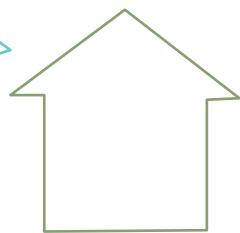
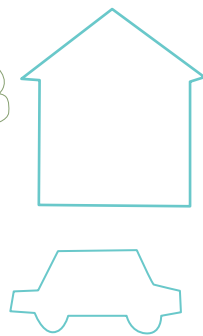
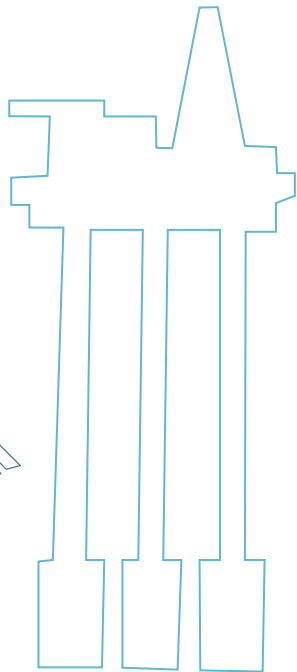
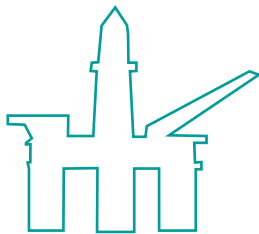
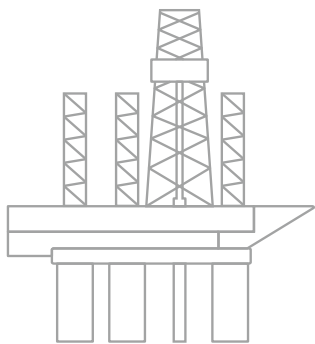
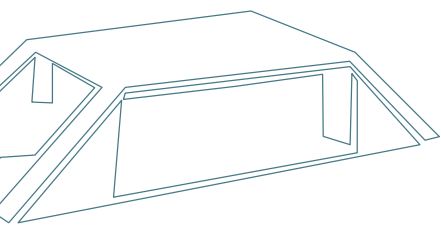


# Ressurs- rapport 2020 Leting



OLJEDIREKTORATET







## Forord

Petroleumsloven slår fast at petroleumsressursene tilhører det norske folk og skal komme hele landet til gode. Hovedmålet for petroleumpolitikken er å legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon av Norges olje- og gassressurser i et langsiktig perspektiv. Oljedirektoratets rolle er å bidra til at verdiskapingen for samfunnet blir størst mulig.

Vi er inne i en tid med store utfordringer. Koronapandemien har ført til nedgang i etterspørselen etter olje og gass, noe som har bidratt til lavere priser. Dette har resultert i lavere leteaktivitet i 2020 og er en påminnelse om at olje og gass er en syklisk næring med store svingninger. Samtidig er det fokus på å produsere energi med lavere utslipp, og digitaliseringen fortsetter i stadig større tempo. Det er krevende å holde følge for selskaper, myndigheter og enkeltpersoner.

Et godt fakta- og kunnskapsgrunnlag er en forutsetning for at myndighetene skal kunne spille en avgjørende rolle i ressursforvaltningen og bidra til at det tas gode og langsiktige beslutninger. I denne rapporten legger Oljedirektoratet (OD) fram en oppdatert oversikt over uoppdagede petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel. Oversikten viser at etter over 50 års virksomhet er om lag halvparten av forventede olje- og gassressurser ennå ikke produsert, og av disse igjen er litt under halvparten ikke funnet. Det er fortsatt mulig å gjøre store funn over hele sokkelen.

Ressursene på norsk sokkel kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår. Myndighetene tilrettelegger for jevnlig tilgang på leteareal i regelmessige konsesjonsrunder som bidrar til forutsigbarhet for næringen. Det har vært stor interesse fra industrien i de siste konsesjonsrundene. I årets konsesjonsrunde TFO 2020, kom det søknader fra 33 selskaper. Dette er like mange som året før, og vitner om at norsk sokkel fremdeles er attraktiv.

Store olje- og gassressurser med lavt karbonavtrykk, god lagringskapasitet for CO<sub>2</sub> og muligheter for mineralressurser på havbunnen gjør at norsk sokkel er godt posisjonert for en omstilling av energibildet de neste tiårene. I tillegg til våre oppgaver innenfor tradisjonelle olje- og gassaktiviteter har OD viktige kartleggings- og oppfølgingsoppgaver innenfor både CO<sub>2</sub> lagring og utforskning av havbunnsmineraler.

Høy leteaktivitet de siste årene har resultert i mange funn. Jevnt over er funnene relativt små og reflekterer at stadig mer av letingen pågår i modne områder.

Små funn gir imidlertid god lønnsomhet og bidrar til store inntekter til staten når de bygges ut kostnadseffektivt mot eksisterende infrastruktur.

Godt utbygd infrastruktur i Nordsjøen og Norskehavet gjør det også interessant å lete etter mindre gassforekomster. Rundt halvparten av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel er gass. Mer enn halvparten av de uoppdagede gassressursene i områder åpnet for petroleumsvirksomhet forventes å ligge i Barentshavet. Mangel på tilgang til ledig gassinfrastruktur påvirker selskapenes letestrategier. Utvidelse av eksportkapasiteten fra Barentshavet kan gi økt leteaktivitet og bidra til at en større andel av ressurspotensialet realiseres.

Tidsriktig leting nær kostnadseffektiv infrastruktur kan bidra til å holde de totale enhetskostnadene lave. Dagens enhetskostnader gir grunnlag for framtidig lønnsom leting selv med lave oljepriser. Teknologitvutvikling og digitalisering kan også bidra til økt lønnsomhet gjennom redusert leterisiko og flere funn.

Vellykket leting er en forutsetning for langsiktig produksjon og eksport av olje og gass. Etter 2030 vil produksjonen falle betydelig uten tilførsel av nye funn. Det er derfor viktig å opprettholde leteaktiviteten slik at det kan gjøres nye funn både i modne og umodne områder. Et stort aktørmangfold er et godt utgangspunkt. Samtidig blir det viktig at industrien fortsatt viser vilje til å prøve ut nye letekonsepter og anvende ny teknologi og avanserte analysemetoder. Sist, men ikke minst, må vi bli enda bedre til å gjøre de mindre funnene lønnsomme å bygge ut.

Dersom vi lykkes med dette, vil virksomheten i lang tid framover kunne bidra med store verdier til fellesskapet.



A handwritten signature in black ink that reads "Torgeir Stordal". The signature is fluid and cursive, written over a light-colored background.

**Torgeir Stordal**  
Letedirektør



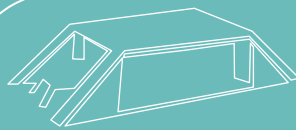
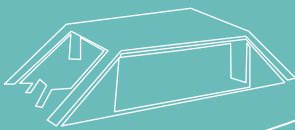
# Ressurs- rapport 2020 Leting

<b>Kapittel 1 Innledning og sammendrag</b> .....	<b>5</b>
<b>Kapittel 2 Utviklingstrekk på norsk sokkel</b> .....	<b>9</b>
En stolt historie .....	10
Høyt aktivitetsnivå - avtakende ressurstilvekst .....	12
Framtiden er uoppdaget.....	22
<b>Kapittel 3 Uoppdagede ressurser</b> .....	<b>25</b>
Ressursestimat .....	26
Overraskelser .....	31
Estimering av uoppdagede ressurser .....	33
<b>Kapittel 4 Betydning av leting</b> .....	<b>39</b>
Lønnsomhet av leting.....	40
Direkte, indirekte og eksterne virkninger .....	48
Leting for framtidig verdiskaping.....	51
<b>Kapittel 5 Digitalisering i letevirksomheten</b> .....	<b>53</b>
Økende datamengder .....	54
Stordataanalyse .....	59
Betydelig verdipotensiale.....	60
<b>Kapittel 6 Resurser for framtiden</b> .....	<b>65</b>
Klimautfordringen.....	66
CO2-lagring på norsk sokkel.....	70
Havbunnsmineraler .....	73
<b>Referanser</b> .....	<b>77</b>



# Kapittel 1

## Innledning og sammendrag





## Innledning

Ressursrapporten 2020 gir status og analyser av de langsiktige mulighetene og utfordringene for lettevirksomheten på norsk sokkel. Målet med rapporten er å gi økt forståelse av potensialet som ligger i de uoppdagede ressursene og den verdien dette kan representere for samfunnet. Rapporten peker også på utfordringene som ligger i å påvise og realisere disse verdiene.

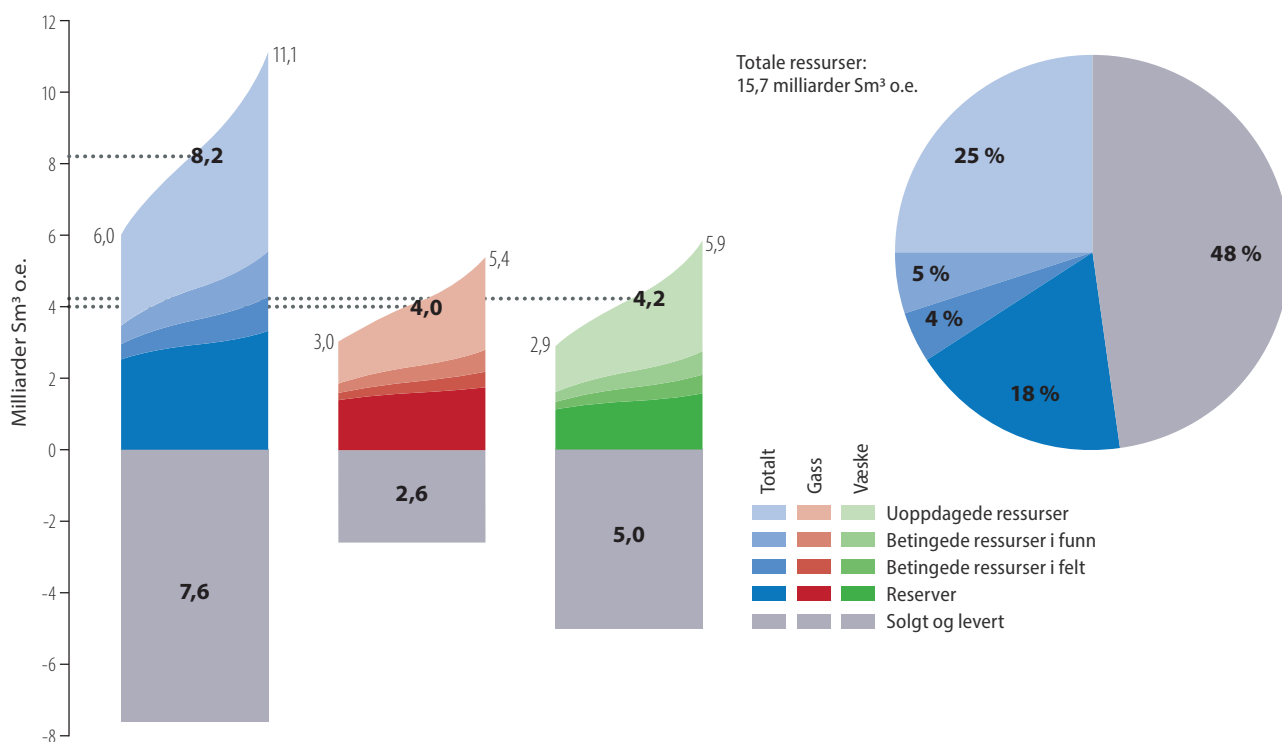
Petroleumssektoren utgjør fortsatt en stor og viktig del av norsk økonomi og står for en stor del av de statlige inntektene. Etter over femti år med oljevirksomhet ligger fortsatt halvparten av de totale ressursene i undergrunnen. En stor del av disse er ennå ikke funnet. (Figur 1.1).

Estimatet for uoppdagede ressurser er på om lag 3900 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter ( $\text{Sm}^3$  o.e.). Estimatet er usikkert og har et usikkerhetsspenn på mellom 2200 og 6200 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. Om lag 40 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

Vellykket leting er en forutsetning for langsiktig produksjon og eksport av olje og gass. De siste årene har letteaktiviteten vært høy, og fram til koronapandemien var det ventet at aktiviteten skulle holde seg på et relativt høyt nivå de nærmeste årene. Prisen nedgangen for olje og gass som følge av blant annet pandemien, har ført til at oljeselskapene har redusert lettebudsjettene og kansellert eller utsatt lettebrønner. Oljedirektoratet (OD) anslår at det i 2020 vil bli boret om lag 30 lettebrønner, nesten en halvering sammenlignet med 2019.

Den høye letteaktiviteten de siste årene har resultert i mange funn. Funnene er relativt små og reflekterer at stadig mer av letingen pågår i modne områder. Det er imidlertid fortsatt mulig å gjøre store funn ettersom det er store arealer som fremdeles er lite utforsket. Leting de neste ti årene vil ha stor betydning for hvor raskt produksjonen og inntektene vil falle etter 2030.

Små funn gir god lønnsomhet og bidrar til store inntekter til staten når de bygges ut kostnadseffektivt mot eksisterende infrastruktur. De siste ti årene har



Figur 1.1 Petroleumsressurser på norsk sokkel

små funn bidratt med en betydelig andel av den totale verdiskapingen fra leting. Lave enhetskostnader gir grunnlag for framtidig lønnsom leting selv med lave oljepriser. I tillegg kan teknologiutvikling og digitalisering bidra til økt lønnsomhet gjennom redusert leterisiko og flere funn.

Framtidig lønnsomhet av leting kan også bli påvirket av klimapolitikken. Norge har, i likhet med flere andre land, forpliktet seg gjennom Parisavtalen til å begrense global oppvarming til godt under to grader og til å etterstrebe å begrense den til 1,5 grader. Norsk sokkel er godt posisjonert til å møte klimautfordringen. Samtidig kan dette åpne for nye muligheter som lagring av CO<sub>2</sub>, produksjon av hydrogen og leting etter og utvinning av havbunnsmineraler.

## Sammendrag

### Kapittel 2: Utviklingstrekk på norsk sokkel

God tilgang på areal, betydelige kostnadsreduksjoner, tilgang på infrastruktur og bedre datadekning har bidratt til boring av mange letebrønner. Det er gjort mange nye funn, de fleste er relativt små. Det er fortsatt mye igjen å finne, både i godt utforskede og mindre utforskede områder. Det ligger et stort potensial for letesuksess i kombinasjonen av økt kunnskap, bruk av ny seismisk teknologi og nye metoder for analyse av store datamengder. Vellykket leting er en kritisk faktor for framtidig produksjon og verdiskaping.

### Kapittel 3: Uoppdagede ressurser

ODs estimat for uoppdagede ressurser viser at det er store mengder olje og gass som gjenstår å finne i alle havområder. Forventningsvolumet på 3910 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. utgjør nesten halvparten av de gjenværende ressursene på sokkelen. Om lag 40 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

### Kapittel 4: Betydning av leting

Leting etter olje og gass har tilført samfunnet store verdier de siste 20 årene. Alle havområdene gir viktige bidrag til den samlede verdiskapingen. Nye funn fra leting er grunnlaget for videre aktivitet i petroleumsnæringen, skaper store ringvirkninger for samfunnet ellers, og vil være svært viktig for framtidig verdiskaping.

### Kapittel 5: Digitalisering i letевirksomheten

Olje- og gassforekomstene blir stadig vanskeligere å finne. Teknologiutvikling og digitalisering har gitt bedre data og verktøy som har bidratt til økt forståelse av geologien og gjort det mulig å identifisere nye letekonsepter. Digitalisering gir også nye muligheter både til å redusere letekostnader og effektivisere arbeidsprosesser. Dette kan bidra til redusert leterisiko og flere funn.

### Kapittel 6: Ressurser for framtiden

Norsk sokkel er godt posisjonert til å møte klimautfordringen og den økte økonomiske risikoen dette medfører. Samtidig åpner klimautfordringen for muligheter for nyskaping og ny næringsaktivitet, gjennom blant annet lagring av CO<sub>2</sub> i undergrunnen og leting og utvinning av havbunnsmineraler.



### Faktaboks 1.1 Ressursklassifisering

ODs ressursklassifiseringssystem brukes for petroleumsreserver og -ressurser på norsk sokkel. Systemet er utformet slik at myndighetene skal få en mest mulig enhetlig rapportering fra rettighetshaverne i forbindelse med ODs årlige oppdatering av ressursregnskapet.

Ressurser er et samlebegrep for all olje og gass som kan utvinnes. Ressursene klassifiseres i ODs ressursklassifiseringssystem etter hvor modne de er med hensyn til hvor langt de er kommet i planprosessen fra funn til produksjon. Klassifiseringssystemet ble utarbeidet i 1996 og revidert i 2001 og 2016. Endringene i 2016 var hovedsakelig forbedringer i språk, inkludert ny navngivning av enkelte ressursklasser.

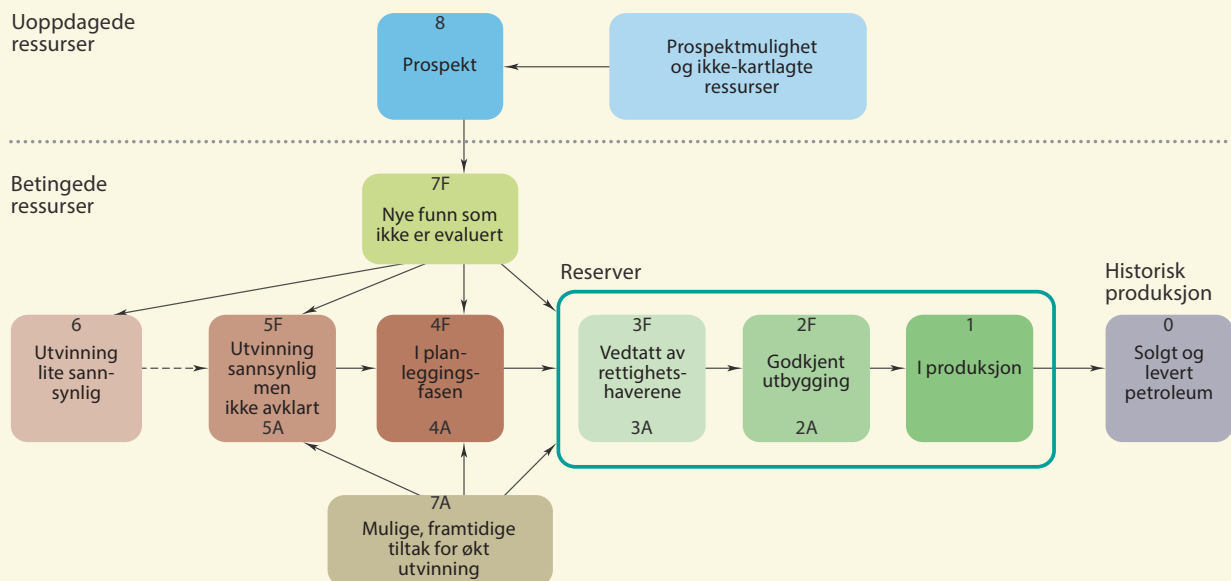
Det er de totale utvinnbare petroleumsmengdene som klassifiseres. Systemet er inndelt i tre klasser: reserver, betingede ressurser og uoppdagede

ressurser. Alle utvinnbare petroleumsmengder kalles ressurser, og reserver er en særlig gruppe av ressurser.

Reserver er petroleumsmengder som er besluttet å utvinne. Betingede ressurser er både utvinnbare mengder som er funnet, men som det ennå ikke er tatt beslutning om å utvinne, og prosjekter for å øke utvinningen fra feltene.

I klassifikasjonen benyttes bokstavene F og A for å skille mellom utbygging av funn og forekomster (F står for «First») og tiltak for å øke utvinningen fra en forekomst (A står for «additional»).

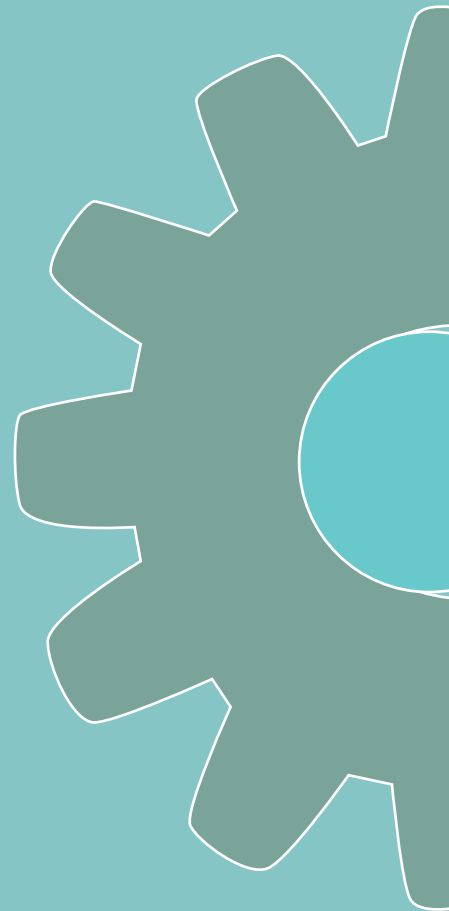
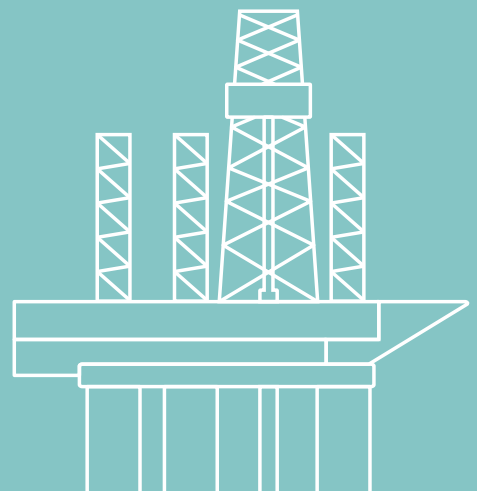
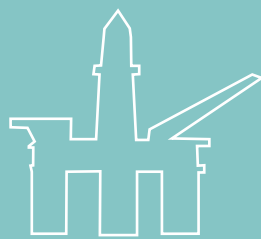
Uoppdagede ressurser er de petroleumsmengdene som kan bli påvist ved leting og som kan utvinnes. Det som er produsert, solgt og levert utgjør den aggregerte produksjon.



Figur 1.2 Ressursklassifisering pr 2019

## Kapittel 2

# Utviklingstrekk på norsk sokkel





God tilgang på areal, betydelige kostnadsreduksjoner, tilgang på infrastruktur og bedre datadekning har bidratt til boring av mange letebrønner. Det er gjort mange nye funn, de fleste er relativt små. Det er fortsatt mye igjen å finne, både i godt utforskede og mindre utforskede områder. Det ligger et stort potensial for letesuksess i kombinasjonen av økt kunnskap, bruk av ny seismisk teknologi og nye metoder for analyse av store datamengder. Vellykket leting er en kritisk faktor for framtidig produksjon og verdiskaping.

## En stolt historie

### Store funn

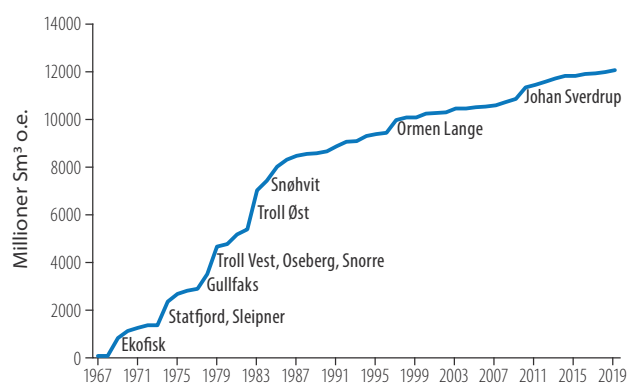
I 2019 var det 50 år siden Ekofisk ble funnet sør i Nordsjøen. Da Ekofisk ble høytidelig åpnet bare to år etter at det ble funnet, kom daværende statsminister Trygve Bratteli med dette berømte utsagnet: "Dette kan bli en merkedag i norsk økonomisk historie".

Ekofiskfunnet førte til stor interesse for å lete i norske områder, og i løpet av de neste 20 årene ble det gjort flere betydelige funn som Statfjord, Gullfaks, Oseberg og ikke minst Troll (Figur 2.1). Disse har vært ryggraden i utviklingen av petroleumsnasjonen Norge, både økonomisk og teknologisk. De siste års funn er betydelig mindre. Likevel gjøres det fortsatt store funn som Johan Sverdrup, 7324/8-1 (Wisting) og Johan Castberg.

Fram til 31.12.2019 er det totalt boret 1714 letebrønner og 4800 utvinningsbrønner. 113 felt er satt i produksjon, av disse er 26 nedstengt. I tillegg er det bygd åtte landanlegg. Det er utviklet og tatt i bruk ny teknologi for å møte utfordringene etter hvert som de enklest tilgjengelige ressursene er produsert – og for å tilfredsstille stadig strengere krav til miljø- og sikkerhetsmessig forsvarlig virksomhet.

Utviklingen har gått fra store stål- og betong-plattformen med prosessanlegg, permanent mannskap og mange støttefunksjoner til utbygginger basert på havbunnsanlegg der prosess- og styrefunksjoner skjer fra eksisterende innretninger eller fra land. Den omfattende infrastrukturen av feltinstallasjoner, rørledninger og landanlegg har redusert kostnadene ved å bygge ut mindre funn og økt interessen for å lete etter mindre petroleumsforkomster. Mindre funn kan ofte bygges ut mot

eksisterende felt etterhvert som det blir ledig kapasitet i infrastrukturen. Slik gjenbruk av infrastruktur bidrar til økt verdiskaping og effektiv ressursutnyttelse, og muliggjør lønnsomhet i mindre funn.



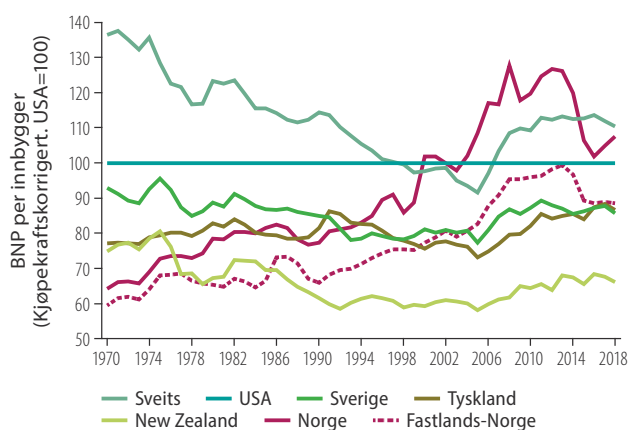
Figur 2.1 Ressurstilvekst på norsk sokkel

## Vellykket leting er en kritisk faktor for framtidig produksjon og verdiskaping

Myndighetene har spilt en aktiv rolle i utviklingen av norsk olje- og leverandørindustri. Strategien for ressursforvaltning og industriutvikling har vært karakterisert ved gradvis oppbygging. Innenfor leting har hovedregelen vært stegvis utforskning. Dette prinsippet innebærer at resultater av brønner i et område bør foreligge før utlysning av nye blokker i det samme området. Ny informasjon vil bidra til mer effektiv leting og færre tørre brønner.

## Betydelige verdier

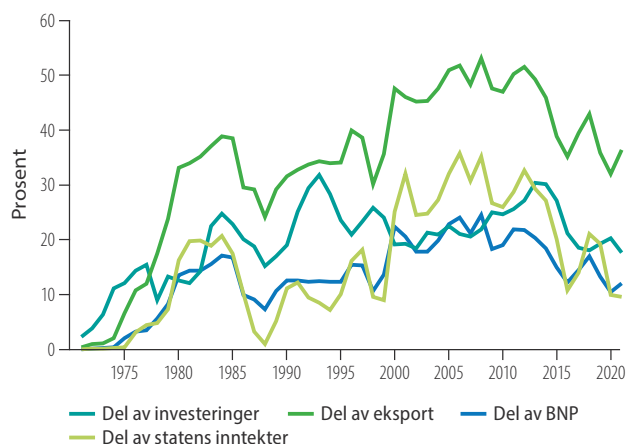
Petroleumsloven slår fast at petroleumsressursene tilhører det norske folket og skal komme hele landet til gode. Olje- og gassutvinning har i lang tid vært den største bidragsyteren til verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksport. Virksomheten har bidratt betydelig til at Norge i dag er et rikt land. Ved inngangen til oljealderen var bruttonasjonalprodukt (BNP) per innbygger i Norge relativt lavt sammenlignet med flere vestlige land, som USA, Sverige og Tyskland [1] (Figur 2.2). Gjennom de neste tiårene løftet økende produksjon av olje og gass det norske inntektsnivået. Da produksjonen nådde toppen tidlig på 2000-tallet, drev økende priser inntektene videre oppover.



**Figur 2.2 BNP per capita 1970 til 2018** Kilde: Norges Bank, OECD og SSB (2020)

Aktiviteten på sokkelen har gitt ringvirkninger til andre deler av næringslivet. Stadig flere bedrifter – ikke bare innen verkstedindustrien – har rettet aktiviteten inn mot leveranser til oljesektoren. Nye produkter og teknologiske løsninger er utviklet. For mange har oppdragene på norsk sokkel vært et springbrett til nye eksportmarkeder. Petroleumsvirksomheten har også bidratt til betydelige produktivetsforbedringer i andre tilstøtende næringer, ved at kunnskap og teknologi smitter over fra oljevirksomheten.

I 2019 stod petroleumssektoren for rundt 13 prosent av all verdiskaping i landet og utgjorde om lag 36 prosent av eksportinntektene (Figur 2.3). Statens samlede netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten anslås til om lag 87 milliarder kroner i 2020. Anslaget for 2020 er rundt 170 milliarder lavere sammenliknet med 2019. Mesteparten av de statlige inntektene går inn på Oljefondet (Statens Pensjonsfond utland). Oljefondet hadde i oktober 2020 en markedsverdi på over 10 000 milliarder kroner.



**Figur 2.3 Makroøkonomiske indikatorer for oljevirksomheten, 1971-2020** Kilde: norskpetroleum.no (oppdatert mai 2020).

Selv små utbyggingsprosjekter på sokkelen ville vært store industriprosjekter hvis gjennomført på land. En rapport publisert av Menon Economics [2] for Olje- og energidepartementet viser at det var om lag 225 000 sysselsatte, enten direkte eller indirekte, knyttet til petroleumsnæringen i 2017. Verdiskapingen per direkte sysselsatt i petroleumsnæringen i 2019 var om lag 19 mill. kroner, mot om lag 1 mill. kroner for fastlandsøkonomien samlet [3].

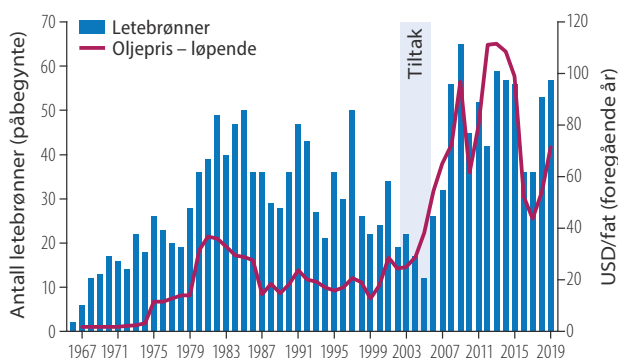


## Høyt aktivitetsnivå - avtakende ressurstilvekst

De siste årene har leteaktiviteten vært høy, og fram til koronapandemien våren 2020 var det ventet at aktivitetsnivået skulle holde seg på et relativt stabilt høyt nivå de nærmeste årene. Tiltakene som er satt i verk for å redusere spredning av koronaviruset har bidratt til nedgang i etterspørselen etter olje og gass og nedgang i oljeprisen. Innenfor leting forventes det at situasjonen på kort sikt fører til at det blir boret færre letebrønner og det blir gitt færre oppdrag til seismikkindustrien.

Den historiske utviklingen illustrerer hvordan oljeprisen påvirker leteaktiviteten. Historien viser en tydelig sammenheng mellom oljepris (nominell) og antall letebrønner (Figur 2.4).

Etter 2006 økte leteaktiviteten kraftig. I tillegg til økt oljepris var endringer i rammevilkårene som ble innført i perioden 2003-2005 viktig for veksten i antall letebrønner (Faktaboks 2.1).



**Figur 2.4 Historisk utvikling i oljepris og antall letebrønner**

Etter at oljeprisen tok seg opp i 2017 økte leteaktiviteten. I 2018 ble det påbegynt 53 letebrønner, 17 flere enn året før, med 31 brønner i Nordsjøen, 15 i Norskehavet og 7 i Barentshavet (Figur 2.5). Av de 53 letebrønnene var 28 undersøkelsesbrønner og 25 avgrensingsbrønner. I 2019 ble det påbegynt 57 letebrønner, med 37 brønner i Nordsjøen, 15 i Norskehavet og 5 i Barentshavet (Figur 2.5). Av de 57 letebrønnene var 43 undersøkelsesbrønner og 14 avgrensingsbrønner.

### Faktaboks 2.1 Tiltak for økt leting

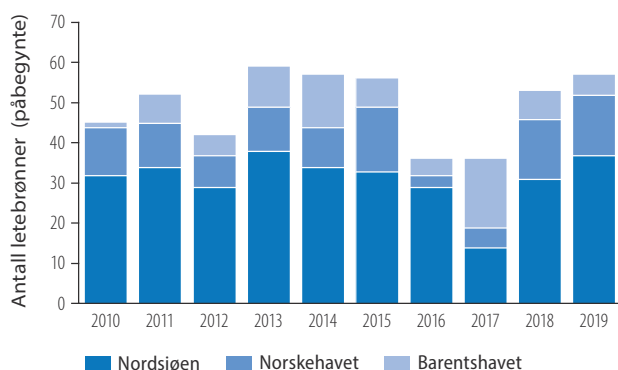
Rundt årtusenskiftet var leteaktiviteten på norsk sokkel lav, særlig i modne leteområder. Dette bidro til lav ressurstilvekst. Myndighetene innførte derfor tiltak og justerte rammevilkårene for å stimulere konkurransen og øke mangfoldet av selskaper. Særlig tre tiltak har vært viktige:

– Prekvalifiseringsordningen ble etablert for å gi selskaper et tilbud om evaluering av egnethet for deltakelse på norsk kontinentalsokkel. Interessen for prekvalifisering har vært stor, og det er fortsatt et jevnt tilsig av selskaper som ønsker å gjennomgå en slik forhåndsvurdering.

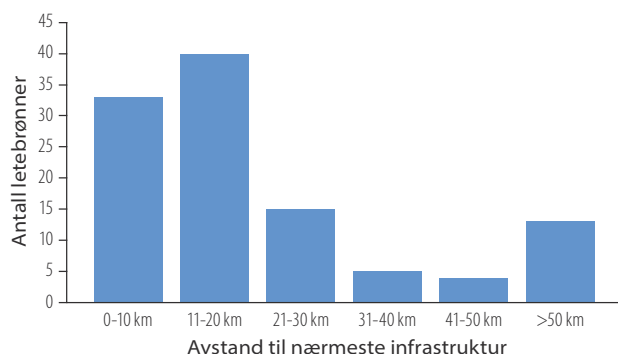
– TFO-ordningen, sammen med justeringer i utformingen av arbeidsprogrammer, gir selskapene muligheter for jevn tilgang til leteareal og sikrer at det drives aktiv leting. Ordningen legger også til rette for effektiv bruk av ressursene i oljeselskapene og sikrer at areal som tidligere er levert tilbake blir tilgjengelig for selskaper med nye ideer. Dermed blir også tidligere tildelt areal gjenstand for nye vurderinger.

– Leterefusjonsordningen ble innført for å sikre skattemessig likebehandling av letekostnader for selskaper i og utenfor skatteposisjon og dermed redusere inngangsbarrierer for nye aktører og legge til rette for lønnsom leting. Gjennom leterefusjonsordningen kan selskapene velge om de ønsker å få refundert skatteverdien (78 prosent) av letekostnadene påfølgende år eller å trekke fra letekostnadene i skattegrunnlaget. Etablerte selskaper i skatteposisjon kan løpende fradragføre letekostnader og dermed redusere skattebetalingene. Selskaper utenfor skatteposisjon kan enten få tilbakeført skatteverdien av letekostnadene eller alternativt få framført underskuddet med rentekompensasjon (og eventuelt få refundert skatteverdien av underskudd ved opphør av aktivitet på norsk sokkel). For små selskaper som ennå ikke er i skatteposisjon, gir refusjonsordningen lavere kapitalbinding og dermed bedret kontantstrøm.

De fleste brønnene de siste årene er boret nær eksisterende infrastruktur (Figur 2.6). Ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur kan gjøre det lønnsomt å lete etter og utvikle stadig mindre funn. Dette kombinert med lavere kostnader og god inntjening hos selskapene er viktige årsaker til at leteaktivitet har vært høy de siste årene. I tillegg har god tilgang på attraktive letearealer, utvikling innen seismikkteknologi og store mengder ny seismikk vært viktige faktorer (Faktaboks 2.2).



Figur 2.5 Antall påbegynte letebrønner 2010-2019, fordelt på havområder

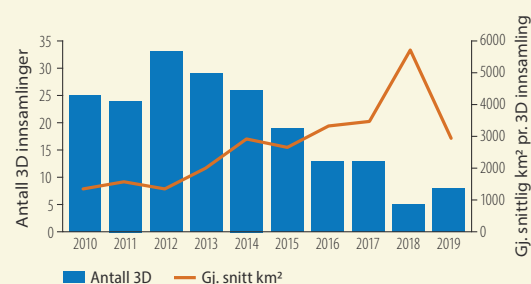


Figur 2.6 Letebrønner 2018-2019 og nærhet til infrastruktur

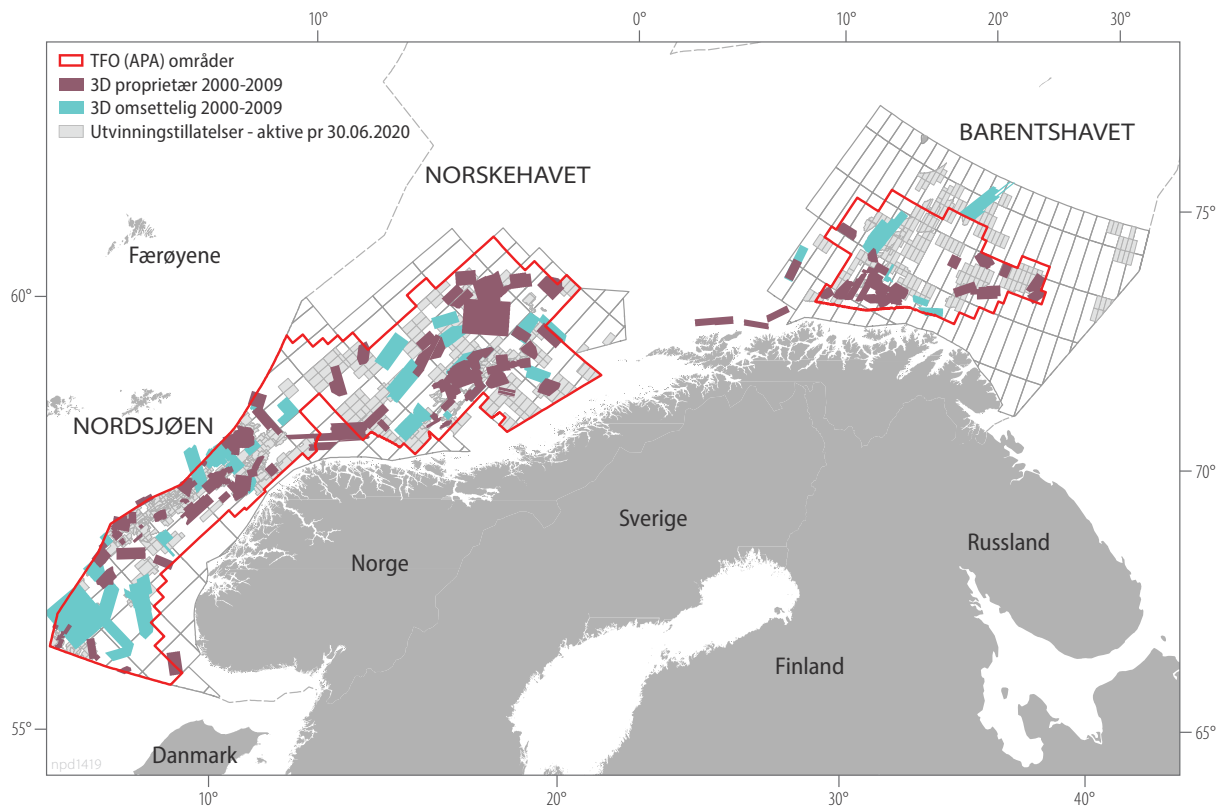
### Faktaboks 2.2 Seismisk 3D-dekning siste 10 år

Utvikling innen seismikkteknologi de siste årene har resultert i tydeligere avbildning av undergrunnen. Større 3D-innsamlinger bidrar også til konsistent avbildning av undergrunnen i større områder. Dette er viktig for best mulig geologisk forståelse. Figur 2.8 og Figur 2.9 viser utviklingen i innsamling av 3D data på hele sokkelen, fordelt mellom oljeselskapene (proprietær) og seismikkselskapene (omsettelig eller multiklient) i periodene 2000-2009 og 2010-2019. Flere og større områder er utforsket og dekket med seismikk den siste 10 årsperioden. Mellom 2000-2009 samlet oljeselskapene inn like mye seismisk data som seismikkselskapene. I den siste 10-årsperioden er det i stor grad seismikkselskapene som har samlet inn data.

