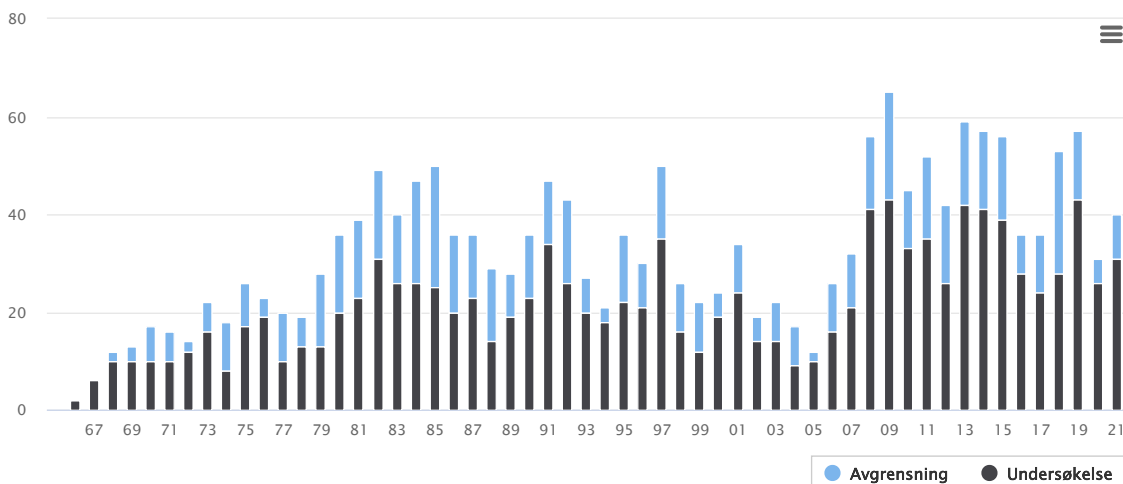
I 2021 ble det avsluttet 40 letebrønner (31 undersøkelsesbrønner og 9 avgrensingsbrønner). Det ble gjort til sammen 20 olje- og gassfunn som ga en ressurstilvekst på 81 millioner Sm³ o.e. Oljedirektoratet påpeker at det har vært en jevn økning i ressurstilveksten de siste årene og at 2021 hadde den høyeste tilveksten siden 2014. Det forventes at det vil bli boret mellom 30-40 letebrønner i 2022.

02

PÅBEGYNT LETEGRØNNER PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet)

(Kilde:





Investeringer

Norsk olje og gass la frem sin investeringsanalyse for norsk sokkel i desember 2021. Analysen gir anslag for investeringsnivået på sokkelen de neste fem årene. I 2022 forventes investeringer (ekskludert leting samt nedstenging og fjerningskostnader) på 136 milliarder kroner. Det er en nedgang på rundt 6% sammenliknet med

investeringene i 2021 og skyldes i hovedsak at større utbyggingsprosjekter ferdigstilles og kommer i produksjon.

Det forventes sanksjonering av en rekke prosjekter innen utgangen av 2022. Dette vil føre til økte investeringer i årene som kommer. Det er imidlertid større usikkerhet rundt investeringsanslagene lenger

frem i tid ettersom en stor andel er knyttet til prosjekter hvor det enda ikke er tatt endelig investeringsbeslutning. Økte råvarepriser, energipriser, og eventuelle forstyrrelser i globale verdikjeder som følge av krigen i Ukraina øker usikkerheten.

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. 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 2021 var betydelig lavere enn toppåret 2019, og det ble boret totalt 226 brønner hvorav 40 var letebrønner. Utslipp av produsert vann nådde et maksimum i 2007 på vel 160 millioner Sm³. I 2021 utgjorde det samlede utslippet 127 millioner Sm³.



4.1 UTSLIPP FRA BORING

Boreaktiviteten gikk noe opp i 2021. Antall nye produksjonsbrønner boret i 2020 var 186.

Antall letebrønner var 40, opp fra 31 i forhold til 2020.

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, oljebaserte og vannbaserte. 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. Én vektprosent tilsvarer 10 gram olje per kilo borekaks.

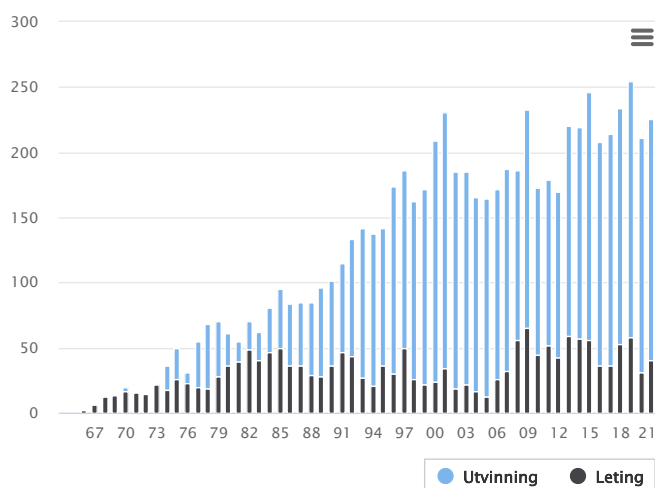
Utslipp av kaks med et vedheng av oljebaserte eller syntetiske borevæsker på mindre enn 1 vektprosent olje er kun tillatt etter tillatelse fra Miljødirektoratet. Brukte oljebaserte borevæsker og borekaks med vedheng av slike blir enten fraktet til land som farlig avfall for forsvarlig håndtering, eller injisert i egne brønner i undergrunnen.

Operatørene benytter vannbasert borevæske så langt det er mulig, også for å redusere mengde avfall som må håndteres. Oljebasert borevæske er mer boreteknisk effektivt enn vannbasert borevæske, og mer komplekse brønner vil ha et større behov for bruk av oljebaserte borevæsker.

Forbruket av oljebasert borevæske gikk opp med ca. 27 prosent i 2021 sammenlignet med 2020, hovedsaklig på grunn av produksjonsboring på Johan Sverdrup.

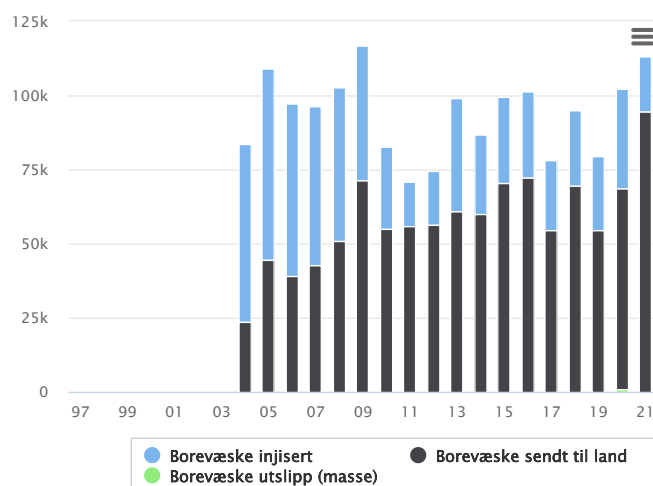
03

ANTALL BRØNNER BORET PÅ NORSK SOKKEL ETTER 2000 (KILDE: OD)



04

DISPONERING AV OLJEBASERT BOREVÆSKE (TONN)



Mengde kaks og borevæske injisert i undergrunnen gikk ned i 2021, og andelen ble redusert fra 33 til 9 prosent.

Mengdene borekaks presentert i figur 5 er basert på beregninger av utboret masse. Mengdene borekaks som er registrert levert på land som farlig avfall (se kapittel 8 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 i stor grad vannet tilsatt kaksen før mottak på land.

I 2016 var mengde oljekontaminert kaks som ble registrert levert som

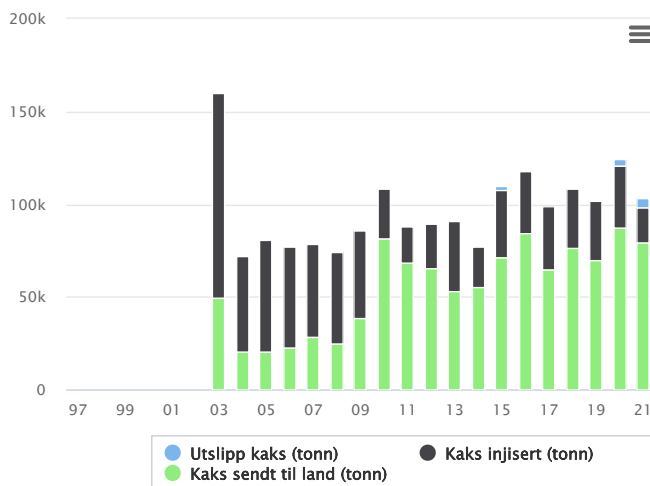
avfall på land 118 000 tonn. I 2017 var mengdene redusert til nær 88 000 tonn, men mengdene økte noe i årene etterpå, for deretter å bli redusert fra 2020 til 2021 selv med økt boreaktivitet. I 2020 var mengden 87 000 tonn og i 2021 79 000 tonn. På land skiller vann og kaks. Mens vannet renses og slippes ut til sjø, går kaksen til videre behandling i henhold til gjeldende regelverk.

Utslipp av borekaks med vannbasert borevæske i 2021 var på ca. 102 000 tonn, en økning på ca 24 000 tonn fra året før. Vannbaserte borevæsker inneholder hovedsakelig naturlige komponenter som leire eller salter. Dette er stoffer som er klassifisert som grønne i Miljødirektoratets

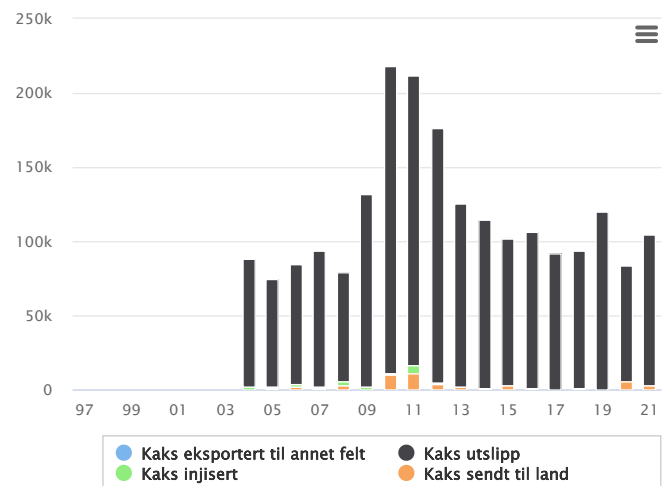
klassifiseringsystem. I henhold til OSPAR utgjør disse liten eller ingen risiko i det marine miljø når de slippes ut.

Utslippenes mulige virkning på miljøet følges opp gjennom omfattende miljøovervåking (se kapittel 5.3).

05 DISPONERING AV KAKS KONTAMINERT MED OLJEBASERTE BOREVÆSKER (TONN)

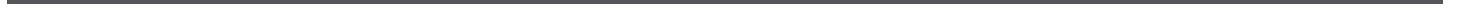


06 DISPONERING AV BOREKAKS FRA BRØNNER BORET MED VANNBASERT BOREVÆSKE (TONN)



4.2 UTSLIPP FRA OLJEHOLDIG VANN

Det er tre hovedkilder til utslipp av oljeholdig vann fra petroleumsvirksomheten på norsk sokkel hvor produsert vann utgjør det største bidraget:



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 renses 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.

Fortreningsvann: Sjøvann benyttes som ballast i lagerceller på noen plattformer. 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 renses i henhold til kravene, men 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

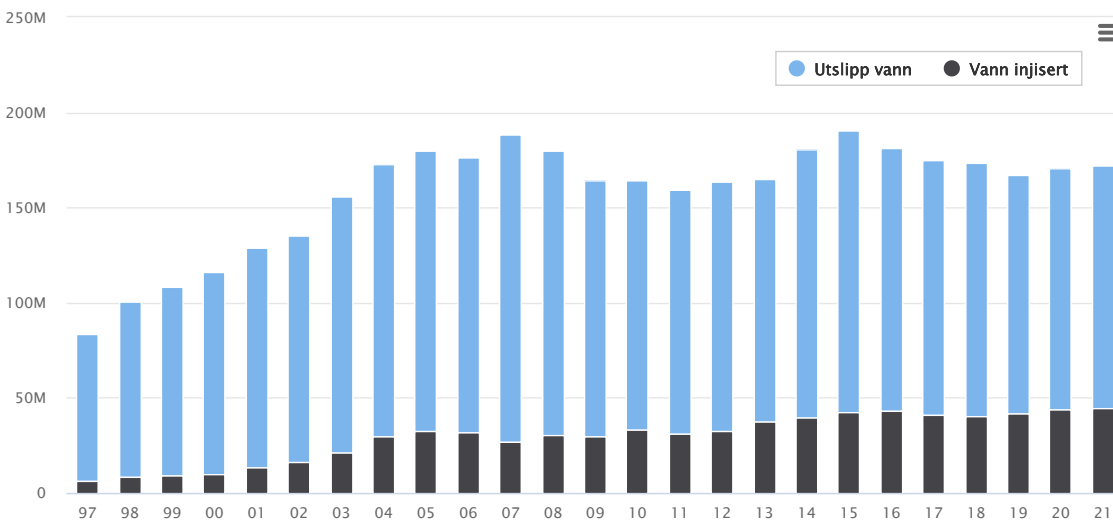
nedfall av oljedråper i forbindelse med brenning av olje ved brønntesting og brønnvedlikeholdsarbeid.

