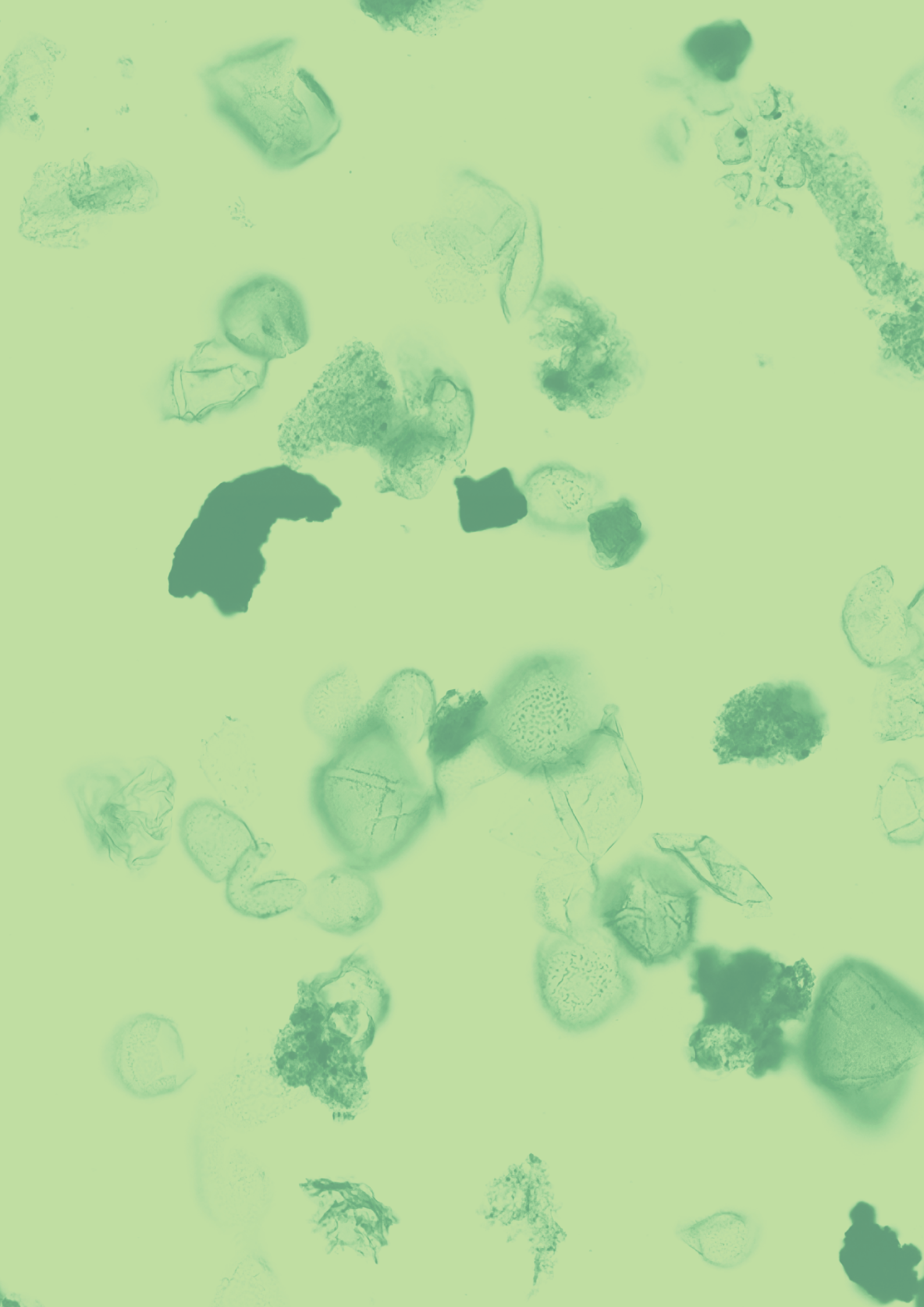


Ressursrapport 2022



OLJEDIREKTORATET
50 år



Forord

I år er det 50 år siden Oljedirektoratet (OD) ble opprettet av Stortinget og lokalisert i Stavanger. Opprettelsen skjedde ti år etter at Phillips Petroleum sendte brev til norske myndigheter og bad om eksklusive rettigheter til å lete etter olje og gass i de delene av Nordsjøen som ligger på norsk territorium. Myndighetene avslo forespørselen, og året etter proklamerte regjeringen Norges suverenitet over den norske kontinentalsokkelen. En ny lov ble vedtatt, den slo fast at staten er grunneier, og bare Kongen (regjeringen) kan gi tillatelser til leting og utvinning.

Første konsesjonsrunde ble gjennomført i 1965, og året etter ble den første letebrønnen boret. Det skulle bores 27 undersøkelsesbrønner før det ble gjort et drivverdig funn, Ekofisk i 1969. Dette var verdens største oljefelt til havs, og allerede to år etter startet prøveproduksjonen på feltet. Ekofisk har nå produsert i over 50 år, og fikk i 2022 forlenget utvinningstillatelsen fra 2028 til 2048.

Da Ekofisk ble erklært kommersielt, var det klart at oljevirkomheten i Norge var kommet for å bli. Det gjorde det nødvendig for myndighetene å styrke den nasjonale styringen og kontrollen av virksomheten. Dette resulterte i 1972 i en tredeling av statens petroleumsvirkomhet; et departement (nå Olje- og energidepartementet, OED), et statsoljeselskap (Statoil, nå Equinor) og et fagdirektorat (OD).

Siden da har selskapene lett, funnet og produsert, de har utviklet og tatt i bruk ny teknologi og de har bygget opp en unik norsk kompetanse. ODS hovedmål har i prinsippet vært det samme i hele femtiårsperioden: å bidra til størst mulig verdier for samfunnet fra olje- og gassvirkomheten gjennom en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning, der det tas hensyn til helse, miljø, sikkerhet og til andre brukere av havet.