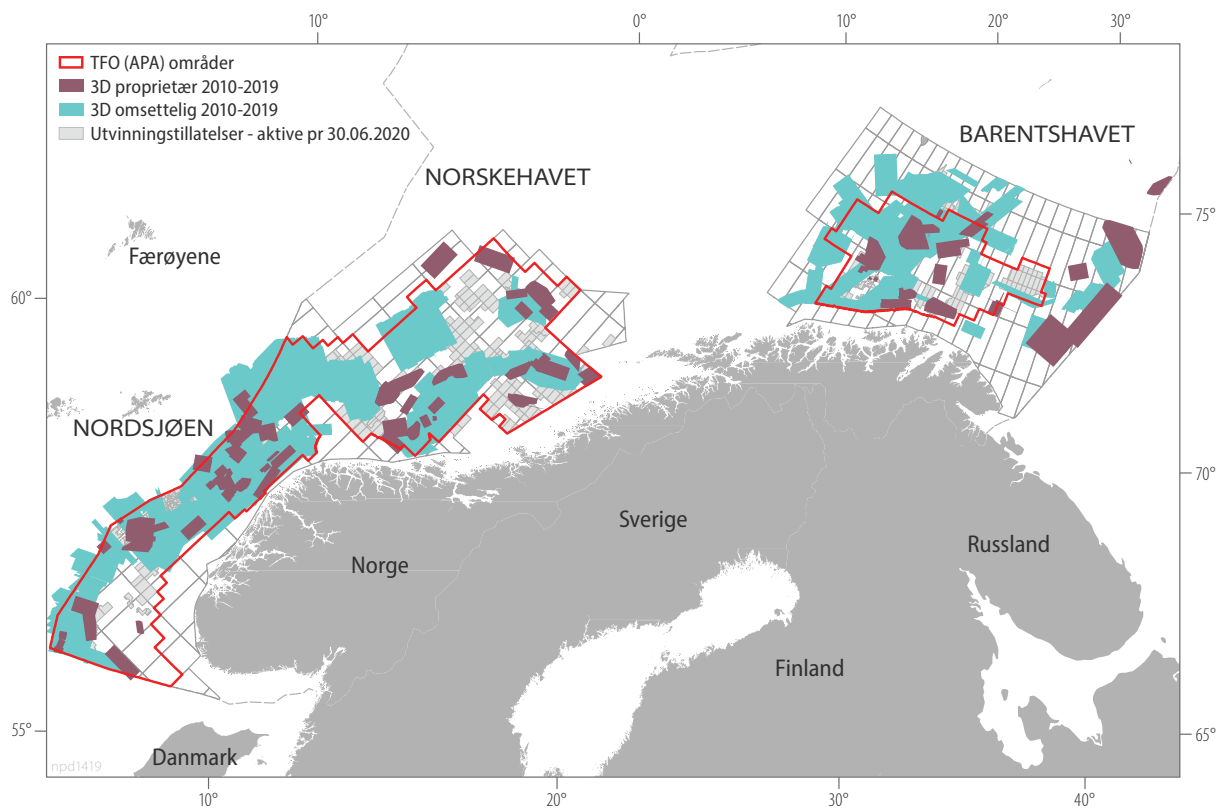
En sammenstilling av antall 3D-seismiske innsamlinger og gjennomsnittlig areal samlet inn per år, viser at fra 2012 er antall innsamlinger redusert, samtidig som det har vært en kraftig økning i gjennomsnittlig areal per innsamling (Figur 2.7). Det betyr en endring til større 3D-innsamlinger, også illustrert i Figur 2.9. I tillegg viser dette at innsamlingen av seismikk er blitt mer effektiv de siste ti årene med mer innsamlet seismikk per undersøkelse.



Figur 2.7 Antall 3D innsamlinger og gjennomsnittlig innsamlet kvadratkilometer, 2010-2019



Figur 2.8 3D innsamling av oljeselskap (proprietær) og seismikkselskap (omsettelig), 2000-2009

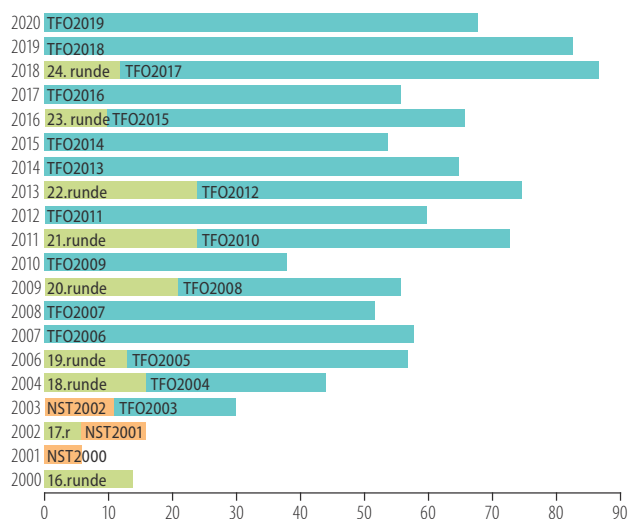


Figur 2.9 3D innsamling av oljeselskap (proprietær) og seismikkselskap (omsettelig), 2010-2019



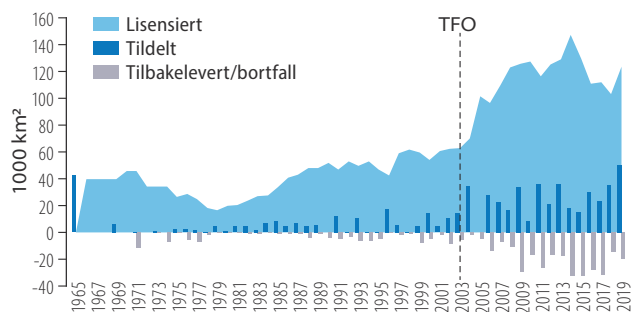
## God arealtilgang gjennom konsesjonsrunder

God tilgang på attraktivt leteareal i konsesjonsrunder er viktig for å opprettholde letingen og legge til rette for nye funn. Siden omleggingen av letepolitikken i perioden 2003-2005 har det vært kraftig økning i antall tildelte utvinningstillatelser (Figur 2.10). I 2019 og 2020 ble det tildelt tilsammen 151 utvinningstillatelser i den årlige konsesjonsrunden i forhåndsdefinerte områder (TFO). Hele spekteret av selskaper har fått tildelinger – fra de store internasjonale til små selskaper som er nye på sokkelen. De mange søknadene viser at interessen for norsk sokkel er høy, og at norsk sokkel er konkurransedyktig i det internasjonale markedet.



Figur 2.10 Antall utvinningstillatelser tildelt siden 2000

Tilgjengeliggjøring av TFO-areal har bidratt til omfattende tildelinger og en markant økning i lisensiert areal (Figur 2.11). TFO-området dekker nå store deler av Nordsjøen og Norskehavet (Figur 2.12). Arbeidsprogrammet i utvinningstillatelsene kan legge grunnlag for høy leteaktivitet i årene som kommer.



Figur 2.11 Utvikling i tilgjengelig leteareal på norsk sokkel

Siden TFO-ordningen ble innført er areal tildelt og tilbakelevert flere ganger (Figur 2.13). Det blir fortsatt gjort funn i areal som har vært tildelt og tilbakelevert flere ganger, også enkelte store funn. Det mest kjente er Johan Sverdrup.

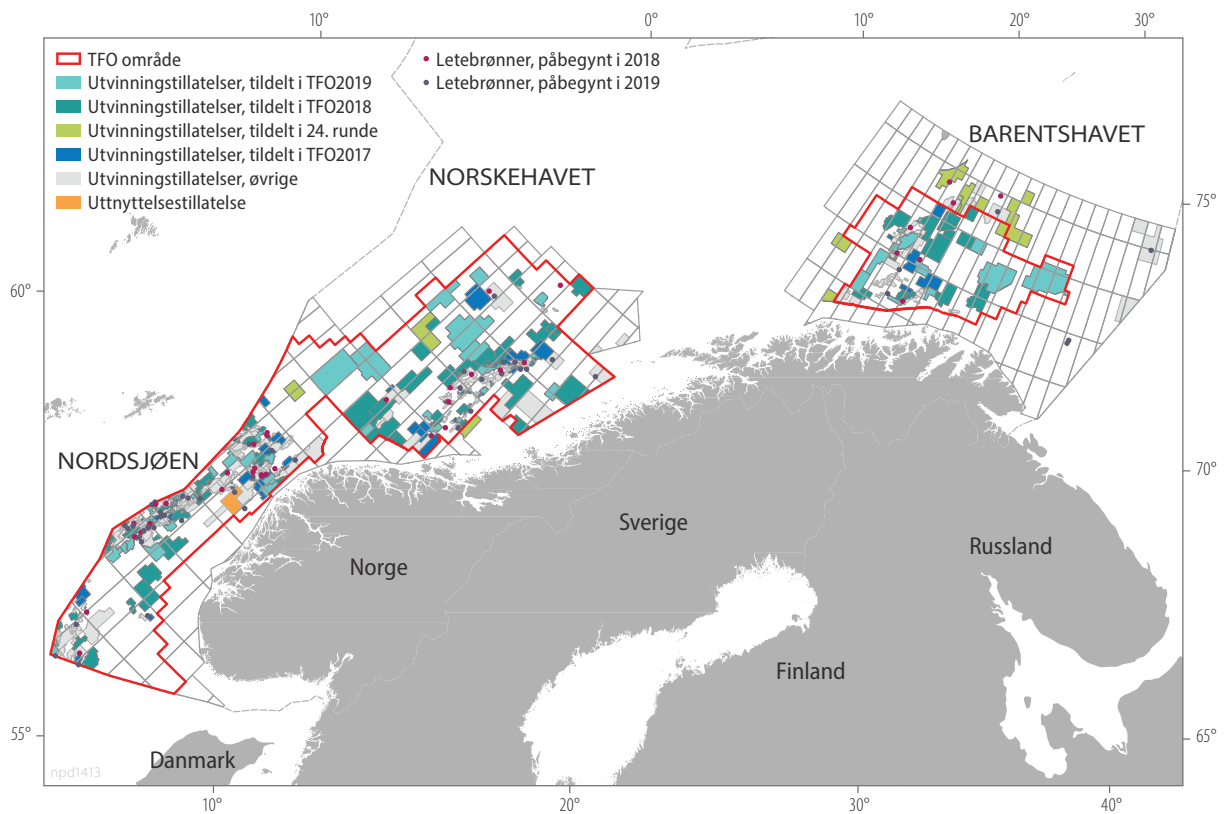
## Arealtilgang gjennom et aktivt annenhåndsmarked for kjøp og salg av andeler

Selskapene kan også få tilgang til leteareal gjennom å kjøpe andeler i utvinningstillatelser (Figur 2.14). I 2019 var denne aktiviteten rekordhøy. Et godt fungerende annenhåndsmarked gir selskapene mulighet til å opparbeide seg en balansert portefølje av leteareal utenom konsesjonsrundene.

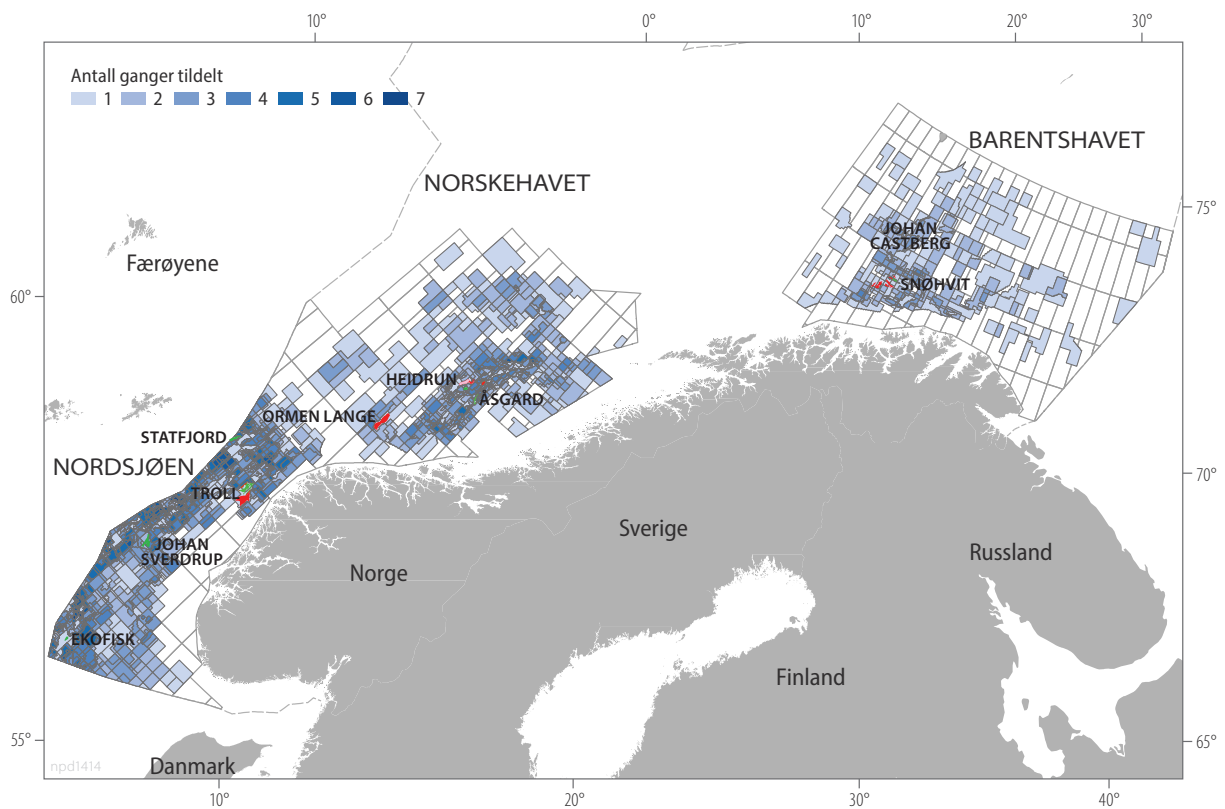
## Mange funn

Den høye leteaktiviteten har resultert i mange funn. Figur 2.15 viser antall funn per år siden år 2000 fordelt på havområder. Myndighetenes tiltak bidro til en betydelig økning i antall funn fra 2007.

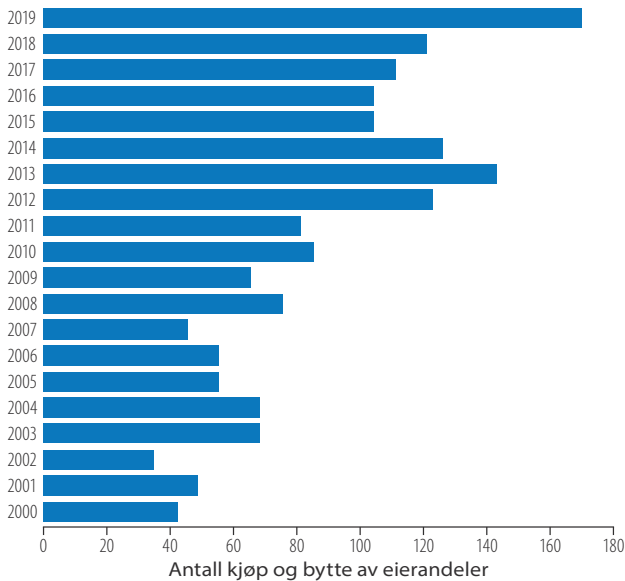
I 2018 og 2019 ble det gjort 31 funn, 17 i Nordsjøen, 10 i Norskehavet og 4 i Barentshavet. Foreløpige vurderinger viser at leteårene 2018 og 2019 har vært de to beste de siste fem årene (Figur 2.16).



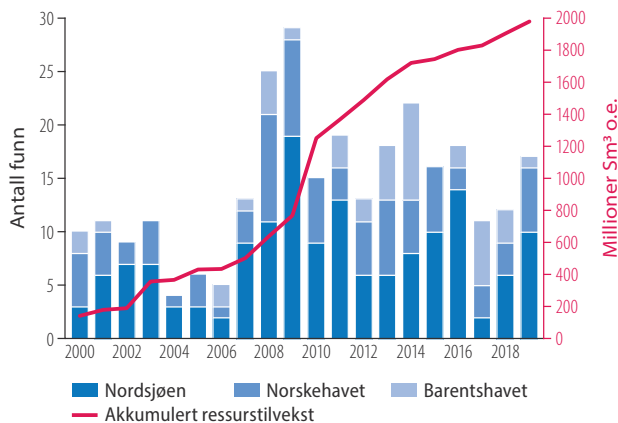
Figur 2.12 Lisensiert område på norsk sokkel per 31.12.2019



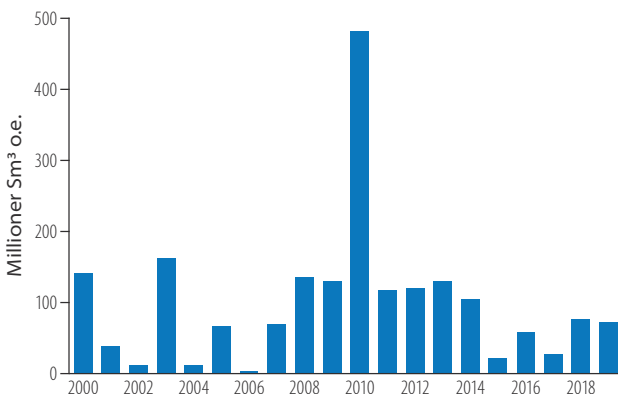
Figur 2.13 Antall ganger areal er tildelt



Figur 2.14 Kjøp og bytte av andeler på norsk sokkel



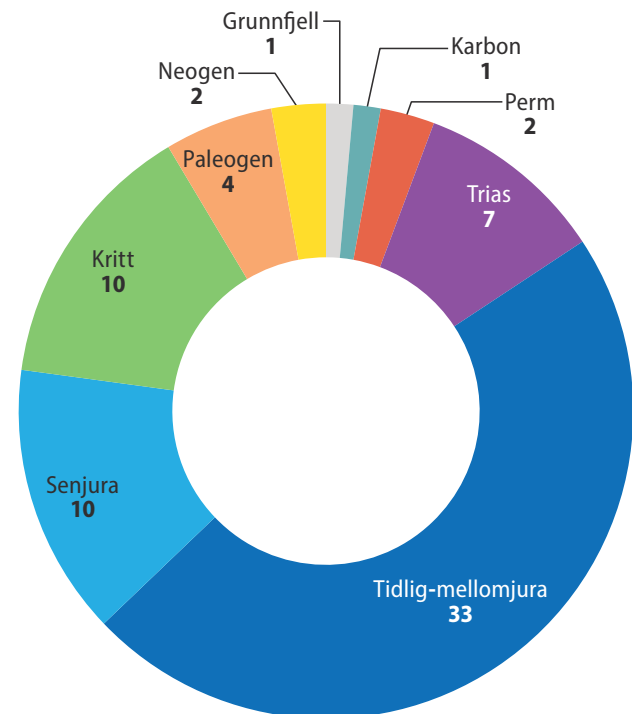
Figur 2.15 Antall funn per havområde og total ressurstilvekst, 2000-2019



Figur 2.16 Årlig ressurstilvekst fra leting, 2000-2019

### Funn i ulike letemodeller åpner for ny forståelse

De siste årene er det boret brønner i en rekke letemodeller, men oftest i de som har reservoar av jura alder og allerede er godt utforsket. Over halvparten av funnene de siste fem årene er i jura letemodeller (Figur 2.17). Et eksempel på funn i mindre utforskede letemodeller er 25/2-21 (Liatårnet), som ble påvist i 2019. Dette funnet har reservoar av miocen alder (neogen). Det regnes som det første oljefunnet i denne letemodellen, selv om det er observert spor av olje i tidligere brønner i området. Resultatene fra en kommende avgrensingsbrønn blir viktige for om funnet kan utvikles og for videre utforskning av denne letemodellen.



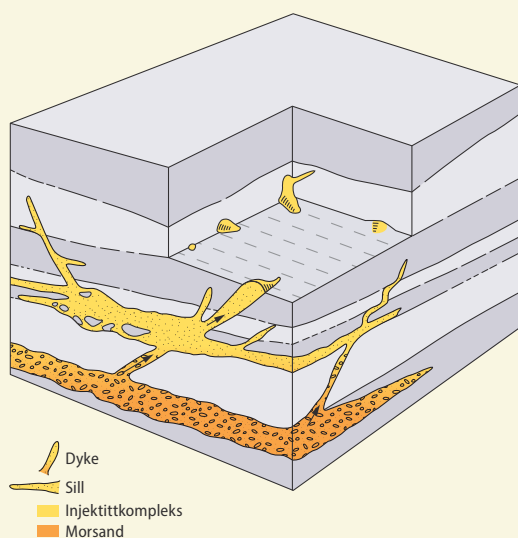
Figur 2.17 Antall funnbrønner fordelt på reservoaralder, 2015-2019

I den midtre delen av Nordsjøen er det gjort flere funn i injektitter (Faktaboks 2.3). Siste generasjons 3D-seismikk, basert på bredbåndsteknologi, har resultert i forbedret avbildning av disse komplekse strukturene. Dette har gitt bedre grunnlag for borebeslutninger, gjennomføring av boringer og videre utforskning. Fortsatt er det utfordringer med god nok seismisk avbildning som gjør at det kun ved boring av for eksempel horisontale brønner eller spesialdesignede brønnbaner, er mulig å påvise injektittens utstrekning.



### Faktaboks 2.3 Injektitter

Injektitter, eller intrusive sandavsetninger, er avsetninger av sander som er remobilisert og presset gjennom overliggende lag. Her avsettes sedimentene på nytt, enten som vertikale eller skråstilte "dykes" eller de presses inn mellom lag i horisontale lagganger "sills" (Figur 2.18 [4]). Sandene remobiliseres fra en morsand. Dette kan skje hvis store mengder sedimenter blir avsatt på svært kort tid, for eksempel som følge av betydelig glacial erosjon i forbindelse med istider, slik at trykket i underliggende lag øker.

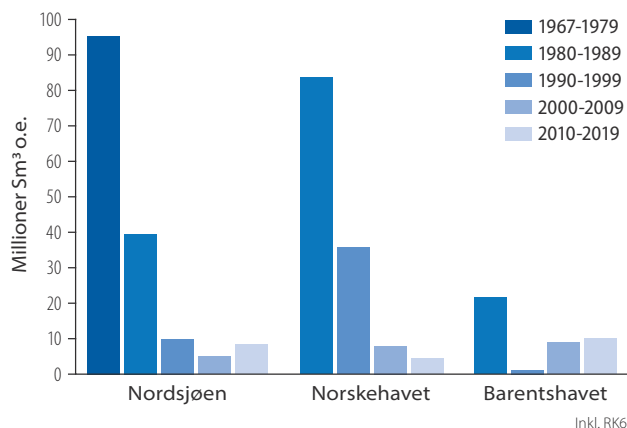


Figur 2.18 Geoskisse av injektitter modifisert etter A. Hurst et al (2007)

Letemodeller med reservoar i bergarter av kritt alder er velkjente i Norskehavet, men har vært ansett for å ha begrenset petroleumspotensial. I løpet av de siste par årene er det imidlertid gjort flere funn i reservoar av kritt alder, noe som viser at letemodellene kan ha høyere potensial enn antatt. Interessen i industrien for disse letemodellene er derfor større enn tidligere.

### Funnene blir mindre

Internasjonal erfaring viser at de største funnene gjerne blir gjort tidlig i utforskningsfasen i en ny petroleumsprovins, og at funnstørrelsene avtar etter hvert som petroleumsprovinsen modnes. Dette gjelder også på norsk sokkel, med visse unntak som for eksempel Johan Sverdrup. Den gjennomsnittlige funnstørrelsen har vært avtakende over lengre tid og reflekterer at stadig mer av letingen pågår i modne områder (Figur 2.19).



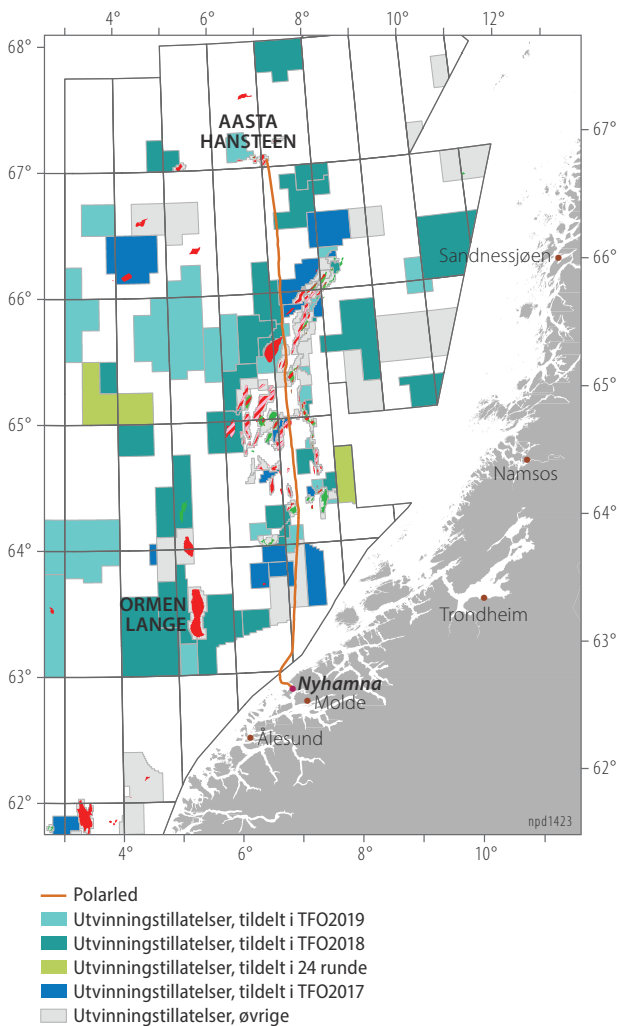
Figur 2.19 Utvikling i gjennomsnittlig funnstørrelse, fordelt på havområder

### Tilgang til infrastruktur - viktig for små funn.

Små funn kan bli lønnsomme hvis de bygges ut mot nærliggende infrastruktur. Samordning av flere mindre funn kan også bidra til økt lønnsomhet ved tilknytning til eksisterende infrastruktur. Et eksempel på dette er Breidablikk-utbyggingen, en samordning av flere funn som planlegges faset inn til Grane-innretningen i Nordsjøen. Et annet eksempel er unitisering av flere funn i området Halten Øst på Haltenbanken i Norskehavet som kan gi grunnlag for samordnet utbygging mot Åsgard B-innretningen.

### Ny infrastruktur - samarbeid og koordinering

Det er mer krevende å få lønnsomhet i mindre funn som ligger langt unna kostnadseffektiv infrastruktur. I slike områder kan nye større funn eller samordning av flere mindre funn gi grunnlag for en ny selvstendig produksjonsinnretning. Etablering av ny infrastruktur med fleksibel kapasitet vil kunne senke den økonomiske terskelen for utbygging av nye funn og for letevirksomhet. Etableringen av gassrørledningen Polarled, som transporterer gass fra Aasta Hansteenfeltet i Norskehavet til Nyhamna, i Møre og Romsdal, har bidratt til økt interesse for å lete etter gass i Norskehavet (Figur 2.20). Flere aktive tillatelser nær Polarled er tildelt i 2018-2020.



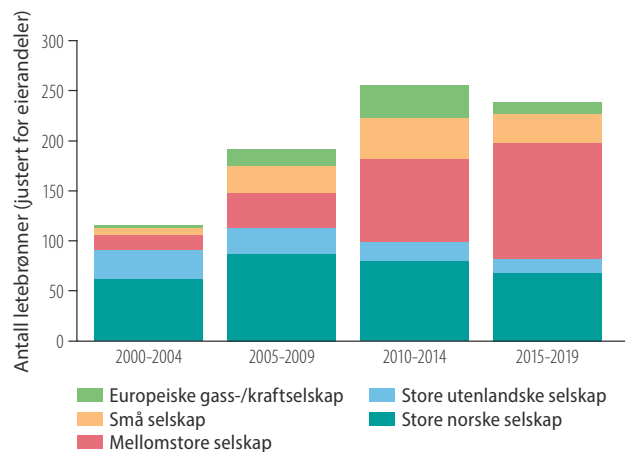
**Figur 2.20 Tildelinger nær Polarled i Norskehavet, 2018 og 2019**

Fra Barentshavet er det i dag kun gasseksport via Snøhvit sitt LNG-anlegg på Melkøya. Dagens kapasitet på Melkøya LNG-anlegg kommer til å være fullt utnyttet helt fram til 2050 basert på gass fra felt i drift og funn under utvikling. Mangel på tilgang til ledig gassinfrastruktur svekker insentivene for leting, og dette påvirker selskapenes letestrategier. Utvidelse av eksportkapasiteten for gass fra Barentshavet sør kan gi økt leteaktivitet. Dette vil være viktig for at en større del av ressurspotensialet i Barentshavet skal kunne realiseres. Studier gjennomført av Gassco og OD viser at utvikling av ny gassinfrastruktur i Barentshavet kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette krever samhandling og koordinering på tvers av utvinningstillatelser og aktører.

### Små funn gir lav materialitet og påvirker aktørbildet

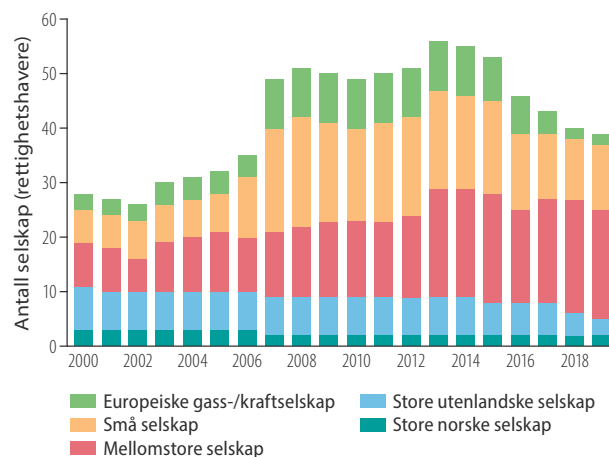
Selv om mindre funn kan gi høy økonomisk avkastning i prosent, er materialiteten, eller nåverdistørrelsen, betydelig mindre enn for store funn. De større internasjonale selskapene har tradisjonelt hatt fokus

på store prosjekter. Når funnene blir mindre, møter prosjekter på norsk sokkel sterk konkurranse om de større selskapenes investeringsmidler og kompetanse. Det kan se ut til at flere av de større internasjonale selskapene er i ferd med å trappe ned virksomheten på norsk sokkel fordi nye funn og utbyggingsprosjekter blir for små. Utviklingen i de større selskapenes eierandeler i letebrønner er en indikator på dette (Figur 2.21).



**Figur 2.21 Antall letebrønner fordelt på selskapskategorier, 2000-2019. Rettighetshavere (justert for eierandeler).**

De politiske tiltakene for å øke aktørmangfoldet, med blant annet innføring av TFO-rundene og letefusjonsordningen, medførte en markant økning i antall mindre aktører fra midt på 2000-tallet. Utviklingen den siste tiden er preget av sammenslåinger og oppkjøp som har gitt flere mellomstore selskap, større internasjonale oljeselskap trekker seg ut fra Norge og kraftselskap selger seg ut av olje og gass og investerer i fornybar energi (Figur 2.22).



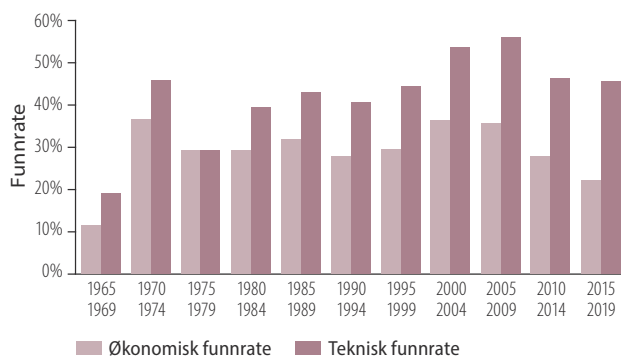
**Figur 2.22 Utvikling i aktørbildet, 2000-2019**

Når de større selskapene trekker seg ut, åpner det opp for andre aktører med andre strategier og andre prioriteringer. ExxonMobil, som nylig trakk seg fra norsk sokkel, har ikke hatt letevirksomhet i Balderlisensen (PL 001) de siste ti-årene. Etter eierskiftet er det nå interesse for å bore flere letebrønner i området.

## Lav ressurstilvekst - krevende å erstatte produksjonen

### Høy funnrate

Ettersom funnstørrelsen er avtakende, er det viktig med høy funnrate for å opprettholde norsk sokkels konkurransekraft. Figur 2.23 viser utvikling i teknisk og økonomisk funnrate. Den tekniske funnraten har vært variabel, men høy i hele perioden fra 1980. Utviklingen indikerer at læringseffekter og teknologiske framskritt har motvirket utviklingen i geologisk modenhet, slik at den tekniske funnraten fortsatt er på et høyt nivå.



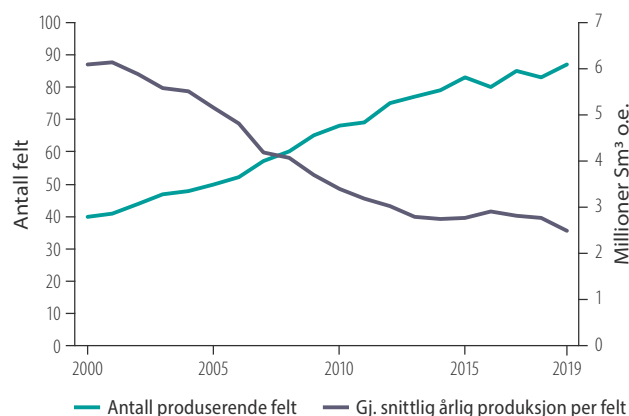
Figur 2.23 Utvikling i gjennomsnittlig teknisk og økonomisk funnrate

Til tross for at letevirksomheten har vært lønnsom de siste ti årene (Kapittel 4 Betydning av leting) viser figuren en synkende trend i økonomisk funnrate for den samme perioden. Dette medfører et økende gap mellom teknisk og økonomisk funnrate. En årsak til dette gapet er avtakende funnstørrelse. Tiltak som kan øke lønnsomheten for små funn kan bidra til økning i den økonomiske funnraten.

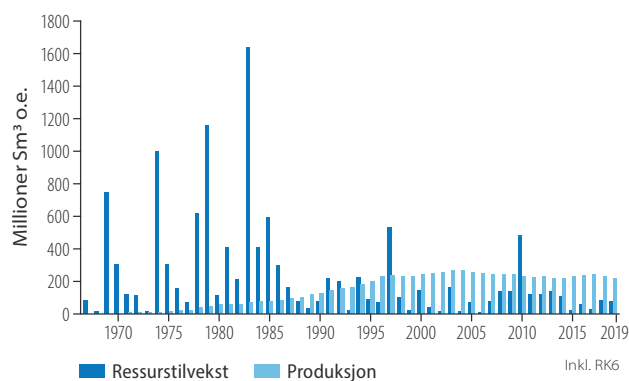
### Lav ressurstilvekst

For å opprettholde produksjonen må avtakende produksjon fra de store funnene erstattes av flere mindre funn. Denne utviklingen kommer til uttrykk i Figur 2.24 som viser økende antall produserende felt og avtakende produksjon per felt. Dette er en naturlig utvikling i en moden petroleumsvins.

Ressurstilveksten fra leting var klart størst de første 25 årene (Figur 2.25). De siste 25 årene har den årlige ressurstilveksten, med to betydelige unntak, vært lavere enn den årlige produksjonen. Unntakene er 1997 med funn av Ormen Lange og 2010 med funn av Johan Sverdrup (Faktaboks 2.4).



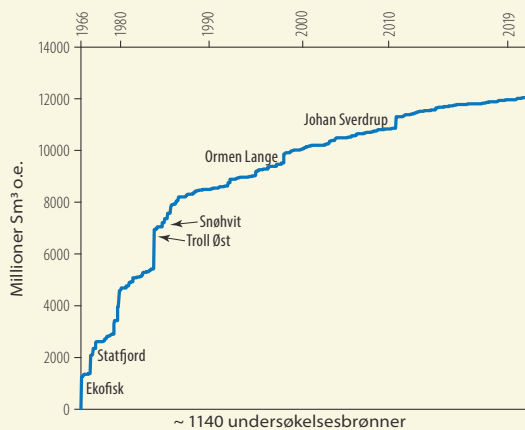
Figur 2.24 Utvikling i antall produserende felt og produksjon per felt, 2000-2019



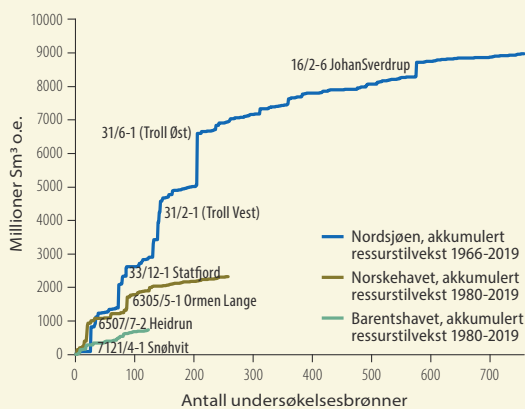
Figur 2.25 Årlig ressurstilvekst og produksjon

## Faktaboks 2.4 Ressurstilvekst

Det er boret mer enn 1140 undersøkelsesbrønner (Figur 2.26) på sokkelen. I Nordsjøen er det boret om lag 760 undersøkelsesbrønner, i Norskehavet 260 og i Barentshavet 120 brønner. Det er funnet om lag 9 milliarder Sm<sup>3</sup> o.e. i Nordsjøen, 2,3 milliarder i Norskehavet og 700 millioner i Barentshavet (Figur 2.27).