UTSLIPP AV PRODUSERTVANN

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 2021 var utslippet på 127 millioner Sm³, en økning på ca 1 millioner Sm³ fra 2020. Dette volumet tilsvarer en kvadratkilometer ned til et dyp på 126 meter. Mengde dispergert olje til sjø var på 1530 tonn, fordelt på alle utslippspunktene. De største utslippene finner sted på modne felt med mye produsert vann. Jetting bidro med 25,8 tonn olje til sjø.

07

MENGDE PRODUSERT VANN SOM SLIPPES TIL SJØ OG SOM BLIR INJISERT I BERGGRUNNEN (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 2021 ble ca. 26 prosent av det produserte vannet injisert eller vel 45 millioner Sm³, noe mer enn året før.

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. Vannet injiseres for å opprettholde trykket i reservoaret og øke utvinningsgraden av olje fra reservoaret. Dette er hovedsakelig rensset 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 produsert olje på norsk sokkel har generelt vist økende tendens, men gikk noe tilbake i 2016 sannsynligvis på grunn av oppstart av produksjon på en del nye felt. Oppstart på Johan Sverdrup-feltet bidrar til noe høyere produksjon av olje samtidig som vannproduksjonen ikke økte tilsvarende.

Resultatene fra miljøovervåkingen konkluderer med at det ikke er påvist

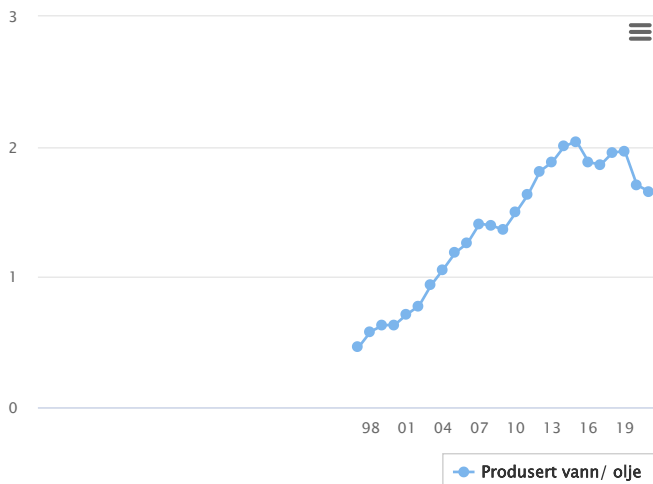
miljøeffekter av betydning, som følge av utslipp av produsert vann (se kapittel 5.3).

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 2021 utgjorde fortrenningsvann 33,7 millioner Sm³ mens totalvolumet var ca. 34,5 millioner Sm³ (se figur 9).

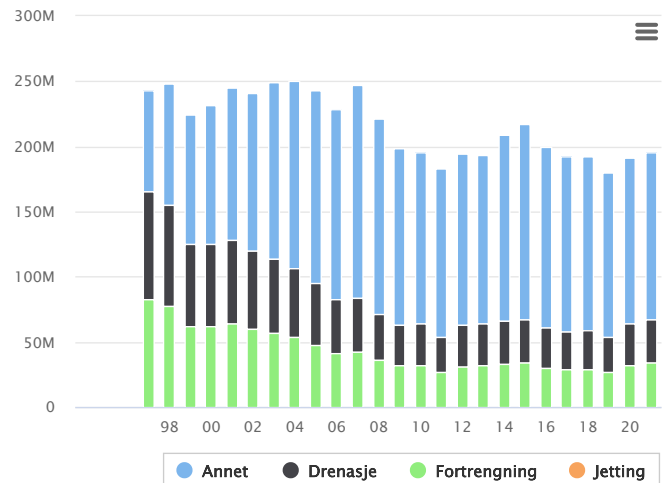
08

FORHOLDSTALLET MELLOM PRODUSERT VANN OG OLJEPRODUKSJONEN PÅ NORSK SOKKEL



09

UTSLIPPSVOLUM TIL SJØ AV ANDRE TYPER OLJEHOLDIG VANN (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 2021 var 9,24 mg/l, mens myndighetskravet er 30 mg/l. Dette er en reduksjon på 5 prosent sammenlignet med 2020.

Mengden olje som fulgte utslippet av produsertvann til sjø gikk ned fra 1491 tonn i 2020 til 1409 tonn i 2021 (se figur 11). Totalt ble det sluppet ut 1531 tonn olje med vann fra drenasje, fortrenning, produsert og jetting. I 2020 lå utslippet på 1609 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 innehold 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.

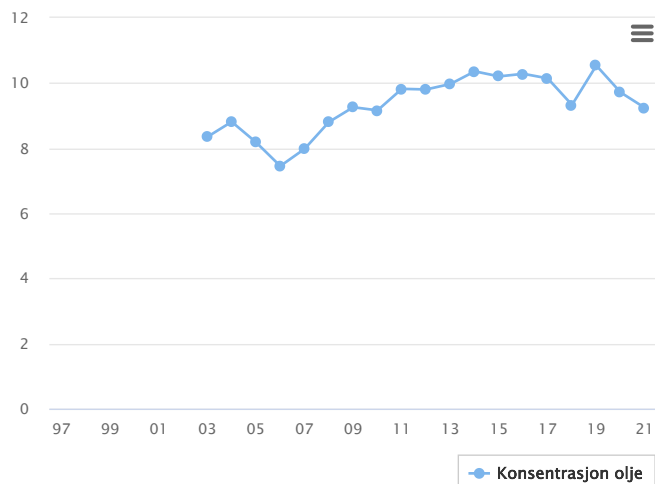
En artikkel som beskriver mulig modellerte effekter av PAH på egg/ungel av torsk i Nordsjøen ble publisert av Nepstad og kolleger i Marine Pollution Bulletin i 2021. "North sea produced water PAH exposure and uptake in early life stages of Atlantic Cod".

Artikkelen konkluderer blant annet "In all simulations we find the predicted total internal PAH concentration (26 components) to be below 1.2 nmol/g, a factor of 1000 less than concentrations commonly associated with acute narcotic effects".

Det utføres også eksperimenter og forsøk i vannsøyleovervåkingen på Ekofiskfeltet i 2021, som vil bli tilgjengelige senhøstes 2022.

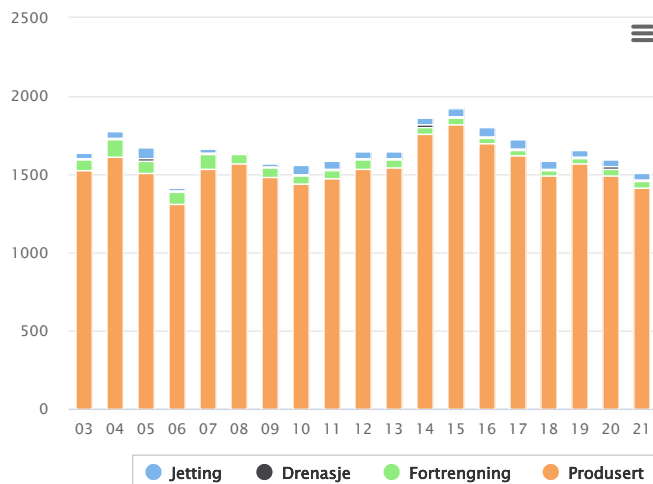
10

KONSENTRASJONEN AV OLJE I UTSLIPPET AV PRODUSERT VANN TIL SJØ (mg/l)



11

UTSLIPP AV OLJE SOM FØLGER VANNUTSLIPPENE FRA NORSK SOKKEL (TONN)



4.3 UTSLIPP FRA 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.

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

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

2) Gule er i bruk, men er ikke dekket av noen av de andre kategoriene. Normalt tillatt å slippes ut uten spesifiserte vilkår, med unntak av Gul Y2 kategori som har grenseverdier for utslipp i nyere utslippstillatelser.

3) Røde skal prioriteres for substitusjon (utskiftning) med andre kjemikalier i grønn eller gul kategori, men som kan slippes ut etter godkjenning fra myndighetene.

4) Svarte kan myndighetene tillate blir 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 havs.

Utslippene av tilsatte kjemikalier fra norsk petroleumsvirksomhet i 2021 var ca. 189 000 tonn. Dette er en økning på 27 prosent fra 2020. 90 prosent av utslippene var grønne kjemikalier. Røde og svarte samlet utgjorde ca. 0,2 prosent av utslippene.

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

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. Dette skyldes hovedsakelig at utslipp av brannskum tidligere ikke ble rapportert fordi det var et sikkerhetskjemikalium. Det foreligger nå alternativer med mindre miljøskadelige egenskaper og brannskum ble derfor innlemmet i substitusjonskravet. Disse nye alternativene er nå faset inn på alle felt på sokkelen.

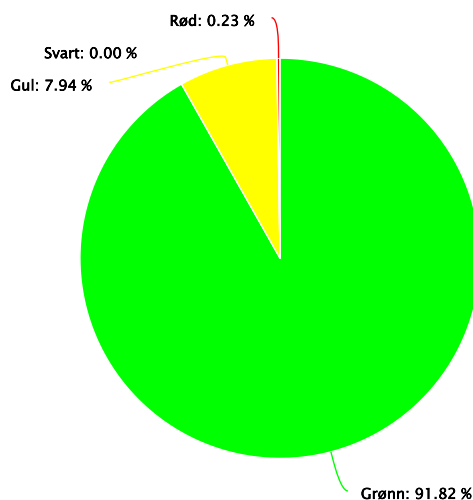
Utslipet av svarte kjemikalier i 2021 var på 5,5 tonn, en nedgang fra 7 tonn i 2020. Flere av kjemikaliene som benyttes i produksjon av ferskvann offshore mangler HOCNF og klassifiseres derfor som svarte.

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 2021 ble det sluppet ut 442 tonn røde kjemikalier, en liten økning fra 2020 da utslippet var på 412 tonn.

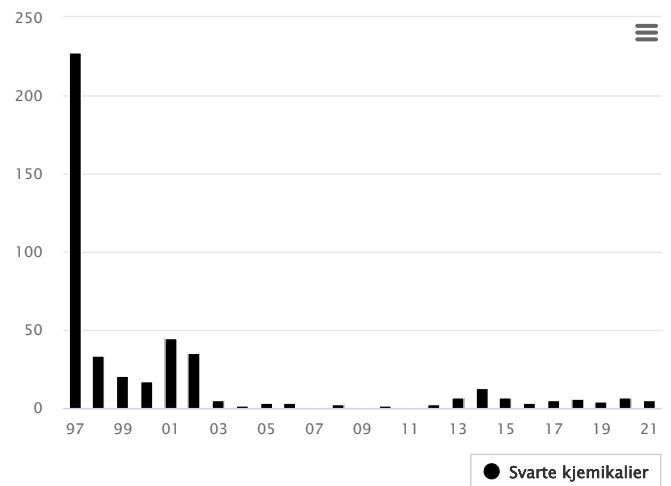
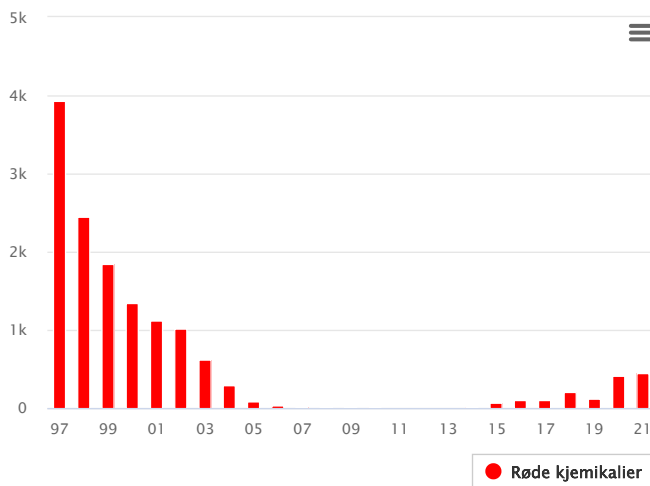
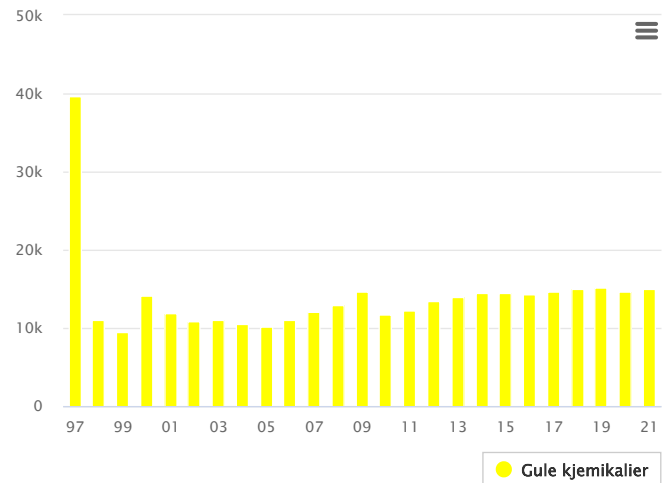
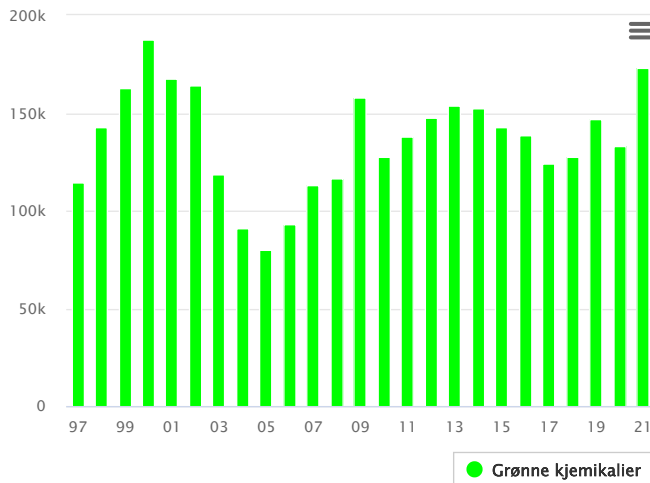
Grunnen til den tilsynelatende økningen de siste årene er endrede krav til rapportering. Blant annet ble det begroingshindrende middelet natriumhypokloritt som også benyttes i drikkevannsbehandling og svømmehaller på land, reklassifisert fra gult til rødt.