Et godt og oppdatert faktagrunnlag er en forutsetning for en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning. OD utarbeider derfor jevnlig en ressursrapport som gir oversikt over petroleumssressurser, aktivitet og verdiskaping på norsk sokkel. Rapporten beskriver og analyserer utviklingstrekk og drivkrefter som gir grunnlag for en kunnskapsbasert og forutsigbar forvaltning av petroleumssressursene.

I årets rapport presenteres analysene bak ODs oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Siden starten i 1971 er halvparten av de totale forventede ressursene produsert. Det betyr at den resterende halvparten vil kunne gi grunnlag for produksjon i mange tiår framover.

De to siste årene har vært urolige og preget av både pandemi, klimabekymringer og svært høye energipriser. Virkningene av disse faktorene og krigen i Ukraina etter Russlands invasjon i februar 2022 gjør det vanskeligere enn noen gang å forutse hvordan utviklingen blir. Bortfall av gass fra Russland og mangel på tilgjengelig gass har medført at nedstengte kullkraftverk igjen settes i produksjon i Europa.

Med et Europa som trenger økte leveranser av både olje og gass, og som har store ambisjoner om å redusere utslipp av klimagasser, kan norske leveranser med lavt klimaavtrykk og lave kostnader bli enda viktigere. Slike leveranser kan bidra til både utslippsreduksjoner og økt energisikkerhet.

Dette krever at virksomheten på norsk sokkel opprettholdes gjennom aktive aktører, høy leteaktivitet og målrettet teknologiutvikling. I denne omstillingen er det viktig å utnytte synergier mellom verdikjedene og overføringsverdien av kompetansen som er bygd opp gjennom 50 år med petroleumsvirkomhet. Samtidig vil god sameksistens på norsk sokkel alltid være en forutsetning for den totale verdiskapingen, både for næringene og samfunnet ellers.