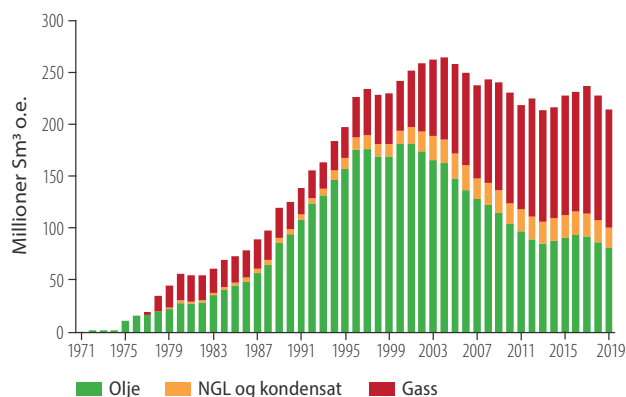
Figur 2.26 Akkumulert ressurstilvekst norsk sokkel



Figur 2.27 Akkumulert ressurstilvekst i de ulike havområdene

## Fra olje til gass

Den samlede produksjonen i 2019 var på 214 millioner Sm<sup>3</sup> o.e (Figur 2.28). Det var en svak nedgang i forhold til året før, hovedsakelig på grunn av at gassproduksjonen ble noe lavere enn forventet. Selskapene valgte å holde igjen gassproduksjon på grunn av markedssituasjonen og lave gasspriser. Mens olje stod for det meste av produksjonen i 2004, har gassproduksjonen fra 2010 vært høyere enn oljeproduksjonen. De siste års utvikling viser at oljeproduksjonen avtar, mens gassproduksjonen holder seg på et stabilt nivå. Med Johan Sverdrup og andre nye felt som kommer i produksjon, vil oljeproduksjonen igjen øke de nærmeste årene. OD anslår at samlet produksjon av olje og gass i 2023 vil ligge nær rekordåret 2004.



Figur 2.28 Historisk produksjon av væske og gass



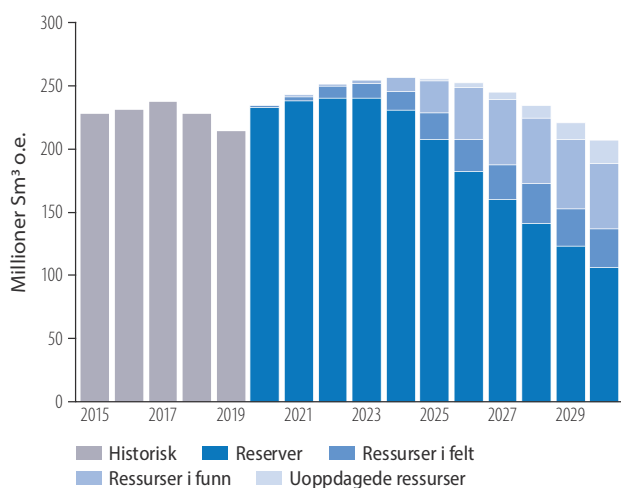
## Framtiden er uoppdaget

### Betydelig letepotensial

Det er et betydelig letepotensial i alle havområder, til tross for over 50 år med leting. Det er fortsatt mulig å gjøre store funn i kjente og modne områder. Det er i tillegg store areal som fremdeles ikke er utforsket. Potensialet for å gjøre større funn som kan løfte ny infrastruktur og bidra til høy produksjon, er størst i lite utforskede områder og i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

## Det er et betydelig letepotensial i alle havområder

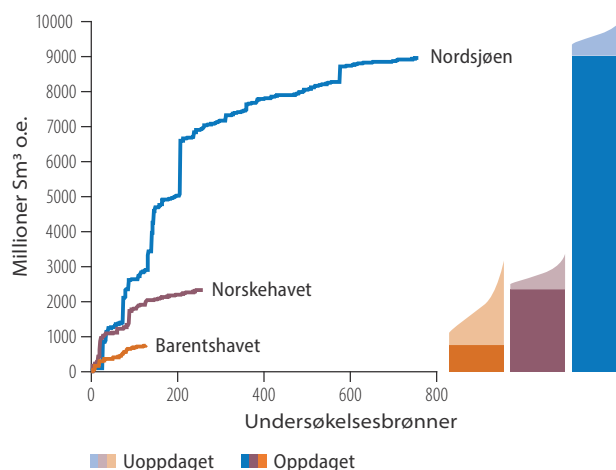
Fram mot 2030 må stadig mer av produksjonen komme fra betingede ressurser i funn og felt (allerede påviste ressurser) og fra uoppdagede ressurser (Figur 2.29).



Figur 2.29 Produksjonsprognose norsk sokkel, 2020-2030

### Havområder åpnet for petroleumsaktivitet

Uoppdagede ressurser i de områdene som er åpnet for petroleumsaktivitet er 685 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i Nordsjøen, 470 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i Norskehavet og 1090 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i Barentshavet (Figur 2.32). En måte å illustrere størrelsen på de uoppdagede ressursene er å sammenligne potensialet med ressurser som allerede er påvist (Figur 2.30).



Figur 2.30 Akkumulerte ressurser per havområde åpnet for petroleumsvirksomhet. Ressurser som allerede er funnet vises i mørke farger. Uoppdagede ressurser vises med usikkerhetsspenn med lysere farger.

### Mindre modne områder

Det kan skjule seg store strukturer under basaltlaget i undergrunnen ved Vøring- og Mørerandhøgda lengst vest i Norskehavet (Figur 2.31). Det har vist seg vanskelig å oppnå god seismisk avbildning under basaltlagene, og ny teknologi blir viktig for å avklare potensialet.

I mindre modne deler av Barentshavet sør er det fortsatt store områder med betydelig potensial. I den vestligste delen av Barentshavet sør har OD det siste året kartlagt potensialet for gass i flere yngre letemodeller.

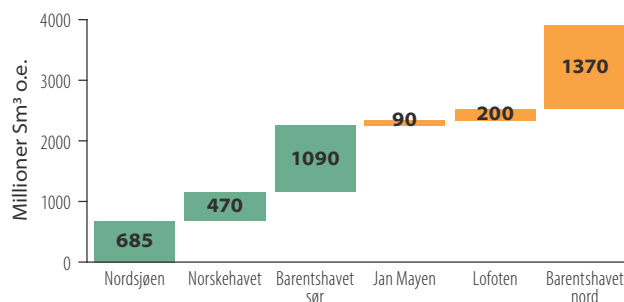
På Bjarmelandsplattformen nord for 7324/8-1 (Wisting) er det gjort flere funn de siste årene. Oljefunnet 7324/6-1 (Sputnik) og gassfunnet 7324/3-1 (Intrepid Eagle) viser at letemodellen i øvre trias kan ha et betydelig potensial. Dette er særlig tilfelle i den nordligste delen av plattformen. Letemodellen fortsetter inn i Barentshavet nord. ODs kartlegging i Barentshavet nord viser også at det er store karbonatoppbygninger, eller rev-strukturer, som kan inneholde petroleumsforekomster. Disse strekker seg inn i nordlige del av Bjarmelandsplattformen.

Sentralt på Bjarmelandsplattformen ligger Mjølnirkrateret, et meteoritnedslagskrater med diameter på 45 kilometer. Her ligger en av de største strukturene som ikke er utforsket i denne delen av Barentshavet.

I Barentshavet sørøst har brønnene som er boret så langt, vist skuffende resultater for letemodeller i jura og trias. Det er fortsatt letemodeller som ikke er utforsket i området, for eksempel letemodeller med karbonatreservoar. I tillegg kan det være et potensial langs flankene av, og i selve Nordkappbassenget, som enda ikke er utforsket. I de kystnære områdene på Finnmarksplattformen utenfor Øst-Finnmark kan det være potensial for olje i letemodeller av karbon og perm alder.

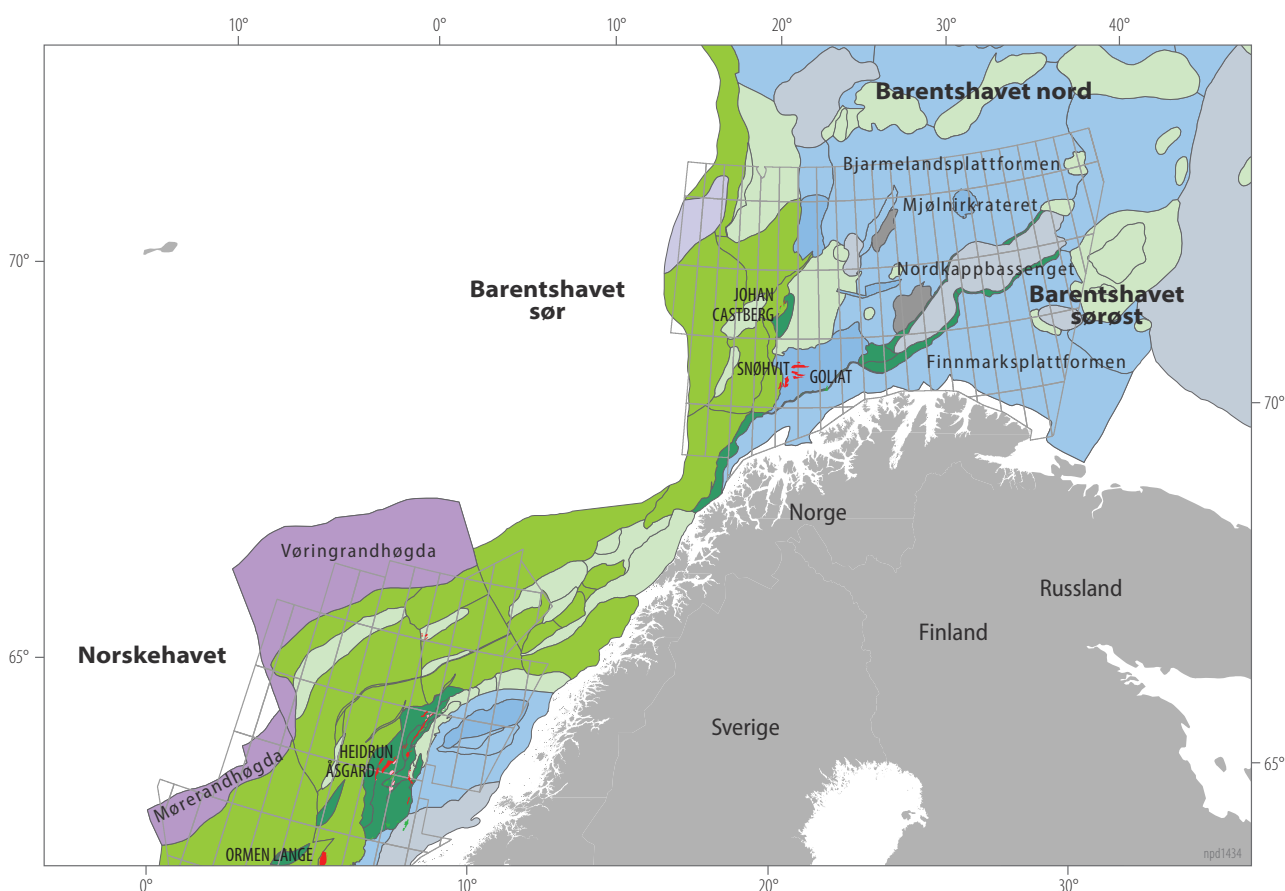
### Områder som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet

Det er fortsatt store områder med et betydelig ressurspotensial som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet (Figur 2.32). Om lag 40 prosent av de oppdagede ressursene ligger i disse områdene. De oppdagede ressursene i Nordsjøen ligger i hovedsak i åpent areal, mens i Norskehavet ligger om lag 35 prosent av de oppdagede ressursene i områder som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet. Av de oppdagede ressursene i Barentshavet, ligger om lag 55 prosent i areal som ikke er åpnet for petroleumsaktivitet.



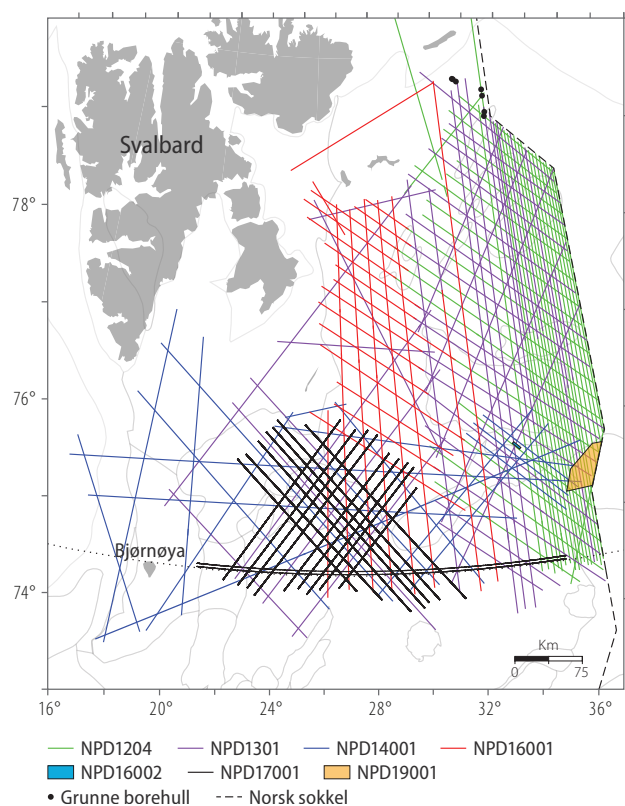
Figur 2.32 Oppdagede ressurser i åpne og ikke-åpnede områder

Stort ressurspotensial i områder som ikke er åpne for petroleumsaktivitet

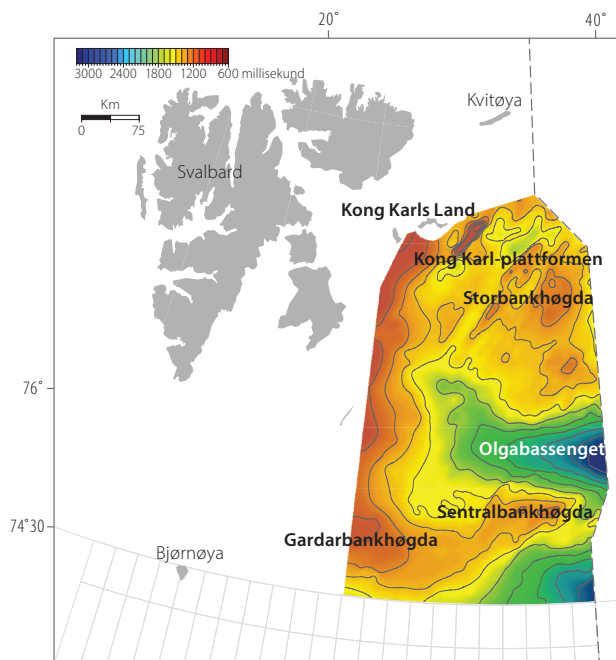


Figur 2.31 Kart over omtalte strukturelement

Det kreves politiske beslutninger for å åpne nye områder. Det er bare myndighetene som har anledning til å samle inn data og kartlegge ikke åpnete områder. I perioden 2012-2019 har OD samlet inn 2D- og 3D-seismikk og boret grunne borehull i Barentshavet nord som en del av et mangeårig arbeid med kunnskapsinnhenting i nordområdene (Figur 2.33). Disse dataene gir viktig informasjon om geologien og er en vesentlig del av grunnlaget for ressursberegninger. Kartlegging har avdekket store strukturer som kan inneholde olje eller gass (Figur 2.34). Dette er det området på norsk sokkel som per i dag har de største potensielle petroleumforekomstene (Kapittel 3 Uoppdagede ressurser).



**Figur 2.33** ODs datainnsamling i Barentshavet nord, 2012-2019



**Figur 2.34** Store strukturer og utstrekningen av kartlagte områder i Barentshavet nord *Tidskart topp perm alder*

Det er stor usikkerhet i estimatene for uoppdagede ressurser i de områdene som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. For å få bedre forståelse av petroleumspotensialet og redusere usikkerheten i estimatene er det behov for ytterligere datainnsamling i årene framover. Dette er viktig både for god ressursforvaltning og for å ivareta nasjonale økonomiske interesser ved grenseoverskridende forekomster.

## Kapittel 3

# Uoppdagede ressurser



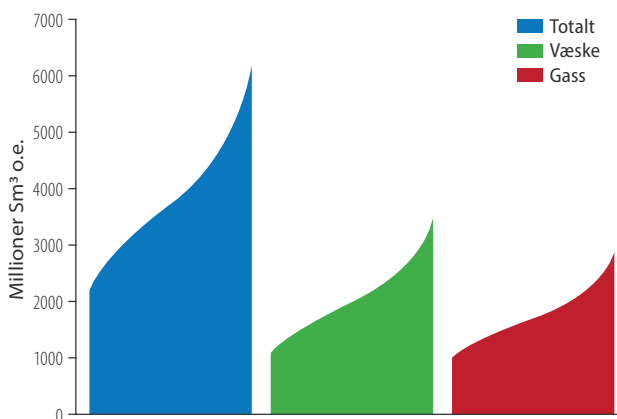


ODs estimat for uoppdagede ressurser viser at det gjenstår å finne store mengder olje og gass i alle havområder. Forventningsvolumet på 3910 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. utgjør nesten halvparten av de gjenværende ressursene. Om lag 40 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.

## Ressursestimat

Estimatet for uoppdagede ressurser oppdateres hvert annet år. Forrige oppdatering ble ferdigstilt høsten 2019. Antallet mulige petroleumforekomster (prospekter og prospektmuligheter) er en viktig faktor for estimatet av uoppdagede ressurser. De siste årene har antall kartlagte mulige petroleumforekomster i ODs database økt kraftig. Økningen er betydelig i alle havområder - Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Dette viser at det kartlegges stadig nye muligheter for framtidig leting. Tilgang på areal, mer og bedre data og læring fra letebrønner er trolig viktige årsaker til dette.

Det er store mengder uoppdagede ressurser. Forventningsvolumet er på 3910 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Estimatet har et usikkerhetsspenn på mellom 2200 (P<sub>95</sub>) og 6200 (P<sub>05</sub>) millioner Sm<sup>3</sup> o.e (Figur 3.1). Mer enn 60 prosent av de uoppdagede ressursene forventes å være i Barentshavet, men det er også her usikkerheten i estimatene er størst (Figur 3.2)



**Figur 3.1 Uoppdagede ressurser på norsk sokkel (med usikkerhetsspenn)**

Uoppdagede ressurser utgjør nesten halvparten av gjenværende ressurser på sokkelen. Omlag 40 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet (Figur 3.3). Disse områdene er havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja, Jan Mayen og hele

Barentshavet nord. I disse områdene er datagrunnlaget lite og følgelig er usikkerheten størst (Figur 3.4).

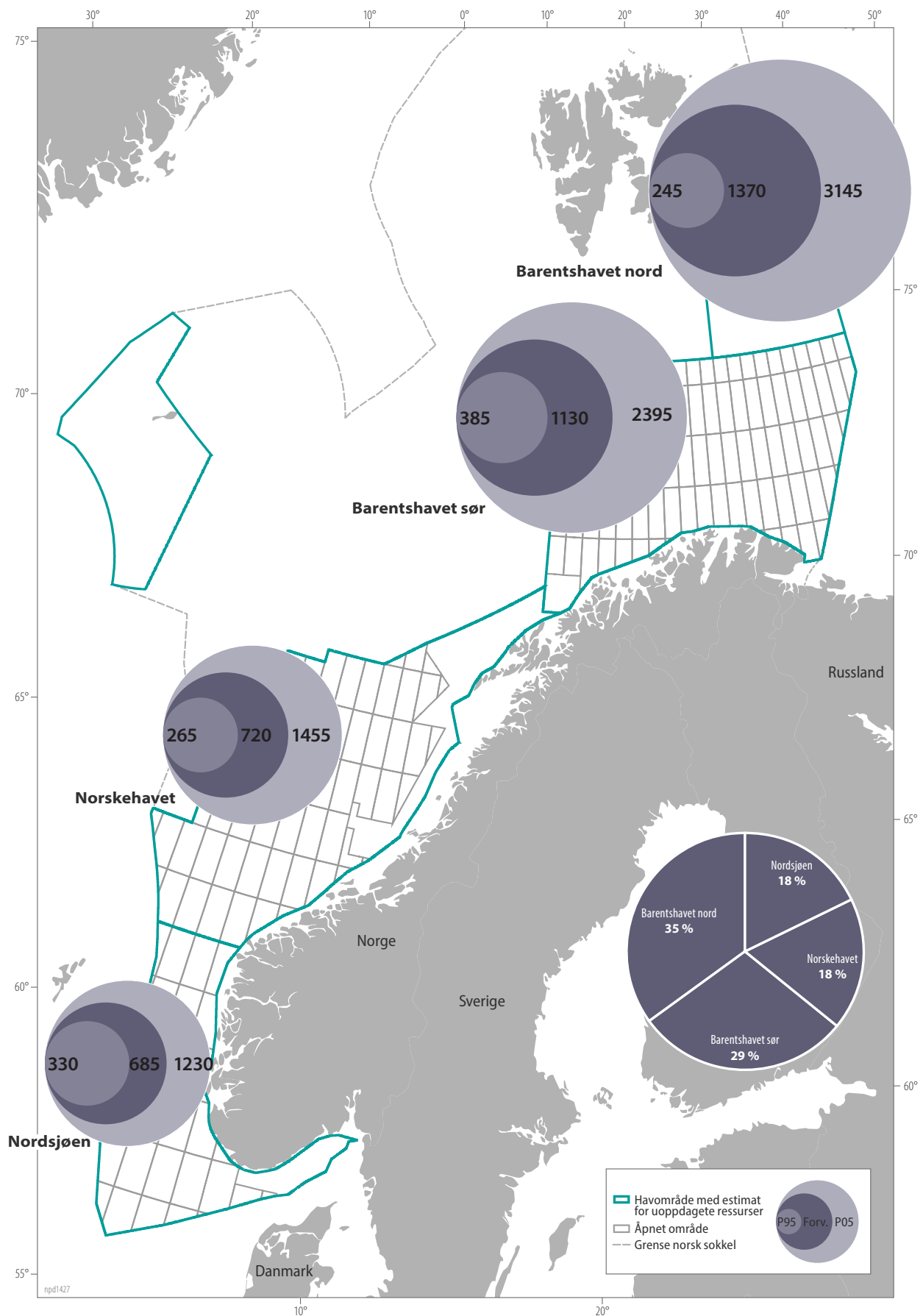
I Nordsjøen forventes mest olje, mens i Norskehavet og Barentshavet sør er det forventet å finne noe mer gass enn olje. I Barentshavet nord, som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, forventes mest olje (Figur 3.5). Den største endringen i fordeling mellom olje og gass etter 2017-oppdateringen er i Barentshavet sør, der gassestimatet nå er redusert. Fordelingen av olje og gass i uoppdagede ressurser samsvarer godt med funnhistorikken. I Nordsjøen utgjør væske over 60 prosent av funnvolumene, i Norskehavet utgjør væske om lag halvparten, mens væskeandelen i funn i Barentshavet er om lag 40 prosent.

### Nordsjøen

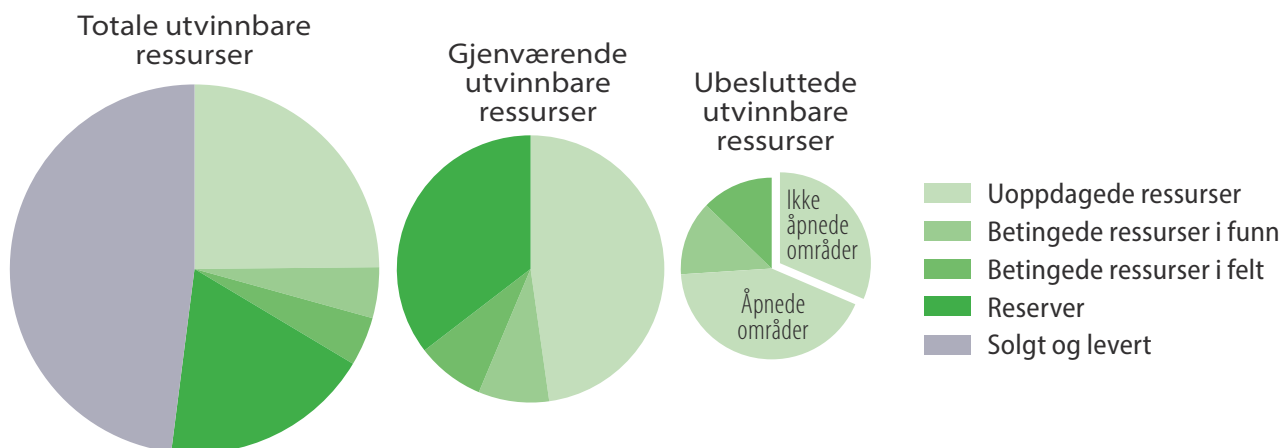
I Nordsjøen er forventningsestimater for uoppdagede ressurser 685 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Selv om Nordsjøen er det mest utforskede området med mer enn 55 års intensiv letehistorie, forventer OD at så mye som 18 prosent av de totale, uoppdagede ressursene finnes her (Figur 3.2). ODs estimat er noe nedjustert siden 2017 fordi flere kartlagte prospekter er undersøkt. De fleste funnene som er gjort etter 2017 er relativt små, noe som er typisk for en moden oljeprovins.

Noen av de største oljefeltene i Nordsjøen, som Statfjord, Gullfaks og Oseberg har reservoar av sentrias – mellomjura alder. Totalt er det påvist over 3300 millioner Sm<sup>3</sup> o.e i denne letemodellen, men den inneholder fortsatt et betydelig antall prospekter. Det forventes at de fleste funn vil være relativt små (<5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e.), men det kan ikke utelukkes at det kan gjøres større funn.

OD forventer også at det vil bli gjort nye funn i reservoarer av senjura alder. Dette er en letemodell der det stadig kartlegges nye prospekter, og flere små funn er nylig gjort nord for Trollfeltet. Senjura sandsteiner utgjør reservoaret i funn og felt over store deler av Nordsjøen, som i Sentralgrabenen, ved Ulafeltet, i Tampenområdet og på Hordaplattformen.

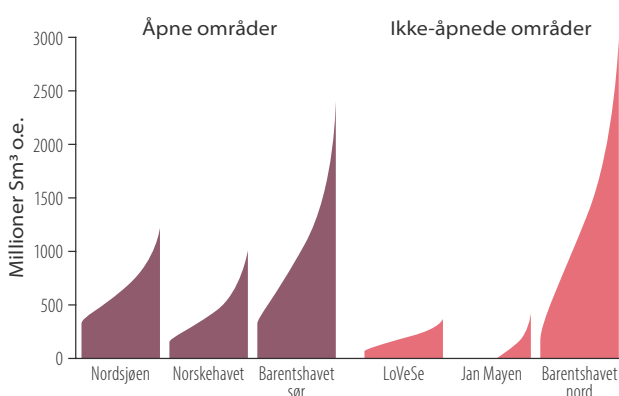


Figur 3.2 Uopdagete ressurser per havområde



**Figur 3.3 Reserver og ressurser på norsk sokkel**

Det er også gjort interessante funn i injektittsander av paleogen alder (Faktaboks 2.3). Eksempler på dette er 24/9-12 S (Frosk) og 24/9-14 S (Froskelår) i nærheten av Bøylafeltet. Denne type sander finnes flere steder i Nordsjøen og utgjør hovedreservoaret i Volundfeltet. Injektittsander har gode reservoaregenskaper, men de har ofte begrenset utstrekning og er vanskelig å se på tradisjonell seismikk. OD forventer at det vil bli påvist mer olje og gass i injektittsander ettersom nyere seismikk gir stadig bedre avbildning.



**Figur 3.4 Uoppdagede ressurser i åpne og ikke-åpnede områder (med usikkerhetsspenn)**

Det finnes relativt unge og grunne sandavsetninger i Nordsjøen avsatt i miocen og pliocen. Det har vært kjent lenge at det finnes petroleum i disse sandene som tilhører "Nannaledet", Skade- og Utsiraformasjonen, men dette har i liten grad vært undersøkt systematisk. Funnet i 25/2-21 (Liatårnet) har aktualisert leting etter disse reservoarene.

#### Norskehavet

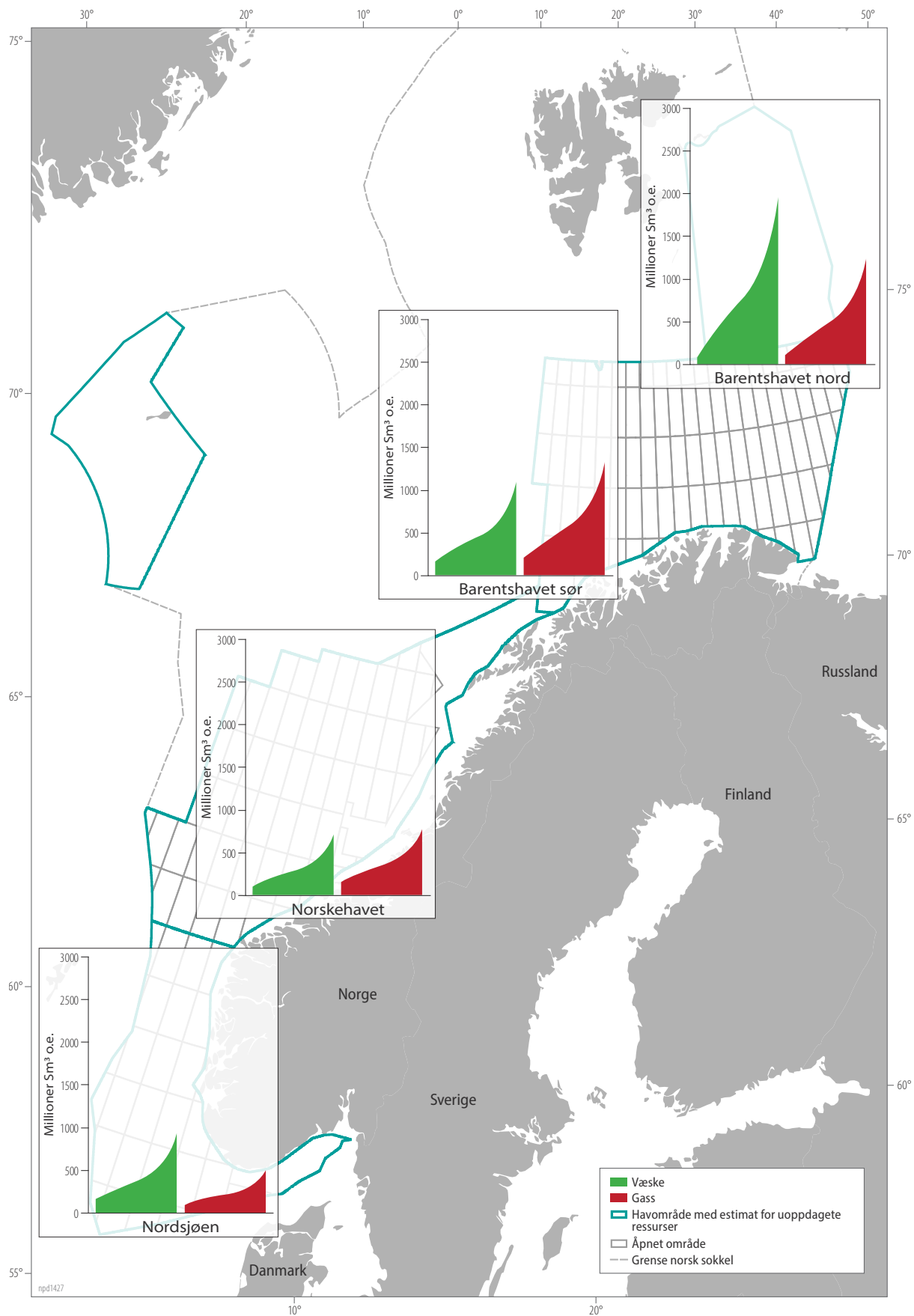
Forventningsestimatet for uoppdagede ressurser i Norskehavet er 720 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Om lag 55 prosent av dette er gass (Figur 3.5).

Estimatet inkluderer uoppdagede ressurser fra havområdene ved Jan Mayen og havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Nær 75 prosent av forventningsestimatet i områdene ved Jan Mayen, Lofoten, Vesterålen og Senja er væske.

I den øvrige delen av Norskehavet utgjør gass to tredeler av forventningsestimatet. Estimatet er redusert med 20 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Reduksjonen i estimatet for uoppdagede ressurser er mindre enn halvparten av de ressursene som er påvist i nye funn i Norskehavet siden 2017.

Flere funn i sandsteiner i Langeformasjonen av kritt alder de siste årene har gitt økt fokus på dette nivået ved Sklinaryggen, Halten- og Dønnterrassen. Siden 2017 er det gjort funn som 6506/11-10 (Hades) og 6507/3-13 (Black Vulture) i denne letemodellen. I tillegg er det i samme letemodell boret letebrønner for å avgrense olje- og gassfunnet 6608/10-17 S (Cape Vulture) fra 2017. Selv om ressurspotensialet i denne letemodellen er moderat, har ny kunnskap og ny og bedre seismikk ført til en betydelig økning av ressursestimatet. Det er fortsatt mulig å gjøre flere funn av tilsvarende størrelser i disse områdene. Letemodellen ligger i et område med godt utviklet infrastruktur, slik at selv mindre funn kan ha stor verdi.

Olje- og gassfunnene 6506/11-10 (Iris) og 6507/2-5 S (Ørn) ligger i en letemodell med reservoar av tidlig- og mellomjura alder. Dette er den letemodellen i Norskehavet som har de største uoppdagede ressursene, og her er det også påvist mest ressurser, som 6507/7-2 Heidrun, 6506/12-1 Smørbukk og 6507/11-1 Midgard. Av de påviste ressursene er 57 prosent væske. Mesteparten av væsken ble påvist i mange store funn tidlig i letefasen. Gjennomsnittlig funnstørrelse har avtatt gradvis, og de siste årene er det funnet mest gass. Estimatet for de uoppdagede



Figur 3.5 Fordeling av uoppdagete væske og gass per havområde

ressursene er redusert noe sammenlignet med forrige estimat fra 2017, og nærmere 60 prosent forventes å være gass.

### Barentshavet

Selv om leting i Barentshavet startet allerede tidlig på 1980-tallet, og Hammerfestbassenget nå er en moden petroleumspровins, er store deler av havområdet relativt lite utforsket. Barentshavet strekker seg over et stort geografisk areal, noe som er tydelig i sammenligning med områder i Nordsjøen (Figur 3.6). I løpet av de siste 10 årene er det gjort flere betydelige funn i ulike områder, som 7220/8-1 (Skrugard), 7220/7-1 (Havis), 7220/11-1 (Alta), 7120/1-3 (Gotha) og 7324/8-1 (Wisting). Funnene 7220/8-1 (Skrugard) og 7220/7-1 (Havis) sammen med 7220/7-3 S (Drivis) utgjør nå Johan Castberg-feltet som er under utbygging med planlagt produksjonsstart 2022.

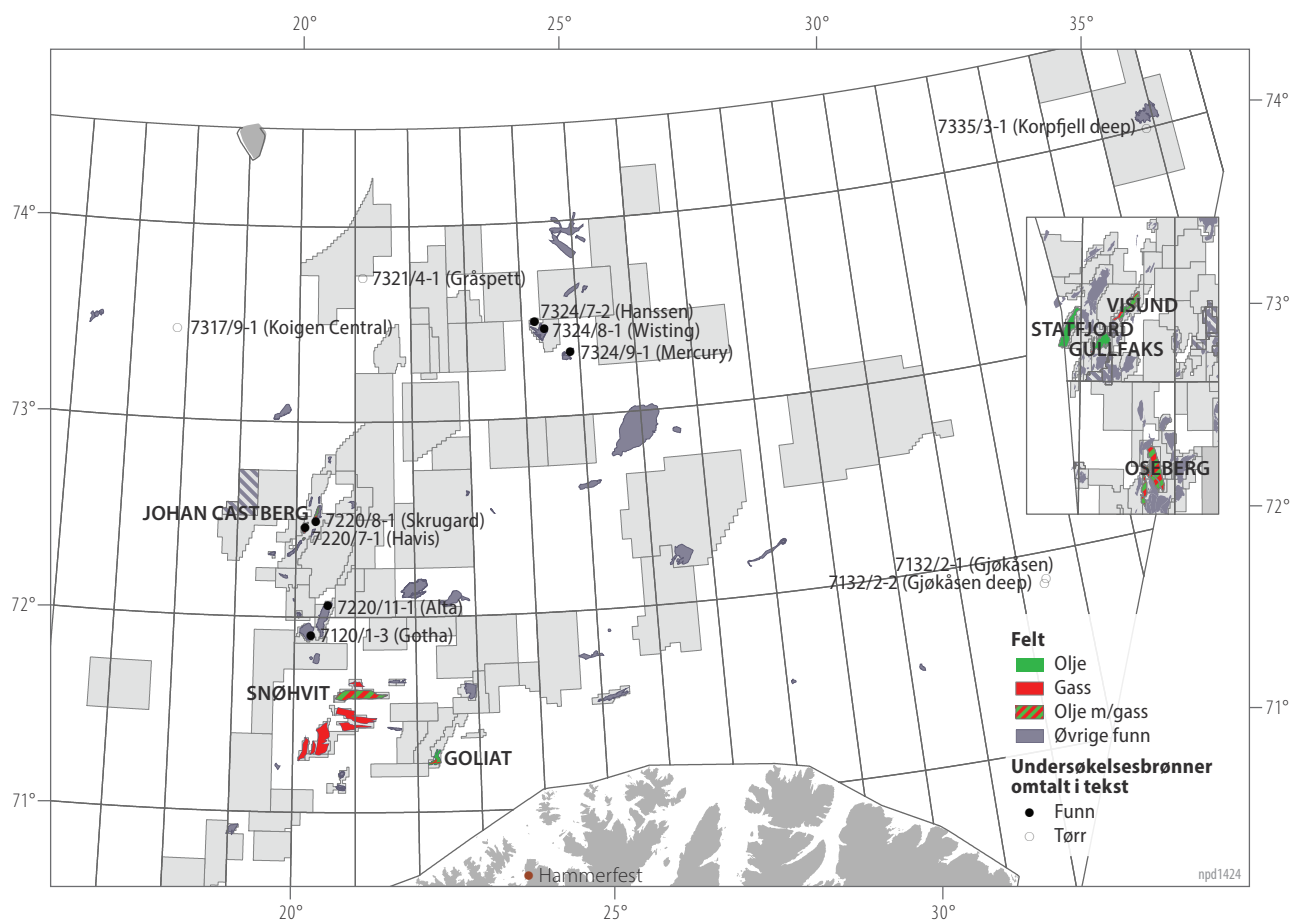
Mer enn 60 prosent av forventningsestimatet for de totale uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Dette utgjør 2500 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Mer enn halvparten av dette ligger i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, hovedsakelig i Barentshavet nord. Forventet funnstørrelse i

Barentshavet nord er større enn i Barentshavet sør. Analysene viser at forventningsvolumet for de største mulige oljefunnene har potensial til å komme blant de ti største på norsk sokkel. I Barentshavet nord er det imidlertid begrenset med data og ingen letebrønner. Dermed er alle letemodellene ubekreftet og usikkerheten er stor (Faktaboks 3.1).