I 2020 kom det også et nytt rapporteringskrav knyttet til kjemikalier benyttet i generering av ferskvann. Her benytter flere felt egenprodusert hypokloritt, som nå skal rapporteres og klassifiseres som rødt.

12 FORDELINGEN I MILJØDIREKTORATETS FARGEKATEGORIER AV UTSLIPP AV TILSATTE KJEMIKALIER FRA SOKKELEN 2021







4.4 NULLUTSLIPPSARBEIDET PÅ NORSK SOKKEL

Nullutslippsarbeidet startet som et samarbeid mellom industrien og myndighetene i det såkalte Nullutslippsprosjektet i 1998 og ble videreført i 2002 og 2003. Begrepet nullutslipp har vært gjenstand for diskusjon og fortolkninger. En bokstavelig tolkning er ikke nødvendigvis optimalt, så minimering kan også være tilstrekkelig.

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. Operatørene fortsetter likevel med arbeidet med vurdering av og utfasing av miljøfarlige kjemikalier. Utslippene av kjemikalier i fargekategoriene røde og svarte utgjør vanligvis mindre enn 1 prosent av utslippene.

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.

Forskning og EIF beregningene viser at enkelte tilsatte kjemikalier og naturlige komponenter fra berggrunnen som slippes ut sammen med produsert vann, har potensiale til skadelige effekter på vannlevende organismer, men bare ved konsentrasjoner som man

kun finner 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. EIF-veilederen blir oppdatert i 2022.

Resultatene fra vannsøyleovervåkingen på sokkelen bekrefter at det ikke kan påvises negative virkninger fra utslippene utover nærområdet. I tillegg er det gjort forskning og modellering av utslipp av produsert vann som viser at utslippene ikke medfører effekter av betydning. Overvåkingen og forskningen er blitt videreført i 2021.

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 rensesprosesser og har derfor et noe høyere nivå, spesielt ved innfasing av nye brønnstrømmer.

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 - SB HC50
- eller en kombinasjon av de to

Risk Based Approach-kampanjen ble vedtatt gjennomført på norsk sokkel i perioden 2013 til 2019.

Endelige anbefalinger ble gitt i mars 2020 av Offshore Industry Committee, OIC under OSPAR, som behandlet RBA i

sin Interseasonal Correspondance G ICG og konkluderte blant annet med;

- Lage en rapport som oppsummerer erfaringene fra RBA
- Vurdere å revidere "Recommendation" 2012/5 og sin rådgivning gjennom RBA (OIC19/2/1 Ass. 1 & OIC 19/2/1 Add 2).

IOGP publiserte en veileder for Risk Based Approach høsten 2020. Den beskriver tilnærmingen til RBA og anbefalt gjennomføring av prinsippene i RBA, hvor resultatene avgjør om risikoen er akseptabel eller om ytterligere tiltak bør gjennomføres.

Miljødirektoratet ga sin egen Ekspertgruppe 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. Ekspertgruppen konkluderte sent i 2019 med at 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 fra 2005 til 2015 og i miljøovervåkingen.

Kjemikalier som bidrar til miljørisiko, er gjenstand for jevnlig vurderinger og substitusjon.



4.5 UTILSIKTEDE UTSLIPP

Utsiktede utslipp defineres som ikke-planlagte utslipp, som inntreer plutselig og ikke er tillatt. Mulige miljøkonsekvenser av slike utslipp vil avhenge av utslippets egenskaper, mengde og tid/sted for utslippet.

Utsiktede utslipp blir klassifisert i tre hovedkategorier:

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

Olje- og gassindustrien har høy prioritet på forebyggende tiltak. Dette er tiltak (barrierer) som forhindrer at uønskede hendelser skal skje og dermed reduserer antall utsiktede utslipp. Alle utsiktede utslipp rapporteres inn til Miljødirektoratet i den årlige utslippsrapporteringen.

UTILSIKTEDE UTSLIPP AV OLJE

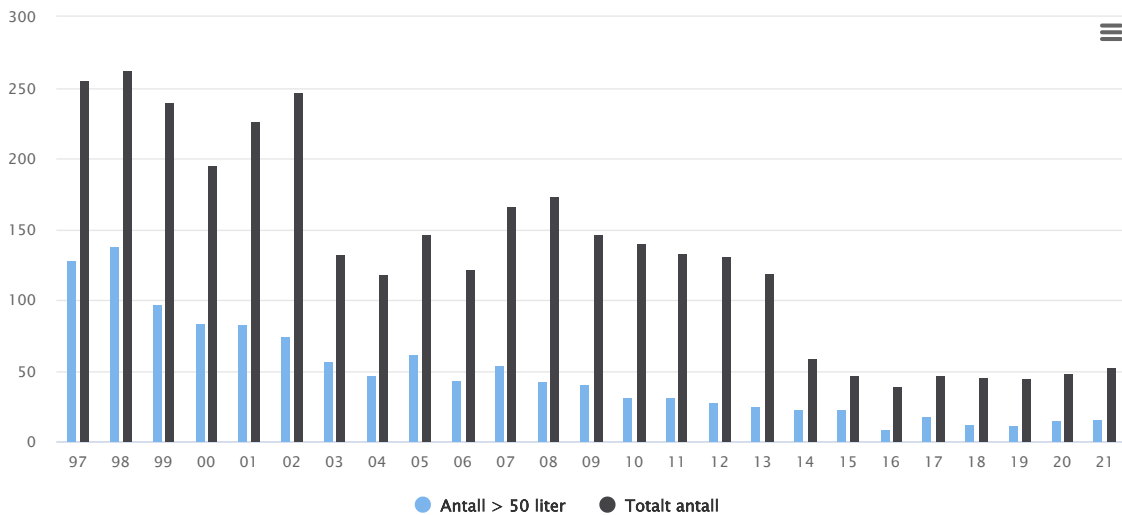
Totalt antall utsiktede utslipp av alle

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 i samme volumkategori økte tilsvarende.

I 2021 var det 52 hendelser som medførte utslipp av olje mot 49 i 2020. Ser man bare på utslipp større enn 50 liter har det vært rundt 10 - 15 hendelser per år de siste årene. I 2021 var det totalt 16 utslipp større enn 50 liter olje der 6 var større enn 1 m³. Det største utslippet var på ca. 17,5 m³.

Ser man bare på utslipp av råolje er det også der en klar nedadgående trend over de siste 10-15 år. I 2021 var det 28 slike utslipp, hvorav 3 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 totalutslipp etter dette har variert mellom 10 og 200 m³. I 2021 var det samlede volumet 31 m³ hvorav ett utslipp dominerte med 17,5 m³.



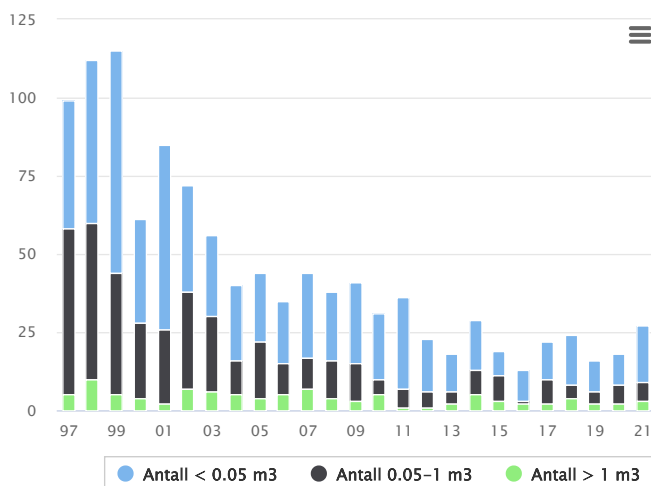
UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER

Antall utilsiktede kjemikalieutslipp viser ikke tilsvarende nedadgående trend som for utilsiktede utslipp av olje. Den markerte økningen i 2014 til 237 utslipp skyldtes presiseringen av regelverket som førte til færre utslipp av olje og flere av kjemikalier. I 2021 var antall utslipp 161 hvorav 22 var større enn 1 m³.

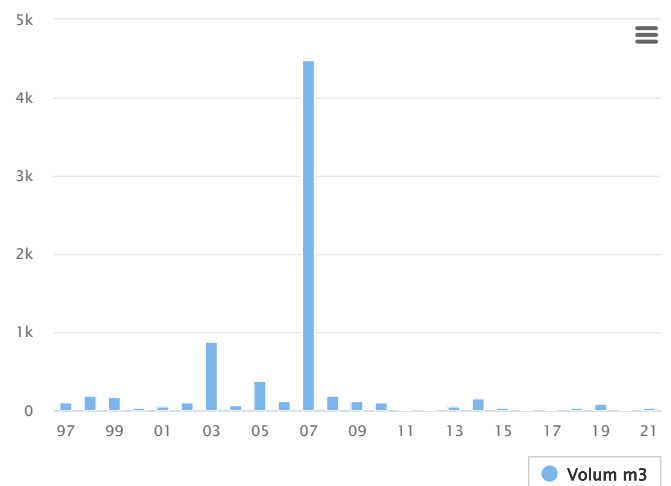
Samlet volum for utilsiktede kjemikalieutslipp i 2021 var på 124 m³, en markant nedgang fra 2020 da utslippene var 1 536 m³. De utilsiktede utslippene fordelte seg med 207 tonn grønne kjemikalier, 55 tonn gule, 2,21 tonn røde og 0,57 tonn svarte.