Kjersti Dahle Grov

Kjersti Dahle Grov
Direktør for teknologi, analyse og sameksistens (TAS)
(fungerende)

Ressursrapport 2022

1 Innledning og sammendrag	5
2 Gjenværende petroleumsressurser	11
2.1 Uoppdagede ressurser	15
2.2 Funn	23
2.3 Felt	25
2.4 Økt utvinning.....	26
3 Konkurranseskraft og verdiskaping	29
3.1 Lønnsomhet av leting	31
3.2 Verdier i funnporteføljen.....	35
3.3 Verdier i felt og økt utvinning.....	37
3.4 Gassforvaltning for økt verdiskaping.....	39
3.5 Teknologitviking og kompetanse	41
4 Et aktørilde i endring	43
4.1 Utviklingen i aktørildet	44
4.2 Evne og vilje	47
4.3 Aktørenes tilpasning til energiomstillingen.....	48
5 Energiomstillingen gir nye muligheter	49
6 Framtidig produksjon og inntekter	55
Referanser	61

The background of the slide is a microscopic image of various biological cells, possibly from a tissue section. The cells are stained and appear in shades of blue and purple. Some cells show distinct nuclei, while others are more elongated or fibrous. The overall texture is granular and complex, typical of a histological or cytological preparation. A semi-transparent blue overlay is applied to the entire image, creating a monochromatic effect.

Kapittel **1**

Innledning og sammendrag

Oljedirektoratets *Ressursrapport 2022* gir status og analyser av de langsiktige mulighetene og utfordringene for petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Ressursrapport 2022 viser

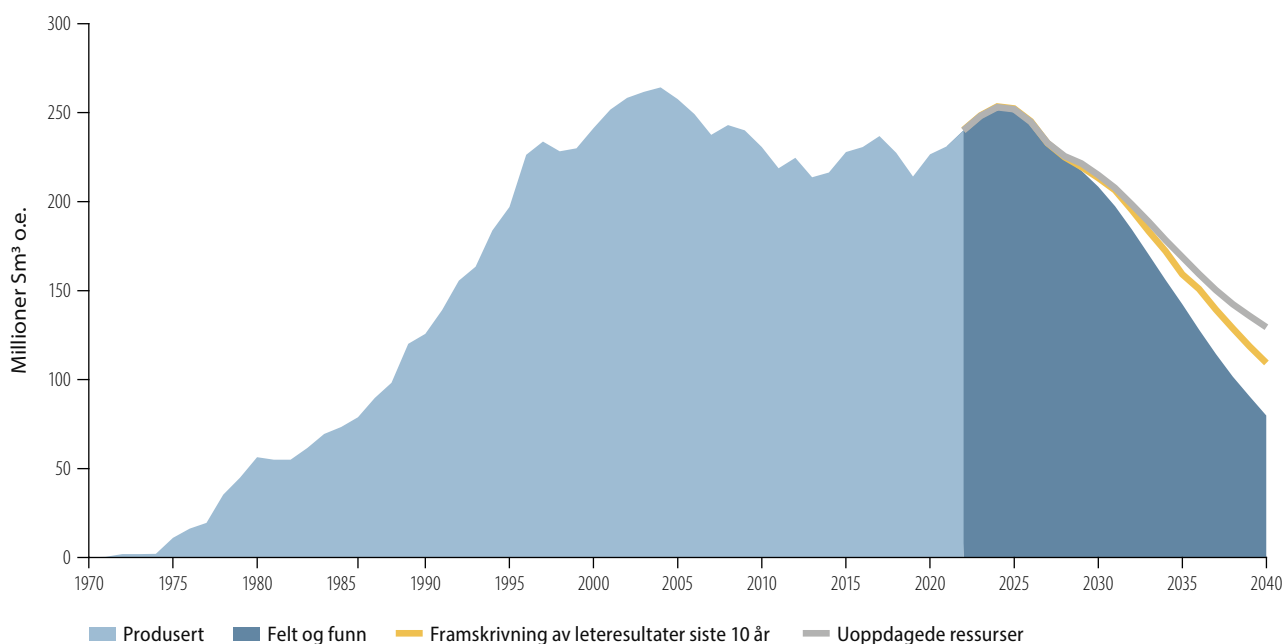
1. det gjenværende ressurspotensialet og de muligheter og verdier disse kan representere for det norske samfunnet
2. at norsk sokkel er konkurransedyktig både når det gjelder kostnader og klimautslipp
3. hva som må til for at Norge kan opprettholde sin rolle som en stabil, langsiktig og trygg olje- og gassleverandør til Europa
4. utfordringer, dilemma og muligheter når virksomheten skal utvikles innenfor strengere klimapolitiske rammer