**40 prosent av de uoppdagede ressursene ligger i områder som ikke er åpnet for petroleumaktivitet**

### Barentshavet sør

I Barentshavet sør er forventningsestimatet for uoppdagede ressurser redusert med 35 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. siden 2017. Denne reduksjonen skyldes blant annet at estimatet er redusert i Barentshavet sørøst. Hovedårsaken til dette er brønnresultatene fra 7335/3-1 (Korpfjell deep) og 7132/2-1 og 2 (Gjøkåsen og Gjøkåsen deep) (Figur 3.6), som påtraff reservoarer av dårlig kvalitet og uten petroleum. Det er særlig



Figur 3.6 Undersøkelserbrønner i Barentshavet som er omtalt i tekst



forventningen til letemodeller med reservoarbergarter av trias alder (Kobbe-, Klappmyss- og Havertformasjonen) som er redusert.

Estimatet for sentrale deler av Barentshavet sør er derimot oppjustert. Den moderate økningen er resultat av blant annet en økning i antall kartlagte prospekter av jura alder. Volumet i enkelte av de nye kartlagte prospektene forventes å være større enn forutsatt i tidligere analyser, noe som bidrar til økning i estimatet for tilhørende letemodell.

Letemodellen med størst totalt ressurspotensial i Barentshavet sør inkluderer reservoarbergarter av jura alder (Realgrunnundergruppen på Bjarmelandsplattformen og i Nordkappbassenget). Funnene 7324/8-1 (Wisting), 7324/7-2 (Hanssen) og 7324/9-1 (Mercury) er gjort i denne modellen. Ressursene i en tilsvarende letemodell lenger vest er derimot noe nedjustert på grunn av brønnresultater, som 7317/9-1 (Koigen Central) og 7321/4-1 (Gråspett).

Basert på oppdatert kartlegging av karbon-perm nivået sørøst i Barentshavet er det definert en ny letemodell i dette området. Letemodellen er en analog til letemodellene med reservoarbergarter i Gipsdalgruppen på Loppfjella og Finnmarksplattformen. Kartleggingen viser mange mulige petroleumforekomster, men det er stor usikkerhet i ressurspotensialet.

### **Barentshavet nord**

Forventningsestimatet for Barentshavet nord ble presentert i 2017 [5], og er ikke oppdatert i påvente av nye data. Forventningsestimatet for uoppdagede ressurser i Barentshavet nord er om lag 1370 Sm<sup>3</sup> o.e. Området er ikke åpnet for petroleumaktivitet, det er begrensede mengder 2D-seismiske data og ingen letebrønner, kun grunne borehull. Det er i dette området usikkerheten i volumestimatene er størst, fordi ingen av letemodellene er bekreftet med letebrønner. Barentshavet nord har størst ressurspotensial av de uåpnede områdene (Figur 3.4).

## **Overraskelser**

Alle data som er samlet inn på norsk sokkel kan betraktes som brikker i et puslespill. Etter hvert som brikkene legges skapes en helhetsforståelse som gjør det mulig å se hele bildet – hele ressurspotensialet på norsk sokkel.

Datamengden er ulik i de tre havområdene og avtar nordover ettersom det er boret færre letebrønner jo lengre nord en kommer. Det vil si at det er lagt til flest

brikker i Nordsjøen, færre i Norskehavet og færrest i Barentshavet. Etter hvert som nye brikker legges til, øker innsikten, og usikkerheten reduseres.

Hver brønn gir informasjon om hvilke bergarter som er til stede, alder, type og egenskaper. Denne geologiske informasjonen gir seismiske kart og tolkninger et reelt geologisk innhold. I områder som er kartlagt seismisk, men med få brønner, vil informasjonen fra hver brønn ha stor betydning for muligheten til å forutsi de geologiske forholdene i undergrunnen. Det er dette som betegnes som "den geologiske forståelsen" av området (eller god innsikt i hva puslespillet skal framstille).

Verdien av å legge en ny brikke i de mindre kjente delene av sokkelen er høy. Informasjon fra en brønn i et slikt område har stor verdi hvis brønnen plasseres slik at den gir mest mulig geologisk informasjon om de antatt viktigste bergartslagene. Særlig hvis denne informasjonen kan ekstrapoleres over hele eller store deler av området.

I umodne deler av sokkelen kan boring av brønner følgelig føre til positive overraskelser ettersom kunnskapsgrunnlaget er mindre enn i modne områder. Da Draugenfeltet i sin tid ble funnet, lå det i et umodent område der det var forventet å finne reservoar i Fangstgruppen. I stedet påtraff brønnen svært gode sandsteiner med olje i den overliggende Vikinggruppen. Sandsteinene er senere navngitt Rognformasjonen.

## **Det vil alltid være overraskelser innenfor leting**

I brønn 7324/8-1 (Wisting) var overraskelsen av en annen type. Her ble det påtraffet lite biodegradert olje i et svært grunt reservoar. Normalt vil olje på dette dypet være biodegradert, det vil si at de lette komponentene i oljen er spist av bakterier og kun de tyngre komponentene ligger igjen. Dette gjør oljen tungtflytende og vanskelig eller umulig å produsere med konvensjonelle metoder. Funnet, inkludert 7324/7-2 (Hanssen), inneholder om lag 75 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. og er den største oljeforekomsten som er funnet i Barentshavet så langt.

Det er ikke bare i umodne områder med lite data at brønner kan gi overraskelser som resulterer i uforutsette ressurser. I 1978 ble 15/5-1 (Dagny) funnet. Det som senere skulle bli kalt Gina Krogfeltet ble først antatt å være et rent gassfunn. Kartlegging og tolkning på et mye bedre datagrunnlag enn i 1978, og bruk av sammenhengende 3D-seismikk og

brønndata fra flere omkringliggende brønner, førte til at prospektet Ermintrude ble definert rundt 25 år senere. Boring av 15/6-9 S (Ermintrude) i 2007 påviste olje under gass/kondensat. Dette førte til at hele området måtte vurderes på nytt, og til en ide om at det kunne være en oljekolonne under gassen på Dagnyfunnet. I perioden 2008-2011 ble Dagnyfunnet avgrenset og et betydelig volum med olje ble påvist under hele Dagny/Ermintrude-strukturen.

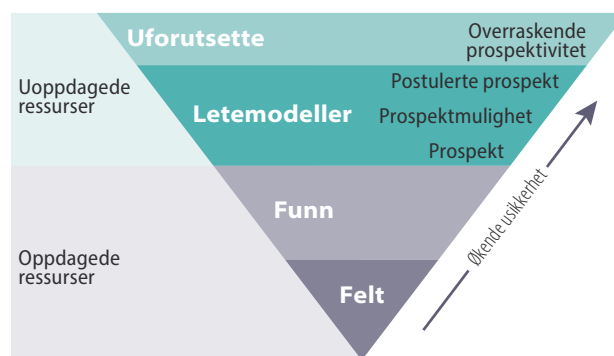
Funnet av det overraskende store Johan Sverdrupfeltet på Utsirahøgda sør viser også at det kan være begrensninger i både kunnskap og forståelse, og at vi fortsatt blir overrasket i modne områder. Feltet ligger i et område der den aller første utvinningstillatelsen (001) ble tildelt og den andre letebrønnen på sokkelen ble boret i 1967. Store oljefunn nord og sør for Utsirahøgda sør bekreftet fungerende petroleumssystem i området. Det skulle ta 40 år med utforskning før betydelige mengder petroleum ble påvist på den sørlige delen av høyden. Ved å ta i bruk ny teknologi, 3D-seismikk, eksisterende brønndata og betydelig mer kunnskap enn 40 år tidligere, ble nye prospekter definert. En bedre forståelse av petroleumssystemet på Utsirahøgda sør kom med funnet av 16/1-8 (Luno) i 2007, i dag kjent som Edvard Griegfeltet. Den geologiske forståelsen ble snudd på hodet og eksisterende teorier utfordret. Spørsmålet var hvordan petroleum kunne migrere fra vest mot øst på Utsirahøgda sør. Johan Sverdrupfeltet ble påvist med 16/2-6 (Avaldsnes) i 2010, og deretter 16/2-8 (Aldous) i 2011, og funnene støttet teorien om at petroleum kan migrere gjennom oppsprukket og forvitret grunnfjell. Etter 30 avgrensingsbrønner er Johan Sverdrupfeltet Norges tredje største oljefelt. Store overraskelser kan forekomme selv etter 40 år med letевirkosomhet.

## Å vite at det vil skje overraskelser er også en kunnskap

Eksemplene over viser at det alltid vil være overraskelser innenfor leting. Slike overraskelser benevnes gjerne i bransjen som "serendipity" som

best oversettes med flaks, tilfeldighet eller lykketreff - eller som "å finne det en ikke søkte". Mange mener at "serendipity" ikke er flaks, men er knyttet til erfaring og innsikt opparbeidet gjennom lang tid, kombinert med et åpent og nysgjerrig sinn.

Det er vanskelig å ta hensyn til overraskelser i estimering av uoppdagede ressurser. Overraskende store funn som Johan Sverdrupfeltet vil sjelden eller aldri være inkludert i usikkerhetsspennet for ressursestimat i modne områder. Nye digitale metoder som maskinlæring og dyplæring vil kunne gi flere overraskelser i årene framover. Det å vite at det vil komme overraskelser er også en kunnskap. Å ta hensyn til slik kunnskap i ressursklassifisering og -estimering er imidlertid krevende. Et forsøk er vist i Figur 3.7 [6]).



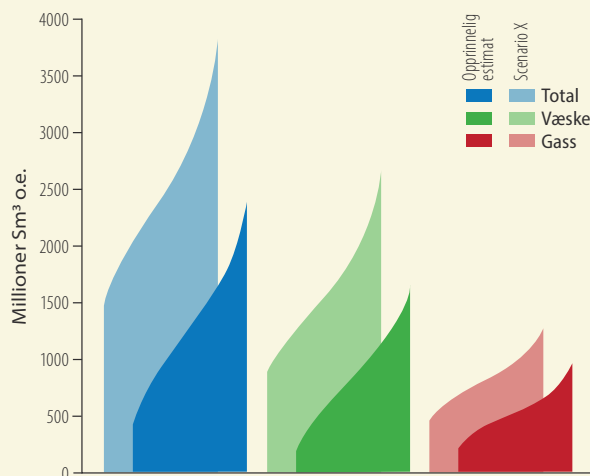
**Figur 3.7 Alternativ ressursklassifisering** Modifisert etter Hall (2011)

ODs ressursestimat er basert på kjent kunnskap. I estimatet for uoppdagede ressurser har OD fokus på usikkerhetsspennet, med en nedside og en oppside som representerer hele utfallsrommet i usikkerhetsspennet. Men det kan være utfordrende å strekke dette langt nok, gitt at det er "kjent" kunnskap og data som skal danne grunnlag for analysene. OD har flere ganger brukt scenarier for å spenne ut mulighetsrommet når kunnskapsgrunnlaget er begrenset og usikkert, senest i vurdering av ressursgrunnlaget i Barentshavet nord (Faktaboks 3.1).

### Faktaboks 3.1 Et høyt ressursutfall

For å illustrere hvilken effekt det vil kunne ha å bekrefte en letemodell, har OD beskrevet et Scenario X [5]. I dette scenarioet er det antatt at det bores en letebrønn med et funn som bekrefter letemodellen med størst ressurspotensial i trias. Det er også antatt at resultatene fra brønnen fører til at forventningen til bergartsvolumet øker i denne letemodellen. Et funn vil øke sannsynligheten for kilde i andre letemodeller av sentrias og jura alder i området.

Scenarioet illustrerer et mulig utfall som ligger helt i ytterkant av ressursfordelingen. Utfallet bør være med i vurderingen av mulige konsekvenser av å åpne områdene for letevirkosomhet. Som det går fram i Figur 3.8, gir dette scenarioet en stor endring i ressursfordelingen. Forventningsverdien for total utvinnbare ressurser øker markant. Væske- og gassfordelingene endrer seg tilsvarende.



**Figur 3.8 Ny ressursfordeling med scenario X**  
Opprinnelig estimat for ressursfordelingen i Barentshavet nord i mørke farger. Nytt estimat for ressursfordelingen i Scenario X i lysere farger.

## Estimering av uoppdagede ressurser

### Estimering av uoppdagede ressurser

Kartlegging og geologisk evaluering gjør det mulig å definere letemodeller (Faktaboks 3.2). Gjennom kartlegging og geologiske evalueringer kan mulige petroleumforekomster identifiseres.

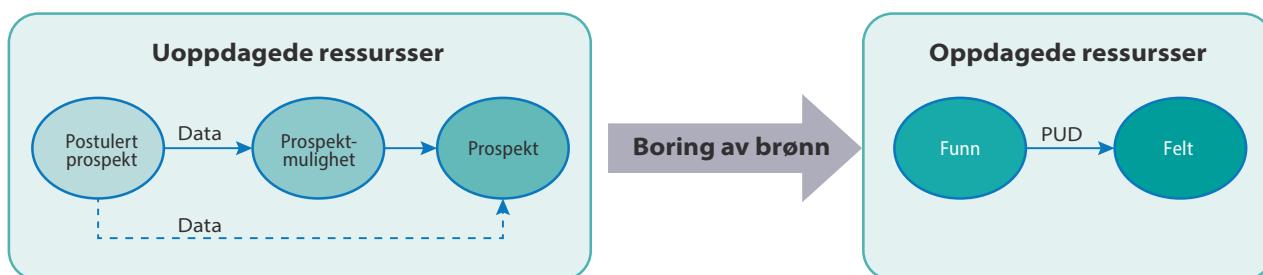
Uoppdagede ressurser omfatter petroleum som ikke er påvist ved boring, men som antas å kunne utvinnes fra mulige forekomster. I ressursklassifiserings-systemet går det en skillelinje mellom uoppdagede og oppdagede ressurser (Figur 3.9).

Analysen av mer enn 70 letemodeller danner grunnlag for ODs estimat av uoppdagede ressurser. Disse analysene baseres på store datamengder fra brønner, informasjon fra konsesjonsrundesøknader, data som



**Figur 3.10 Datagrunnlag for estimering**

er samlet inn gjennom ODs eget feltarbeid og seismisk kartlegging (Figur 3.10). Letemodellene analyseres hver for seg. Deretter legges det inn avhengigheter mellom relevante modeller før de estimerte ressursene summeres områdevis for å få et totalt estimat for henholdsvis Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet (sør og nord).



**Figur 3.9 Uoppdagede versus oppdagede ressurser**

### Faktaboks 3.2 Hva er en letemodell?

En letemodell er et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen, slik at produserbar petroleum kan påvises (Figur 3.11). Det er ikke en forutsetning at produksjonen må være lønnsom. Disse faktorene er:

- Reservoarbergart; en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares.
- Felle; en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og samles opp i reservoaret.
- Kildebergart; skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.
- Et basseng, eller sedimentbasseng, er en innsynkning i jordskorpen der det har samlet seg tykke avsetninger (sedimenter) over geologiske tidsperioder. Et basseng kan inneholde flere letemodeller.



Figur 3.11 Prinsippskisse av letemodeller

Letemodellsannsynlighet er sannsynligheten for at det kan påvises produserbar petroleum i letemodellen. En letemodell er bekreftet når det er påvist produserbar petroleum i letemodellen.

### Prospekter og prospektmuligheter

Blant de viktigste parameterne som inngår i analysene er antall prospekter og prospektmuligheter (mulige petroleumforekomster), volum og funnsannsynlighet (Faktaboks 3.3).

OD får informasjon om kartlagte prospekter gjennom søknader om utvinningstillatelser i konsesjonsrunder og fra dokumentasjon i aktive utvinningstillatelser. En annen datakilde er ODs egne kartlegginger. Informasjonen inkluderer hvor prospektene er kartlagt (geografiske data), alder og reservoar type, hvor mye og hvilke typer hydrokarboner de kan inneholde (volum og hydrokarbonfase), og funnsannsynlighet. All informasjon om kartlagte prospekter og prospektmuligheter blir gjennomgått og vurdert av OD, deretter blir disse lagret i en database som per i dag har informasjon fra om lag 2500 mulige petroleumforekomster. I tillegg til en vurdering av den kartlagte prospektiviteten gjør OD et anslag over postulert prospektivitet for hver enkelt letemodell.

Prospekter som er boret, kategoriseres som tørrborede eller funn, og eventuelle funnvolum blir registrert. Basert på dette lages statistikk over funnsuksess og funnvolum i de ulike letemodellene. Statistikken gir viktig informasjon som brukes i analysene. OD har ved flere anledninger analysert prospektvolum (før boring) sammenliknet med funnvolum og presentert resultatene av analysene ([7]). Resultatene viser en tendens til å overestimere volum i prospekter, mens gjennomsnittlig anslått funnsannsynlighet synes å være mer i tråd med gjennomsnittlig funnrate.

### Faktaboks 3.3 Prospekter og prospektmuligheter

Et prospekt er en mulig petroleumforekomst som ennå ikke er boret, men som er kartlagt og som det er beregnet volum av. Anslått sannsynlighet for at det kan påvises olje og/eller gass i et gitt prospekt, kalles prospektets funnsannsynlighet.

Prospektmulighet er en mulig petroleumsfelle der tilgjengelig datadekning og -kvalitet ikke er tilstrekkelig for å kartlegge eller avgrense bergartsvolumet.

Postulert prospekt (Figur 3.9) er et prospekt som kan bli kartlagt i framtiden (ikke identifisert enda, for eksempel på grunn av mangel på data).

### **Brønnresultater**

OD går også gjennom innrapporterte selskapsdata fra funn og tørre brønner. Det er viktig å forstå hvorfor en brønn er tørr. Det kan for eksempel skyldes at brønnen ikke traff reservoaret, eller at reservoaret var av dårlig kvalitet. Andre årsaker kan være at petroleum ikke har migrert inn i fellen, eller at det ikke var felle tilstede (Faktaboks 3.3). Resultatene fra dette arbeidet brukes for å vurdere hva som er de mest kritiske elementene (hva som har høyest geologisk risiko) i de ulike letemodellene.

### **Leting er læring...**

Selv om datamengden bak analysene er betydelig, vil estimatene alltid ha en viss usikkerhet. Kun boring av brønner kan avkrefte eller bekrefte funn og funnstørrelse. Usikkerheten i områder der det er boret mange brønner er mindre, fordi store mengder brønnedata og geologiske analyser har ført til økt kunnskap om området.

### **... med komplekse sammenhenger**

Et prospekt inngår i de uoppdagede ressursene med risikoveide ressursmengder. Det vil si forventet volum ved funn (urisket volum) multiplisert med funnsannsynligheten. Et prospekt med forventet volum på 100 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. og en funnsannsynlighet på

10 prosent vil utgjøre 10 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. av ressursene i letemodellen. Resultatet fra boring av et prospekt i en letemodell vil kunne påvirke estimatene for uoppdagede ressurser i letemodellen ved at prospektet fjernes fra letemodellen, enten som funn eller som tørrboret.

Resultatet av en brønn har alltid betydning. Hvis det blir gjort et funn, var det større eller mindre enn forventet? Hvordan var reservoar- og fluideegenskapene i forhold til forventning? Var hydrokarbonfase som forventet? En tørr brønn kan gi kunnskap om det var reservoarbergart til stede og om egenskapene til et eventuelt reservoar. Det kan også ha betydning om det var spor av petroleum i reservoaret eller i brønnen forøvrig. En tørr brønn kan også gi kunnskap om det var en god takbergart over det forventede reservoarnivået, eller om det var organisk rike bergarter som kunne fungert som kildebergart for andre prospekter i letemodellen (Faktaboks 3.4).



### Faktaboks 3.4 Analyse av tørre letebrønner

Analysen av tørre brønner, såkalte tørrbrønn-analyser, kan bidra til å bedre selskapenes risikoestimer ved å øke forståelsen av hvorfor en brønn er tørr. Mange selskaper gjør slike analyser basert på egne data, men de fleste selskapene har, med enkelte unntak, et relativt begrenset datagrunnlag. OD gjennomfører jevnlig slike analyser basert på data som er innrapportert fra operatørene for alle undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

#### Datagrunnlag

I henhold til ressursforskriften (§ 30 Slutt-rapportering av geofaglige og reservoartekniske brønnedata) må operatørene rapportere prognose og resultat av undersøkelsesbrønner når det leveres sluttrapport seks måneder etter at boringen er avsluttet.

I 2017 gjennomførte OD en tørrbrønnanalyse som omfattet brønner som ble boret i perioden 2007 til 2016. Resultatene ble publisert i ODs ressurs-rapport for leting i 2018. Analysen ble oppdatert i 2019 og inkluderer nå også brønnresultater fra perioden 2016 til 2019, i tillegg til funn-sannsynlighet for alle prospektene som ble boret. OD presenterte resultatene på Force-konferansen "Petroleum Charge and Migration" i 2019 ([8]).

Mer enn 300 letemål er med i analysen. Disse fordeler seg på 165 letemål i Nordsjøen, 70 i Norskehavet og 80 i Barentshavet. Det er mange flere datapunkter fra Nordsjøen enn fra de andre havområdene, noe som gjør resultatene for Nordsjøen mer konklusive. Én brønn kan teste prospektivitet i mer enn ett stratigrafisk nivå. For eksempel kan primært letemål være i bergarter av jura alder og sekundært letemål i bergarter av trias alder.

I analysen har OD delt de geologiske risikofaktorene inn i tre hovedgrupper, reservoar, kilde og felle. Alle disse må være til stede for at det skal eksistere en petroleumsforekomst. Reservoar inkluderer både tilstedeværelse og kvalitet. Kilde inkluderer tilstedeværelse samt modning og migrasjon, mens felle inkluderer tilstedeværelse av lukning, toppsegl og lateral forsegling (Figur 3.12) I analysen blir hovedrisiko for boring definert som den faktoren som har den laveste sannsynligheten. I de tilfeller der det er to faktorer som begge har lavest sannsynlighet, er begge parametere tatt med i analysen med lik vektning.

#### Resultat

I Nordsjøen er årsakene til tørre letemål først og fremst vurdert til å være mangel på kilde (47 prosent), deretter mangel på felle (29 prosent) og mangel på reservoar (24 prosent), Figur 3.13. Årsakene samsvarer delvis med prognosene før boring. Resultatet viser at andelen tørre letemål relatert til kilde er høyere enn forutsett. Samtidig er fellen vurdert å fungere oftere enn prognosert. Den store andelen tørre letemål knyttet til kilde er noe overraskende i en så godt utforsket del av sokkelen som Nordsjøen med en kildebergart i verdensklasse ("Kimmeridge clay", som på norsk side kalles Draupneformasjonen i den nordlige delen av Nordsjøen og Mandalfformasjonen i Sentralgrabenen). For mange av de tørre letemålene blir mangel på migrasjon oppgitt som mulig forklaring i operatørens rapportering til OD.

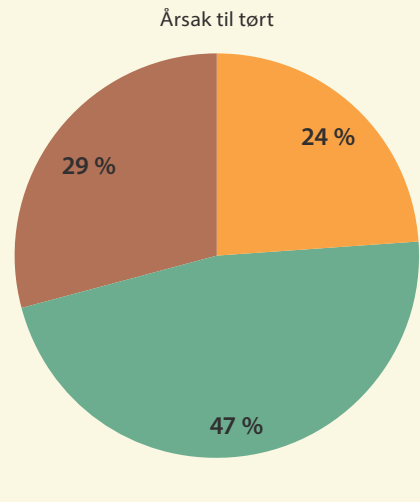
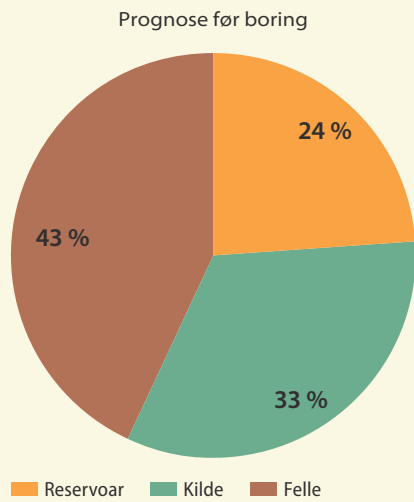
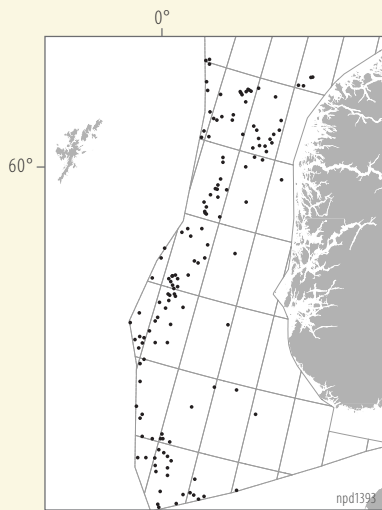
Den samme trenden gjør seg gjeldende for Norskehavet. Kilde fungerer sjeldnere enn prognosert og felle fungerer oftere (Figur 3.14). Som figuren viser var kilde hovedrisiko i 22 prosent av letemålene, mens resultatet viser at kilde er antatt å feile i over 40 prosent av letemålene.

I Barentshavet er felle en tydelig risiko før boring (Figur 3.15). For 64 prosent av letemålene blir manglende felle oppgitt som hovedrisiko. Dette skyldes sannsynligvis oppløft- og erosjonshistorien i området som fører til høy risiko knyttet til oppbevaring av petroleum. Resultatet etter boring viser imidlertid at andelen tørre letemål nesten like ofte skyldes manglende reservoar og kilde.

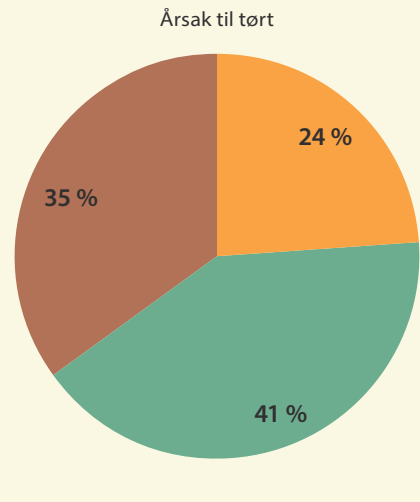
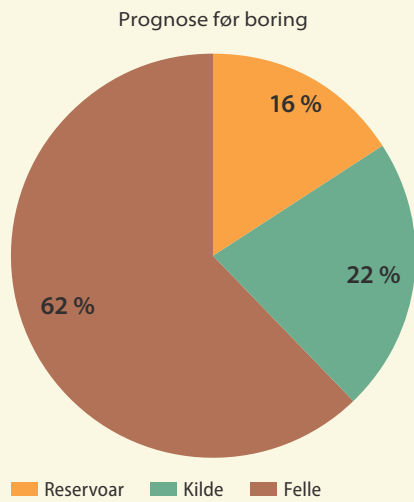
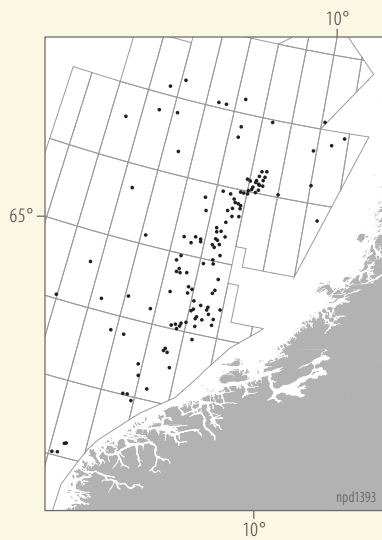
Analysene indikerer at kilde er underestimert som en risiko for boring i alle tre havområder. Bedre forståelse av kilde og migrasjon, også i områder som er godt utforsket, vil kunne bidra til økt letesuksess.

Reservoar	Tilstedeværelse av reservoar Reservoarkvalitet
Kilde	Tilstedeværelse av kildebergart Modning av kildebergart Migrasjon av hydrokarboner
Felle	Tilstedeværelse av lukning Tilstedeværelse av toppsegl Tilstedeværelse av lateralt segl

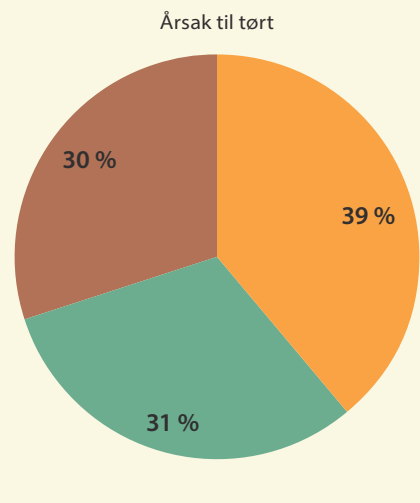
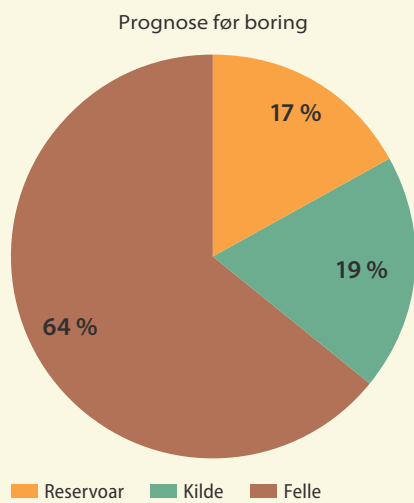
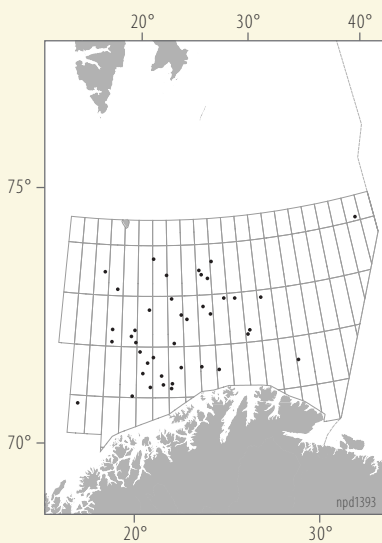
Figur 3.12 Betingelser for funn



Figur 3.13 Tørre letemål i Nordsjøen, 2007-2019



Figur 3.14 Tørre letemål i Norskehavet, 2007-2019



Figur 3.15 Tørre letemål i Barentshavet, 2007-2019

Generelt vil et funn ha positiv effekt på ressursestimaterne. Dersom funnet er langt mindre enn forventet, og årsakene til dette også kan overføres til flere prospekter i letemodellen, kan det derimot ha en negativ effekt. En tørr brønn har generelt negativ effekt på estimatene, men i noen tilfeller kan informasjon fra brønnen ha positiv effekt. Eksempler kan være at reservoaret var bedre eller større enn forventet, eller hadde klare spor av hydrokarboner. Dette kan føre til økt funnsannsynlighet for andre prospekter. En tørr brønn på et prospekt som i utgangspunktet hadde lav funnsannsynlighet, vil som regel ha mindre effekt på det totale estimatet enn en tørr brønn på et prospekt med høy funnsannsynlighet.

Hvor mye estimatene endres som følge av brønnresultater, avhenger både av hvor mye resultatet fra brønnene avviker fra forventningene og hvor mye data som var tilgjengelig før brønnen ble boret. For en moden letemodell med mange brønner og mange funn, vil estimatene vanligvis ikke endres like mye som for eksempel for en letemodell uten funn eller brønner.

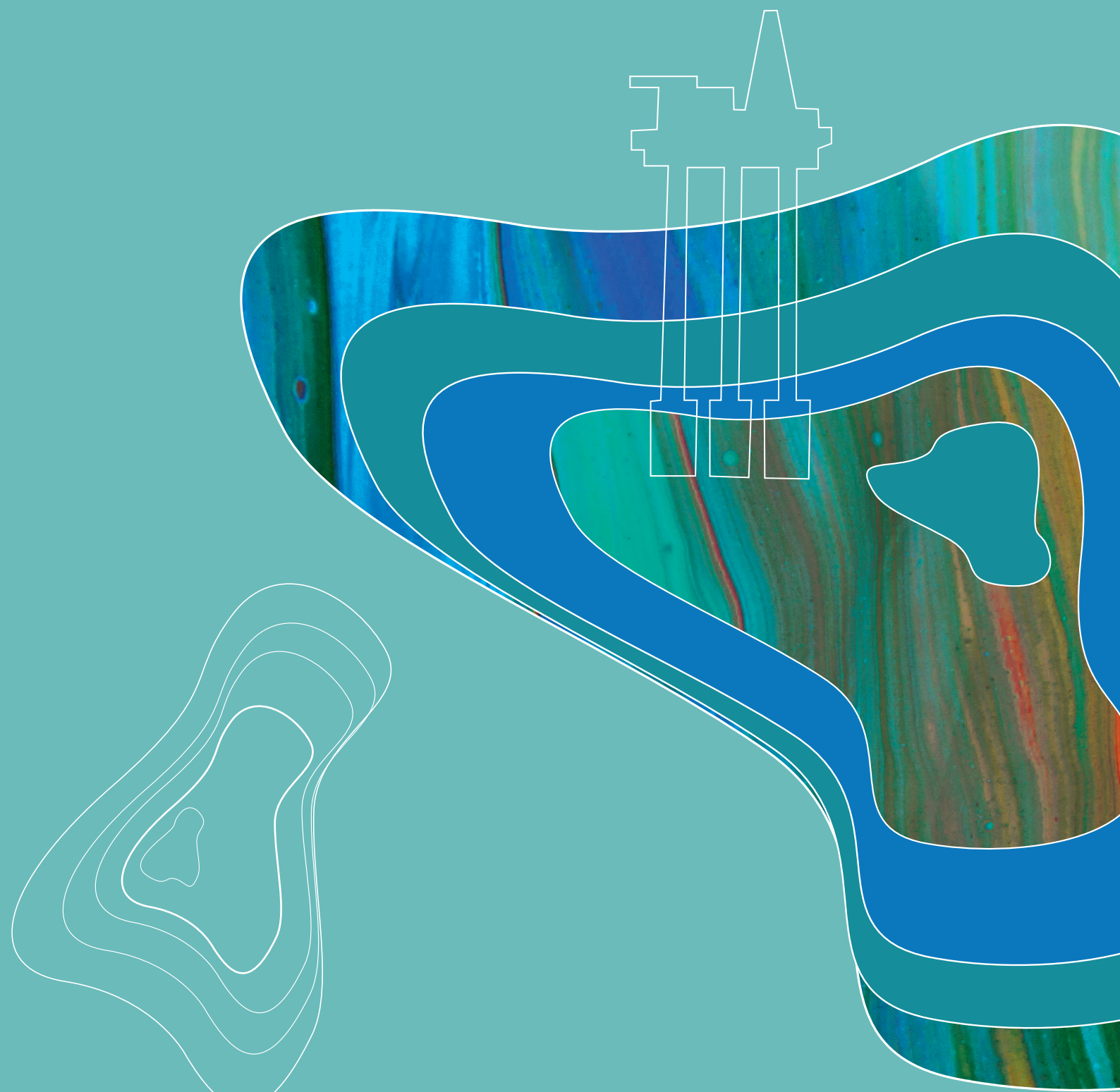
På engelsk brukes ofte begrepet 'yet-to-find' om uoppdagede ressurser. Dette kan lett tolkes som om det er et estimat på hva som kommer til å bli funnet heller enn et estimat på hva som kan finnes (hvis det letes). ODs estimat for uoppdagede ressurser omfatter olje og gass som antas å kunne påvises og produseres med dagens kunnskap og dagens teknologi. I estimatet er det ingen antakelser om lønnsomhet eller leteaktivitet.

### Faktaboks 3.5 Usikkerhet i ressursanslag

Usikkerheten uttrykker spennet av mulige ressursutfall eller resultater. Det kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt anslag. OD anslår for eksempel at det er mellom 2200 og 6200 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. igjen å finne på norsk sokkel. Usikkerheten er beregnet med Monte Carlo-simulering (en statistisk metode). Det høye og det lave anslaget blir beskrevet med statistiske begrep. For uoppdagede ressurser bruker OD P<sub>95</sub> for det lave anslaget. Dette innebærer at, basert på analysens forutsetning, vil det være 95 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P<sub>95</sub>-verdien. For det høye anslaget brukes P<sub>05</sub>, det vil si at det er fem prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P<sub>05</sub>-verdien. Forventningsverdien er gjennomsnittsverdien. Den defineres gjerne som det aritmetiske gjennomsnittet av alle utfallene i den statistiske fordelingen. Den er mye brukt, og har den egenskapen at forventningsverdien for ulike fordelinger blir summen av forventningene.

## Kapittel 4

# Betydning av leting



Leting etter olje og gass har tilført samfunnet store verdier de siste 20 årene. Alle havområdene gir viktige bidrag til den samlede verdiskapingen. Nye funn fra leting er grunnlaget for videre aktivitet i petroleumsnæringen, skaper store ringvirkninger for samfunnet ellers, og vil være svært viktig for framtidig verdiskaping.

Grunnlaget for å finne og modne fram olje- og gassressurser legges gjennom faglig undergrunnsarbeid, hovedsakelig innenfor geofag. Det foregår en kontinuerlig utvikling av fagfeltet, supplert med ny teknologi og nye arbeidsprosesser. Det faglige arbeidet omfatter blant annet å forstå hvor og hvordan olje og gass dannes, beveger seg, fanges opp i feller og bevares i reservoarbergartene i undergrunnen. Det kan ligge en langsiktig og møysommelig prosess bak en beslutning om å bore en undersøkelsesbrønn. Dersom en undersøkelsesbrønn avdekker og bekrefter et økonomisk drivverdig funn, bygges funnet ut med en produksjonsinnretning. Når produksjonen starter, kommer også inntektene som skal dekke påløpte utgifter, investeringer som er foretatt og investeringer som må gjøres.

Analysene som presenteres i dette kapitlet, viser at investeringene i leting etter olje og gass på norsk sokkel har vært svært lønnsomme og tilført samfunnet store verdier. I tillegg til inntektene fra olje og gass, gir letevirksomheten også grunnlag for sysselsetting og ringvirkninger i resten av økonomien.

## Leting etter olje og gass har tilført samfunnet store verdier

Analysene viser også at letevirksomheten de siste tjue årene har bidratt til at produksjonen har holdt seg på et høyt nivå. Nye funn har bidratt til at produksjonen fra eksisterende felt kan fortsette. Uten tilførsel av nye ressurser vil enhetskostnaden på felt øke og lønnsomheten avta etter hvert som produksjonen reduseres. Letevirksomheten er følgelig en forutsetning for feltutvikling og produksjon av olje og gass. For at produksjonen og verdiskapingen skal opprettholdes på lang sikt, kreves kontinuerlig og høy leteaktivitet.