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

ANTALL UTILSIKTEDE UTSLIPP AV RÅOLJE TIL SJØ PÅ NORSK SOKKEL (m³)

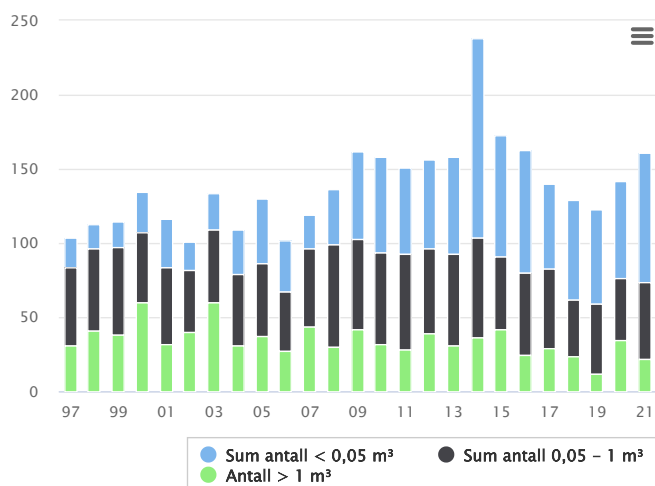


UTSLIPP SVOLUM FRA UTILSIKTEDE UTSLIPP AV OLJE PÅ NORSK SOKKEL (m³)



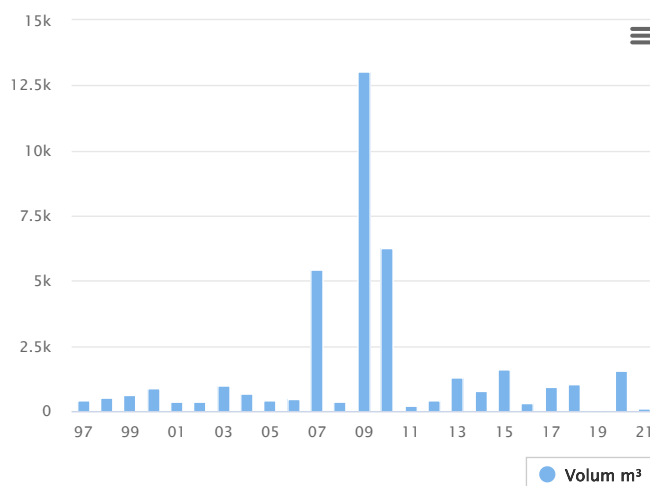
17

ANTALL UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER PÅ NORSK SOKKEL FORDELT PÅ TRE UTSLIPPSSTØRRELSER (m³)



18

SAMLET VOLUM AV UTILSIKTEDE UTSLIPP AV KJEMIKALIER (m³)



4.6 LEKKASJEDETEKSJON PÅ HAVBUNNSINNRETNINGER

Et system for deteksjon er en viktig barriere for å oppdage lekkasjer og andre utilsiktede utslipp så raskt som mulig. Systemet skal gi nødvendig informasjon slik at relevante tiltak kan igangsettes så raskt som mulig og at utslipp blir varslet, meldt og rapportert i henhold til regelverket. Alle innretninger på norsk sokkel har i dag en eller flere metoder installert som inngår i deteksjonssystemet.

Antall hendelser med utilsiktede utslipp fra havbunnsinnretninger er lavt, og belyses hvert år i Petroleumsstilsynets rapport RNNP Akutte Utslipp.

Større lekkasjer vil kunne detekteres umiddelbart gjennom for eksempel prosessovervåking og det er også etablert daglig satellittovervåking og radarovervåking av sjøoverflaten. Imidlertid kan det være mer utfordrende å detektere små lekkasjer fra innretninger på havbunnen. Nyere havbunnsinnretninger er utstyrt med lokalt system for lekkasjedeteksjon, men dette er ikke alltid tilfelle for eldre innretninger som ble bygd ut før slik teknologi var tilgjengelig.

Miljødirektoratet og Petroleumsstilsynet gjennomførte en felles tilsynskampanje i 2020/tidlig 2021 for å sjekke operatørenes rutiner og utstyr for å oppdage lekkasjer av olje, gass og kjemikalier fra undervannsinretninger på norsk sokkel. Her ble det gitt noen felles avvik på tvers av alle operatører, blant annet knyttet til oppdagelse av mindre lekkasjer og fastsettelse av ytelseskrav, og det ble derfor nedsatt en arbeidsgruppe

i regi av Norsk olje og gass for å se på dette i fellesskap.

Funnene i tilsynene skyldes for en stor grad mangel på risikovurderinger av mulige lekkasjer fra den enkelte innretning samt dokumentasjon og helhetlige vurderinger av hva systemene kan levere/yte. Dette jobber nå næringen for å løse, og det gjøres vurderinger av hvilke gap man har og hvordan de kan lukkes. Her må også begrensninger i teknologi tas hensyn til, de fleste systemer for lekkasjedeteksjon har begrensninger i hvor stort område som dekkes og hvor små lekkasjer som kan oppdages på noe avstand. For de aller minste lekkasjene vil derfor inspeksjoner kunne være eneste mulighet for å detekteres. Inspeksjoner gjennomføres på alle felt med jevne mellomrom.

Det er også flere havbunnsinnretninger på sokkelen som har lavt eller negativt trykk i forhold til vannmassene rundt. Fra disse feltene er det mer sannsynlig med lekkasje av vann inn i systemet enn at olje og gass slippes til sjø.

Utsiktede utslipp

Utslipp som ikke er tillatt gjennom tillatelse eller forskrift og som inntreer plutselig. Dette kan være akutt forurensning som definert i forurensingsloven § 38, men omfatter også mindre utslipp som ikke kan regnes å være av betydning. Begrepene akutte utslipp eller ulovlige utslipp brukes også.

Akutt forurensning

Med akutt forurensning menes forurensning av betydning, som inntreer plutselig, og som ikke er tillatt etter bestemmelser i eller i medhold av Forurensningsloven. Det er en høy grad av skjønn knyttet hva som skal defineres som forurensning av betydning. Begrepet omfatter ikke "helt betydningsløse" skader eller ulemper – men grensen er satt lavt. Dette er også bekreftet gjennom Høyesterettsdommer.

5 HAVMILJØET, OFFSHOREVIRKSOMHETEN OG FORVALTNING

Norge er en havnasjon med mål om en helhetlig og økosystembasert forvaltning av marine ressurser og økosystemer. I 2006 kom den første helhetlige forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Forvaltningsregimet er siden utvidet til de to andre havområdene Norskehavet og Nordsjøen – Skagerrak. Siste oppdatering av forvaltningsplanene kom i Meld. St. 20 (2019 - 2020), og samlet da for første gang forvaltningsplanene for havområdene i én melding.

Formålet med forvaltningsplanene "er å legge til rette for verdiskaping gjennom bærekraftig bruk av ressurser og økosystemtjenester og samtidig opprettholde økosystemenes struktur, virkemåte, produktivitet og naturmangfold."

Det er i dag hovedsakelig tre store havnæringer i Norge som vurderes i forvaltningsplanene. Dette er fiskeri, skipsfart og petroleumsvirksomhet. I tillegg kommer nye til slik som havvind, mineralutvinning og havbruk (utenfor 12 nm).



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 etter vår mening baseres på følgende:

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

Stortingsmeldingen bekrefter at det i dag er balanse mellom bærekraftig bruk og vern. Fagrapportene viser at den største påvirkningsfaktoren på økosystemet i

Barentshavet er klimaendringer. Samlede konsekvenser fra annen menneskelig aktivitet er små. Påvirkning av utslipp fra petroleumsvirksomhet ved normal drift er ubetydelige, det er fiskeri som er den sektoren som har størst påvirkning. Samtidig er fiskebestandene i all hovedsak bærekraftig forvaltet, slik at det er en god balanse mellom bærekraftig bruk og vern i dag.

Neste revisjonssyklus av forvaltningsplanene er igang, og en informasjon om oppdatering av det faglige grunnlaget kan finnes på Havforum. Det faglige grunnlaget skal benyttes inn i neste oppdatering av forvaltningsplanene som kommer i 2024.



5.1 SÆRLIGE VERDIFULLE OG SÅRBARE OMRÅDER (SVO)

Særlig verdifulle og sårbare områder er identifisert gjennom forvaltningsplaner for havområdene.

Det er i dag definert 7 SVO-områder i Barentshavet-Lofoten, 12 i Norskehavet og 11 i Nordsjøen.

Innenfor havområdene er det enkelte delområder som utpeker seg som særlig verdifulle og sårbare i miljø- og ressursammenheng. Dette er områder som ut fra naturfaglige vurderinger har vesentlig betydning for det biologiske mangfoldet og den biologiske produksjonen, og der mulige skadevirkninger kan få langvarige eller irreversible konsekvenser. Områdene er identifisert ut fra bestemte kriterier, der områdets viktighet for mangfold og produktivitet er de viktigste, og kriterier som unikhet, uberørhet, representativitet og vitenskapelig og pedagogisk verdi er utfyllende kriterier.

SVO-er gir ikke direkte virkninger i form av begrensninger for næringsaktivitet, men signaliserer viktigheten av å vise særlig aktsomhet i disse områdene.

Som en del av det faglige grunnlaget skal det gjennomføres en harmonisering av SVO-vurderinger på tvers av havområdene og en helhetlig gjennomgang av alle SVO-ene for blant annet å synliggjøre årsak til verdi og sårbarhet. I juni 2021 la Havforskningsinstituttet (HI) fram rapporten "Særlige verdifulle og sårbare områder (SVO) i norske havområder - Miljøverdi". Rapporten avgrensner, beskriver og begrunner områder med miljøverdier som møter kriteriene for særlig verdifulle områder. Disse områdene omtales som foreslåtte SVO-er.

Det er også utarbeidet en sårbarhetsvurdering som skal publiseres høsten 2022. Disse to rapportene vil danne grunnlag for et forslag til oppdatering av SVO-områder som vil inngå i oppdatering av forvaltningsplanene som vil

behandles av Stortinget i 2024.

De foreslåtte SVO-områdene slik de er definert i rapporten fra HI, er en sammenslåing av flere tidligere definerte områder, justering av tidligere utbredelser i tillegg til introduksjon av nye områder. Antall SVO-er er mindre, men det samlede arealet betydelig større. Norsk olje og gass mener at størrelsen på de foreslåtte områdene i seg selv vil gi en utfordring i forhold til en god forvaltning over hele området da tilstedeværelse av naturressurser nødvendigvis vil variere innenfor en og samme store SVO. En kvalitativ vurdering av mange tema/momentene per område medfører at store områder blir definert som verdifulle, noe som svekker intensjonen med SVO-er som særlig verdifulle områder.

5.2 MILJØRISIKO OG FØRE-VAR

Kunnskap om sårbare miljøressurser som kan påvirkes av petroleumsindustriens aktiviteter er viktig, og det brukes store ressurser på kartlegging, miljøovervåking, effektstudier og risikoaalyser i alle faser av petroleumsvirksomhet.

Det er viktig med kunnskap om den faktiske sårbarheten til miljøverdiene for å gjøre gode vurderinger av eventuelle operasjonelle begrensninger som pålegges næringsaktiviteter. Både myndigheter og tiltakshaver kan bedre unngå kostbare begrensninger av aktiviteter i perioder hvor de sårbare ressursene ikke er til stede og/eller for aktiviteter som ikke påvirker den aktuelle ressursen. Norsk olje og gass har tidligere kommentert at sårbarhetsvurderingene i det faglige grunnlaget for forvaltningsplaner ikke har vært tilstrekkelig presise. Før man eventuelt gjør store endringer av de eksisterende SVOene med tilhørende operasjonelle begrensninger, må det tydelig komme frem hva den verdsatte delen av økosystemet faktisk er sårbar overfor.

Naturmangfoldsloven med underlagsdokumenter (blant annet Ot.prp. Nr. 52 2008-2009) er klar på at føre-var prinsippet bare skal benyttes der det foreligger en risiko for at det kan oppstå en "alvorlig eller irreversibel" skade på naturmangfoldet. Det fremgår tydelig i naturmangfoldsloven og

underliggende materiale at føre-var-tilnærming skal brukes på et beslutningsnivå. Føre-var skal ikke brukes for sikkerhets skyld eller ved generell eller hypotetisk usikkerhet. Prinsippet skal sikre at det tas høyde for usikkerhetene i et faglig, faktabasert og vitenskapelig underbygget beslutningsunderlag. Det er ikke hensiktsmessig at føre-var-prinsippet trekkes inn i det vitenskapelige underlaget og presenteres for beslutningstakere som et forstørret skadepotensiale, utvidelse av utfallsrommet eller en angitt økt usikkerhet. Vitenskapens og de vitenskapelige institusjoners rolle er å frambringe den beste faglige forståelse og de riktigeste mulige estimater der en også synliggjør det faktiske utfallsrommet og den usikkerheten som materialet tilsier.

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

Historiske data fra norsk sokkel viser

at det i løpet av 50 års olje- og gassvirksomhet ikke har inntruffet noen utilsiktede utslipp som har medført skade av betydning på miljøet, verken fra offshorevirksomheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. Dermed hevder ikke næringen at en alvorlig hendelse ikke kan skje fra virksomheten. Det har derfor 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.

Det handler både om kunnskap om når miljøressursene er mest sårbare, når de er til stede og hvilke aktiviteter som medfører høyest miljørisiko. Eksempler på slike aktiviteter er karlegging og overvåking av sjøfugl (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 MARAMBS).



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. Tiltak omfatter både forebyggende tiltak og konsekvensreducerende tiltak som utskiftning (såkalt substitusjon) av kjemikalier (se kapittel 4.4) og oljevernberedskap. Miljøovervåking av havbunnsmiljøet har pågått helt siden 70-tallet.

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

enkeltselskaper. Dette omfatter både utvikling av overvåkningsmetodikk og bedre forståelse av påvirkning på det marine miljøet 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. Miljøovervåkingen utføres av uavhengige konsulenter etter retningslinjer og krav fra miljømyndighetene.

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.

I 2021 ble det gjennomført et større program i Ekofiskområdet. Arbeidet omfattet:

- Bestemmelse av hydrokarbonlekkasje fra oljekontaminert sjøbunn til vannsøylen. Modellresultatene var i god overenstemmelse med målte verdier.
- Norges geologiske institutt's sensor IMIRO ga sanntidsmålinger av hydrokarboner/PAH i vann.
- Simuleringer av produsertvann-plumen på Ekofisk og sammenligning med måldata. Modellresultatene ble sammenlignet med in situ fluoresens og PAH-målinger. Dette var i god overenstemmelse med målte verdier.