Rundt halvparten av de estimerte petroleumssressursene er produsert fra 1971 og fram til i dag. I denne perioden har olje- og gassproduksjonen bidratt med om lag 18 000 milliarder kroner til Norges brutto nasjonalprodukt, målt i dagens kroneverdi [1]. Sektoren utgjør en stor og viktig del av norsk økonomi og står for en betydelig del av de statlige inntektene.

Det anslås å være like mye olje og gass igjen på norsk sokkel som det er produsert gjennom 50 år. Historien viser at de gjenværende ressursene kan gi betydelige inntekter for samfunnet og industrien i lang tid framover.

En konkurransedyktig sokkel er en forutsetning for å opprettholde verdiskapingen. Gjenværende ressurser, lave enhetskostnader, lav CO₂-intensitet og en fleksibel infrastruktur for gass gjør Norge til en konkurransedyktig og langsiktig leverandør av både olje og gass til Europa.

For at norsk sokkel skal holde produksjonen på et høyt nivå, bidra med store verdier til fellesskapet og stabile, langsiktige og trygge olje- og gassleveranser til Europa, er det viktig å begrense det forventede fallet i produksjonen (Figur 1.1).



Figur 1.1 Produksjonsutsikter for olje og gass fra norsk sokkel mot 2040

Det er store gjenværende ressurser i produserende felt, med et betydelig potensial for økt utvinning som kan bidra til å motvirke nedgangen. Dette krever at det investeres mer i økt utvinning enn i dag, at funn som allerede er gjort modnes fram til utbygging og at enhetskostnadene holdes nede.

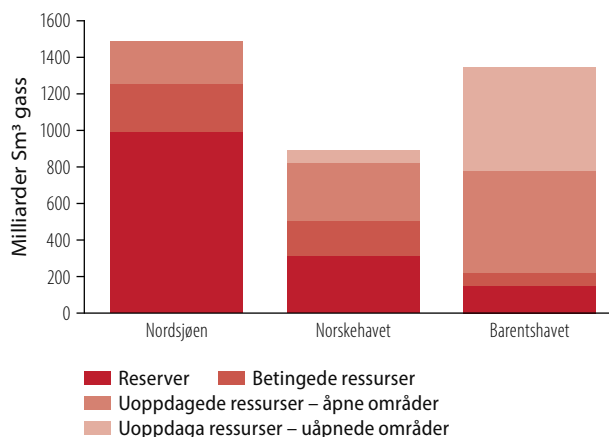
Basert på dagens prognose, må en stadig større del av produksjonen fra 2030 og utover komme fra uoppdagede ressurser. Mye av dette vil komme fra mindre funn. Når produksjonen fra et felt avtar, blir det ledig kapasitet i infrastrukturen. Det vil øke incentivet for å lete etter og utvinne mindre funn, noe som kan gjøre det mulig å bygge ut funn som er for små til å bli lønnsomme som selvstendige utbygginger.

For å redusere nedgangen i produksjonen, må det i tillegg gjøres større funn enn det som blir gjort i dag. Potensialet for å gjøre store funn er størst i lite utforskede områder og områder som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Det er viktig for ressursforvaltningen at selskapene ikke bare høster av tidligere investeringer, men også leter og investerer i de mindre utforskede områdene på sokkelen.