## Lønnsomhet av leting

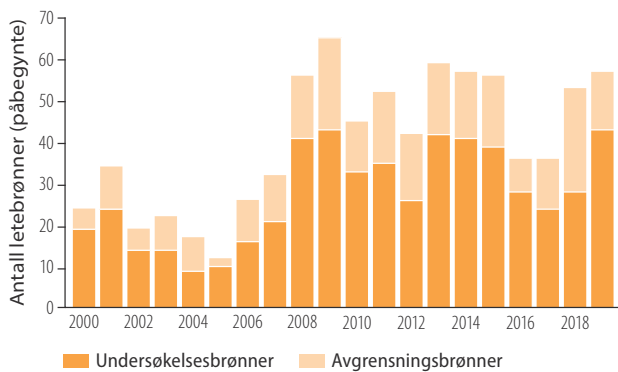
OD har beregnet lønnsomhet av leting på norsk sokkel fra år 2000 til 2019. Beregningene viser den direkte økonomiske verdiskapingen fra letevirksomheten i perioden. Letevirksomheten har vært mer lønnsom de siste ti årene enn i forrige tiårsperiode, og alle havområdene gir viktige bidrag til den samlede verdiskapingen. Store funn har vært viktige for å etablere infrastruktur. Ved å utnytte kostnadseffektiv eksisterende infrastruktur blir også mindre funn lønnsomme å bygge ut. I tillegg viser ODs beregninger at det har vært lønnsomt å lete etter olje og gass selv om oljeprisen skulle bli liggende på et lavt nivå i årene framover.

## Letevirksomheten har vært mer lønnsom de siste ti årene enn i tiårsperioden før

### Leteaktivitet og letekostnader i perioden 2000-2019

Letevirksomheten på norsk sokkel har i løpet av de siste tjue årene vært preget av store svingninger. I perioden 2000-2019 ble det påbegynt 800 letebrønner, av disse var 550 undersøkelsesbrønner. I samme periode ble det investert om lag 400 milliarder kroner (2020-NOK) i leting (Figur 4.2). Dette gir et årlig gjennomsnitt på 40 letebrønner og 20 milliarder kroner i leteinvesteringer. Den gjennomsnittlige oljeprisen de siste 20 årene har vært på om lag 65 USD/fat, men med betydelige svingninger.



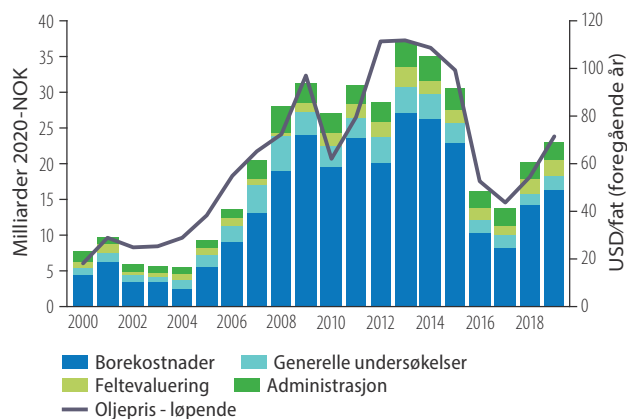


**Figur 4.1** Letebrønner fordelt på undersøkelses- og avgrensingsbrønner, 2000-2019

Leteaktiviteten målt i antall påbegynte letebrønner, falt fra slutten av 1990-tallet og var på sitt laveste i 2005 med 12 brønner. Målrettede myndighetstiltak og stigende oljepris medførte at leteaktiviteten økte betydelig, og i 2009 ble det boret 65 letebrønner (Figur 4.1). Høy oljepris og høy aktivitet bidro til en betydelig kostnadsvekst. Selskapene satte derfor i verk tiltak for å redusere kostnadene, effektivisere driften og begrense kapitalutlegg og investeringer. Fallet i oljeprisen i 2014 forsterket behovet for kostnadsreduksjoner og kapitalrasjonalisering, noe som førte til kraftig fall i leteinvesteringene i 2016 og 2017. De to siste årene har leteaktiviteten økt igjen i takt med økende oljepris.

Letekostnader består av utgifter som påløper fra utvinningstillatelsen blir tildelt til et eventuelt funn bygges ut, og består av kostnader til seismikk, letebrønner, feltevaluering og administrasjon.

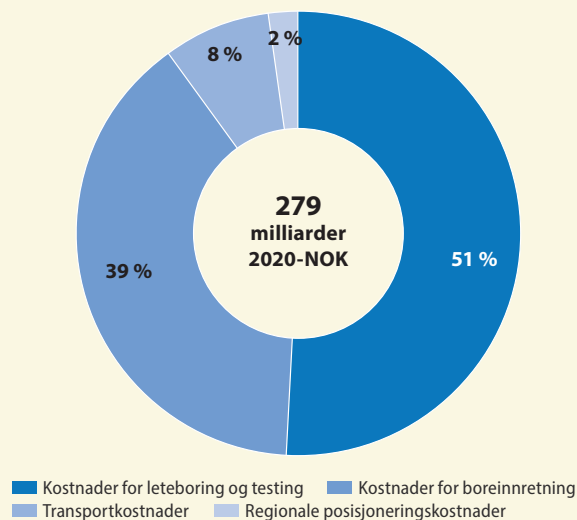
Selskapsrelaterte letekostnader, hovedsakelig i pre-lisensfasen, er ikke inkludert. Det er borekostnadene (Faktaboks 4.1) som utgjør den viktigste enkeltfaktoren i de totale letekostnadene. De totale borekostnadene var på nær 280 milliarder kroner i perioden 2000-2019. Dette utgjør om lag 70 prosent av de totale letekostnadene (Figur 4.2).



**Figur 4.2** Letekostnader og utvikling i oljepris, 2000-2019

## Faktaboks 4.1 Borekostnader

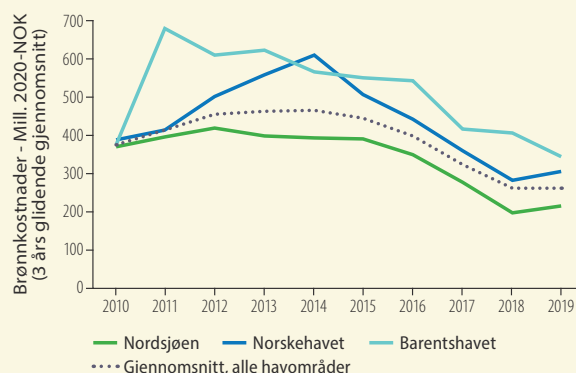
Borekostnader deles inn i posisjonering-kostnader, transport, leteboring og testing, og borefartøy (Figur 4.3).



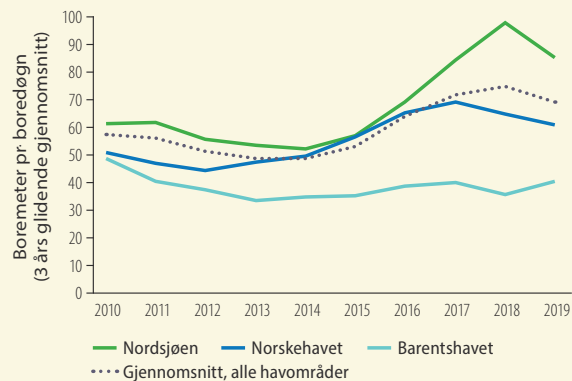
Figur 4.3 Borekostnader fordelt på kostnadskategori, 2000-2019

Regionale posisjoneringkostnader utgjør under to prosent av de totale borekostnadene, og består av kostnader ved innsamling og prosessering av geofysiske data for valg av brønnlokasjon. Transport utgjør om lag åtte prosent, og består av transportkostnader for båt, helikopter og fly. Leteboring og testing utgjør over 50 prosent av kostnadene. Disse inkluderer planleggingskostnader, borekostnader, kostnader for testing og datainnsamling i brønnen, prøveproduksjon, komplettering og plugging av brønnen, i tillegg til andre tekniske tjenester som riggposisjonering, inspeksjoner, værvarsling, navigering, klargjøring og rydding, sement- og boreslamm tjenester. Posten inneholder også varer som er relatert til disse elementene. Kostnader for boreinnretning utgjør i underkant av 40 prosent, og består av riggleie og andre kostnader ved leie av boreinnretning. Fra 2000 til 2019 utgjorde total

riggleie over 90 milliarder 2020-NOK, som er om lag en tredjedel av de totale borekostnadene i perioden, og en fjerdedel av de totale letekostnadene. Det har skjedd en betydelig effektivisering innenfor boring de siste årene som har bidratt til å redusere borekostnadene. OD har gjennomført en analyse av boreeffektivitet det siste tiåret (2010-2019), som viser at borekostnader per letebrønn har blitt redusert (Figur 4.4) og at boremeter per boredøgn har økt (Figur 4.5).



Figur 4.4 Borekostnader per letebrønn (brønnkostnader) fordelt på havområder, 2010-2019



Figur 4.5 Boremeter per boredøgn for letebrønner fordelt på havområder, 2010-2019

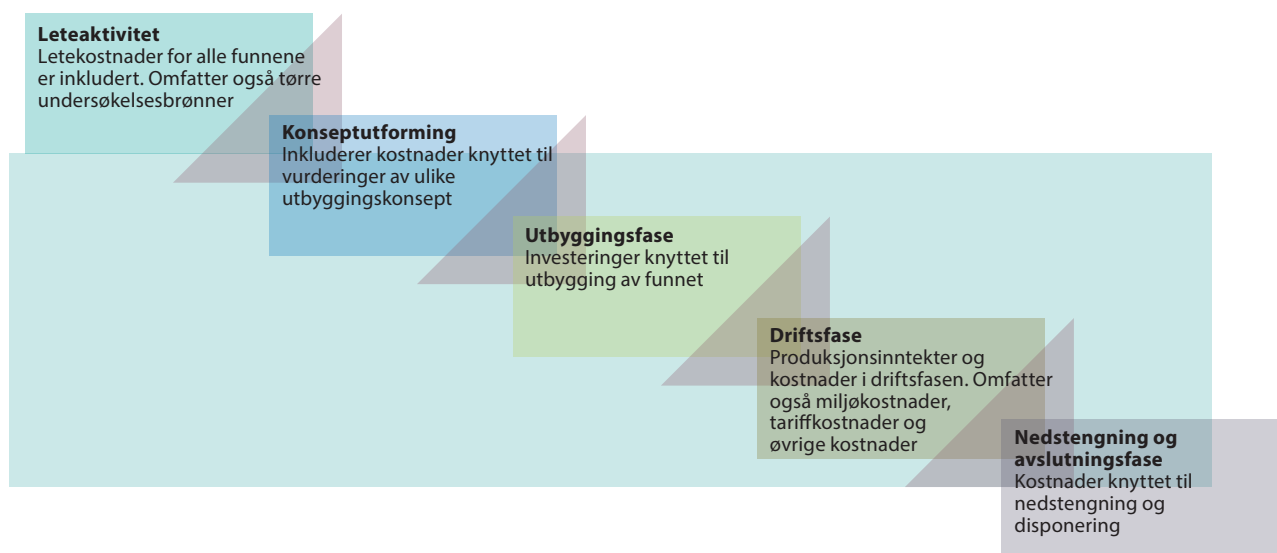
## Metode og forutsetninger

Lønnsomhet av leting er definert som beregnede inntekter fra funnene i perioden fratrukket alle kostnader, inkludert letekostnader og nedstengningskostnader (Figur 4.6). Letekostnadene omfatter både leting som har gitt funn og leting som ikke har påvist ressurser. Inntekts- og kostnadstrømmene er diskontert til samme år. Alle lønnsomhetsanalysene er før-skatt-beregninger. Lønnsomhetsberegningene inkluderer ikke de indirekte økonomiske virkningene eller ringvirkninger for resten av økonomien.

Som framtidig oljepris er det lagt til grunn en gradvis økning til 50 USD/fat i 2030 [9]. Det er et lavt anslag i forhold til tidligere lønnsomhetsberegninger, og i forhold til den gjennomsnittlige oljeprisen de siste 20 årene (om lag 65 USD/fat). Som framtidig gasspris er det lagt til grunn 2,70 kroner per Sm<sup>3</sup> [9].

Lønnsomhetsanalysen er også testet med lavere og høyere priser og ulike anslag for kostnadsutvikling. For perioden før 2020 er historiske priser for olje, gass og NGL lagt til grunn. Det er benyttet reelle diskonteringsrater på fire og sju prosent.

Anslagene for lønnsomhet er usikre. Dette skyldes ikke bare prisusikkerhet, men også usikkerhet i ressursestimater og kostnader. En del av funnene fra perioden er ikke besluttet utbygd ennå (Faktaboks 4.2). Det varierer hvor langt planene for disse funnene er kommet, derfor er anslag for ressurser, produksjon og kostnader av varierende modenhet. Mindre modne prosjekter vil ha størst usikkerhet. Tidspunkt for produksjonsstart er en annen usikkerhetsfaktor. Dette påvirker prosjekters nåverdi.



Figur 4.6 Illustrasjon av de ulike elementene som er inkludert i analysen

#### Faktaboks 4.2 Funn som er inkludert i analysen

Det er gjort 285 funn de siste 20 årene, og av disse er 179 med i analysen. Funnene som ikke er inkludert i analysen (106 funn) er i hovedsak kategorisert i ressursklasse 6 (RK6), det vil si funn hvor utvinning er lite sannsynlig (Figur 1.2). Funnene 7435/12-1 (Korpfjell) fra 2017 og 7225/3-1 (Norvarg) fra 2011 er eksempler på funn som er plassert i denne ressursklassen.

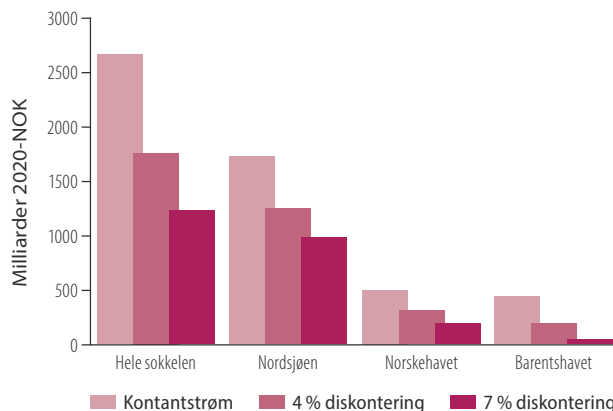
Av funnene som er inkludert i analysen er 68 allerede i produksjon (RK0 og RK1), godkjent for utbygging eller i planleggingsfasen (RK2 til RK4), eller i en fase der utvinning er sannsynlig, men ikke avklart (RK5). For disse er det benyttet produksjons- og kostnadsprofiler som er rapportert av operatørene i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett (RNB). Eksempler på dette er 16/2-6 Johan Sverdrup fra 2010 som er et felt hvor produksjonen allerede er i gang (RK0 og RK1), 6406/12-3 S Fenja fra 2014 som er godkjent for utbygging (RK2) og 7220/11-1 (Alta) fra 2014 hvor utvinning er sannsynlig men uavklart (RK5).

For 62 av funnene i analysen er det lagt til grunn at de er eller vil bli bygd ut sammen med andre funn i samordnede utbygginger (RK0 til RK5). Disse funnene har ingen egen innrapportering, men er en del av andre totalprofiler. For å få fram produksjons- og kostnadsprofiler per funn, er de beregnet som en andel av totalprofilene som operatørene har rapportert i forbindelse med RNB. Basisestimatet for ressursanslaget per funn legges til grunn for denne andelsberegningen. Et eksempel på dette er funnene i Noaka-området (North of Alvheim, Krafla, Askja).

For 49 av funnene har OD utarbeidet egne produksjons- og kostnadsprofiler. Dette gjelder funn som er eller vil bli fasett inn til felt som ble bygget ut før analyseperioden, som for eksempel funnet 30/9-28 S fra 2016 som er en del av Oseberg Sør-feltet. I tillegg gjelder det funn som ikke var evaluert (RK7F) ved utgangen av 2019 og som ikke har egne innrapporteringer, som for eksempel funnet 35/11-23 (Echino Sør) fra 2019, vest for Fram.

#### Lønnsomhet av leting de siste 20 årene

Lønnsomhet av leting i perioden 2000-2019 er beregnet med reell diskonteringsrate på fire og sju prosent. Netto nåverdi er anslått til over 1700 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate og over 1200 milliarder kroner med sju prosent diskonteringsrate (Figur 4.7). Samlet netto kontantstrøm er anslått til nærmere 2700 milliarder kroner.



Figur 4.7 Netto nåverdi fra leting fordelt på havområder, 2000-2019

### Alle havområdene gir viktige bidrag til den samlede verdiskapingen

Letevirksomheten de siste 20 årene har vært lønnsom i alle havområder. Med sju prosent diskontering, bidrar Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet med positiv nåverdi på henholdsvis 990, 190 og 50 milliarder kroner. Det er Nordsjøen som bidrar klart mest til verdiskaping med veletablert infrastruktur og flere betydelige funn i perioden. Også Norskehavet har bidratt positivt, der spiller inntekter fra gass en viktig rolle. Verdiskapingen i Barentshavet har også vært positiv, men lavere enn i de andre havområdene. Analysen viser at lønnsomheten i Barentshavet har økt betydelig utover perioden ettersom aktiviteten der har økt (Faktaboks 4.3 og Figur 4.9).

### Faktaboks 4.3 Utvikling av infrastruktur og økt lønnsomhet i Barentshavet

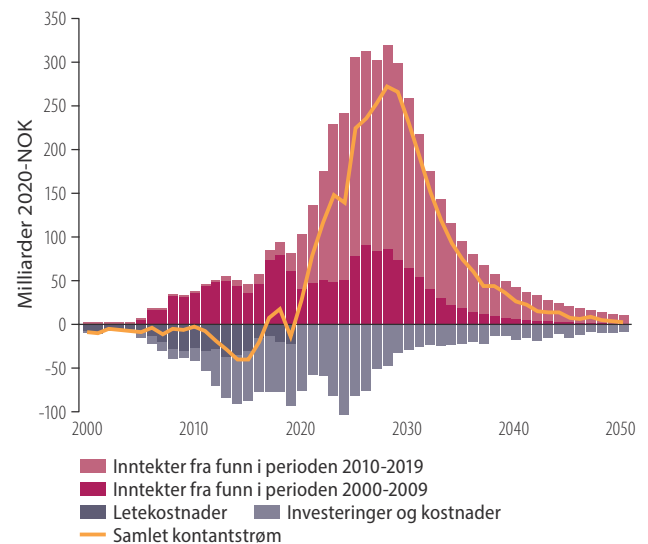
Barentshavet har hatt betydelig lavere leteaktivitet enn de andre havområdene, og er derfor vesentlig mindre utforsket enn Nordsjøen og Norskehavet. Med kun to produserende felt, ligger Barentshavet også etter de andre havområdene i utvikling av infrastruktur. 7121/4-1 Snøhvit er det hittil største funnet, men selv om det ble påvist allerede i 1984, tok det over 20 år før det ble bygd ut og produksjonen kunne starte i 2007. 7122/7-1 Goliat ble funnet i år 2000. Produksjonen startet i 2016, og Goliat ble med dette det andre feltcenteret i Barentshavet.

De siste 10 årene har det vært økt interesse for Barentshavet, noe som har gitt flere funn og økt lønnsomhet fra leting denne perioden (Figur 4.9). Store funn som 7220/8-1 Johan Castberg (under utbygging) og 7324/8-1 (Wisting) kan danne grunnlag for nye feltutbygginger og bli viktige bidragsyttere til framtidige inntekter fra Barentshavet. Samtidig vil en mer utviklet infrastruktur i Barentshavet også kunne bane vei for lønnsom produksjon fra mindre funn som 7220/7-2 S (Skavli), 7324/7-2 (Hanssen), 7219/9-2 (Kayak) og 7324/6-1 (Sputnik). Det er gjort flere funn i Barentshavet der utbygging fremdeles er uavklart. 7319/12-1 (Pingvin) og 7324/3-1 (Intrepid Eagle) er eksempler på funn med betydelige volumer der det ikke er konkrete planer for utbygging. Begge disse ligger i tilbakeleverte områder. For at flere av slike funn skal bli realisert, er det nødvendig at infrastrukturen i Barentshavet videreutvikles.

Studier som OD har bidratt til, konkluderer med at det er tilstrekkelig med ressurser i funn og felt til en lønnsom utbygging av økt gassseksportkapasitet ([10]). I tillegg til å kunne gi større fleksibilitet og økt lønnsomhet for eksisterende olje- og gassfunn, vil dette også kunne være et insentiv for framtidig leting. Dette krever samordning mellom feltene og utbyggingsløsninger som ivaretar både olje- og gassressursene.

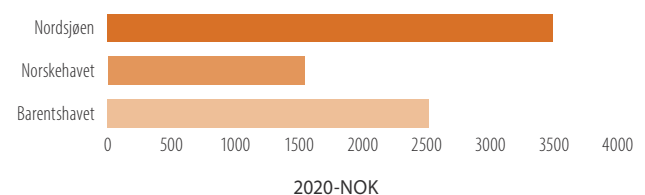
### Lønnsomhet av leting de siste 10 årene

ODs analyser viser at letevirsomheten den siste tiårsperioden har vært mer lønnsom enn i forrige tiårsperiode. Om lag to tredjedeler av de totale inntektene fra funn gjort i perioden 2000-2019 kommer fra leting i den siste tiårsperioden (Figur 4.8).



Figur 4.8 Kontantstrøm fra leting, 2000-2019

Høyere leteaktivitet fra 2010 til 2019 har resultert i flere lønnsomme funn, og leteinvesteringene i denne perioden har gitt god avkastning til det norske samfunnet. Figur 4.9 viser at 1000 kroner investert i leting i Nordsjøen de siste ti årene har gitt over 3400 kroner tilbake. Tilsvarende har 1000 kroner i Norskehavet gitt over 1500 kroner tilbake, mens 1000 kroner investert i leting i Barentshavet de siste ti årene har gitt nærmere 2500 kroner tilbake. Dette er verdier utover sju prosent avkastning.

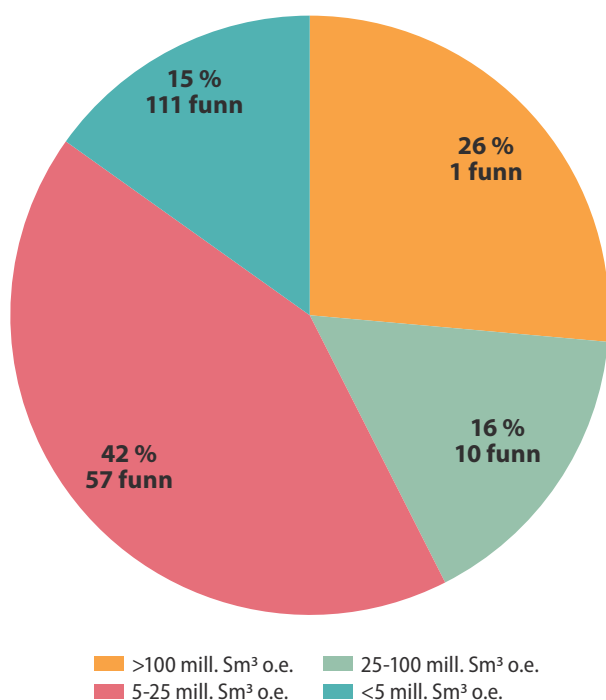


Figur 4.9 Nåverdi (7 prosent diskonteringsrate) per 1000 letekroner investert på norsk sokkel, 2010-2019



### Nåverdibidrag fra ulike typer funn

Det er inkludert 179 funn i ODs lønnsomhetsanalyse. Disse representerer en total ressurstilvekst på om lag 1650 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. Denne funnporteføljen gir en gjennomsnittlig funnstørrelse på litt over 9 millioner Sm<sup>3</sup> o.e., og en median på litt over 3 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. At gjennomsnittstørrelsen er såpass mye høyere enn medianen, forteller at de største funnene er vesentlig større enn den typiske funnstørrelsen. 16/2-6 Johan Sverdrup, som er det desidert største funnet i perioden, utgjør om lag en fjerdedel av ressursene som er lagt til grunn i analysen og bidrar med en fjerdedel av total verdiskaping fra leting på norsk sokkel de siste 20 årene (Figur 4.10).



**Figur 4.10 Nåverdibidrag fra ulike funnstørrelser i perioden 2000-2019 (7 prosent diskonteringsrate, ekskl. letekostnader)**

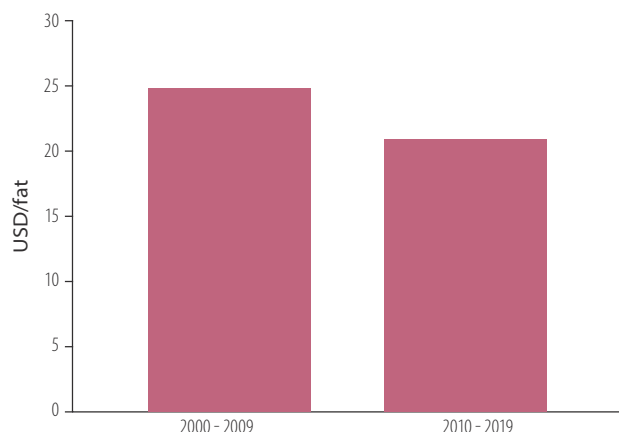
I tillegg til 16/2-6 Johan Sverdrup, er det gjort 10 funn som er større enn 25 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. i analyseperioden. Disse 10 funnene har bidratt med om lag 16 prosent av total nåverdi fra leting de siste 20 årene og har, i likhet med 16/2-6 Johan Sverdrup, bidratt med stor verdiskaping per funn. Disse funnene er eller vil bli viktige for utvikling av infrastruktur og andre funn i området rundt eksisterende eller nye feltentre. Over 40 prosent av verdiskapingen kommer fra 57 funn i størrelsesgruppen 5-25 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. og bidrar omtrent like mye som 16/2-6 Johan Sverdrup og de 10 andre største funnene tilsammen.

Også de minste funnene har bidratt med en betydelig andel av total verdiskaping, ettersom selv svært små funn kan gi god lønnsomhet når de bygges ut på en kostnadseffektiv måte mot eksisterende infrastruktur. I tillegg er de viktige for å utnytte kapasitet som allerede er utbygd, og for å øke lønnsomheten av felt som nærmer seg nedstengning. De siste 20 årene har funn som er mindre enn 5 millioner Sm<sup>3</sup> o.e. stått for om lag 15 prosent av samlet verdiskaping på norsk sokkel.

## Små funn har bidratt betydelig til den samlede verdiskapingen

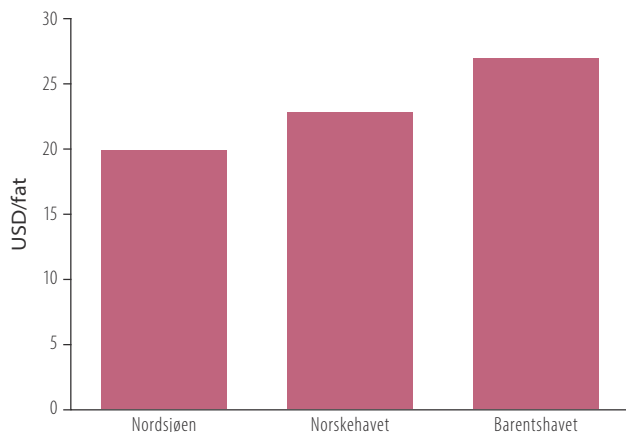
### Utvikling i enhetskostnader

Enhetskostnader er definert som totale kostnader per produsert oljeekvivalent. Alle kostnader er inkludert (Figur 4.6), også letekostnader som ikke har ført til funn. De gjennomsnittlige enhetskostnadene for funn de siste 20 årene er om lag 22 USD/fat. Enhetskostnadene er redusert fra om lag 25 USD/fat for funn gjort i 2000-2009 til om lag 21 USD/fat for funn gjort i 2010-2019 (Figur 4.11).



**Figur 4.11 Enhetskostnader for funn i periodene 2000-2009 og 2010-2019**

Enhetskostnaden varierer fra prosjekt til prosjekt og er avhengige av flere faktorer som funnstørrelse, type innfasing, reservoarkvalitet og avstand til infrastruktur. Figur 4.12 viser de gjennomsnittlige enhetskostnadene fordelt på havområdene.



**Figur 4.12 Enhetskostnader for funn i perioden 2000-2019 fordelt på havområder**

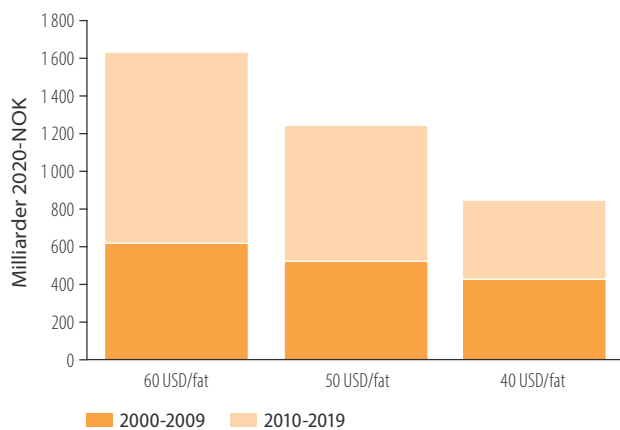
Nordsjøen og Norskehavet har de laveste enhetskostnadene, blant annet på grunn av veletablert infrastruktur. Med store investeringer som allerede er nedbetalt, kan nye ressurser fases inn med god lønnsomhet. Til tross for at infrastrukturen i Barentshavet er mindre utviklet, er enhetskostnadene i dette havområdet også under 30 USD/fat.

#### **Robust lønnsomhet for ulike pris- og kostnadsanslag**

Lønnsomhetsanalysen er testet for ulike pris- og kostnadsanslag. Med 20 prosent reduksjon i prisforutsetningene, vil oljeprisen gradvis utvikle seg mot 40 USD/fat i 2030. En 20 prosent økning i prisforutsetningene fører til en oljepris som stiger gradvis opp mot 60 USD/fat i 2030. Gassprisen er endret tilsvarende. For det lave prisanslaget, er det også anslått en gradvis reduksjon i det framtidige kostnadsnivået, og for de høye prisanslaget er det anslått en gradvis økning i det framtidige

kostnadsnivået [11]. Figur 4.13 viser at 20 prosent økning i pris vil gi om lag 1600 milliarder kroner i netto nåverdi med sju prosent diskonteringsrate. 20 prosent nedgang vil gi om lag 800 milliarder kroner i netto nåverdi.

Samtidig viser figuren at netto nåverdi fra leting i perioden 2000-2009 er mindre sensitiv for prisendring enn den siste 10 årsperioden. Det skyldes at en større del av funnene fra den første perioden allerede er produsert og påvirkes i mindre grad av framtidige priser (Figur 4.8). Funn fra de siste 10 årene vil i hovedsak bli produsert i årene som kommer, og er derfor mer avhengig av framtidig prisutvikling. Med sju prosent diskontering er netto nåverdi fra leting i perioden 2010-2019 om lag 700 milliarder kroner i det midtre prisanslaget, og henholdsvis 400 og 1000 milliarder kroner for det lave og høye prisanslaget.



**Figur 4.13 Netto nåverdi av leting med ulike priser og 7 prosent diskonteringsrate, 2000-2019**

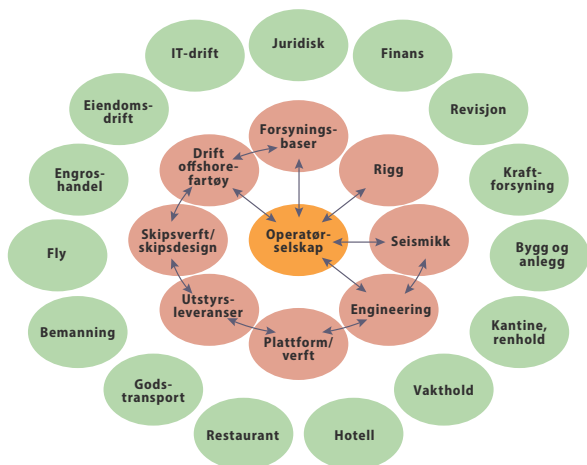
## Direkte, indirekte og eksterne virkninger

### Direkte virkninger

Lønnsomhetsanalysen av letevirksomheten de siste tjue årene viser direkte økonomiske virkninger av virksomheten. Direkte inntekter omfatter inntekter fra utvinning og salg av olje og gass fra funnene, som igjen vil være bestemt av produksjonsvolum og priser på olje, gass og NGL (Natural Gas Liquids). Tilsvarende vil direkte kostnader omfatte investeringer, bruk av utstyr, arbeidskraft og energi til leting, utbygging og drift av prosjektene.

### Indirekte virkninger

Indirekte økonomiske virkninger kommer i tillegg og er i denne sammenheng inntekter og kostnader som ikke er reflektert i grunnlaget for investeringsbeslutningen, men som inngår i budsjett og regnskap for tilstøtende virksomheter og næringer. Indirekte virkninger blir i dagligtale gjerne omtalt som ringvirkninger. For samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger er det summen av alle positive og negative indirekte virkninger som har betydning ved eventuell samfunnsøkonomisk analyse av aktiviteten. Blomgren et al [12] har illustrert forskjellen mellom direkte virkninger (gule og røde sirkler) og indirekte virkninger (grønne sirkler) i Figur 4.14.



Figur 4.14 Direkte og indirekte virkninger Kilde: Blomgren et al (2015)

Lønnsomhetsanalysen av letevirksomheten inkluderer ikke disse indirekte økonomiske virkningene, det vil si ringvirkningene av de vekstimpulsene som leting, utbygging og drift av nye funn i perioden tilfører resten av økonomien.

### Eksterne virkninger

I tillegg til de direkte og indirekte økonomiske virkningene, vil virksomheten medføre eksterne

virkninger, som er fordeler og ulemper ved lete- og utvinningsprosjekt som ikke er reflektert i beslutningsgrunnlaget for selskapene. Eksterne virkninger deles gjerne opp i positive og negative eksterne virkninger.

Leting og produksjon kan ha negative virkninger for andre brukere av havet og medføre kostnader for å begrense ulykkes- og skaderisiko. Dette er virkninger som er regulert gjennom sektorlovgivningen og blir tatt hensyn til blant annet gjennom forvaltningsplaner. I noen tilfeller fører både hensyn til sameksistens og reguleringer til høyere kostnader. For eksempel vil boring i nærheten av korallrev medføre kostnader for oppsamling av borekaks. Disse er implisitt tatt hensyn til i lønnsomhetsberegningene i form av høyere borekostnader. Til tross for streng regulering innebærer virksomheten restrisiko for akutte utslipp av olje og gass. Kostnader ved eventuelle akutte utslipp er ikke tatt med i lønnsomhetsberegningene.

Klimaendringer som følge av CO<sub>2</sub>-utslipp er også en eksterne virkning. De viktigste klimapolitiske virkemidlene for å redusere utslippene fra produksjonen på norsk sokkel er kvoteplikt og CO<sub>2</sub>-avgift (Kapittel 6 Ressurser for fremtiden). Disse kostnadene er inkludert i lønnsomhetsberegningene.

Letevirksomheten medfører også positive eksterne virkninger. Et eksempel er økt beredskap som kommer andre brukere av havet, for eksempel fiskerne, til gode. Et annet eksempel er at informasjon fra en letebrønn i et umodent område vil kunne ha høy informasjonsverdi for omkringliggende utvinnings-tillatelser. Dette bidrar til å redusere både risiko og kostnader ved videre utforskning i et område og gir økonomisk gevinst. Det er tilrettelagt for realisering av slike gevinster gjennom konsesjons- og tildelings-politikken og gjennom oppfølging av leteaktiviteten. Slike gevinster er ikke direkte kvantifisert i lønnsomhetsanalysen av letevirksomheten.

Lønnsomheten for mindre funn vil ofte være avhengig av tilgang til eksisterende infrastruktur. Eksisterende infrastruktur øker verdien av de små funnene og gjør disse lønnsomme å bygge ut. Slik kan produksjons-innretninger som allerede er nedbetalt og ferdig benyttet til sitt opprinnelige formål kunne gjenbrukes, noe som er et viktig prinsipp i sirkulær økonomi. Leting nær felt og eksisterende infrastruktur kan også bidra til å forlenge produksjonen på felt. Nye funn kan dermed øke verdien av eksisterende felt og infrastruktur. Denne mulige verdiskapingen av forlenget produksjon på felt er ikke inkludert i analysen. Et eksempel på verdiøkning av eksisterende felt og infrastruktur er utviklingen i Norne-området (Faktaboks 4.4).

#### Faktaboks 4.4 Infrastrukturnær leting og forlenget produksjon - Norneområdet

I 1980 ble det åpnet for petroleumsaktivitet nord for 62. breddegrad. Fram til 1990 hadde letingen utenfor Nordlandskysten vært svært skuffende, mens det hadde vært stor letesuksess i områdene utenfor Trøndelag.

Vinteren 1989 ble det tildelt en utvinningstillatelse i Nordland II i runde 12-B; utvinningstillatelse 159 med Statoil som operatør. Sommeren 1990 ble prospektet Alpha boret med brønnen 6507/3-1. Det ble gjort et funn som senere fikk navnet Alve, som kom i produksjon som en satelittutbygging tilknyttet Nornefeltet.

Selv om Alvefunnet var relativt lite, og i tillegg stort sett inneholdt gass, var det indikasjoner på at det kunne ha vært olje i reservoaret. Dette fikk Statoil til å tro på at det kunne finnes olje i blokken 6608/10 i utvinningstillatelse 128, like nordøst for 6507/3-1. Utvinningstillatelsen hadde allerede oppfylt sine boreforpliktelser og for å få beholde arealet ut over initiell periode som utløp 28. februar 1992, måtte de forplikte enda en letebrønn. 28. oktober 1991 ble brønnen 6608/10-2 påbegynt. Brønnen ble avsluttet 29. januar 1992 og operatøren Statoil kunne annonsere at de hadde gjort et oljefunn, som etter hvert fikk navnet Norne.

Funnet var betydelig større enn estimatet før boring. En avgrensingsbrønn ble boret i 1993 og en ny letebrønn i 1994 påviste 6608/10-4 (Nordøstsegmentet). Plan for utbygging og drift (PUD) ble levert i juni 1994 og godkjent i mars 1995. Ressursestimatet var da om lag 72 millioner  $\text{Sm}^3$  olje og om lag 15 milliarder  $\text{Sm}^3$  med gass. Feltet ble bygd ut med en FPSO (produksjons- og lasteskip), og produksjonen startet i 1997, 5 år og 9 måneder etter at første funnbrønn var avsluttet. I 1997 ble det levert plan for anlegg og drift (PAD) for et gassrør som skulle tilknyttes Åsgard Transport. Gassproduksjonen på feltet startet i 2001. Estimert produksjonsperiode var fram til 2012.

Siden produksjonsstart i 1997 er det arbeidet målrettet med både leting og økt utvinning i området. Dette har resultert i flere nye funn, og reservene har økt betydelig. Bare i utvinningstillatelse 128 er det boret 16 undersøkelsesbrønner, hvorav 12 ble funn. I hele Nordland I-V er det boret 60 undersøkelsesbrønner etter Norne, og gjort 28

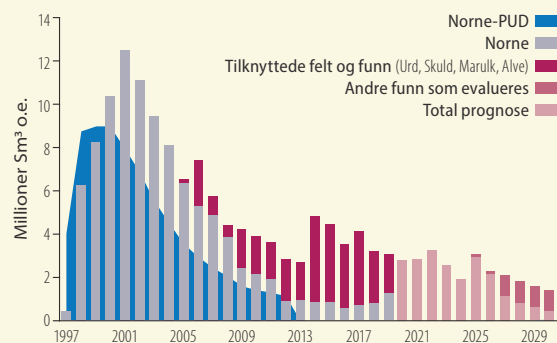
funn. De to største er 6507/5-1 Skarv (1998) og 6507/5-3 Ærfugl (2000). Totalt er det funnet over 310 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. i området, av dette er om lag 195 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. påvist etter funnet av Norne.