- Zooplankton-basert overvåking på Ekofisk ved bruk av rauåte (*Calanus finmarchicus*). Prøvetaking av plankton og analyser av PAH og alkylfenoler. "Body burden" på Ekofisk (og Tampen) er lavere enn nivåer som medfører toksiske effekter hos krepsdyret.
- Merking av fisk med akustiske transmittere. Signifikante genotoksiske og nevrotoksiske responser har vært observert hos vill-fisk i nærheten av offshore-installasjoner. Det er derfor nyttig å vite om fisken oppholder seg rundt installasjonene over tid eller om de bare passerer gjennom i løpet av kort tid. Fiskeartene som ble fanget på Ekofiskfeltet var for små til denne teknologien, som fungerer bedre for større fisk som lange, stor torsk, sei og brosme.

5.3.2 HAVBUNNSUNDERSØKELSER

Statens forurensningstilsyn (SFT, nå Miljødirektoratet) krevde allerede i 1973 at operatørene utarbeidet årlige miljørapporter, og miljøovervåkingen på norsk sokkel har derfor pågått i nærmere 50 år. SFTs første retningslinje for miljøovervåkingen trådte i kraft i 1990 (90:01).

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

Overvåkingen blir gjennomført i henhold til Miljødirektoratets veileder, og utføres av uavhengige konsulenter. Omfanget av overvåkingen skal relateres til petroleumsaktiviteten til havs i de enkelte regionene. Omfang, benyttede metoder og resultater blir gjennomgått og kvalitetssikret av en ekspertgruppe på vegne av Miljødirektoratet. Feltarbeid og tokt gjennomføres vanligvis i mai – juni. 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 i mer enn 30 år og

datamaterialet er derfor svært verdifullt både for forskere og myndigheter for å vurdere både naturlige og menneskeskapt endringer i miljøet over tid. Det er derfor av stor interesse å kunne benytte dette materialet i forvaltningsarbeidet til myndighetene.

Overvåkingsprogrammet er svært omfattende, og datamaterialet dekker om lag 1000 stasjoner på norsk sokkel. Etter at produksjonsfasen er avsluttet på et felt, gjennomføres det ytterligere to overvåkingsundersøkelser 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 etter at du er registrert i Veracity hos DNV.

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 Forskningsråds program Marinforsk som begynte i 2015, og tidligere Havet og Kysten (PROOF/PROOFNY 2004-2015). Resultatene fra miljøovervåkingen er også benyttet i en rekke vitenskapelige artikler.

Oppsummeringene fra PROOFNY konkluderer med at potensialet for

miljøskade fra utslippene gjennomgående er moderat. Effekter av utslipp fra boreoperasjoner er bare detekterbare i nærområdet til borelokasjonen, gjerne begrenset til 150-200 meter fra utslippspunktet. Ofte er effektene knyttet til partikkelnedfall og effekter på filterpisende bunnfauna, som for eksempel rørbyggende børstemark.

Forum for offshore miljøovervåking arrangeres hver høst, vekselvis med Miljødirektoratet og Norsk olje og gass som arrangør. Torgeir Bakke fra NIVA presenterte høsten 2021 havbunnsovervåkingen på norsk sokkel sett i en tidslinje fra 1970-tallet og frem til i dag med blant annet:

- Formål og strategi
- Utslipp fra boring
- Utslipp fra produksjon
- Fra enkeltfelt til regional overvåking
- Hvor står overvåkingen internasjonalt
- Styrker og svakheter

Potensialet for miljøskade på havbunnen er gjennomgående moderat.

5.3.3 UNDERSØKELSER OG VURDERING AV SÅRBARE BUNNDYRSOMRÅDER

Petroleumsindustrien er til stede på sokkelen i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Industrien er pålagt å undersøke havbunn og bunnfauna før aktivitetene settes i gang. Dette er en del av miljøovervåkingen som skal beskrive mulige miljøeffekter av aktivitetene. Dette skal sikre at fotavtrykket av aktivitetene blir minst mulig. Effektene er i hovedsak knyttet til utslipp av utboret bergmasse, såkalt borekaks. Miljøovervåkingen utføres

hovedsakelig ved å hente bunnprøver ved bruk av grabb, med påfølgende analyse av fysiske egenskaper (kornstørrelse), kjemi (hydrokarboner og metaller) og biologi (beskrivelse av artsmangfoldet).

I de siste årene har også visuell overvåking blitt aktuell, særlig i områder med forekomst av svamp og korall, som er antatt å være sårbare for utslipp av partikler fra

boreaktivitetene. Naturtypene korallrev, hardbunnskorallskog og svampspikelbunn er vurdert som nær truet. Den visuelle overvåkingen er et godt redskap for å kartlegge forekomster og unngå skader på naturmiljøet. Både koraller og svamp er særlig utsatt for fiske med bunnredskaper. Kartlegginger i Barentshavet utført av DNV har vist stedvis stor tetthet av spor etter tråldører med forekomst hver 25 meter.



6 KLIMAGASSUTSLIPP OG ANDRE UTSLIPP TIL LUFT

Utslipp til luft fra olje- og gassvirksomheten består i all hovedsak av 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 naturgass 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.

Å redusere utslipp til luft til et minimum har vært et sentralt mål for industrien og for myndighetene siden denne næringen startet i Norge for over 50 år siden. Det er både miljømessige og økonomiske grunner til at dette er viktig. I tillegg har det vært et bærende element i norsk petroleumsforvaltning helt siden "de 10 oljebud" ble etablert i 1971. Flere av gassene som slippes ut fra installasjonene er klimagasser, og arbeidet for å redusere utslippene av disse av hensyn til klimaet har stort fokus.



6.1 KLIMAVEIKART FOR NORSK SOKKEL

Olje- og gassindustrien i Norge lanserte i januar 2020 ambisiøse klimamål om å redusere utslippene til nær null i 2050 sammen med KonKraft-partnerne. Klimamålet for 2030 er å redusere utslippene av klimagasser med 40 prosent sammenlignet med 2005. KonKraft legger i den videre oppfølgingen mot måloppnåelse i 2030 til grunn Stortingets mål om 50 prosent absolutt utslippsreduksjon som ble vedtatt av Stortinget i forbindelse med vedtaket om å gjøre midlertidige endringer i petroleumsskatteloven.

KonKrafts klimastrategi omfatter også ambisiøse målsetninger for oppbygging av nye verdikjeder for lav- og nullutslippsteknologier som havvind, hydrogen og CO₂-fangst og -lagring på norsk sokkel.

I tillegg skal norsk olje- og gassnæring sammen med rederier og riggeiere være en pådriver for at fartøyskategorier innenfor offshore maritim aktivitet bidrar aktivt til regjeringens mål om 50 prosent utslippsreduksjon innen 2030 for innenlands sjøtransport og fiske.

KonKraft utarbeider årlig en statusrapport hvor det gjøres opp status når det gjelder utslippsreduserende tiltak, status for teknologiløp og lav- og nullutslippsløsninger. En viktig del av arbeidet med statusrapportene er å oppdatere mulighetsrommet for reduksjon i klimagassutslippene, som viser hvordan 2030-klimamålet for norsk sokkel kan nås. Her inkluderes både besluttede og ikke-besluttede tiltak.

Tiltakene er kategorisert i ulike modenhetsnivåer:

- Besluttede tiltak – Investeringsbeslutningen er tatt, men tiltaket ikke er i drift ennå (de mest modne tiltakene)
- Modne, men ikke besluttede tiltak – De tekniske detaljene avklares og tiltaket nærmer seg investeringsbeslutning
- Konsept – Konseptstudier gjennomføres, og tiltaket nærmer seg en foreløpig beslutning om gjennomføring
- Mulighet/ screening – Muligheter for tiltaket utvikles og vurderes på et grovt nivå (stor usikkerhet)

Den årlige analysen er basert på en gjennomgang med alle operatørene på norsk sokkel og tar hensyn til selskapenes klimamål, utslippsprognoser, planlagte nye felt og avvikling av eksisterende felt.

Kraft fra land er fortsatt det mest sentrale tiltaket for å nå de ambisiøse klimamålene olje- og gassindustrien har satt for 2030. Kompetansen og erfaringen fra operatører, leverandører og rederinæringen i Norge skal brukes til å gradvis å etablere nye energiverdikjeder og på den måten sikre videre verdiskaping og arbeidsplasser knyttet til aktivitet på sokkelen. Det er for tiden betydelig aktivitet knyttet til mulige store og nye prosjekter som havvind og CO₂-fangst og -lagring.

KonKrafts klimastrategi gir aktørene i norsk olje- og gassindustri et sett svært ambisiøse mål å arbeide mot. For å realisere disse målene er det viktig at rammevilkårene i Norge legger til rette for en effektiv industripolitisk utvikling og langsiktige perspektiv for industrielle aktører.

6.2 UTSLIPPSKILDER

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

- Forbrenning av naturgass i turbiner, motorer og kjeler
- Forbrenning av diesel i turbiner, motorer og kjeler
- Fakling
- Forbrenning av olje og gass i forbindelse med brønntesting og brønnvedlikehold

Andre kilder til utslipp til luft er:

- Gassventilering, mindre lekkasjer og diffuse utslipp
- Avdamping 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 direkte avbrenning av gass, såkalt fakling. Fakling foregår bare i begrenset omfang i på norsk sokkel slik det er bestemt i petroleumsløven, men er tillatt av sikkerhetsmessige årsaker i drift og i forbindelse med visse operasjonelle problemer.

Halvparten av metanutslippene (CH₄) på olje- og gassinstallasjonene offshore er direkte utslipp fra produksjonsprosessene, som f.eks. fra kompressorer og håndtering av produsertvann. For flyktige organiske forbindelser unntatt metan (nmVOC)

er de viktigste kildene offshore lasting og lagring av råolje. Utslipp av nmVOC skjer f.eks. når gassholdig luft fortrenses av råolje ved lasting av tankbåtene.

Utslippene av SO_x er hovedsakelig forårsaket av forbrenning av svovelholdige naturdass og diesel. Ettersom norsk naturgass inneholder lite svovel, er bruk av diesel den største kilden til utslipp av SO_x. For å minimere utslippene av SO_x brukes det diesel med lavt svovelinnhold.

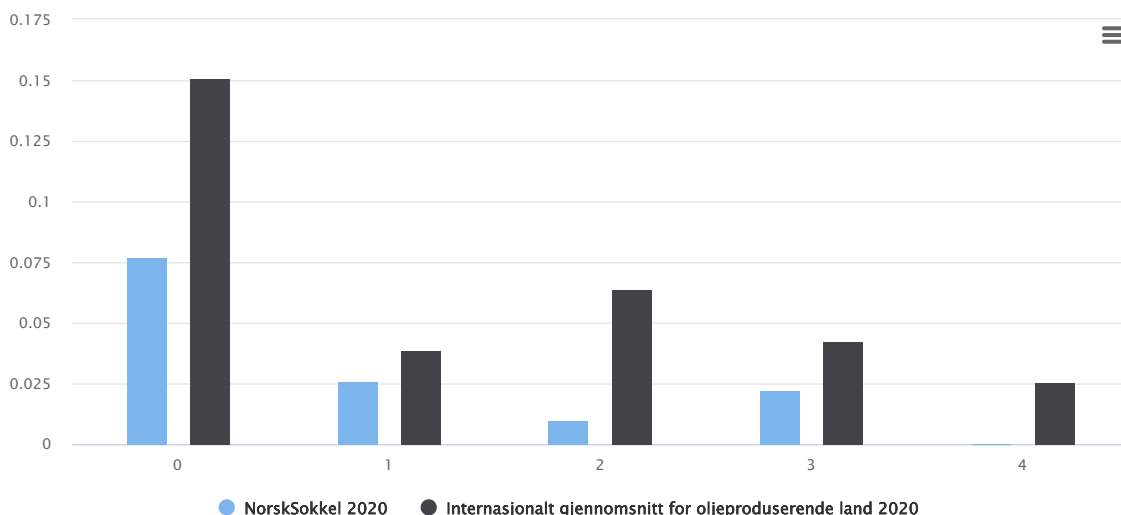
Figur 19 viser utslipp til luft på norsk sokkel sammenlignet med internasjonalt gjennomsnitt per fat produsert oljeekvivalent. Alle tall er fra 2020 fordi internasjonale tall for 2021 ikke er tilgjengelige per juni 2022.

19

UTSLIPP TIL LUFT PÅ NORSK SOKKEL SAMMENLIGNET MED INTERNASJONALT GJENNOMSNIITT.