Letevirksomheten de siste 20 årene har tilført samfunnet enorme verdier. OD anslår at samlet netto nåverdi fra leting de siste 20 årene er om lag 1500 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrate og 2100 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate. Virksomheten har gitt en samlet netto inntekt på over 3000 milliarder kroner. Leting er lønnsomt i alle havområder.

Et mangfold av selskap har bidratt til verdiskapingen gjennom stort idémangfold og interesse for ulike letemodeller, teknologier og letekonsepser. Ved utgangen av 2021 var 36 selskap aktive på norsk sokkel. Dette er en nedgang siden toppåret 2013 da det var 56 selskap. Nedgangen i antall aktører har bakgrunn i at store internasjonale selskap og europeiske gass-/kraftselskap de siste årene har solgt seg ut, samtidig som det har vært en rekke sammenslåinger og oppkjøp. Flere selskap har som del av denne prosessen vokst og styrket sin posisjon, og de mellomstore selskapene er blitt en stadig viktigere kraft i videreutviklingen av norsk sokkel.

Over halvparten av anslaget for gjenværende ressurser i åpnete områder på norsk sokkel er gass. Mesteparten av den påviste gassen ligger i Nordsjøen og i Norskehavet, mens om lag to tredjedeler av de uoppdagede gassressursene forventes å ligge i Barentshavet (Figur 1.2).



Figur 1.2 Gjenværende gassressurser

Rundt halvparten av de uoppdagede gassressursene i Barentshavet antas å ligge i uåpnede områder.

I Nordsjøen og i Norskehavet er infrastrukturen godt utbygget, noe som senker den økonomiske terskelen for å lete etter og bygge ut gassfunn (Figur 1.3). Etableringen av rørledningen Polarled har bidratt til å øke interessen for å lete etter gass i Norskehavet. I Barentshavet gir manglende avsetningsmuligheter begrenset interesse for å lete etter gass. I dag er LNG-anlegget på Melkøya utenfor Hammerfest den eneste muligheten for å levere gass fra Barentshavet. Gass fra Snøhvit fyller all kapasitet på LNG-anlegget i lang tid framover.

Uten større eksportkapasitet er både påviste og uoppdagede gassressurser i Barentshavet av mindre interesse. I tillegg blir det mer krevende å bygge ut oljefelt med assosiert gass. Geologien i de åpnete områdene i Barentshavet tilsier at det mest sannsynlig ikke vil bli gjort store nok funn som på selvstendig grunnlag kan etablere ny eksportkapasitet. Ny eksportkapasitet er derfor i større grad avhengig av samordning av ressurser. Studier OD og Gassco gjennomførte i 2020 viste at utvikling av påviste ressurser kan gjøre det samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten for gass eksport fra havområdet, noe seinere studier har bekreftet [2]. Energisituasjonen i Europa skulle tilsa at behovet for prosjektet har økt det siste året.

Norge er en viktig og langsiktig gassleverandør til Europa, og norsk gass kan bli sentral i energiomleggingen i EU. Gass kan i tillegg til å sikre energi med relativt lavt klimaavtrykk også brukes for å balansere variable fornybare kilder som sol og vind. Påvises det mer gass, kan gass på sikt også brukes til å produsere tilnærmet utslippsfritt blått hydrogen, som kan bli en viktig energibærer i Europas energiomstilling. Hydrogen kan dermed på sikt styrke konkurransekraften til norsk gass og bidra til å skape et marked for fangst og lagring av CO₂ (CCS). OD har en sentral rolle i å kartlegge mulighetene og legge til rette for lagring av CO₂ på norsk sokkel. Norske myndigheter utreder om gassinfrastrukturen på norsk sokkel, ved noen tilpasninger, kan frakte både hydrogen og CO₂.