#### Tilknytning til Norne

Feltene Alve, Marulk, Skuld og Urd er knyttet til Norne, og nye innfasinger evalueres stadig. Tilsammen bidrar dette til at Norneskipet skal produsere ut over 2025, det vil si dobbelt så lenge som opprinnelig planlagt. I 2020 er over 130 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. produsert gjennom Norneskipet (Figur 4.15).

De siste fem årene har nærmere 80 prosent av produksjonen kommet fra de tilknyttede feltene. Uten de tilknyttede feltene ville ikke driften av Norneskipet vært lønnsom. Samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser kunne gått tapt ved at produksjonen ble nedstengt for tidlig. Ressursene fra de nye feltene, som er knyttet opp mot Norneskipet, vil kunne produseres lønnsomt i mange år. Dette har bidratt til forlenget haleproduksjon på Norne, noe som gir langt høyere avkastning fra feltet enn opprinnelig forventet.

Ledig kapasitet og fortsatt lønnsom drift fra Norneskipet skaper godt grunnlag for mer leting i området. Med nedbetalt infrastruktur og kostnadseffektiv drift kan også svært små funn bli lønnsomme. Det skaper nytt liv for eldre funn i området som tidligere ikke har vært aktuelle for innfasing. Eksempler på små funn som skal fases inn i løpet av de kommende årene er 6507/3-8 (Gjøk) fra 2009 og 6608/10-17S (Cape Vulture) fra 2017. I tillegg er det også andre funn i området, som kan være aktuelle for innfasing og gi grunnlag for ytterligere forlenget lønnsom levetid for Norneskipet.

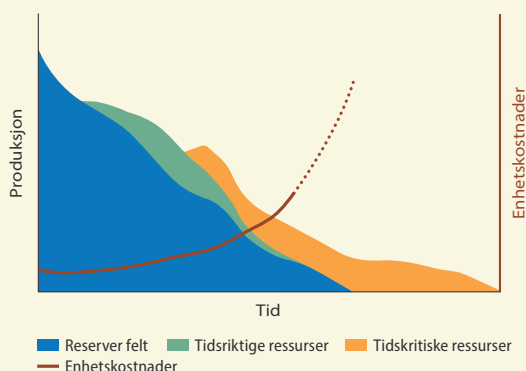


Figur 4.15 Historisk og framtidig produksjon fra Norne

Tilkobling av nye funn til eksisterende felt og infrastruktur kan bidra til å holde enhetskostnadene nede og gi incentiver til videre leting i området rundt. Det er derfor viktig at innfasing av framtidige funn skjer tidlig i halefasen før enhetskostnadene blir for høye (Faktaboks 4.5).

#### Faktaboks 4.5 Stigende enhetskostnader og tidsriktig leting

Det er gjort store investeringer i felt- og gassinfrastruktur på norsk sokkel. En forventet avtagende olje- og gassproduksjon etter 2025 medfører at det framover blir mye ledig kapasitet i flere deler av infrastrukturen. Leteaktiviteten de siste årene har resultert i mange funn, men funnene er gjennomsnittlig mindre enn tidligere (Kapittel 2 Utviklingstrekk på norsk sokkel). Innfasing til eksisterende infrastruktur vil derfor være den mest sannsynlige utbyggingsløsningen for de fleste funn. Ledig kapasitet i infrastrukturen vil være positivt og skaper muligheter for god ressursforvaltning, men medfører også utfordringer. De neste årene er mange av feltene i en moden fase med fallende produksjonsnivå og dermed stigende enhetskostnader. Det er viktig at innfasing av funn skjer før enhetskostnadene blir for høye. Framtidige funn er derfor ikke bare avhengig av ledig kapasitet, men ledig kapasitet med lave nok enhetskostnader. Tidsriktig leting og utbygging vil derfor bli stadig viktigere for å sikre god lønnsomhet for framtidige funn (Figur 4.16).



**Figur 4.16 Tidsriktige og tidskritiske ressurser**

*Tidsriktige ressurser: Ressurser som fases inn mens enhetskostnadene på vertsfeltet er lave nok og dermed gir høy verdiskapning.*

*Tidskritiske ressurser: Ressurser som fases inn i en fase der enhetskostnadene stiger raskt på vertsfeltet.*

*Ressursene produseres dermed med lavere lønnsomhet og/eller kan gå tapt.*

Petroleumsvirksomheten bidrar også til betydelige positive eksterne virkninger for tilstøtende næringer gjennom produktivetsforbedringer. Analyser gjennomført av Bjørnland, H. og R. Torvik (2017) [13] viser at det er substansielle eksterne påvirkninger fra petroleumsvirksomheten til resten av økonomien, både i form av kunnskap og teknologiutvikling. Petroleumssektoren påfører ikke nødvendigvis resten av økonomien en «Hollandsk syke» ved å fortrenge annen produktiv virksomhet. I stedet bidrar «smitten» fra petroleumssektoren til at resten av økonomien blir mer produktiv (Faktaboks 4.6). Slike produktivetsvirkninger for resten av økonomien er ikke tatt med i lønnsomhetsanalysen av letevirkomheten.

#### Faktaboks 4.6 Produktivetsvirkninger for resten av økonomien

«Tradisjonell teori legger til grunn at utvinning av ressurser har små ringvirkninger til andre næringer. Om noe, er effekten negativ slik at økt aktivitet i for eksempel oljenæringen vil fortrenge tradisjonell industri (såkalt «Hollandsk syke»). Problemet med den klassiske «Hollandsk syke» modellen er at den antar at utvinning av råvarer kommer av seg selv. Satt litt på spissen forutsetter modellen at kunnskapen er importert og at prosessen med å utvinne råvarene nærmest er automatisert. Vårt utgangspunkt er at dette i liten grad synes å beskrive norsk petroleumsnæring og leverandørindustri. Isteden hevder vi at det å ta opp olje og gass (oppstrøms) og levert sikkert og i henhold til kundekrav (nedstrøms) krever kunnskap og teknologi. Tillater man så at kunnskap og teknologi kan smitte over på andre næringer blir de klassiske teoretiske prediksjonene snudd på hodet. Råvarerikdom kan da føre til høyere produktivetsvekst i hele økonomien (...). Leverandørindustrien kan altså, med sin høyt teknologiske kunnskap, være en vekstmotor for resten av industrien. Den genererer positive eksternaliteter» Bjørnland og Torvik, 2017 [13].



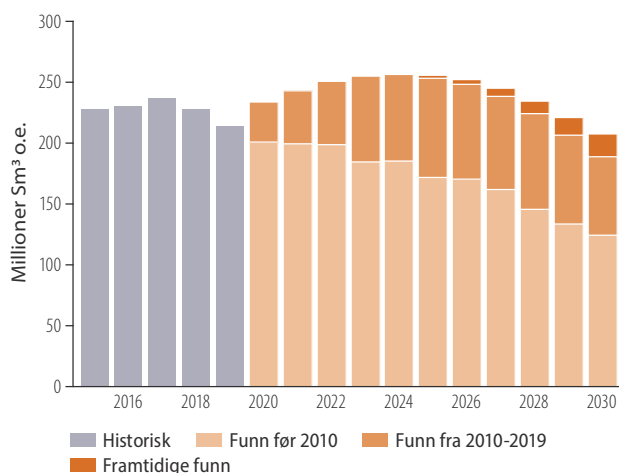
## Leting for framtidig verdiskaping

ODs analyser viser at investering i leting etter olje og gass på norsk sokkel har vært svært lønnsomt. I tillegg gir aktiviteten ringvirkninger utover petroleumsvirksomheten og bidrar til økt produktivitet i andre sektorer. For å hindre at produksjon og verdiskaping faller raskt kan det være viktig å holde leteaktiviteten på et høyt nivå i lang tid framover.

## Produksjon og verdiskaping faller raskt uten nye funn

### Fallende produksjon uten tilførsel av nye ressurser

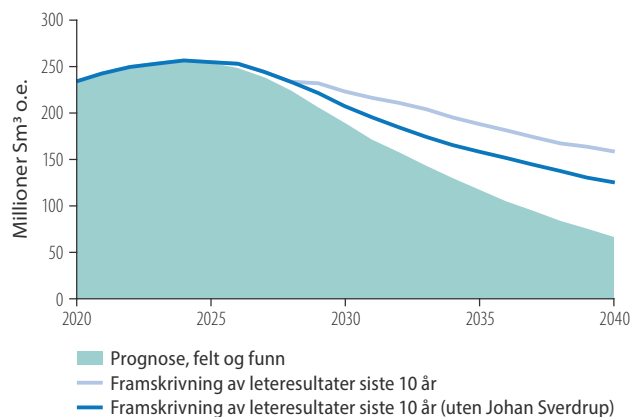
Det forventes at totalproduksjonen fra norsk sokkel vil falle raskt og betydelig uten videre tilførsel av nye ressurser. Figur 4.17 viser at en stor del av produksjonen de nærmeste årene, kommer fra leting i forrige tiårsperiode. Over 40 prosent av ressursene som forventes å produseres i 2030, vil komme fra funn som er gjort etter 2010. Disse funnene vil også bidra til utsatt nedstengning og økt haleproduksjon fra eksisterende felt.



Figur 4.17 Historisk og framtidig produksjon

Etter 2030 vil produksjonen falle betydelig. Innrapporterte prognoser for felt og funn fra selskapene, viser at samlet produksjon i 2040 vil falle til om lag en tredjedel av dagens nivå uten tilførsel av nye ressurser (Figur 4.18). En slik utvikling vil svekke økonomien til produserende felt og totale enhetskostnader vil kunne øke betydelig. Leting de neste 10 årene vil derfor ha stor betydning for utvikling i produksjon og verdiskaping etter 2030. Dersom forventet ressurstilvekst framover utvikler seg på samme måte som siste 10 år, vil samlet produksjon i 2040 kunne falle til om lag to tredjedeler av dagens

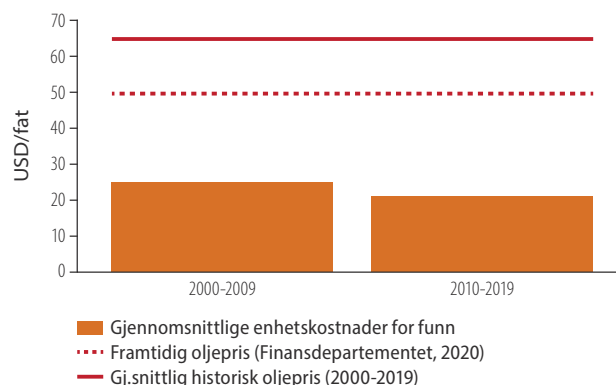
nivå. Uten et stort funn, tilsvarende Johan Sverdrup, vil forventet produksjon i 2040 falle til om lag halvparten av dagens nivå.



Figur 4.18 Framskrivning av produksjon

### Framtidig lønnsomhet av leting

Lønnsomhetsberegningene for lettevirksomheten de siste 20 år viser at avkastningen har vært svært god (Figur 4.7). Den gjennomsnittlige oljeprisen gjennom denne perioden har vært om lag 65 USD/fat. Den gjennomsnittlige enhetskostnaden for funn i perioden er om lag 22 dollar/fat, inkludert leteknostnader (Figur 4.11). Dersom gjennomsnittlige enhetskostnader for framtidige funn forblir lave, tilsier dette at framtidig leting vil være lønnsomt selv med lave oljepriser (Figur 4.19). Til sammenligning anslår IEA i World Energy Outlook for 2020 i sitt Sustainable Development-scenario at oljeprisen vil ligge på 53 USD/fat i 2040. I Stated Policies-scenariot anslår IEA at oljeprisen vil være på 76 USD/fat i 2030 og på 85 USD/fat i 2040 [14].



Figur 4.19 Gjennomsnittlig enhetskostnad for funn og oljepris

Det er større fokus på effektivisering og reduksjon av enhetskostnader i perioder der oljeprisen forventes å falle. Samtidig er det viktig at nye ressurser fra leting fases inn før produksjonen faller så mye at enhetskostnadene blir for høye (Faktaboks 4.5).

## Leting vil være lønnsomt selv med lave framtidige oljepriser

### Videreføring av mangfold, konkurranse og kompetanse

Leting er en integrert del og viktig for virksomheten i de fleste selskapene som har utvinningstillatelser på norsk sokkel. Av de 39 selskapene som hadde eierandeler per 31.12.2019, hadde 36 selskaper utvinningstillatelser i letefasen (Figur 4.20). I TFO2020 søkte 33 selskaper om nye utvinningstillatelser.

Leting (6)	Produksjon og Leting (30)	Produksjon (3)
	Equinor, Petoro	
	Conoco Phillips, Shell, Total	
Inpex, Lukoil	Aker BP, Capricorn, Chrysaor, DNO, One-Dyas, Idemitsu, Ineos, Kufpec, Lotos, Lundin, MOL, Neptune Energy, OMV, Repsol, Spirit Energy, Suncor, Vår Energi, Wintershall DEA	
Concedo, Lime, Skagen 44, Source Energy	M Vest Energy, Okea, Pandion Energy, Petrolia, Wellesley	Capeomega, Mime Petroleum, Solveig Gas
	Edison, PGNiG	

■ Store norske selskap    ■ Store utenlandske selskap  
■ Mellomstore selskap    ■ Små selskap  
■ Europeiske gass-/kraftselskap

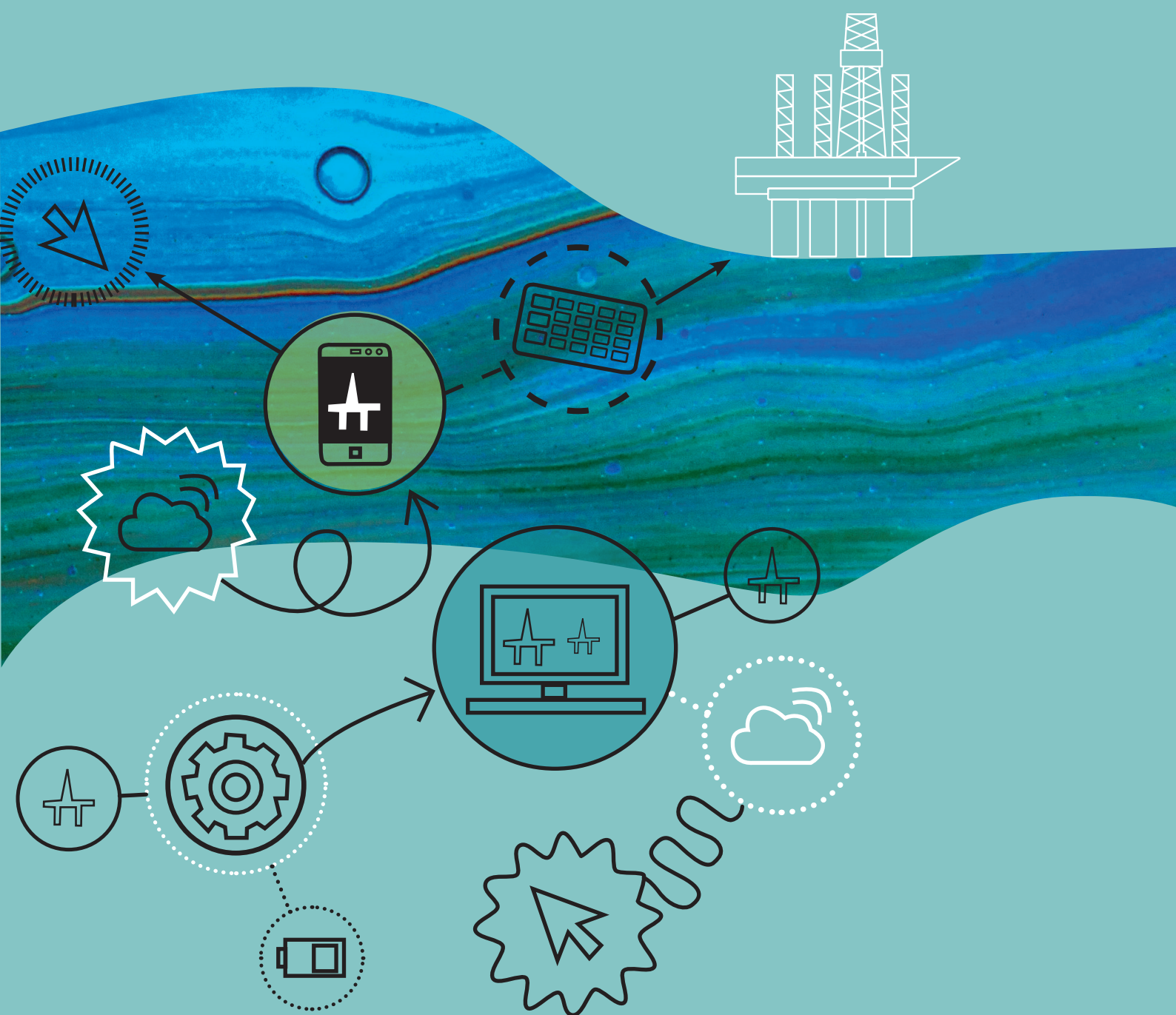
Figur 4.20 Rettighetshavere på norsk sokkel fordelt på selskapsgruppe og fokusområder, pr. 31.12.2019

Figuren viser at selskapene med fokus på leting er representert i alle selskapsgruppene. Selskapene har ulik erfaring, eiersammensetning, risikovilje og satsingsområder. Til sammen sikrer dette et svært diversifisert letemiljø som gir grunnlag for innovasjon, teknologiutvikling, vekst, og verdiskaping. Sterk konkurranse og et mangfold av aktører i alle ledd av verdikjeden er viktig for god ressursutnyttelse og for å sikre tilstrekkelig interesse for de mulighetene som finnes på sokkelen.

### Leting fører til innovasjon og teknologiutvikling

De teknologiske utfordringene blir stadig mer komplekse, ettersom ressursene er vanskeligere å finne. Det er derfor viktig å beholde mangfoldet og konkurransen i kompetansemiljøene. Mye av kompetansemiljøene som er involvert i leting og utbygging, er også involvert i utvikling av ny teknologi. Petroleums- og leverandørindustrien er kunnskaps-, teknologi- og kapitalintensive. For å kunne løse framtidens energiutfordringer og samtidig ivareta klima og miljø, kan denne kompetansen spille en viktig rolle (Kapittel 6 Ressurser for fremtiden). Teknologiutvikling og innovasjon er viktig for å oppnå reduserte klimagassutslipp og omstilling til lavutslippssamfunnet.

# Digitalisering i letevirksomheten



Olje- og gassforekomstene blir stadig vanskeligere å finne. Teknologiutvikling og digitalisering har gitt bedre data og verktøy som har bidratt til økt forståelse av geologien og gjort det mulig å identifisere nye letekonsepter. Digitalisering gir også nye muligheter både til å redusere letekostnader og effektivisere arbeidsprosesser. Dette kan bidra til redusert leterisiko og flere funn.

Innenfor letevirksomheten er det lang tradisjon for å håndtere store datamengder gjennom innsamling og prosessering av seismikk, geologisk tolkning og boring av letebrønner. Leting etter olje er en industri som har flyttet grenser for digital teknologi. Seismiske undersøkelser genererer enorme mengder data, og noen av de største regnemaskinene (supercomputere) og regneklyngene som til enhver tid er å oppdrive, brukes til prosessering og analyse. Avansert modellering og simulering, 3D-visualisering og automatisert geologisk tolkning har i en årrekke vært en del av verktøykassen til fagfolkene i letemiljøet.

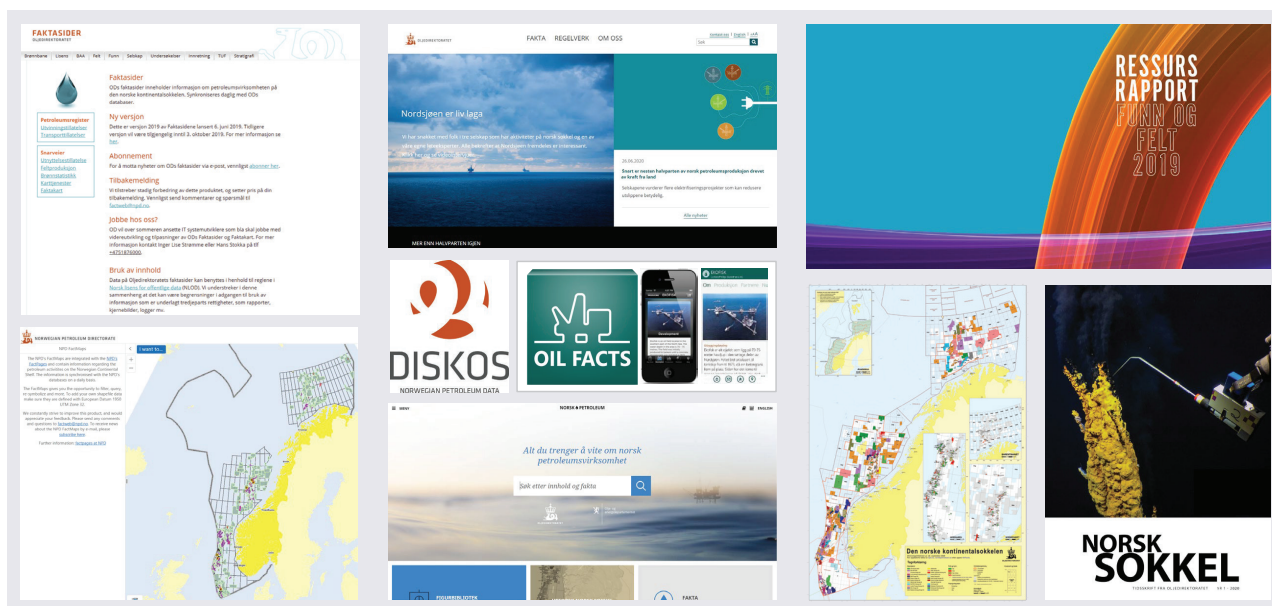
## Leting etter olje og gass flytter grenser for digital teknologi

## Økende datamengder

### Datamengende vokser raskt

OD har ansvar for å ha kunnskap om petroleumspotensialet på norsk sokkel, være et nasjonalt sokkelbibliotek og spre fakta og kunnskap. Dette betyr blant annet at OD skal gjøre informasjon og data i alle faser av virksomheten enkelt tilgjengelig og formidle fakta og faglig kunnskap til myndigheter, næring og samfunnet for øvrig (Figur 5.1). ODs mangeårige arbeid med å samle inn og gjøre data og informasjon offentlig tilgjengelig blant annet på ODs Faktasider, har gitt norsk sokkel et konkurransefortrinn i forhold til mange andre petroleumspvinser, hvor det er mer krevende å få tilgang til data.

Databasen for seismikk og brønndata på norsk sokkel, Diskos (Faktaboks 5.1), inneholder om lag 10 tusen terabyte (10 petabyte) data (per 31.12.2019) og vokser raskt (Figur 5.2 og Figur 5.3). De store datamengdene utgjør et unikt grunnlag for analyse av mulighetene som kan bidra til at det gjøres nye funn.



Figur 5.1 Faktaformidling

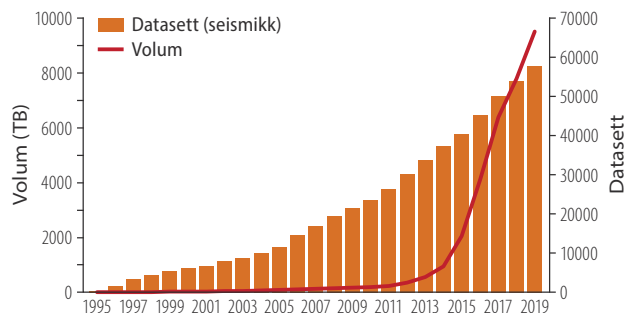
## Faktaboks 5.1 Diskos

Diskos ble opprettet av OD og oljeselskapene på norsk sokkel i 1995. Diskos eies av petroleumsnæringen, administreres av OD og driftes av en ekstern leverandør. Kontrakten fornyes med jevne mellomrom i henhold til Lov om offentlige anskaffelser.

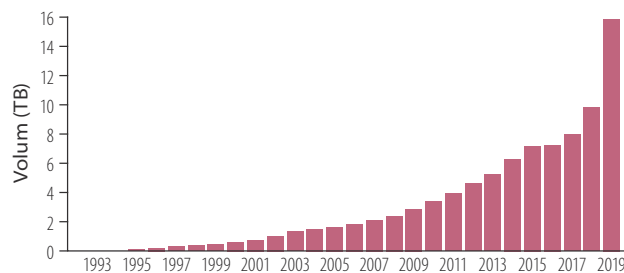
Diskos er et nasjonalt datalager for lete- og utvinningsrelatert informasjon fra norsk sokkel. Dataene er tilgjengelige direkte på nettet for medlemmene i Diskossamarbeidet. Ideen bak Diskos er at oljeselskapene skal samarbeide om lagring av data og heller konkurrere om tolkningen av dataene. Siden starten har de fleste selskapene som i dag er aktive på norsk sokkel, sluttet seg til.

Kostnadene for lagring og administrasjon av databasen blir betalt av selskapene gjennom den årlige medlemsavgiften. I Diskos har alle medlemmene tilgang til frigitte data, sine egne data, og til data som tilhører utvinningstillatelsene de selv er med i. Det er ODs rapporteringskrav (og tilhørende veiledninger) som definerer hvilket format som skal brukes ved innrapportering, hvilken kvalitet det skal være osv. Diskos er de senere årene også blitt leverandør av data til andre grupper enn oljeselskaper, som oljeserviceselskaper og konsulentbedrifter. Alle de norske universitetene og et voksende antall universiteter i Storbritannia og USA har nå tilgang til databasen.

I tillegg til å være en løsning for felles lagring av seismikk-, brønn- og produksjonsdata, er Diskos en plattform som blir brukt til bytting og deling av de samme dataene. Ved bruk av Diskosdatabasen kan data overføres direkte til datamaskiner med tolkningsverktøy. Kjøp og salg av data kan gjennomføres ved å endre eierrettighetene i datalageret og plattformen tilbyr en praktisk løsning for offentliggjøring av data når konfidensialitetsperioden går ut.



Figur 5.2 Utvikling i seismikk datavolum i Diskos, 1994-2019



Figur 5.3 Utvikling i brønndata volum i Diskos, 1994-2019

### Tilgjengeliggjøring av data

Stordataanalyser i form av maskinlæring og bruk av kunstig intelligens kan bringe fram ny informasjon og ny innsikt. Mer og bedre data, verktøy og metoder kan gi økt forståelse av geologien i undergrunnen og gjøre det mulig å identifisere nye letekonsepter. Dette forutsetter enkel tilgang på digitale data.

## Data må tilgjengeliggjøres for alle og tilrettelegges for å være lesbare for maskiner

Datainnsamling og teknologiutvikling i over 50 år fra norsk sokkel har resultert i en rekke ulike programvarer for håndtering av dataene og et mylder av filformater, databaser og lagringssystemer med dårlig innbyrdes kompatibilitet. Resultatet er at data vanskelig lar seg hente ut av ett system for å benyttes i et annet, og data fra ulike fagdisipliner er tungvinte å sammenstille for analyse på tvers. I tillegg kan dataene ofte være dårlig strukturert og ha mangelfull metainformasjon, noe som gjør det vanskelig å se sammenheng mellom objekter og vurdere datakvalitet.



Både lagringsformatene og kvaliteten på dataene kan hindre effektive stordataanalyser. For å utnytte verdipotensialet som ligger i kunstig intelligens og stordataanalyse, er det avgjørende at dataene er lett tilgjengelige for bruk. Dataene må derfor tilrettelegges, det vil si overføres til et format som kan brukes av alle og som maskinene kan lese. Innsatsen som må til for å tilrettelegge data er undervurdert, og må prioriteres, dersom verdipotensialet skal realiseres.

Det er satt i gang flere prosjekter for å bedre datakvaliteten og gjøre dataene maskinlesbare. Et eksempel er at rettighetshaverne på norsk sokkel, gjennom Norsk olje og gass, har satt i gang et prosjekt for å digitalisere borekaks data fra om lag 1500 brønner. Dataene gjøres digitalt tilgjengelige i Diskos.

Diskos har også satt i gang flere prosjekter for å gjøre data maskinlesbare (Faktaboks 5.2) og arbeider kontinuerlig med å videreutvikle databasene gjennom å ta i bruk ny teknologi og forbedre måter å jobbe på. En prioritert problemstilling er å se hvordan maskinlæring og kunstig intelligens kan bidra til bedre datakvalitet, spesielt for gamle data og store volumer av ustrukturerte datasett.

OD arbeider også med å gjøre andre data digitalt tilgjengelig for analyse. Det pågår et prosjekt for å digitalisere palynologiske preparater (mikrofossiler), som er levert inn til OD (Figur 5.5 og Faktaboks 5.3).

#### Faktaboks 5.2 Maskinlesbare prøvedata

Oljeselskapene er pålagt å ta vare på prøver fra alle lete- og produksjonsbrønner på norsk sokkel. I ODs Geobank ligger prøver fra nesten alle letebrønner og et utvalg produksjonsbrønner (Figur 5.4). I tillegg lagres en god del prøver hos Stratum Reservoir i Stavanger, som forvalter både fysiske prøver og fotografier av borekjerener. Prøvene er lagret og fotografert helt siden 1970-tallet. De siste årene er det gjennomført et prosjekt med å skanne

negativene slik at fotografiene blir tilgjengelig i Diskos. Totalt ble ca 30 000 kjernebilder fra over 1100 brønner digitalisert (brønner boret før år 2000). Prosjektet ble ferdigstilt februar 2020 og var finansert av Diskos. Gjennom digitalisering kan dataene kobles med selskapenes egne data og analyseres med nye analyseverktøy som bildegjenkjenning og maskinlæring.



Figur 5.4 Oljeprøver i ODs Geobank

**Faktaboks 5.3 AVATARA - Avansert augmentert analyserobot for palynologi**

Operatører og konsulentlaboratorier produserer rutinemessig palynologiske preparater fra prøver av kjerner og borekaks (Figur 5.5). Disse brukes til aldersdatering og korrelasjon av lete- og utvinningsbrønner. Fagområdet som palynologi er en del av, kalles biostratigrafi. Petroleumsindustrien sysselsetter biostratigrafer for å aldersbestemme og korrelere sedimenter basert på deres fossile innhold.

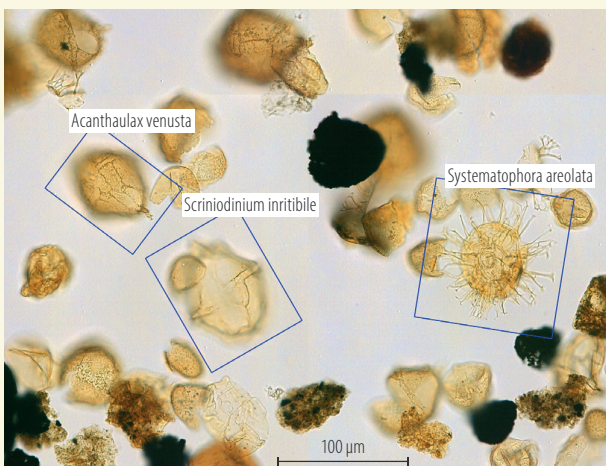
OD oppbevarer i dag 120.000 palynologiske preparater i Geobank. Samlingen skal snart utvides til over 200.000 preparater. Dette arkivet av sedimentenes biopolymerinnhold belyser viktige hendelser i Norges geologiske historie i form av fossilt pollen, sporer og mikroplankton de siste fire hundre millioner årene.

Arkivet er et grunnleggende datasett som er blitt delt med selskaper og academia i over 40 år for å forbedre bransjens forståelse av undergrunnen. Denne praksisen støtter forbedret alderstolkning og paleomiljøanalyser etter hvert som vitenskapen utvikler seg. Både industrien og nasjonen tjener på effektiv tilgang til palynologiske preparater fordi biostratigrafisk analyse er med på å redusere den økonomiske risikoen ved leting.

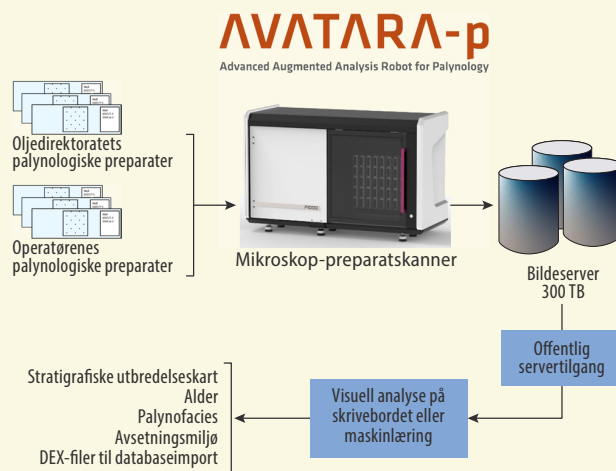
På den 14. europeiske kongressen for digital patologi som ble holdt i Helsinki i 2018, fikk OD innsikt i imponerende teknologiske fremskritt innen preparatskanning og kunstig intelligent medisinsk diagnose. Palynologer kan nå høste fordelene av

tjue års forskning og utvikling drevet fram av patologer. Dette har resultert i optisk oppløsning på mindre enn 0,29 mikrometer, digital oppløsning på mer enn tjue gigapiksler, sømløs bildemosaikkintegrasjon og fokusplanstabling.

Gjennom AVATARA-prosjektet anvender OD teknologiske fremskritt innen digital patologi på geologiske fagområder som er basert på tradisjonell mikroskopi. Kraftige klientservere strømmet digitale preparater til brukernes datamaskiner i en optisk oppløsning som er typisk for de beste lysmikroskopet. Store 4K eller 8K-skjermer gir brukeren en visuell opplevelse som gir mer informasjon enn de smale synsfeltene til vanlig mikroskopi. Brukeren kan merke og kommentere mikrofossiler for å oppnå konsistent artsbestemmelse laboratoriene mellom. Brukergrensesnittet kan eksportere merknadene for å generere treningsdata for maskinlærings-applikasjoner. Patologiens verktøy for å forbedre diagnoser gjennom interprofesjonell kommunikasjon og beslutningsprosesser er nå tilgjengelig for biostratigrafer gjennom AVATARA-prosjektet.



**Figur 5.5 Mikrofossiler.** Palynologisk preparat av pollen og sporer.



**Figur 5.6 ODs scanner av palynologiske slides**

OD har også deltatt i et prosjekt sammen med Oil and Gas Authority (OGA) og Oil and Gas Technology Centre (OGTC) i Aberdeen for å se på analysemetoder som kan levere vurderinger av strukturerte og ustrukturerte brønndata, raskt og nøyaktig. Målet er å bruke dataene til å identifisere og klassifisere intervaller som kan indikere tilstedeværelse av oversette petroleumforekomster (Faktaboks 5.4). En del av prosjektet er å organisere og rense data slik at de kan brukes i analyser.

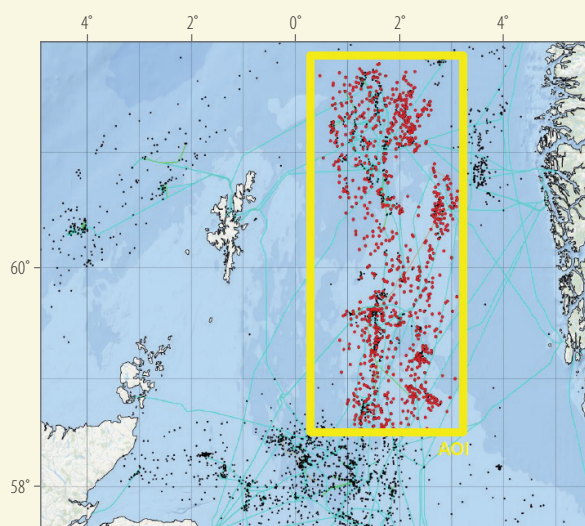
Det jobbes intensivt hos flere aktører i bransjen med å etablere dataplattformer som kan frigjøre data fra de opprinnelige formatene og lagringssystemene og bedre tilgjengeligheten for applikasjoner. Sentrale elementer her er utvikling av robuste og standardiserte

datamodeller og programmeringsgrensesnitt (API) for datautveksling.

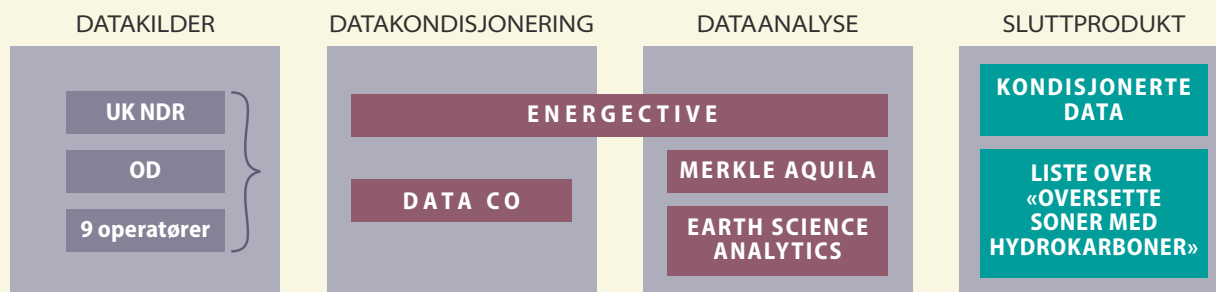
Flere av de større selskapene har gått sammen og etablert den skybaserte plattformen «Open Subsurface Data Universe (OSDU)», som raskt har fått stor oppslutning. Målet er at alle globale lete-, produksjons- og brønndata skal være tilgjengelig i samme format på en dataplattform. Dette vil blant annet kunne gi enda bedre muligheter for stordataanalyser og enda bedre datagrunnlag for maskinlæring og kunstig intelligens. Gruppen har raskt fått tilslutning, og den har nå 133 medlemmer fordelt på olje-, service- og teknologiselskaper. BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Hess, Marathon Oil, Noble Energy, Pandion Energy, Shell, Total, Woodside og Schlumberger er blant medlemmene.

#### Faktaboks 5.4 OGTC/OGA/NPD-prosjektet

OD har bidratt til et maskinlæringsprosjekt sammen med britiske myndigheter. Den store mengden data som er innsamlet i løpet av 50 års leteaktivitet på begge sider av grensen i Nordsjøen, utgjør et laboratorium i verdensklasse for å øke undergrunnsforståelsen i området. Prosjektet, som kan anses som et pilotprosjekt, ledes av Oil and Gas Technology Centre (OGTC) i Aberdeen. Datagrunnlaget er mer enn til sammen 8000 brønner i nordlige deler av Nordsjøen på britisk side (Northern North Sea UK) og store deler av Nordsjøen på norsk side (Figur 5.7 [15]). Prosjektet er etablert under OGTCs Open Innovation Programme [15] og fire bedrifter ble valgt til å gjøre de spesifiserte oppgavene (Figur 5.8 [16]). Forhåpentligvis kan prosjektet resultere i identifisering av oversette hydrokarboner og i tillegg stimulere industrien til å ta metodikken et skritt videre - eller analysere andre variabler.