(ANGITT I 100KG FOR CO₂ PER FAT PRODUSERT O.E. ANGITT I 100KG FOR DE ØVRIGE)
(OD, IOGP og EEH)

(Kilde:



6.3 UTSLIPP AV KLIMAGASSER

Global oppvarming er en av vår tids aller største utfordringer og omfattende reduksjoner av menneskeskapte klimagassutslipp er helt nødvendig. Gjennom FN har landene forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser slik at økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen begrenses til godt under 2°C sammenlignet med førindustrielt nivå, og tilstrebe å begrense temperaturøkningen til 1,5°C.

Norge har som en del av Parisavtalen forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990. Dette skal nås i samarbeid med EU, og Norge har inngått avtaler med EU om hvordan dette skal løses for både kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor. For kvotepliktig sektor, som petroleumsnæringen er en del av, er det viktigste virkemiddelet EUs kvotehandelssystem (EU ETS).

I Hurdalsplattformen skjerpet regjeringen Norges klimamål til at de norske klimagassutslippene skal kuttes med 55 prosent innen 2030, målt mot 1990. Denne forpliktelsen gjelder hele økonomien, inklusive kvotepliktig sektor. Juni 2021 la Solberg-regjeringen fram

stortingsmeldingen "Energi til arbeid" om langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser. Stortinget har i forbindelse med behandlingen av de midlertidige endringene i petroleumsskattesystemet bedt om at petroleumsnæringen reduserer utslippene av klimagasser på norsk sokkel med minst 50 prosent innen 2030.

For å stimulere til ytterligere reduksjon klimagassutslipp i petroleumssektoren vedtok Stortinget våren 2021 en Klimaplan som blant annet foreslo en økning i CO₂-avgiften på kvotepliktige utslipp fra olje- og gassutvinningen i takt med økningen i avgiften på ikke-kvotepliktige utslipp, slik at den samlede karbonprisen (CO₂-avgift + kvotepris) i 2030 er om lag 2000

kroner per tonn CO₂ (målt i faste 2020-kroner). Klimaplanen slår videre fast at den totale karbonprisen ikke skal overstige 2000 kroner i perioden 2021–2030, med mindre kvoteprisen alene blir høyere.

EU har gjennom The European Green Deal forpliktet seg til minimum 55 prosent utslippskutt innen 2030 samt å være klimanøytral innen 2050. Gjennom EUs "Fit-for-55"-pakke skal lover og reguleringer endres slik at klimamålene kan nås. I tillegg lanserte EU i mars 2022 gjennom REPowerEU en rekke tiltak for å gjøre seg uavhengig av russisk gass som en følge av krigen i Ukraina. Tiltakene skal redusere importen av gass fra Russland uten at det går ut over klimamålene.

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 (denne rapporten) publiseres årlig i begynnelsen av juni og inneholder totale utslippstall fra næringen. Avgrensningen av hvilke utslipp som inngår, følger Petroleumsskatteloven 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 Colabor8 Footprint 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 Footprint 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 Footprint, 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 Footprint. 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.

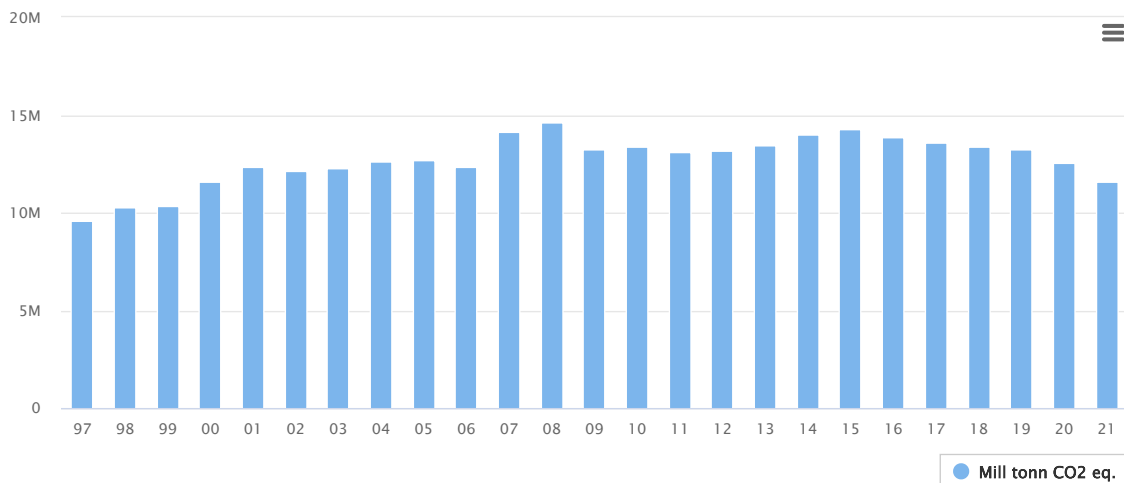
I tillegg er det også utslippstall fra den kvotepliktige delen av aktivitetene på norsk sokkel og fra den avgiftspliktige delen av norsk olje- og gassproduksjon. Begge disse har forskjellig avgrensning innbyrdes og i forhold til de tre kildene beskrevet over, og både totaltallene og tall fra ulike kilder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

6.3.1 KLIMAGASSUTSLIPP FRA PETROLEUMSVIRKSOMHETEN

Figur 21 viser at totalt utslipp av klimagasser fra norsk sokkel og landanlegg under petroleumskatteloven i 2021 var 11,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, mens det i 2020 var 12,6 millioner tonn. Nedgangen

er på 7,5 prosent, og skyldes hovedsaklig driftstans på Melkøya (ca. 600 000 tonn) og redusert energiforbruk på flere felt (for eksempel Åsgard, Visund, Troll, Statfjord, Sleipner og Kårstø). Utslippene har også gått ned de

siste årene på grunn av redusert fakling fra eksisterende felt på sokkelen. Metanutslippene gikk også noe ned (ca 5 prosent) fra 2020 til 2021.



Samlet norske utslipp av klimagasser i 2021 var ifølge SSB 49,1 millioner tonn CO₂e, hvorav petroleumsindustriens andel utgjorde ca. en fjerdedel.

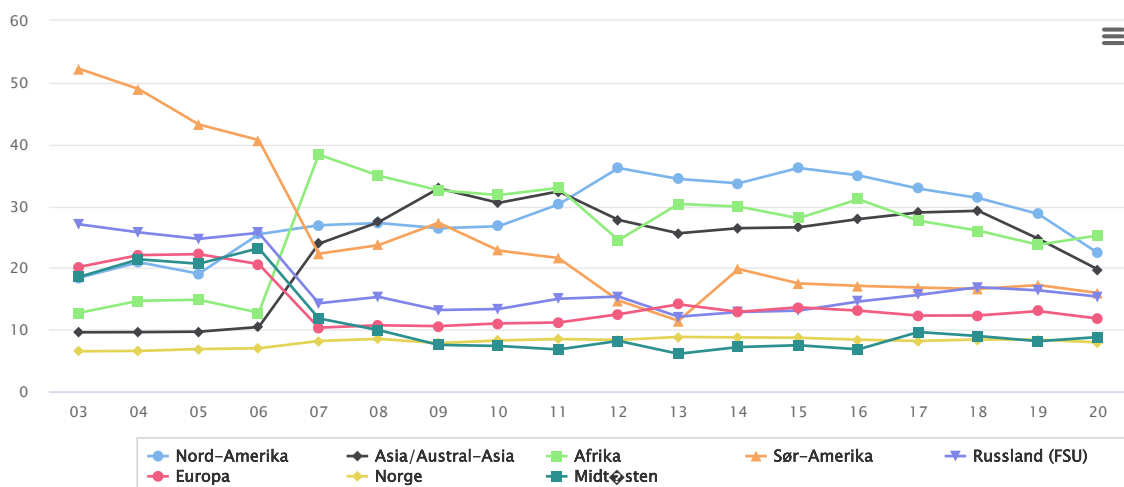
Norsk petroleumsproduksjon har i mange år vært verdensledende i lave klimagassutslipp. Gjennomsnittlig utslipp av klimagasser per produsert enhet er under halvparten av det globale gjennomsnittet. Sektoren er underlagt en rekke virkemidler som CO₂-avgift, EU ETS, NOx avgift/fond, faklingsbegrensninger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

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

Forlenget og økt utvinning på eksisterende felt vil normalt 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 CO₂e-utslipp per produsert enhet (se figur 24). 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 markedet siden gassen da vil bli utnyttet fremfor å bli brent i fakkell.



I Norge er alle olje- og gasselskapene pålagt å rapportere utslipp i henhold til strenge og detaljerte myndighetskrav. I mange andre petroleumsproduserende land er ikke dette tilfelle.

Dataene i figur 21 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. Andre studier blant annet fra Rystad Energy bekrefter dette bildet.

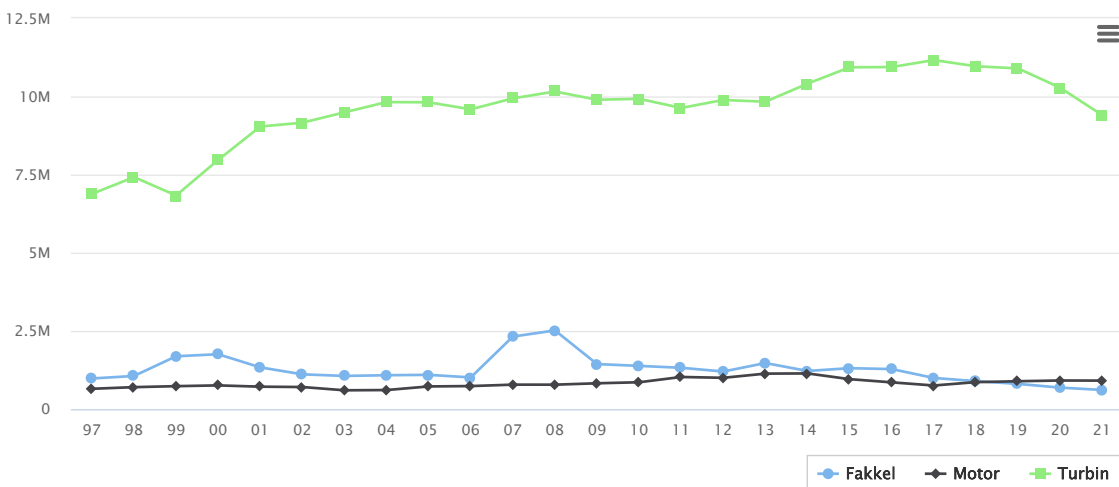
6.3.2 UTSLIPP AV CO₂

I 2021 var direkte CO₂-utslipp fra virksomheten på norsk sokkel samt landanleggene under petroleumsloven 11,2 millioner tonn, mens det i 2020 var 12,1 millioner tonn. Hovedårsaken til det reduserte totalutslippet er reduserte utslipp som følge

av redusert energiforbruk på innretningene, samt produksjonsstopp på Melkøya etter brannen i september 2020 (figur 23).

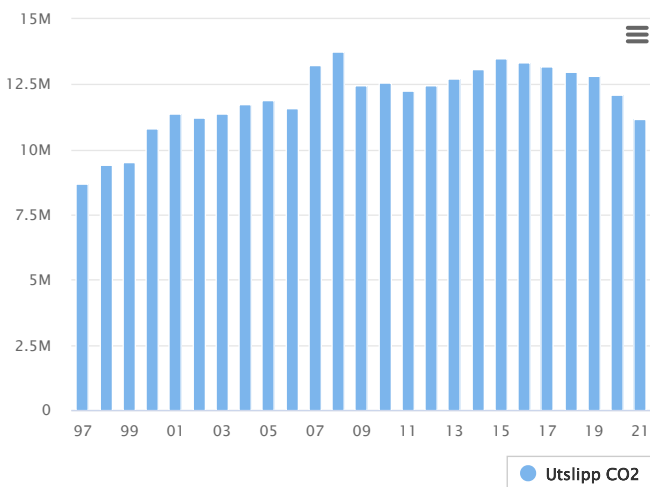
22

HISTORISK UTVIKLING AV DIREKTE CO₂-UTSLIPP (TONN) FRA DE TRE STØRSTE KILDENE



23

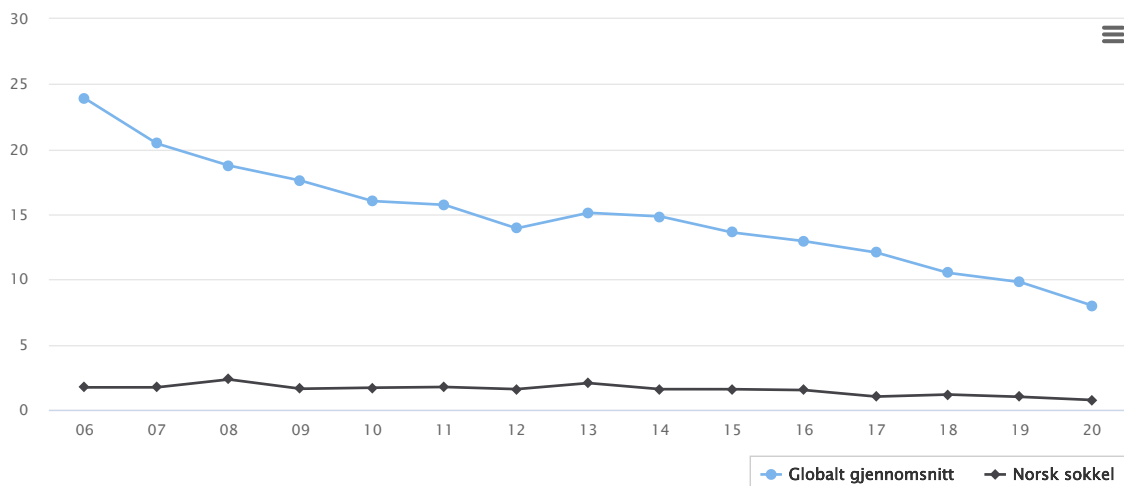
HISTORISK UTVIKLING AV DIREKTE CO₂-UTSLIPP (MILLIONER TONN OG FORDELING PÅ KILDE, 2021)



Figur 24 viser historisk utvikling for mengde faklet gass per produsert enhet oljeekvivalent i Norge og internasjonalt gjennomsnitt (IOGP) i perioden 2006-2020. Lavt utslipp fra faking er en vesentlig årsak til at norsk petroleumproduksjon har langt mindre CO₂ utslipp enn øvrige land. I 2020 var mengde fakkeltgass 10 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 2006-2020, men nedgangen i faklet mengde i Norge var vel 33 prosent. I samme periode ble den rapporterte mengden faklet gass globalt redusert med 56 prosent.

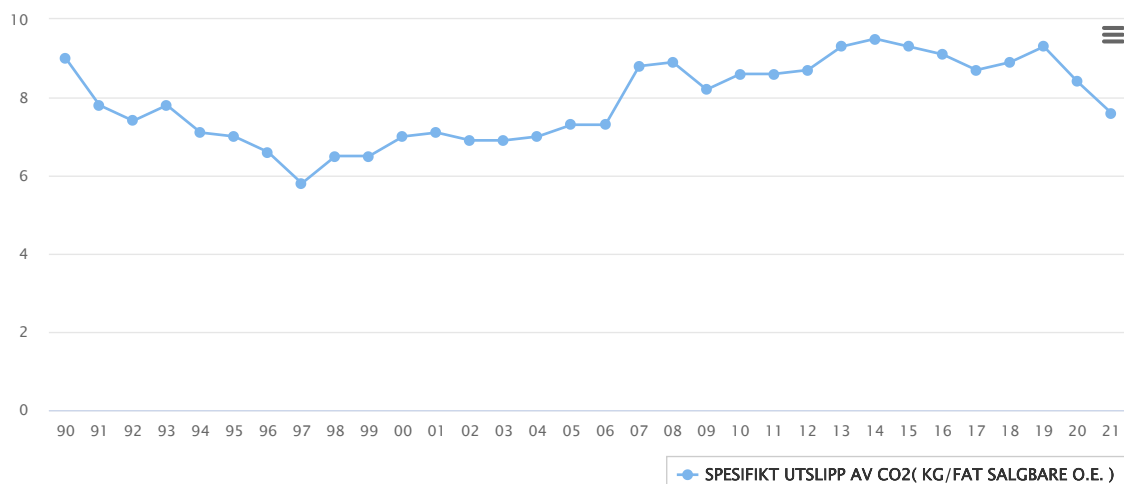
24 MENGDE GASS (KG) GÅTT TIL FAKLING PER PRODUSERT TONN O.E. PÅ NORSK SOKKEL SAMMENLIGNET MED INTERNASJONALT GJENNOMSNIITT. (KILDE: IOGP OG EEH)



Figur 25 viser historisk utvikling for utslipp av CO₂ per levert volum hydrokarboner i perioden 1990-2021. I 2021 var spesifikt utslipp av CO₂ på 7,6 kg/fat oljeekvivalenter produsert. Dette er en nedgang

fra 2020 hvor den lå på 8,4 kg/fat oljeekvivalenter. Dette skyldes at hovedsakelig at produksjonen er gått opp, uten at utslippene er økt tilsvarende.

25 SPESIFIKT UTSLIPP AV CO₂ (KG/FAT SALGBARE O.E.)



6.3.3 KORTLEVDE KLIMADRIVERE

Kortlevde klimadrivere er gasser og partikler som bidrar både til global oppvarming og til lokal luftforurensning. Disse partiklene og gasser har kort levetid i atmosfæren og kjennetegnes ved at de har negativ effekt på både 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 de viktigste kildene for kortlevde klimadrivere.

Utslipp av kortlevde klimadrivere fra produksjonen på norsk sokkel er allerede lave i internasjonal sammenheng. Resultatene fra et samarbeidsprosjekt med Miljødirektoratet i 2016 bidro til at kvaliteten på rapporteringen av metan og nmVOC på norsk sokkel ble vesentlig forbedret. Metodikk og standardfaktorer for kvantifisering av utslippene er implementert i bransjens håndbøker og veiledninger, og blir stadig forbedret.

6.3.4 UTSLIPP AV METAN (CH₄)

Den viktigste kilden til driftsutslipp av metan fra olje- og gassvirksomheten offshore er ventilering, diffuse utslipp fra flenser, ventiler og diverse prosessutstyr og utslipp fra forbrenningsprosesser. Fra 2014 til 2016 var det en nedgang i de rapporterte utslippene på norsk sokkel noe som hovedsakelig skyldes en gjennomgang av utslippskilder samt revisjon av metoder og utslippsfaktorer som ble foretatt i Miljødirektoratets og industriens metan/nmVOC prosjekt. Kartleggingen viste at utslippene var lavere enn man opprinnelig hadde beregnet og bidro til en bedre og mer detaljert oversikt over utslippskildene og mulige tiltak for å kutte dem. Noen av de mindre utslippskildene er mer krevende å eliminere, for eksempel utslipp fra små lekkasjer i koblinger eller ventiler på prosessanlegg. I arbeidet med å redusere disse utslippene brukes håndholdte infrarøde

kameraer (Leak Detection and Repair, LDAR). I det videre arbeidet med å redusere utslipp av metan og nmVOC vil utslippene reduseres ved at man tar i bruk nye teknologiske løsninger for deteksjon og måling.

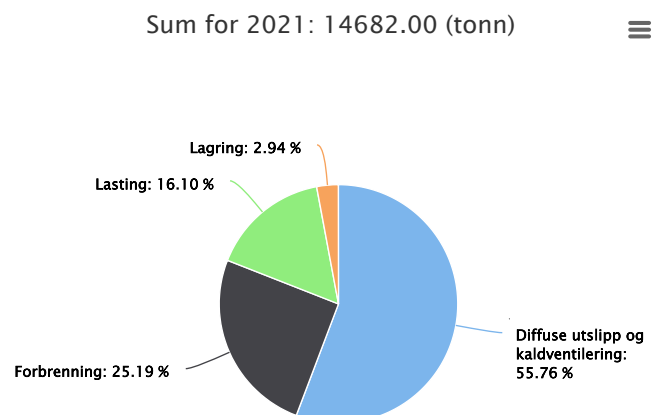
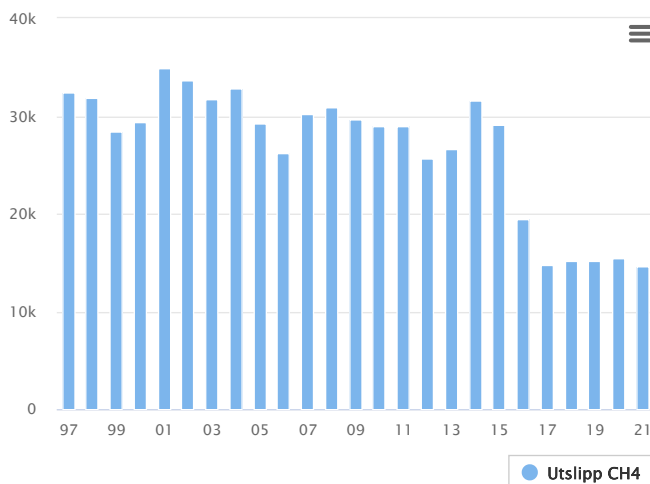
Figur 26 viser utslipp av metan (CH₄) fra virksomheten på norsk sokkel og utslippet i 2021 fordelt på kilde. Samlet metanutslipp i 2021 var 14 682 tonn, en reduksjon på 5 prosent fra 2020. Sammenlignet med 2014 er det en nedgang på over 50 prosent. Den betydelige nedgangen fra 2014/2015 til 2016 skyldes hovedsakelig en langt mer detaljert oppfølging av de enkelte utslippskilder og revisjonen av utslippsfaktorene. Det er også nå en tettere oppfølging av de enkelte utslippskildene gjennom bruk av Optical Gas Imaging/IR metodikk (OGI-IR) som raskt muliggjør igangsetting tiltak

for reduksjon/eliminering av utslippene forbundet med mindre lekkasjer.

Petroleumsnæringen arbeider kontinuerlig med forbedring av metodikk og utslippsfaktorer for metan og nmVOC. Som en konsekvens av dette er utslippsfaktorene for faking og gasturbiner nylig oppdatert.

Måling av metanutslipp kan bidra til å forbedre kvaliteten på rapporteringsmetodikkene. I løpet av sommeren 2019 ble utslipp over 21 installasjoner på norsk sokkel målt ved hjelp av fly. Resultatene viser godt samsvar med de lave utslippstallene rapportert fra operatørene på disse installasjonene.

26 HISTORISK UTVIKLING FOR SAMLET UTSLIPP AV CH₄ (TONN) OG FORDELING PÅ KILDE I 2021



6.3.5 METANUTSLIPP FORBUNDET MED GASSEKSPORT TIL EUROPA

Naturgassen som eksporteres til Europa der den benyttes i husholdninger, industri og gasskraftverk, består hovedsaklig 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 klimatiltak. Dette forutsetter at metanutslipp fra produksjon og gassrørsystemet og ut til forbruker

ikke er så høyt at det utligner denne fordelene. Metanintensiteten på norsk sokkel var i 2021 0,02 %. Dette er totalt metanutslipp for alt olje- og gassproduksjon delt på volum gass solgt.

Norsk rørgass til Europa har en metanintensitet på som er ca 1/10 av gjennomsnittet for all gass som importeres til EU. Dette viser at norsk gass har et lavere karbonfotavtrykk enn gass fra andre produsentland. I tillegg viser det at bruken av gass i Europa har en klar klimafordel i

forhold til kull.

Årsakene til den lave metanintensiteten for norsk gass er bl.a. undersjøiske gassrør, forbud mot rutinefaking, høyt avgiftsnivå, i tillegg til høyt fokus på å minimere gasslekkasjer av sikkerhetshensyn. For mer detaljer se Equinors studie av utslipp i gass verdikjeden.

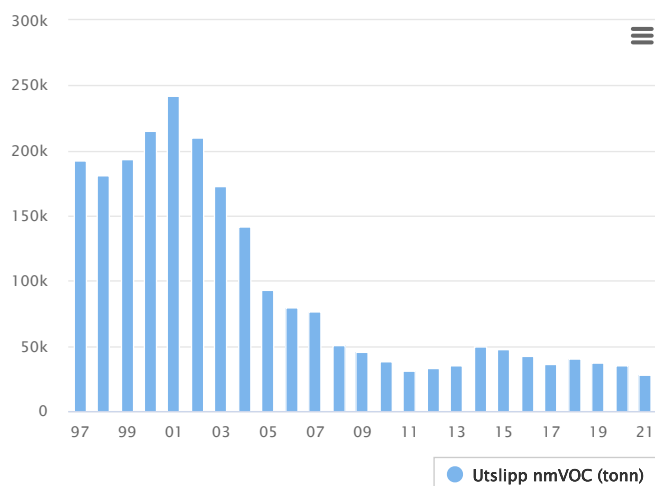


6.4 UTSLIPP AV NMVOC

I 2021 var totalutslippene av nmVOC fra norsk sokkel 28 233 tonn. Dette er en markert nedgang sammenlignet med 2020 da utslippene var 34 980 tonn.

Siden 2001 er samlede utslipp av nmVOC blitt redusert med nesten 90 prosent. En betydelig utslippsreduksjon er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagingskip og

skyteltankere. De siste årene har også samarbeidsprosjektet på metan og nmVOC med Miljødirektoratet bidratt til reduserte utslipp.