Figur 5.7 Studieområde for prosjekt om oversette soner med hydrokarboner. Kilde: OGTC (2018)



Data input: UK National Data Repository (NDR), Oljedirektoratet, 9 operatører

Leveranser: Rangert liste over «oversette muligheter». Kondisjonerte/vaskede data som kan legges inn i UK NDR og OD. Sammenligning og analyse av ulike ML-teknikker for å kondisjonere data og analysere data.

Figur 5.8 Prosjekt for å identifisere oversette soner med hydrokarboner. Kilde: OD, OGTC, OGA, UK-NDR (2018-2020)

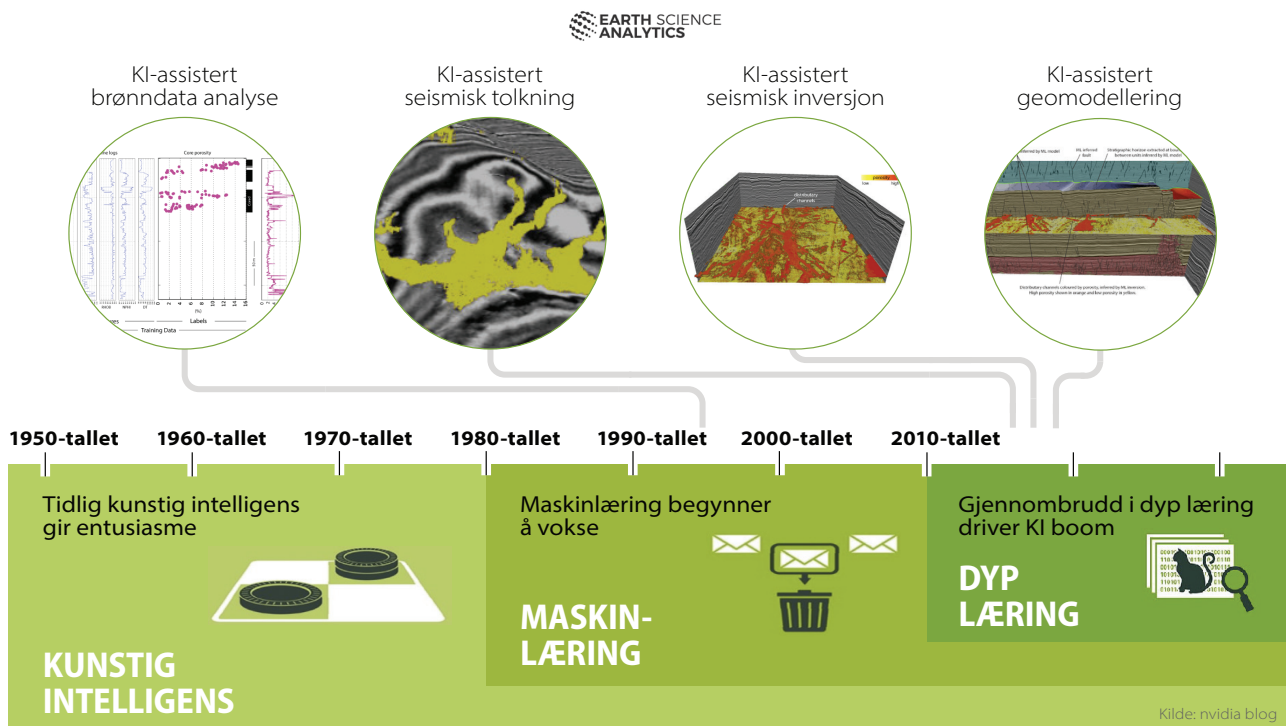


## Stordataanalyse

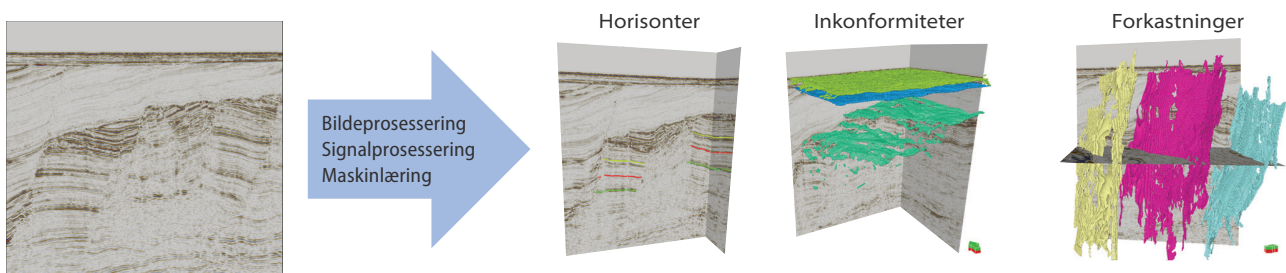
Stordataanalyse har vokst fram som følge av behovet for å kunne bruke de enorme datamengdene som skapes for å finne trender, mønster og mening ut av data. Dette gjøres ofte uten binding til bestemte datasett, men heller på tvers av datasett. Denne utviklingen har skjedd over tid som beskrevet i (Figur 5.9 [17]). Mange av disse teknikkene eller metodene blir beskrevet som "data mining", "machine learning" og "deep learning" og er varianter innenfor kunstig intelligens (Artificial Intelligence, AI).

Generelt refererer "data mining" til prosessen med å trekke ut informasjon eller kunnskap fra rådata. Maskinlæring (ML) er et underfelt i det større feltet

kunstig intelligens og viser til bruk av spesifikke algoritmer for å identifisere mønstre i rådata og presentere sammenhengen i dataene som en modell. Slike modeller (eller algoritmer) kan deretter brukes til å gjøre slutninger om nye datasett eller veilede beslutninger. ML er et kjent begrep innenfor leting, et eksempel er autotolkning av seismikk som har eksistert i mange år og er illustrert i Figur 5.10. Maskinlæringsmodeller kan også lages ut fra brønndata og brukes til å forutsi reservoaregenskaper i undergrunnen. ML kan også bistå til å forbedre ufullstendige datasett ved å forutsi manglende data.



Figur 5.9 Kunstig intelligens og dataanalyse modifisert etter Earth Science Analytics og Nvidia blog (2018)



Figur 5.10 Automatisert seismisk tolkning Kilde: Lundin Energy

## Betydelig verdipotensiale

### Realisering av verdipotensialet

Trolig er det fram til nå kun skrappt i overflaten av hva som er mulig å få til gjennom digitalisering i lettevirsomheten for å redusere usikkerheten, øke letteffektiviteten og finne mer olje og gass. Den raske utviklingen de siste årene viser at stadig flere aktører er i ferd med å få øynene opp for mulighetene, og det er etterhvert stor enighet i næringen om at det er et betydelig potensial for digitalisering. Men for å lykkes er det ikke nok at aktørene investerer i egne prosjekter. De må også kunne samarbeide, både med partnere og konkurrenter, være villig til å dele data, kunnskap og teknologi og til og med vurdere egen forretningsmodell og rolle i markedet. Det kan også være utfordringer ved bruk av data, for eksempel i ML-sammenheng, på grunn av IP (Åndsverksloven), selv når data ikke lenger er taushetsbelagt. Det er viktig at industrien og myndigheter kan komme fram til løsninger og bidrar til at frigitte data blir mest mulig åpne. Konsekvensen av mangel på åpne data kan bli at verdipotensialet ikke realiseres eller at det tar lang tid før potensialet kan tas ut (Faktaboks 5.5).

### Selskaper må samarbeide og være villig til å dele data, kunnskap og teknologi

Myndighetene har også en viktig rolle i både å bidra til å tilrettelegge og dele data og kunnskap, slik at verdiskapingen for samfunnet skal bli størst mulig (Faktaboks 5.6).

I kjølvannet av KonKraft-rapporten (Faktaboks 5.5) har det vært økt oppmerksomhet om deling av ulike typer data og effektene av dette. Myndighetene har vurdert hvorvidt statusrapportene (Faktaboks 5.7) bør offentliggjøres.

### Faktaboks 5.5 KonKraft (Konkurranseskraft på norsk sokkel)

KonKraft er en samarbeidsarena for organisasjonene Norsk olje og gass, Norsk Industri, Norges Rederiforbund og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi. Et utvalg nedsatt av KonKraft, utarbeidet i 2018 rapporten «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring» som kom med anbefalinger og forslag til tiltak for hvordan norsk sokkel kan bedre sin konkurranseskraft. Rapporten foreslo en rekke anbefalinger knyttet til digitalisering og samhandling. Et viktig overordnet poeng er at samhandling i næringen er sentralt for å realisere potensialet i digitaliseringstiltak. KonKraft påpeker at olje- og gassnæringen er blant de næringene som har kommet kortest i å realisere effektiviserings- og produktivitetseffekter av digitalisering, tilgjengeliggjøring og flyt av data og samhandling mellom aktører. De viser til en rapport av McKinsey som har estimert det totale årlige potensialet for innsparing ved digitalisering på norsk sokkel til 30 – 40 milliarder kroner. En av anbefalingene i rapporten er at det etableres et samlet og bransjeledet initiativ for arbeid med tiltak som innebærer nye måter for digitalisert samhandling mellom aktørene i olje- og gassnæringen. Det påpekes at det bør etableres felles standarder og protokoller for lagring, utveksling og bruk av data. KonKraft, 2018 [18].

### **Faktaboks 5.6** Verdier ved deling av data - større for samfunnet enn for det enkelte selskap

Verdiskapingen fra deling av data vil normalt være høyere for samfunnet enn for det enkelte selskap eller utvinningstillatelse. Det er fire sentrale egenskaper ved data som fører til dette:

- Digitale data kan brukes og gjenbrukes i flere ulike anvendelser, f.eks. i ulike algoritmer og programmer, uten at verdien for andre brukere forringes (et kollektivt gode).
- Frambringning av digitale data kan påvirke en tredjepart positivt uten at den som investerer/frambringer dataene tar hensyn til effekten på tredjepart i sine beslutninger (positive eksterne virkninger).
- Bearbeiding av digitale data har stordriftsfordeler (skalafordeler) ettersom det kan være mer effektivt å bearbeide og analysere store datamengder enn å behandle hvert enkelt datasett for seg.
- Bruk av digitale data har breddefordeler (economics of scope) ettersom sammenslåing av komplementære datasett kan gi mer innsikt enn å holde dem atskilt.

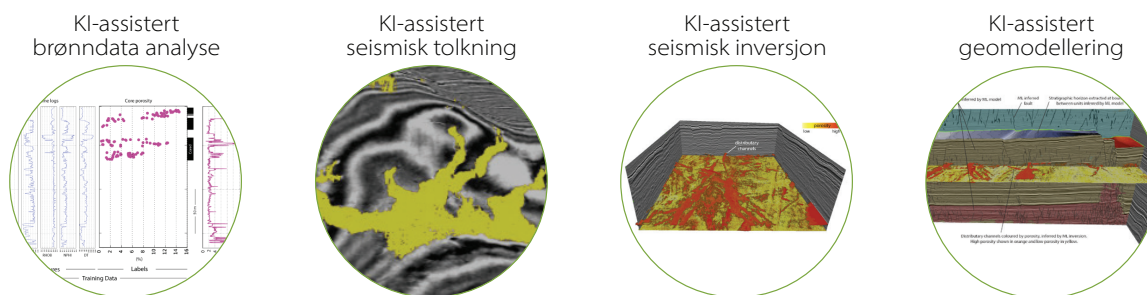
Koordineringsproblemer og vegring mot å dele data kan gjøre at det fulle verdipotensialet fra deling av digitale data ikke blir realisert. Myndighetene tar derfor en aktiv rolle for at verdiene fra data blir realisert.

### **Faktaboks 5.7** Statusrapporter

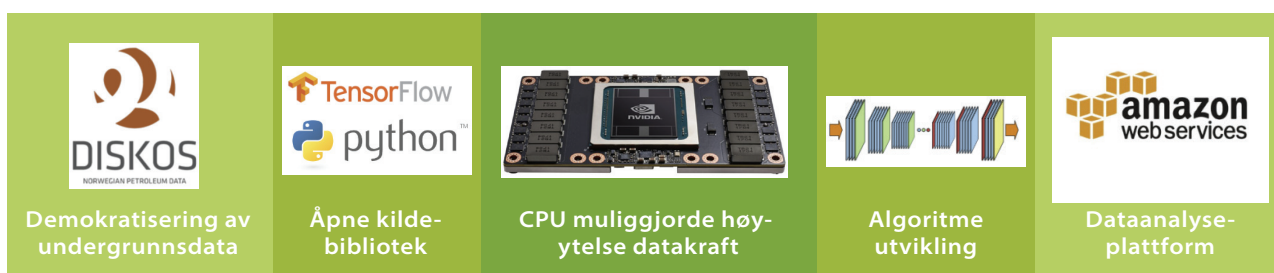
I henhold til § 27 i ressursforskriften, skal rettighetshaver sende OD en statusrapport (også kalt tilbakeleveringsrapport) innen tre måneder etter at en utvinningstillatelse oppgis, bortfaller eller utløper. Rapporten skal gi opplysninger om eventuelle innsamlede data, resultater av studier og gi en oversikt over prospekter og prospektmuligheter i utvinningstillatelsen. I tillegg skal det gis en oversikt over alt geofaglig materiale og hvor dette er oppbevart, sammen med informasjon om lagringsformat. En veiledning som beskriver innhold i rapporten finnes på ODs nettside. Statusrapportene inneholder resultater og vurderinger som representerer tolkninger. Det er til nå ikke gitt innsyn i slike rapporter. For tolkede data er taushetsplikten lengde 20 år, jf. petroleumsforskriften § 85 fjerde ledd fjerde setning.

Offentliggjøring av statusrapporter kan bidra til mer kostnadseffektiv leting. Det vil bedre datatilgangen for selskaper som vurderer å søke om tildeling i områder som tidligere har vært tildelt. Videre vil det sikre et minimum av erfaringsoverføring fra forrige rettighetshavergruppe til den neste, samt formidle informasjon om nyere data og studier som nye rettighetshavere kan vurdere å anskaffe. Etter hvert som en større del av norsk sokkel blir mer moden, vil nye utvinningstillatelser stadig oftere omfatte areal som har vært konsesjonsbelagt én eller flere ganger (Figur 2.13). I noen tilfeller får selskap tildelt areal som allerede har vært grundig evaluert av tidligere rettighetshavere. Enkelte ganger kan det være fornuftig at ny rettighetshaver gjør en re-evaluering av området med nye tilnærminger. I andre tilfeller kan en slik re-evaluering vise seg å være en duplisering av tidligere arbeid, som ikke tilfører ny kunnskap. Frigiving av statusrapporter kan bidra til mer kostnadseffektiv leting ved at nye rettighetshavere og andre drar nytte av arbeid og erfaringer som er gjort i tidligere tillatelser i samme område. Dette vil bidra til økt effektivitet i letevirsomheten, både gjennom et økt idemangfold og konkurranse, og gjennom redusert leterisiko, noe som gir en samfunnsøkonomisk gevinst. OED har lagt ut forslag til endring i petroleumsforskriften deriblant frigivning av statusrapporter med høringsfrist 1. november 2020.





## Muliggjørere



Figur 5.11 Faktorer for å realisere verdipotensial knyttet til digitalisering i letefasen *modifisert etter Earth Science Analytics (2018)*

### Demokratisering av undergrunnsdata

På norsk sokkel ligger det meste til rette for at slike samfunnsøkonomiske gevinster kan realiseres. De viktigste faktorene er illustrert i Figur 5.11 [17]. Allmenn og enkel tilgang til undergrunnsdata gjennom OD, Diskos og andre kilder gjør det mulig for fagmiljøene å eksperimentere med nye analysemetoder og -teknikker og bygge datavitenskap inn i sine modellapparater. Dette forutsetter at næringen er enige om standarder som sikrer interoperabilitet (Faktaboks 5.8), og sørger for at funksjoner som ligger i selskapsspesifikke systemer kan koples sammen. Det vil si at flyten av data mellom aktører og applikasjoner gjøres enklere, at tolkning av delte data støttes og at nytten av samlede datasett på tvers av selskaper og partnerskap blir gjort tilgjengelig. Krav til interoperabilitet sikrer at aktørene i næringen unngår å bli avhengige av enkeltleverandører av plattformer og dermed unngår å bli låst inne i teknologivalg.

### Faktaboks 5.8 Interoperabilitet

Interoperabilitet kan forklares som evnen til å kommunisere, kjøre programmer, eller overføre data mellom ulike funksjonelle enheter slik at brukeren ikke trenger spesiell kunnskap om enhetenes karakteristikk eller evnen til å få forskjellige tekniske systemer til å arbeide eller fungere sammen. Det er bare tjenester og systemer som kan være interoperable, det er ingen interoperabilitet mellom datasett.

### **Åpne kildebibliotek**

I tillegg er det blitt mer vanlig å frigi kildekoder, og det har dukket opp både generelle og geoscience-spesifikke "open source" biblioteker. Tilgang på slike biblioteker av åpne kildekoder gjør det betydelig enklere å bruke ML i de geovitenskaplige analysene innenfor leting.

### **Algoritmeutviklinger**

Det store omfanget av data i moderne datasett har gitt en eksplosjon av nye metoder og teknikker for å hente ut informasjon. Industrien har derfor tilgang til en voksende "ny leverandørindustri" gjennom et kompetent økosystem av utviklere og selskaper som utvikler nye algoritmer blant annet basert på den økende mengden undergrunnsdata. Den eksisterende leverandørindustrien har også tatt i bruk nye digitale verktøy og nye arbeidsmetoder. I tillegg tilbyr de store skyselskapene avanserte verktøy og tjenester for å analysere og modellere store datasett.

### **Dataanalyseplattform**

Det finnes også svært mange ulike plattformer med data, som inneholder viktig informasjon om undergrunnen på norsk sokkel. Å samle disse plattformene inn under én stor åpen plattform vil trolig gjøre datatilgangen mer effektiv. På en slik plattform kan det brukes avansert maskinlæring og algoritmer for å koble utallige databaser sammen i et slags knutepunkt.

### **Datakraft**

De nye metodene for stordataanalyse er gjort mulig blant annet gjennom rask utvikling i datamaskinenes prosessorkraft og -hastighet, og gjennom å samle datamaskinkraften for å forbedre ytelsen (kjent som High-Performance Computing, eller HPC). Skyselskapene tilbyr i økende grad høy-ytelse (HPC) databehandlingsevne blant annet for å optimalisere dataanalyse og forhåpentligvis framskynde tiden fra leting til første olje- eller gassproduksjon. Dersom svært store datamengder skal behandles, eller data krever store parallelle beregninger, vil det være behov for større regneressurser (tungregning) som det fram til nå har vært mest kostnadseffektivt å etablere i et supercomputersenter ([19]).

Superdatamaskiner innebærer store investeringer, men kan ifølge industrien redusere tiden fra tildeling av en utvinningstillatelse til funn med mange måneder og redusere kostnadene betydelig ved å bore færre tørre brønner. Ettersom etablering av supercomputere gir stordriftsfordeler, er det innenfor petroleumssektoren hovedsakelig de store aktørene som har etablert egne datasenter hvor de bruker supercomputere. Disse supercomputerne går normalt for full kapasitet hele døgnet. Både Eni, Total og Petrobras har oppgradert sine superdatamaskiner den senere tid og økt regnekraften betydelig. I tillegg til de store oljeselskapene er seismikkindustrien store brukere av egne supercomputere til prosessering av seismikk. Mindre oljeselskaper som bare trenger stor datakraft i perioder, leier datakraft enten i skyen eller hos spesialiserte aktører.



# Ressurser for framtiden



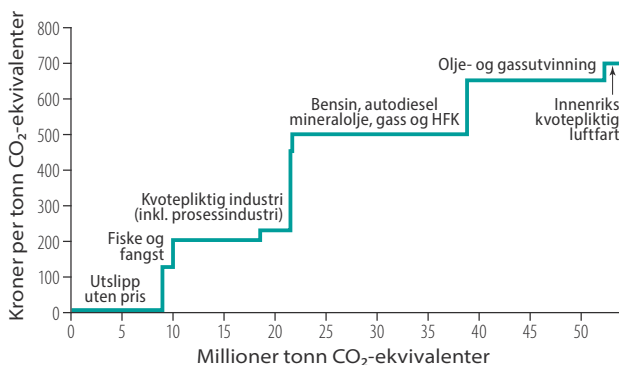
Norsk sokkel er godt posisjonert til å møte klimautfordringen og den økte økonomiske risikoen dette medfører. Samtidig åpner klimautfordringen for muligheter for nyskaping og ny næringsaktivitet, gjennom blant annet lagring av CO<sub>2</sub> i undergrunnen og leting og utvinning av havbunnsmineraler.

## Klimautfordringen

### Strengte virkemidler

Siden petroleumsvirksomheten startet, er det gradvis innført strengere krav til miljø- og sikkerhetsmessig forsvarlig virksomhet. Myndighetene har benyttet seg av flere virkemidler og reguleringer for å redusere utslippene fra oljeproduksjonen som deltakelse i EUs kvotesystem, innføring av CO<sub>2</sub>-avgift og forbud mot faking. Myndighetene har vært pådriver, industrien har tilpasset seg kravene og det er utviklet og tatt i bruk ny teknologi for å møte utfordringene.

Olje og gassvirksomheten er sammen med innenlandsk luftfart den sektoren som har hatt høyest pris på utslipp av CO<sub>2</sub> (Figur 6.1 [20]). Summen av



**Figur 6.1** Pris (avgift/kvotepri) på utslipp av klimagasser i Norge Kilde: Finansdepartementet (2019)

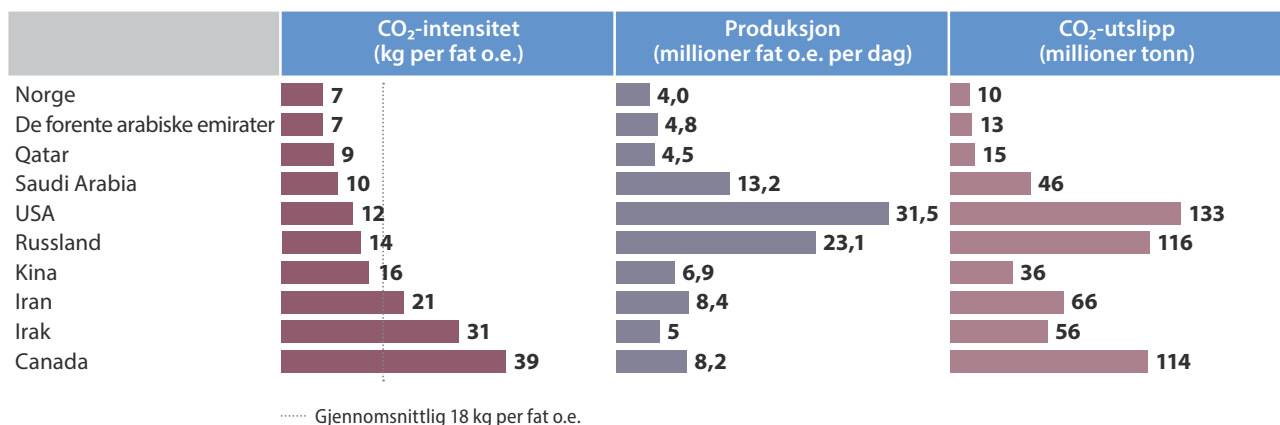
CO<sub>2</sub>-avgift og kvoteplikt innebærer at selskapene på sokkelen i 2020 står overfor en samlet pris for utslipp av CO<sub>2</sub> på mellom 700 og 800 kroner per tonn.

Dette er vesentlig høyere enn i alle andre land med petroleumsvirksomhet. Høye kostnader på utslipp av klimagasser har bidratt til at karbonavtrykket fra norsk petroleumproduksjon er lavt i global sammenheng (Figur 6.2 [21]).

### Global utfordring

Gjennom Parisavtalen har nær sagt alle verdens land, inkludert Norge, blitt enige om å redusere utslipp av klimagasser slik at økningen i den globale gjennomsnittstemperaturen holdes godt under 2°C sammenlignet med førindustrielt nivå, og å tilstrebe å begrense temperaturøkningen til 1,5°C. Etter Parisavtalen skal alle parter melde inn nye eller oppdaterte nasjonalt fastsatte bidrag hvert femte år.

Norge og Island har inngått en avtale med EU om å redusere utslippene med minst 40 prosent i 2030 sammenliknet med nivået i 1990. Norge har under Parisavtalen meldt inn et forsterket mål om å redusere utslippene med minst 50 prosent og opp mot 55 prosent i 2030 sammenliknet med nivået i 1990. Norge ønsker å oppfylle det forsterkede målet sammen med EU, og jobber for at EU skal øke sitt mål



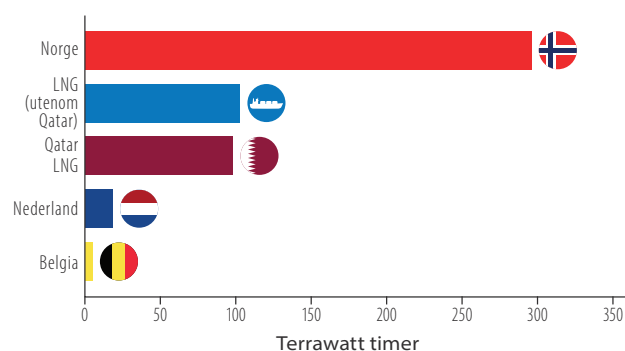
**Figur 6.2** Oppstrøms CO<sub>2</sub>-utslipp for de 10 største olje- og gassproduserende land i 2018 Kilde: Rystad Energy (2020)

til 55 prosent. Europakommisjonen har nylig foreslått å øke EUs mål til 2030 til 55 prosent. Forslaget skal behandles i Rådet og Europaparlamentet før det vedtas.

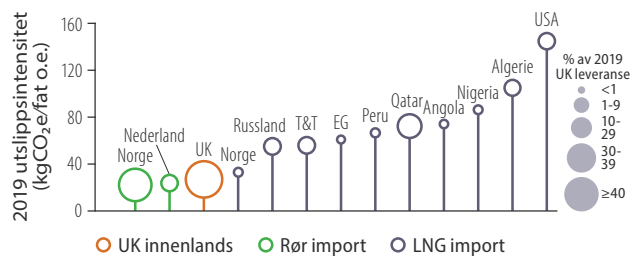
### Norsk gass

For å nå klimamålene har EU de siste årene blant annet satset stort på fornybar kraft som vind- og solenergi. Dette har bidratt positivt til reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp, men gir samtidig noen utfordringer ettersom denne type energi er variabel. Med stadig mer fornybar energi, trengs energikilder som kan samvirke med variabel fornybar energi. Gass og regulerbar vannkraft er velegnet til dette ettersom de lett kan svinge opp og ned og tilpasse seg svingningene i produksjonen fra sol og vind, i motsetning til for eksempel kjernekraft. I Storbritannia har kombinasjonen av gass og vindkraft, både på land og til havs, høy CO<sub>2</sub>-pris og energi-effektivisering ført til en betydelig nedgang i bruk av kull i kraftforsyningen og nedgang i CO<sub>2</sub>-utslippene. Her har gass fra Norge, som er Storbritannias viktigste gassleverandør (Figur 6.3 [22]), vært en viktig bidragsyter. Norsk gass til Storbritannia har lavest klimaavtrykk per enhet i forhold til andre gasskilder (Figur 6.4 [23]).

Å bytte ut kull med gass og fornybar energi i kraftsektoren er generelt en effektiv måte å få til store, raske og rimelige utslippskutt ettersom gass frigjør opptil 50 prosent mindre CO<sub>2</sub> enn kull når den forbrennes. Det er en viktig del av norsk petroleumspolitikken å legge til rette for fortsatt eksport av gass til Europa og verden. Det er store uoppdagede gassressurser på norsk sokkel (Kapittel 3 Uoppdagede ressurser).



**Figur 6.3 Storbritannias viktigste importkilder - naturgass, 2018** Kilde: GOV.UK (2020). Belgia er transittland for hovedsakelig russisk gass.



**Figur 6.4 Utslippsintensitet for leveranser av naturgass til Storbritannia** Kilde: Oil and Gas Authority (2020)

### Fornybar energi og havbunnsmineraler

Økt produksjon og forbruk av fornybar energi for å redusere forbruket av fossil energi er viktig for å nå målsetningene i Parisavtalen. Denne energiomstillingen vil kreve betydelig satsing på ny teknologi. I hovedsak dreier dette seg om fornybar energi (vann, vind og sol), bedre lagring og mindre tap av energi (batterier og energitransport), mindre forbruk av fossil energi (elektrifisering av kjøretøy, lettere materialer) og avansert og smart teknologi. De fleste av disse områdene er mineralkrevende. På lang sikt er det mulig å legge til rette for at en vesentlig del kan dekkes gjennom resirkulering. Imidlertid vil befolkningsvekst og velstandsutvikling medføre et fortsatt økende ressursbehov som ikke umiddelbart kan dekkes av resirkulerte materialer. Det vil særskilt være økt behov for utvalgte grunnstoff som litium, kobolt, nikkel, mangan og enkelte sjeldne jordarter. Disse grunnstoffene forekommer blant annet i avsetninger på havbunnen langs den midt-atlantiske spredningsryggen. I norske havområder finnes de i sulfidavsetninger og i manganskorper. Potensialet for å utnytte og skape verdier av mulige forekomster er stort, ettersom norsk oljeindustri ligger i verdenstoppen innenfor marin teknologi.

### CO<sub>2</sub>-håndtering

Både FNs klimapanel og IEAs scenarier anslår at det vil være behov for en vesentlig andel karbonfangst og -lagring for å nå målene i Parisavtalen. CO<sub>2</sub>-fangst og lagring (Carbon Capture and Storage, CCS) innebærer å fange, transportere og lagre CO<sub>2</sub> fra blant annet kraftproduksjon eller industriprosesser. Hensikten med CO<sub>2</sub>-håndtering er å begrense utslipp av CO<sub>2</sub> til atmosfæren gjennom å fange CO<sub>2</sub>, for deretter å lagre den sikkert i dype geologiske formasjoner.

Økt behov for CO<sub>2</sub>-lagring, blant annet i Europa, kan innebære nye muligheter for verdiskaping på sokkelen. CO<sub>2</sub>-håndtering kan også styrke gassens konkurransekraft i forhold til andre energiformer og på den måten øke verdien av norske gassressurser på lang sikt. Kostnadseffektiv CO<sub>2</sub>-håndtering kan også bidra til å øke verdien av gasshydrater som det kan være store mengder av på norsk sokkel [7].



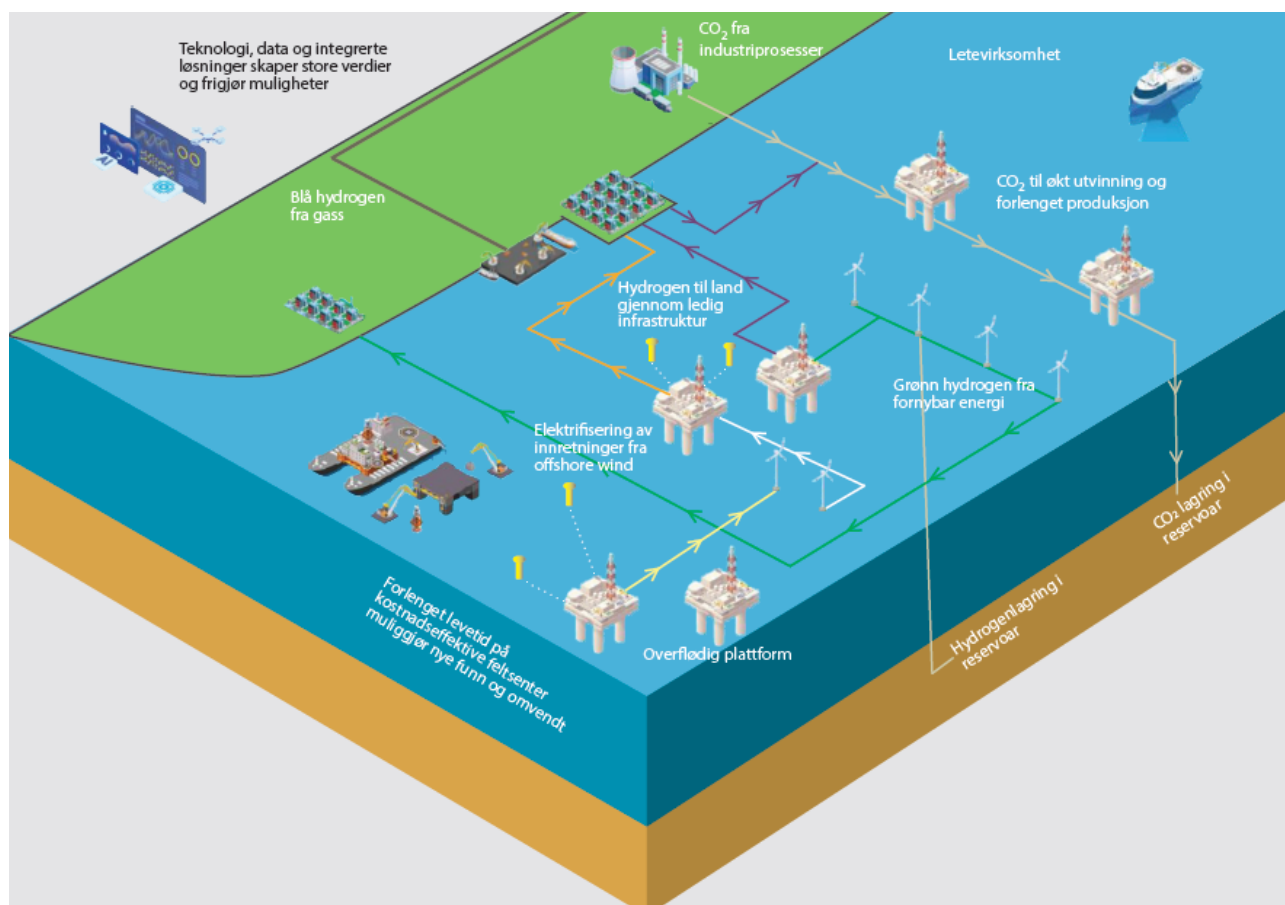
## Fra gass til hydrogen

Hydrogen er en energibærer som har potensial til å lagre store mengder energi. I dag framstilles hydrogen hovedsakelig fra fossile brenslere som kull, olje og gass, noe som frigjør CO<sub>2</sub>, og betegnes grått hydrogen. Ved karbonfangst og -lagring kan gass omdannes til tilnærmet utslippsfri hydrogen (blått hydrogen). Hydrogen kan dermed framstilles med svært lave utslipp av klimagasser og har ingen utslipp ved forbrenning. Hydrogen kan også framstilles ved hjelp av fornybar energi, såkalt grønt hydrogen (Faktaboks 6.1).

Industrien er aktiv pådriver for å få til slike lavutslippsløsninger på sokkelen der havvind, gass, CCS og hydrogen er viktige elementer (Faktaboks 6.2). I Storbritannia er det utviklet en visjon for

integrasjon av ulike energiaktiviteter på britisk sokkel (Figur 6.5 [24]). En slik visjon tilsier at utstrakt samarbeid og koordinering må til for å få til kostnadseffektive og konkurransedyktige løsninger.

Dersom initiativene bidrar til å utvikle en verdikjede for utslippsfri hydrogen, kan etterspørselen etter gass som råvare i hydrogenproduksjon øke. Kombinasjonen av CCS-infrastruktur og store gassressurser, gjør at Norge har gode forutsetninger i et potensielt marked for hydrogen.



Figur 6.5 Visjon for integrasjon av ulike energiaktiviteter, UK Modifisert etter Oil and Gas Authority (OGA, 2019)

### Faktaboks 6.1 Hydrogen

Et viktig tiltak for å nå målet om klimanøytralitet er å få til konvertering fra direkte bruk av fossile brensler til utslippsfrie energibærere, for eksempel hydrogen. Hydrogen kan framstilles uten eller med svært lave utslipp av klimagasser og har ingen utslipp ved forbrenning. Hydrogen er også velegnet som langsiktig lagringsmedium for energi uten å tape energiinnhold. Hydrogen kan erstatte fossile energikilder på mange bruksområder innenfor transport, tradisjonell industri, i energisektoren og som en komponent i framstilling av syntetiske produkter.

De mest aktuelle produksjonsmetodene omfatter elektrolyse der vann spaltes i hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisk energi, og dampreformeringsprosessen der metanen splittes i hydrogen og CO<sub>2</sub>. For at produksjonsprosessene skal gi en positiv klimagevinst, må kraften som brukes enten være basert på fornybare energikilder (grønt hydrogen), eller så må CO<sub>2</sub>-gassen fra dampreformeringsprosessen lagres i geologiske strukturer (en del av CCS prosessen), såkalt blått hydrogen.

### Faktaboks 6.2 Framtidens energinæring på norsk sokkel

KonKraft-partnerne (Faktaboks 5.5) la sammen med Equinor fram nye klimamål i januar 2020, der både havvind, CCS og hydrogen er viktige elementer (Figur 6.6 [25]). Målet er at olje- og gassindustrien i Norge skal redusere sine klimagassutslipp med 40 prosent i 2030 sammenlignet med 2005 til nær null i 2050. Industriens ambisiøse klimamål kan danne et godt utgangspunkt for at kompetansen og teknologikunnskapen innenfor oljevirkksomheten i enda større grad kan være med og finne nye og bedre løsninger på klimautfordringen.

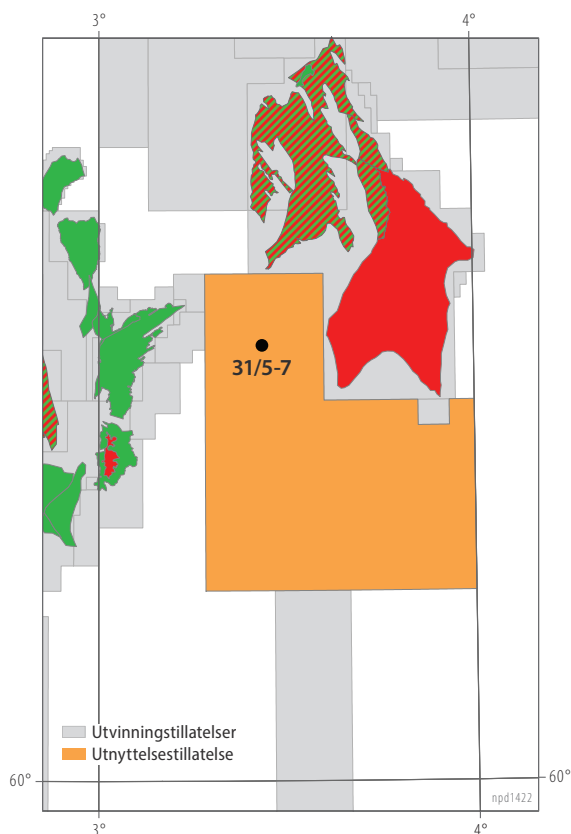


Figur 6.6 Framtidens energinæring på norsk sokkel  
Kilde: KonKraft (2020)

## CO<sub>2</sub>-lagring på norsk sokkel

### Første konsesjon tildelt for lagring av CO<sub>2</sub>

Equinor ble i januar 2019 tildelt den aller første utnyttelsestillatelsen for injeksjon og lagring av CO<sub>2</sub> (Figur 6.7).