6.5 UTSLIPP AV NO_x

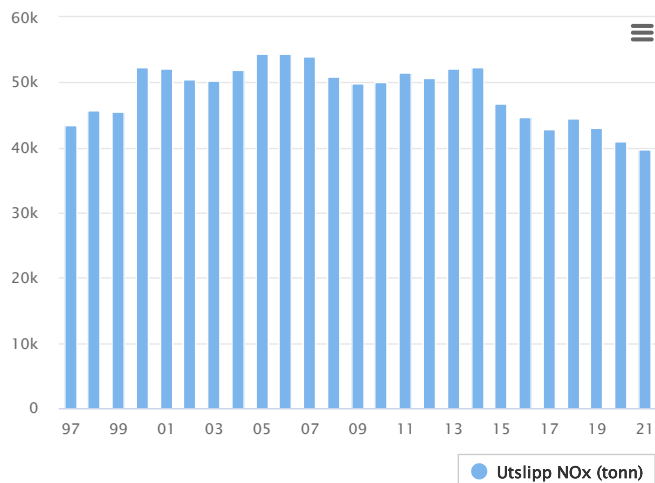
Den viktigste kilden til utslipp av NO_x på norsk sokkel er fra forbrenning av naturgass og diesel for energiproduksjon på installasjoner. I tillegg er dieseldrevne motorer på flyttbare rigger en viktig kilde. De flyttbare riggene benyttes både til leteboring og produksjonsboring.

Miljøavtalen om NO_x regulerer næringsorganisasjonenes forpliktelser overfor myndighetene til å redusere sine samlede NO_x-utslipp. Norge oppfylte sine NO_x-forpliktelser i Gøteborgprotokollen i god tid før 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.

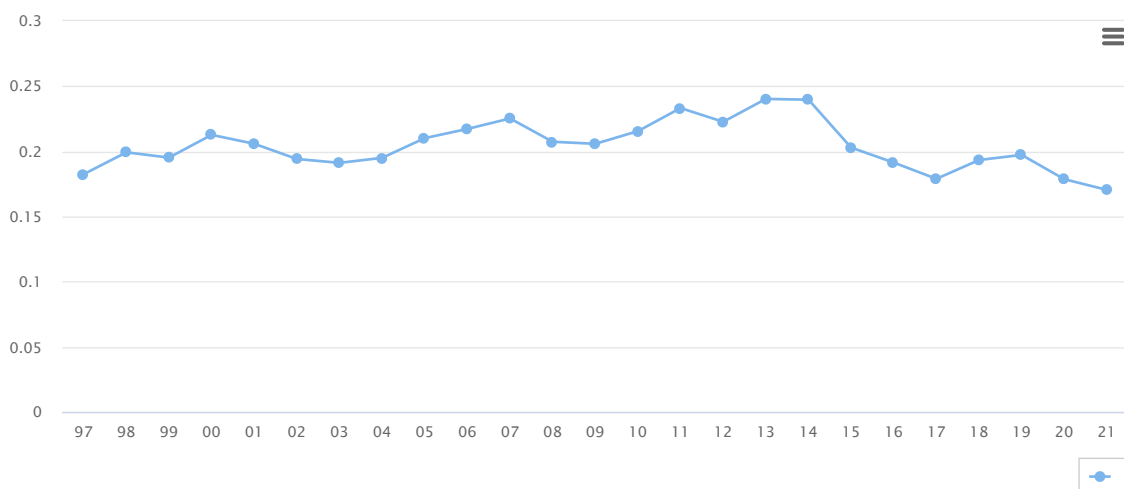
NO_x-utslippene har blitt vesentlig redusert gjennom utløste tiltak fra NO_x fondet. NO_x-avtalen for perioden 2018 - 2025 ble godkjent av ESA i 2018, og er nå forlenget til 2027.

I 2021 var totalt utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten 39 748 tonn. Dette er en nedgang fra 2020, da utslippet var 40 978 tonn. Nedgangen skyldes nedstengning av Melkøya, samt generell nedgang i forbrenning og faking. Figur 28 viser utslipp av NO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling på kilder i 2021.



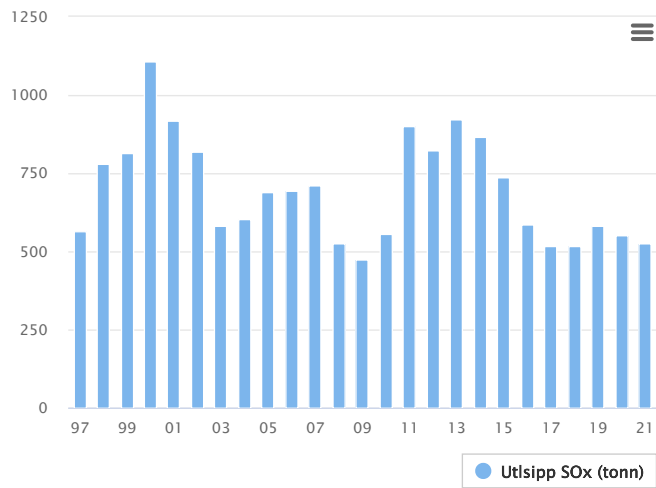
Utslippen av NO_x gikk ned i 2020, og dermed ble også det spesifikke utslippet av NO_x redusert som følge av økt produksjon. I 2020 var det nær 0,18 kg/Sm³ o.e.

mens den var på 0,2 kg/Sm³ o.e i 2020.



6.6 UTSLIPP AV SO_x

Figur 30 viser utslipp av SO_x fra virksomheten på norsk sokkel og fordeling av utslippene i 2021 basert på kilde. I 2021 var samlet SO_x-utslipp 525 tonn, en reduksjon fra 550 tonn i 2020.



7 AVFALL

Petroleumsindustrien er blant de største avfallsprodusentene i Norge. Industrien legger stor vekt på forsvarlig håndtering av avfallet. Operatørenes 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 deklarerer og videre håndtering av avfallet. Alt avfall blir sendt til land i henhold til industriens retningslinjer.



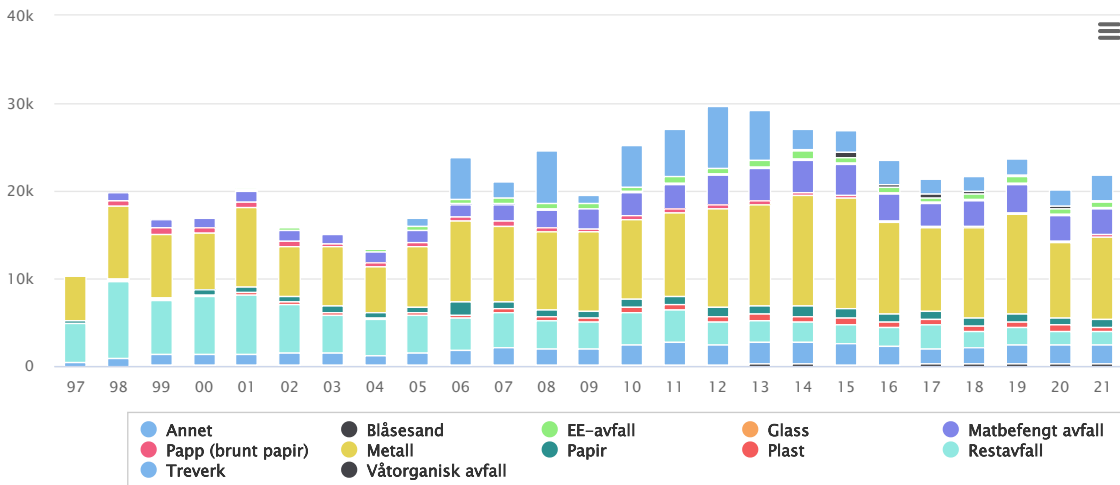
7.1 IKKE-FARLIG AVFALL

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

Det ble i 2021 produsert 21 858 tonn ikke farlig avfall, en liten oppgang fra 2020 med 20 109 tonn.

31

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 i 2014 for farlig avfall fra næringen. Formålet med endringen var å sikre god håndtering av avfallsstrømmene med riktig deklarerer 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.

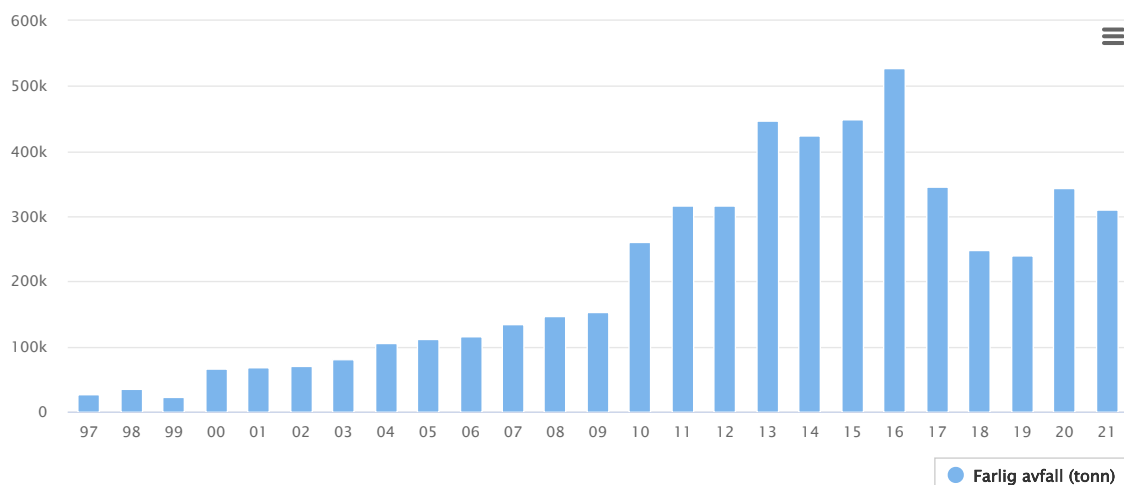
Det ble i 2021 levert 309 876 tonn farlig avfall til behandling på land, mot 342 637 tonn i 2020. Hele 256 078 tonn er borerelatert avfall som behandlet på land. Tankvask og oljeholdig avfall utgjør henholdsvis 20 000 og 11 300 tonn.

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 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 kaksvolumet 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.



7.3 LAVRADIOAKTIVT AVFALL

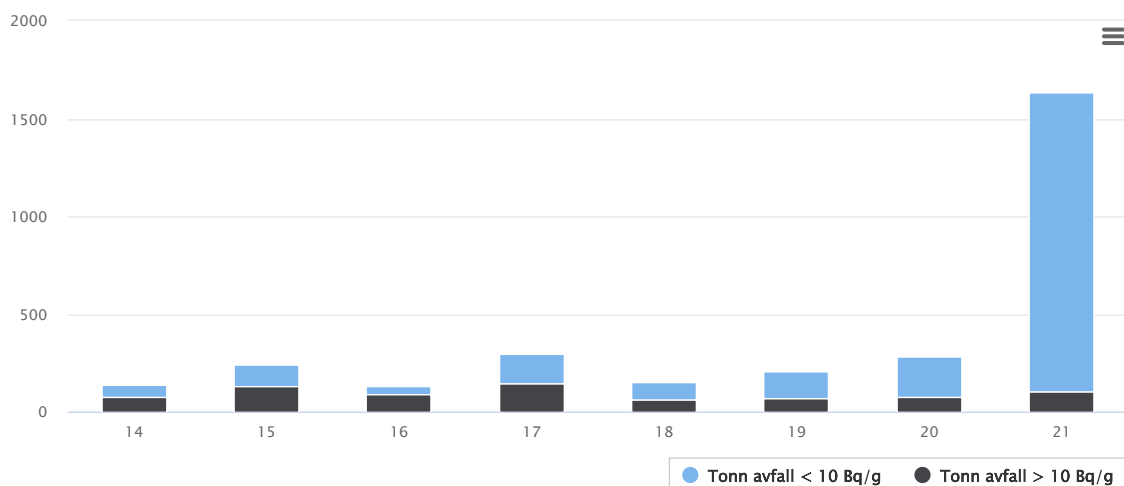
I bergartene under havbunnen finnes varierende mengder radium og andre radioaktive isotoper. Når olje og gass produseres, følger disse naturlig forekommende radioaktive stoffene med både oljen og gassen, men mest med vannet.

Slam som renses ut i separatorer 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 mellom 1-10 Bq/g og høyere enn 10 Bq/g. Begge radioaktive kategorier behandles

etter regelverk fastsatt av Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA). Avfallet med høyest aktivitet sendes til eget deponi i Gulen.

Figur 33 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 sendt i land ca 1 600 tonn lavradioaktivt avfall i 2021, en betydelig økning fra 2020 da mengden var 280 tonn. Økningen skyldes hovedsaklig nedstengning av Oselvar-feltet, der over 1 300 tonn med stål ble sendt til land for behandling.



8 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 forplikten- de miljøsamarbeid om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanter- havet. 15 land med kystlinje eller med elver som renner ut i det nordøstlige Atlanter- havet 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

Stavanger (HOVEDKONTOR)

Postadresse

Postboks 8065, 4068 Stavanger
Hovedkontor Hinna Park:

Besøksadresse

Hinna Park
Fjordpiren, Laberget 22,
4020 Stavanger

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 2022

Design: NEMS AS

Foto: Norsk olje og gass og
Adobe Stock Photography

Digital utgave produsert av NEMS
AS