Figur 6.7 Utnyttelsestillatelse EL001

I desember 2019 startet boringen for å finne reservoarer som kan egne seg som CO<sub>2</sub>-lager. Brønnen 31/5-7 som ble avsluttet i februar 2020, påviste sandstein med egenskaper som er godt egnet for et CO<sub>2</sub>-deponi.

Reservoaret er fylt av vann, og det har aldri vært olje- eller gassproduksjon fra disse formasjonene i dette området.

### Northern Lights

Prosjektet Northern Lights omfatter transport, mottak og permanent lagring av CO<sub>2</sub> i et reservoar i utnyttelsestillatelse 001 i den nordlige delen av Nordsjøen. Northern Lights er et samarbeid mellom Equinor, Shell og Total. Prosjektet får statlig støtte. I mai 2020 leverte Equinor, på vegne av Northern Lights-partnerskapet plan for utbygging og drift (PUD) for infrastruktur for transport og lagring av CO<sub>2</sub> på norsk sokkel. Det er Olje- og energidepartementet (OED) som har mottatt planen, mens OED skal behandle den i henhold til forskriften om CO<sub>2</sub>-lagring.

### Langskip

I september 2020 la Regjeringen fram stortingsmelding Meld. St. 33 (2019–2020). Regjeringen foreslår for Stortinget å gi støtte til gjennomføring av et norsk demonstrasjonsprosjekt for fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering som omfatter fangst, transport og lagring av CO<sub>2</sub>. Prosjektet har fått navnet Langskip. Regjeringen foreslår å realisere Norcem som første CO<sub>2</sub>-fangstprosjekt og deretter Fortum Oslo Varmes CO<sub>2</sub>-fangstprosjekt under forutsetning av at Fortum Oslo Varme får tilstrekkelig egenfinansiering og finansiering fra EU eller andre kilder. Fanget CO<sub>2</sub> vil bli gjort flytende og mellomlagret ved Grenland havn. Fra Brevik vil CO<sub>2</sub> bli fraktet med skip til en ny mottaksterminal på Kollsnes i Øygarden kommune i Vestland. Derfra skal det fraktes i et om lag 100 kilometer langt rør på havbunnen og pumpes inn i et reservoar på om lag 2600 meter dyp i Nordsjøen for permanent lagring (Figur 6.8). Northern Lights er transport- og lagringsdelen av Langskip-prosjektet.

### Permanent lagring i undergrunnen

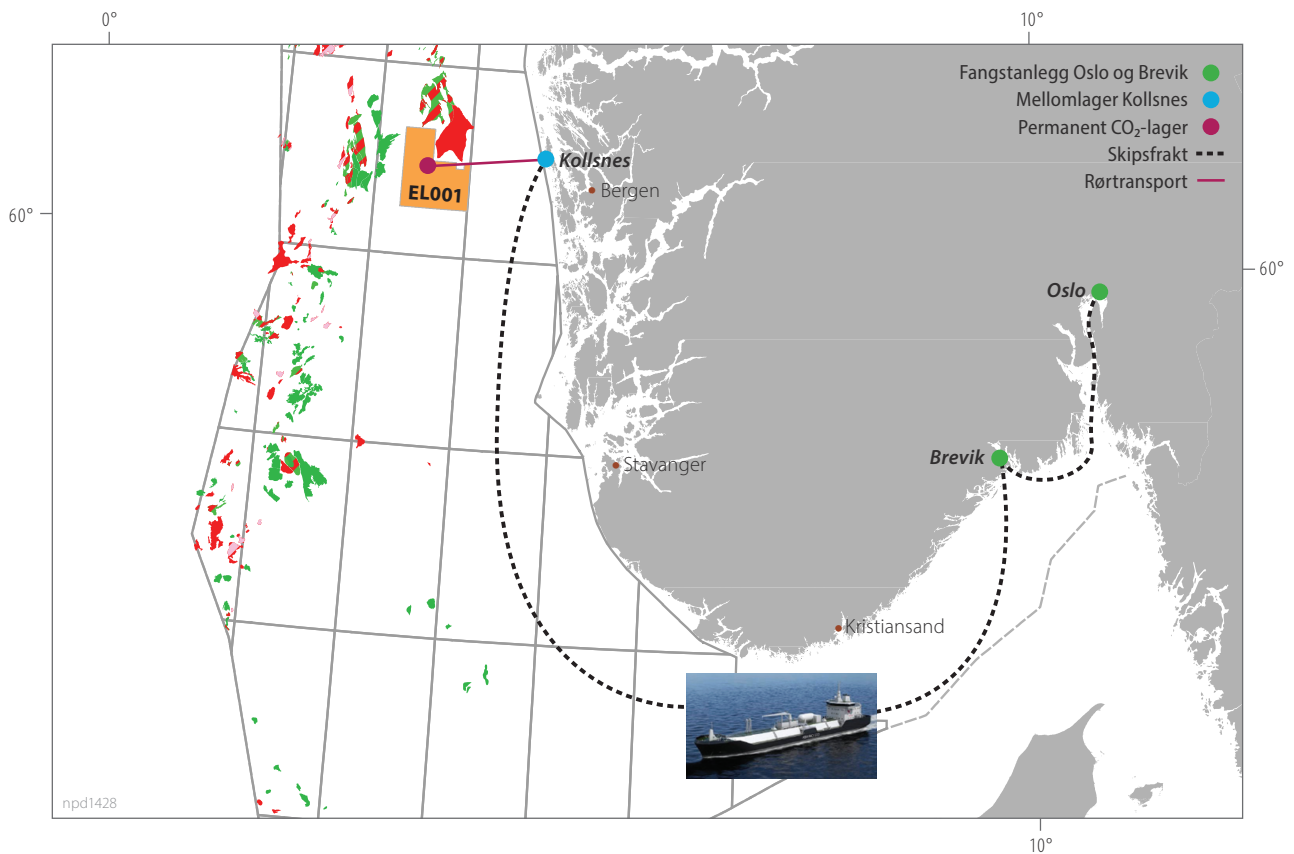
Planen er at CO<sub>2</sub> skal lagres i Cook- og Johansenformasjonene sørvest for Trollfeltet. Det er lagt opp til en trinnvis utbygging av prosjektet, der første fase er planlagt med en kapasitet til å lagre 1,5 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år. Det er imidlertid lagt inn fleksibilitet til å kunne utvide kapasiteten i anlegget, og et viktig mål er å kunne tilby lageret som deponi for CO<sub>2</sub> fra andre land i Europa.

Prosjektet har som mål å demonstrere sikker lagring og bidra til å redusere kostnadene for framtidige prosjekter. Statlig støtte er en forutsetning for prosjektet.

### Erfaring

I Norge er det lang erfaring og god kompetanse på sikker lagring av CO<sub>2</sub> under havbunnen. Siden 1996 er CO<sub>2</sub> blitt fjernet fra Sleipner Vest-gassen og injisert i Utsiraformasjonen i Nordsjøen. Rundt en million tonn CO<sub>2</sub> lagres i undergrunnen hvert år. Siden 2008 er det også blitt lagret rundt 700 000 tonn CO<sub>2</sub> i året ved Snøhvitfeltet i Barentshavet. CO<sub>2</sub> skilles ut fra gassen i prosessanlegget på Melkøya før den sendes i rørlørdning ned i et reservoar rundt 140 kilometer fra land.

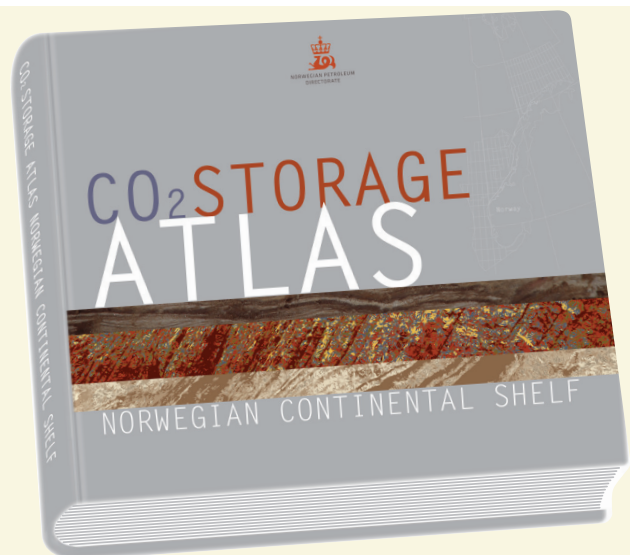
Det gjøres jevnlig undersøkelser for å følge med på hvordan injisert CO<sub>2</sub> beveger seg i lageret. Overvåking er viktig for å sikre at CO<sub>2</sub> holder seg i reservoaret som planlagt og modellert. En slik overvåking gjøres i hovedsak ved seismiske metoder og ved trykkmålinger i brønnen.



Figur 6.8 Karbonfangst- og lagring (CCS) fullskala prosjekt

### Faktaboks 6.3 Eget atlas for lagring

OD har kartlagt områder som egner seg for langvarig og sikker lagring, et arbeid som resulterte i et CO<sub>2</sub>-lagringsatlas for norsk sokkel (Figur 6.9 [26]). Flere lagringsmuligheter er evaluert, som store vannfylte formasjoner (akvifer), strukturelle lukninger, nedstengte felt og lagring av CO<sub>2</sub> i kombinasjon med økt oljeutvinning. Det er beregnet at reservoarvolumet på sokkelen i teorien er tilstrekkelig til å romme mer enn 80 milliarder tonn CO<sub>2</sub>, noe som tilsvarer dagens norske CO<sub>2</sub>-utslipp i 1000 år.

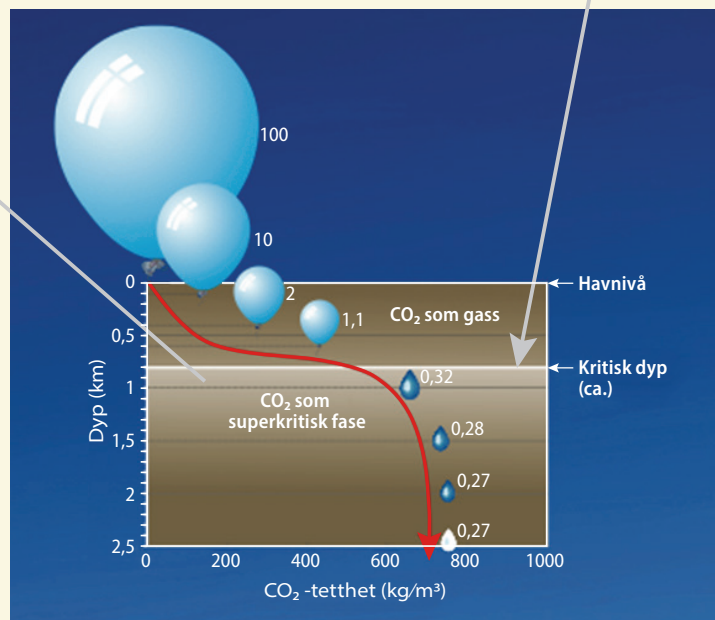
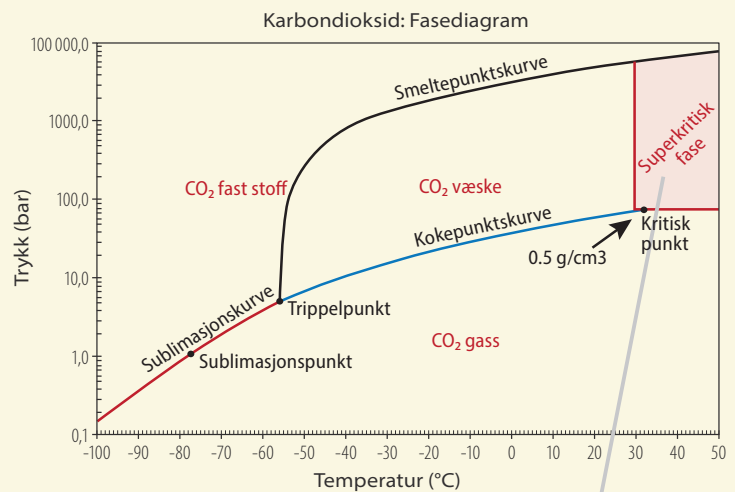
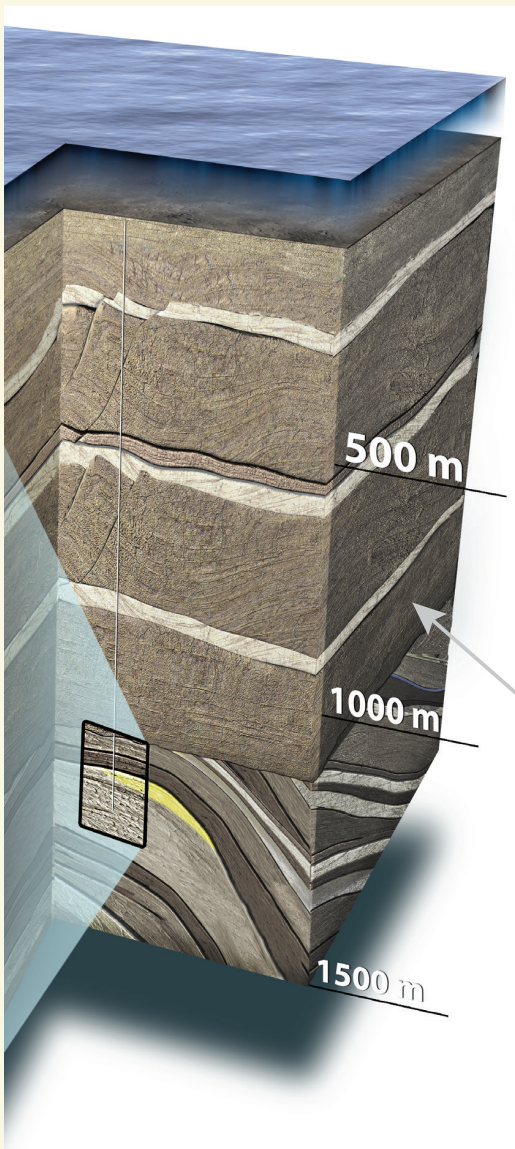


Figur 6.9 CO<sub>2</sub>-lagringsatlas Kilde: Oljedirektoratet (2014)

**Faktaboks 6.4** Prinsipper for injeksjon av CO<sub>2</sub>

En akvifer kan bestå av flere sedimentære formasjoner og dekke store områder. Bergartene må ha god porøsitet og permeabilitet hvor vannet i porene er i kommunikasjon. For å være egnet for lagring av CO<sub>2</sub> må de geologiske formasjonene være på et dyp der CO<sub>2</sub> kan lagres i superkritisk fase (Figur 6.10 [26]). Formasjonene må være dekket av en tett kappebergart av leirstein og

skifer som kan danne en forsegling slik at CO<sub>2</sub> ikke migrerer inn i andre geologiske formasjoner eller til havbunnen. I atmosfæren er CO<sub>2</sub> en gass, men på dyp større enn ca. 800 meter vil økt trykk og temperatur gjøre at den oppfører seg som en væske.



Figur 6.10 Prinsipp for CO<sub>2</sub>-lagring Kilde: Oljedirektoratet (2014)



## Havbunnsmineraler

Klimautfordringen og den digitale transformasjonen har økt behovet for utvalgte grunnstoff som blant annet litium, kobolt, nikkel, mangan og enkelte sjeldne jordarter. Disse grunnstoffene forekommer blant annet i avsetninger på havbunnen. I norske havområder finnes de i massive sulfidavsetninger og i manganskorper. Regjeringen har besluttet å sette i gang en åpningsprosess for mineralvirksomhet på norsk kontinentalsokkel.

### Havbunnsmineraler på norsk sokkel inneholder grunnstoffer som vil være viktige i energiomstillingen og det digitale skiftet

#### Betydelige ressurser på norsk sokkel

Sulfidene inneholder hovedsakelig bly, sink, barium, kobber, kobolt, gull og sølv. De er knyttet til varme kilder på vulkanske spredningsrygger, også kalt «Black Smokers», svarte skorsteiner. I tillegg til de aktive skorsteinene finnes metallene i kollapsede skorsteiner, som grushauger på havbunnen. Størstedelen av sulfidforekomstene antas å ligge i disse grushaugene.

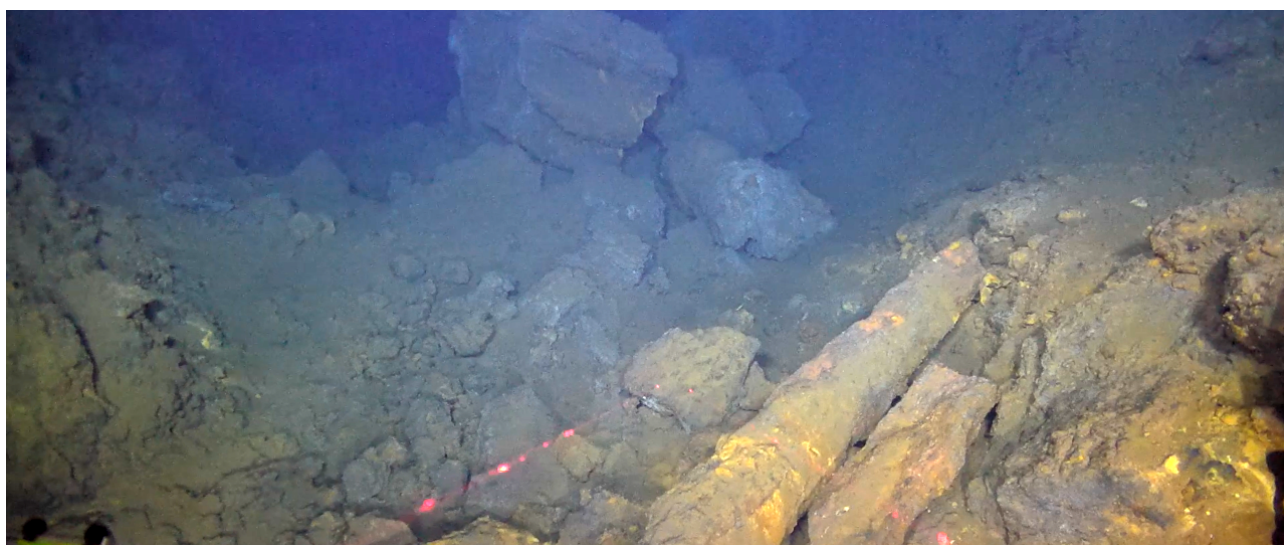
Manganskorper inneholder mest mangan og jern og mindre mengder av metaller som kobolt, nikkel, titan og andre mer sjeldne metaller. Manganskorperne vokser som laminerte belegg på fast fjell som stikker opp av havbunnen.

I dag drives det ikke utvinning av mineralressurser på havbunnen i noen av de norske havområdene, men det er påvist og tatt prøver av flere forekomster langs den vulkanske Mohnsryggen mellom Jan Mayen og Bjørnøya. Det er også klare indikasjoner på slike forekomster nordover på Knipovitsryggen (Figur 6.13).

#### Sulfider

Den sentrale aksene i den midt-atlantiske spredningsryggen (MASR) har høy vulkansk aktivitet og høy varmemestrøm. Mye av varmen slipper ut gjennom vulkanutbrudd. I tillegg slipper varmen ut gjennom såkalte hydrotermale felt, dvs. varme kilder som er stasjonære og stabilt aktive i noen tusen år. Her varmes vannet opp i undergrunnen og drives ut gjennom tilførselskanaler til varme kilder på havbunnen. På denne måten dannes det en storskala sirkulasjon av havvann gjennom bergartene i undergrunnen langs aksene av spredningsryggene. Det oppvarmede vannet lesker ut metallene fra bergartene og transporterer dem opp i de varme kildene på havbunnen. I det kalde vannet felles metallene ut som sulfider og bygger opp skorsteinstrukturer. De enkelte hydrotermalfeltene er aktive i et titalls til hundre tusen år før de dør ut og etterlater seg en grushaug av sulfidmineraler (Figur 6.11). Dette utgjør de enkelte sulfidforekomstene.

Havbunnsbredningen i denne delen av Atlanterhavet går svært sakte, i underkant av en cm i året på hver side av spredningsaksen. I løpet av en million år vil en sulfidforekomst dannet av et hydrotermalfelt ha flyttet seg 10 kilometer bort fra spredningsaksen, og forekomstene vil langsomt bli begravd av sedimenter.



**Figur 6.11 Inaktiv sulfidforekomst med sammenraste skorsteiner** Bildet ble tatt av K.G.Jebsen-senter for dyphavsforskning ved Universitetet i Bergen og er fra ODs dyphavstokt, sommeren 2019.



Etter om lag to millioner år vil sulfidene generelt være såpass dypt begravet at de blir vanskelige å finne med dagens teknologi. Derfor må det forventes at påvisning av interessante sulfidforekomster i de første årene vil skje innenfor et 30 - 40 kilometer bredt belte langs aksene av MASR.

### Manganskorpe

Manganskorpe vokser på bart fjell på undersjøiske rygger og fjellformasjoner i mesteparten av dyphavsområdene på norsk sokkel. De undersjøiske fjellformasjonene består av kjegleformede topper av utdødde vulkaner som rager 500 - 1500 meter over havbunnen i en bredde på 200 - 300 kilometer på flankene av spredningsryggen. Det finnes også manganskorper på Vøring-utstikkeren og Jan Mayen-ryggen.

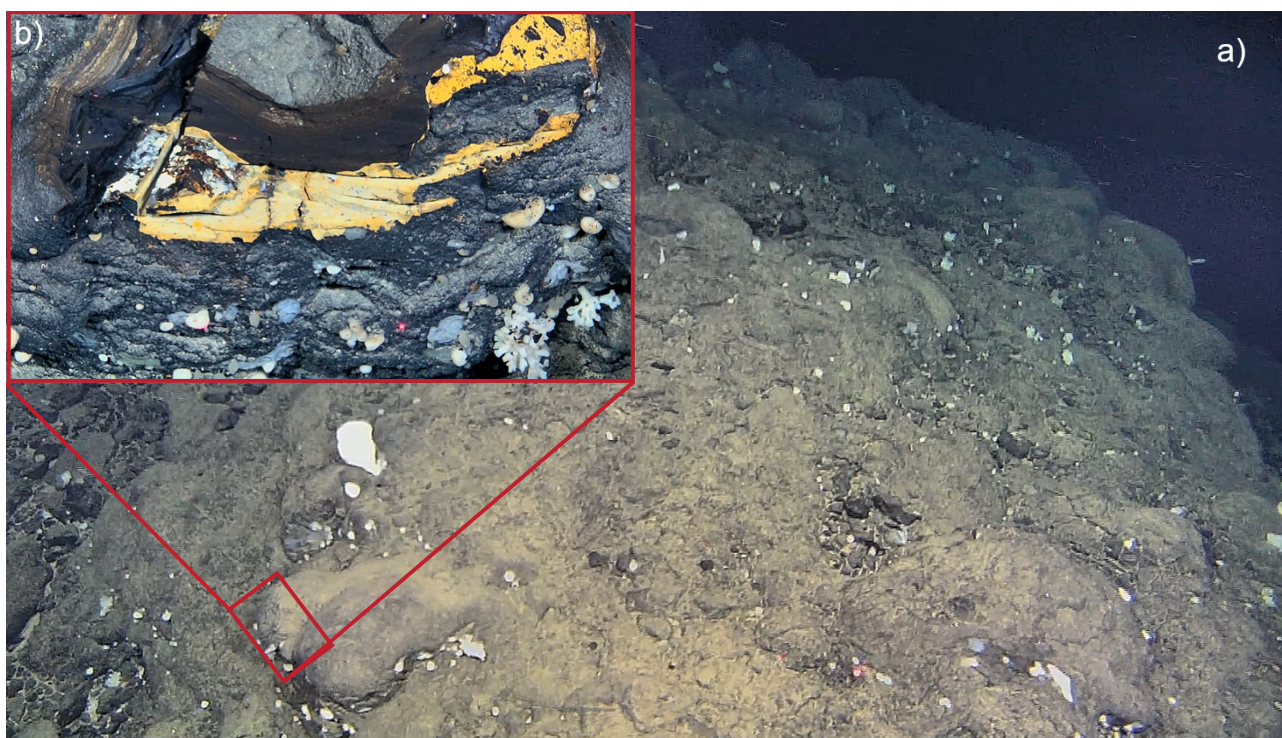
Kaldt havvann inneholder oppløste metallforbindelser, og forbindelsene har sin opprinnelse fra varme kilder og avrenning fra landområder. Manganskorpe felles ut direkte fra det kalde havvannet og fester seg i tynne lag på berget. Disse lagene vokser svært seint, om lag 0,1-1 centimeter/millioner år (Figur 6.12).

### Faktaboks 6.5 Forvaltning av havbunnsmineraler

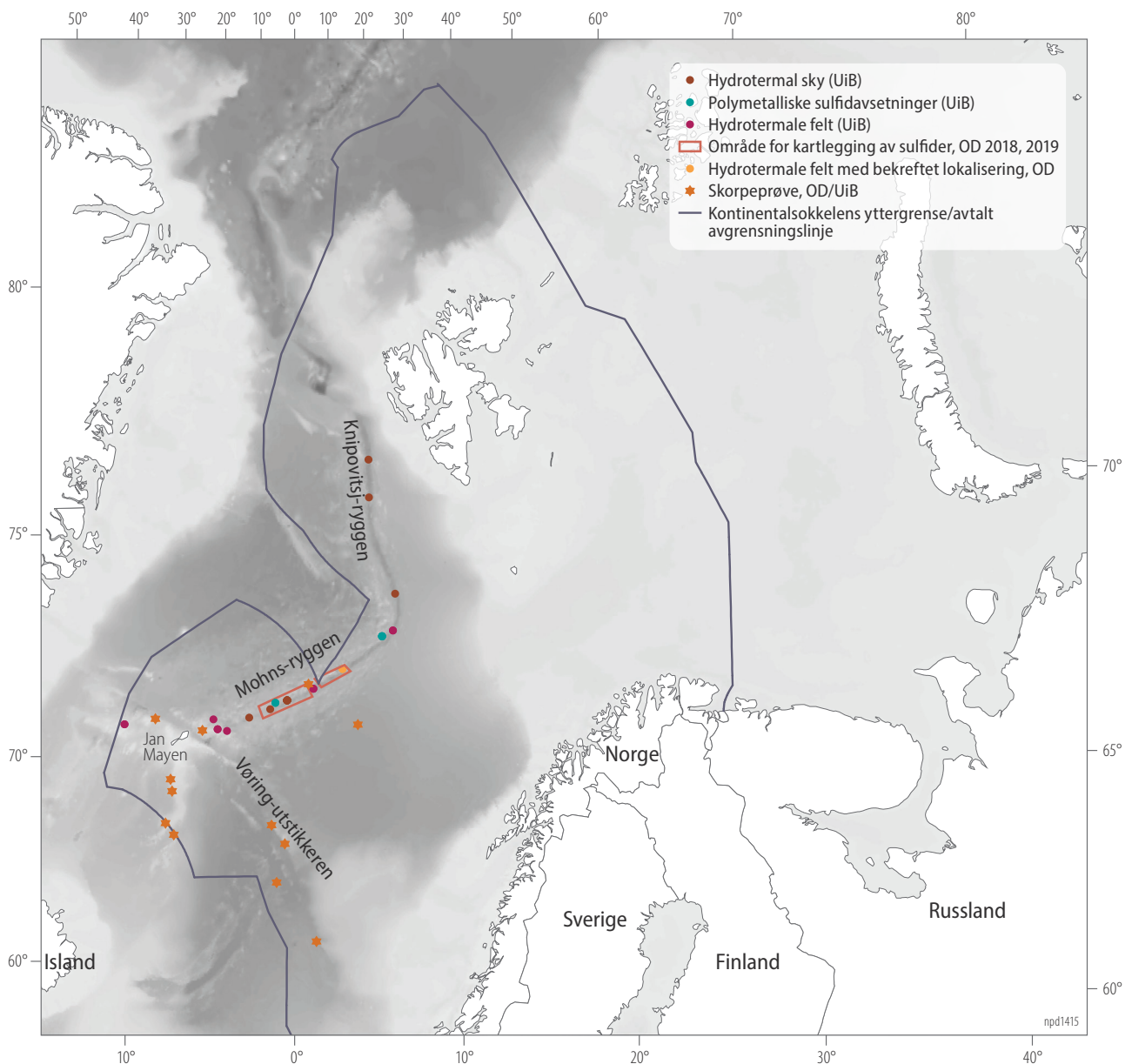
Lov om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen (havbunnsmineralloven) trådte i kraft 1. juli 2019. Loven legger til rette for undersøkelse etter og utvinning av mineralforekomster på norsk kontinentalsokkel.

Forvaltningsansvaret for havbunnsmineraler på norsk sokkel er lagt til OED, og OD er departementets fagetat og bistår departementet.

OD har fått oppgaven med nasjonal administrasjon av alle undergrunnsdata som er samlet inn fra den norske kontinentalsokkelen og å kartlegge forekomstene av havbunnsmineraler på norsk kontinentalsokkel. Det dreier seg om to typer avsetninger av slike mineraler, sulfidavsetninger og manganskorper.



**Figur 6.12 Manganskorper** a) Illustrerer en typisk lokasjon for prøvetakning av manganskorpe b) Nærbilde av prøvelokasjonen. Bildene ble tatt av K.G.Jøbsen-senter for dyphavsforskning ved Universitetet i Bergen fra ODs dyphavstokt til sjøfjellet øst for Mohn's ryggen, sommeren 2019.



**Figur 6.13** Oversikt over utforskningen av havbunnsmineralene i dyphavet på norsk kontinentalsokkel utført av **akademia og Oljedirektoratet**. Sulfidforekomster ved dagens aktive varme kilder er vist med rød sirkel, sulfidforekomster over utdødde varme kilder er vist med grønn sirkel. Varmt vann fra mulige, aktive kilder er vist med gul sirkel. Feltet som ble funnet av Oljedirektoratet i 2019 omfatter både aktive og utdødde områder og er markert med rosa sirkel. Steder der det er tatt prøver av manganskorpe er vist med gul stjerne.

#### Utforskning av havbunnsmineraler på norsk sokkel

Den systematiske kartleggingen og utforskningen av MASR nord for Island ble påbegynt av Universitetet i Bergen (UiB) på slutten av 1990-tallet (Figur 6.13). Flere aktive, inaktive og utdødde hydrotermale forekomster har senere blitt dokumentert på norsk kontinentalsokkel. De første hydrotermale sulfidforekomstene ble funnet rett nord for Jan Mayen, på den sørligste delen av Mohnsryggen i 2005. Denne delen av ryggssystemet er grunnere (på 1000 meters vanddyb) og er mer magmatisk produktiv enn

ryggssystemet lengre nord. Dette grunne og hydrotermiske området inneholder både aktive og inaktive forekomster.

Lengre nord på Mohnsryggen gjorde UiB de første funnene av «svarte skorsteiner» for over ti år siden, med Lokeslottet som det første feltet (Figur 6.13). På grunnlag av blant annet ODs store datasett med multistråle-batymetri i Norskehavet (innsamlet for grensekartlegging), påviste UiB flere forekomster av sulfider. Disse opptrer langs den vulkanske Mohnsryggen, mellom Jan Mayen og Bjørnøya, og videre nordover på Knipovitsfryggen.

Fra 2010 inngikk UiB og OD et flerårig forskningssamarbeid for å kartlegge og undersøke havbunnen i de dypere deler av Norskehavet. På de årlige forskningstoktene har UiB konsentrert seg om spredningsryggene og de vulkanske prosessene som danner sulfidavsetningene. For OD er undersøkelsene i de siste årene blitt en del av den generelle ressurskartleggingen av norsk sokkel, og OD bruker primært toktene sammen med UiB til å undersøke forekomstene av manganskorpe.

Gjennom dette samarbeidet er det påvist forekomster av manganskorper, og nærmere hundre skorpeprøver er samlet inn til nå. Tykkelsen på skorpeprøvene varierer fra noen få millimeter til opp mot 20 cm. Verdien av skorpene varierer med hvilke metaller de inneholder i tillegg til mangan og jern. I deler av Stillehavet er det innholdet av kobolt som gjør manganskorpene økonomisk interessante. Manganskorpene på norsk sokkel viser seg så langt ikke å inneholde særlig mye kobolt, men kan være økonomisk interessante på grunn av uvanlig høyt innhold av scandium og litium, og til dels høyt innhold av sjeldne jordartsmetaller. Analyser viser at skorpeprøvene faller i to grupper. Den ene har omtrent dobbelt så høyt innhold av sjeldne jordarter som i Stillehavet, mens den andre gruppen viser noe lavere innhold av de sjeldne jordartene, spesielt lantanoidene.

Som en del av ODs kartlegging av mulige mineralressurser, ble det både i 2018, 2019 og 2020 gjennomført myndighetstokt i regi av OD. Formålet var å undersøke massive sulfider fra hydrotermale systemer på Mohnsryggen. De to første årene benyttet Oljedirektoratet AUV'er (*Autonomous Underwater Vehicle*), som var utstyrt med ulike geokjemiske og geofysiske måleinstrumenter. Skipsbatymetri (ekkolodd-data) ble brukt som bakgrunnsdata for AUV'en, og denne samlet inn data omtrent 50 m over havbunnen.

I 2018 ble det påvist et hittil ukjent sulfidfelt med både aktive og inaktive sulfidforekomster. For identifisering ble det først brukt geokjemiske og geofysiske målinger ved bruk av AUV. Visuell inspeksjon og bekreftelse av feltet ble deretter utført med en ROV (*Remotely Operated Vehicle*), som ble styrt fra et moderfartøy. Feltet er blitt gitt navnet «Fåvne», og befinner seg på omtrent 3000 meter havdyp. Prøvematerialet fra sulfidforekomstene viser generelt et høyt innhold av kobber og sink, og det er i tillegg tatt en prøve med høye verdier av kobolt.

I 2019 kartla OD havbunnen med tre AUV'er samtidig. Det er første gang flere AUV'er er brukt samtidig til kartlegging av havbunnsmineraler. De fleste geofysiske og geokjemiske måleinstrumenter fra 2018-toktet ble benyttet også i 2019. Det ble påvist en ny, utdødd sulfidforekomst sørvest for Fåvne. Dette feltet ble funnet ved måling av selv-potensialfeltet (SP) og har fått navnet «Gnitahei».

Lengre nord på Mohnsryggen indikerte magnetiske data tre forskjellige inaktive sulfidfelt, Mohnskatten 1, 2 og 3 (MS1, MS2 og MS3). Det ble dykket med ROV på alle de tre subområdene, men det ble bare hentet opp materiale fra MS2. MS3 viste seg å være dekket av sedimenter.

På 2019-toktet ble det hentet opp om lag hundre kilo prøvemateriale, både vulkanske bergarter og sulfider. Foreløpige analyser av «Gnitahei» har så langt påvist mest jernsulfid (pyritt) og mindre kobber, sink og kobolt. Grundige analyser vil bli utført i løpet av 2020.

I 2020 fortsatte arbeid med å utforske mektigheten av sulfidforekomstene på Mohnsryggen med ett nytt tokt. Det blir boret ut kjerner, og det var første gang det ble boret med kveilerør på så dypt vann. I tillegg ble det samlet et betydelig materiale med bergarter og sulfider fra havbunnen, noe som vil gi en bedre forståelse av volum og endring i metallsammensetning nedover i undergrunnen.

- 1 Norges Bank, 2020: Sentralbanksjefens årstale, 13.02.2020
- 2 Menon Economics, 2019: Sysselsettingseffekter av olje- og gassnæringen i 2017, med prognoser for 2018 og 2019, Notat
- 3 Finansdepartementet, 2020: Prop. 1 S Gul bok (2020-2021)
- 4 Hurst, A. og J. Cartwright, 2007: Relevance of sand injectites to hydrocarbon exploration and production, in A. Hurst and J. Cartwright, eds., Sand injectites: Implications for hydrocarbon exploration and production: *AAPG Memoir* 87, pp. 1 – 19
- 5 Oljedirektoratet, 2017: Geologisk vurdering av petroleumsressursene i østlige deler av Barentshavet nord
- 6 Hall M., 2011: McKelvey's reserves and resources, [agilescientific.com/blog](https://agilescientific.com/blog)
- 7 Oljedirektoratet, 2018: Ressursrapport Leting 2018
- 8 Oljedirektoratet, 2019: Charge risk on the Norwegian Shelf. FORCE konferanse: Petroleum Charge and Migration, Understanding a Major Exploration Risk on the Norwegian Continental Shelf, <https://www.npd.no/en/force/archive/charge-and-migration/>
- 9 Finansdepartementet, 2020: Meld. St.2 (2019-2020), Revidert nasjonalbudsjett 2020
- 10 Gassco, 2020: Vurdering av gasstransportalternativer i Barentshavet sør
- 11 Toews, G. og A. Naumov, 2015: The relationship between oilprice and costs in the oil and gas industry. *The Energy Journal* 36 (1), pp. 237-254
- 12 Blomgren, A. et al, 2015: Industribyggerne 2015. Rapport IRIS - 2015/031
- 13 Bjørnland, H. og R. Torvik, 2017: Samfunnsøkonomiske problemstillinger ved norske olje- og gassutbygginger. Rapport til Norsk Industri, Fellesforbundet og LO
- 14 International Energy Agency (IEA), 2020: World Energy Outlook 2020
- 15 Oil and Gas Technology Centre (OGTC), 2018: <https://www.theogtc.com/projects/live-projects/>, Challenge: Subsurface
- 16 OD, OGTC, OGA, UK-NDR, 2018-2020: Cross-border machine learning project - "missed pay"
- 17 Larsen, Eirik et al, 2018: Is Machine Learning taking productivity in petroleum geoscience on a Moore's Law trajectory?, *First Break* 36.12: pp 135-141
- 18 KonKraft, 2018: Konkurranseskraft - norsk sokkel i endring
- 19 Kommunal- og moderniseringsdepartementet, 2020: Nasjonal strategi for kunstig intelligens
- 20 Finansdepartementet, 2019: Meld. St. 1 (2018-2019) Nasjonalbudsjettet 2019
- 21 Rystad Energy, 2020: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/us-tops-upstream-oilgas-co2-emitters-list-canada-has-highest-intensity-norway-lowest/>
- 22 GOV.UK, 2020: Department for Business, Energy & Industrial Strategy. DUKES 2020 Chapter 4: Natural Gas [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/912021/DUKES\\_2020\\_Chapter\\_4.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/912021/DUKES_2020_Chapter_4.pdf)

- 23 Oil and Gas Authority, 2020: <https://www.ogauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/benchmarking-and-analysis/>
- 24 Oil and Gas Authority, 2019: UKCS Energy Integration Interim Findings <https://www.ogauthority.co.uk/media/6257/ukcs-energy-integration-interim-findings.pdf>
- 25 KonKraft, 2020: Framtidens energinæring på norsk sokkel. Klimastrategi mot 2030 og 2050
- 26 Oljedirektoratet, 2014: CO<sub>2</sub> Storage Atlas, Norwegian Continental Shelf. CO<sub>2</sub>-lagringsatlas for norsk sokkel

Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet  
Professor Olav Hanssens vei 10  
Postboks 600, 4003 Stavanger  
Telefon 51 87 60 00  
E-post: [postboks@npd.no](mailto:postboks@npd.no)  
Internett: [www.npd.no](http://www.npd.no)  
Design: Janne-Beth Carlsen N'Jai  
Illustrasjoner: Rune Goa  
Trykkeri: Kai Hansen  
ISBN 978-82-7257-327-9