Energiomstillingen i Europa kan bidra til økt etterspørsel etter havbunnsmineraler, som er nødvendige for produksjon av blant annet elbiler, vindturbiner, batterier og elektriske komponenter. OD har fått ansvaret for å kartlegge forekomstene av mineraler på norsk sokkel. Foreløpige resultater viser at det finnes interessante forekomster av manganskorper og sulfider på havbunnen, og disse har et høyt innhold av blant annet kobber, sink og kobolt. Dette indikerer spennende framtidsutsikter for Norge.

Samtidig medfører energiomstillingen stor usikkerhet om hvordan verdens energisystemer og -markeder blir fram mot 2050, og hvordan aktiviteten på norsk sokkel kommer til å bli påvirket. I tillegg til usikkerheten i omgivelsene, er utviklingen avhengig av ressursituasjonen. Dette kan gi betydelige forskjeller i framtidig produksjon og inntekter til samfunnet.

Skal norsk sokkels konkurransekraft opprettholdes, er det viktig at næringen får forutsigbar tilgang på prospektivt areal. Økt teknologiutvikling og tiltak som kan holde enhetskostnadene nede og redusere klimaavtrykket ytterligere blir også vesentlig. Samtidig må verdikjedene innenfor olje og gass styrkes og utvides til også å inkludere CCS, hydrogen og havbunnsmineraler. Høy leteaktivitet, målrettet teknologiutvikling og aktive aktører kan øke mulighetene for å lykkes.

Sammendrag

Kapittel 2: Gjenværende petroleumsressurser

ODs estimat for totale petroleumsressurser på norsk sokkel er 15 864 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.). Rundt halvparten av dette er solgt og levert. Det er betydelige uoppdagede ressurser igjen, og det forventes at om lag 56 prosent er i åpne områder. Potensialet for å finne mer gass er størst i Barentshavet. Det er store gjenværende ressurser i produserende felt, med et betydelig potensial for økt utvinning.

Kapittel 3: Konkurransekraft og verdiskaping

Leting etter og utvinning av olje og gass har tilført samfunnet enorme verdier. Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi. Tidsriktig leting og utbygging er viktig for å sikre god ressursforvaltning.

Kapittel 4: Et aktørbilde i endring

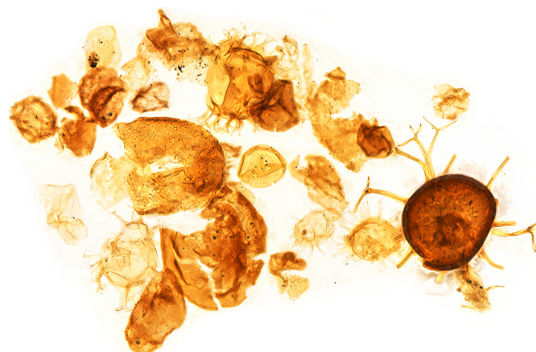
Nedgangen i antall aktører på norsk sokkel har vært betydelig de siste årene. Likevel er aktiviteten fortsatt høy. Mange små og mellomstore selskap har slått seg sammen og styrket sin posisjon. De mellomstore selskapene er blitt en stadig viktigere kraft for videreutviklingen av norsk sokkel.

Kapittel 5: Energiomstillingen gir nye muligheter

Norsk sokkel er godt posisjonert til å møte energiomstillingen. Samtidig åpnes mulighetene for å styrke verdikjedene i olje- og gassvirksomheten samt ny næringsaktivitet som for eksempel lagring av CO₂, produksjon av hydrogen og utvinning av havbunnsmineraler.

Kapittel 6: Framtidig produksjon og inntekter

Det er usikkerhet knyttet både til framtidig produksjon på norsk sokkel og til framtidige inntekter fra virksomheten. Tre mulighetsbilder viser et betydelig utfallsrom både i produksjon og inntekter. Målrettet teknologiutvikling, investeringsvillige aktører og vellykket leting kan øke mulighetene for at både produksjonsvolum og inntekter holder seg høye.



Ressursklassifisering

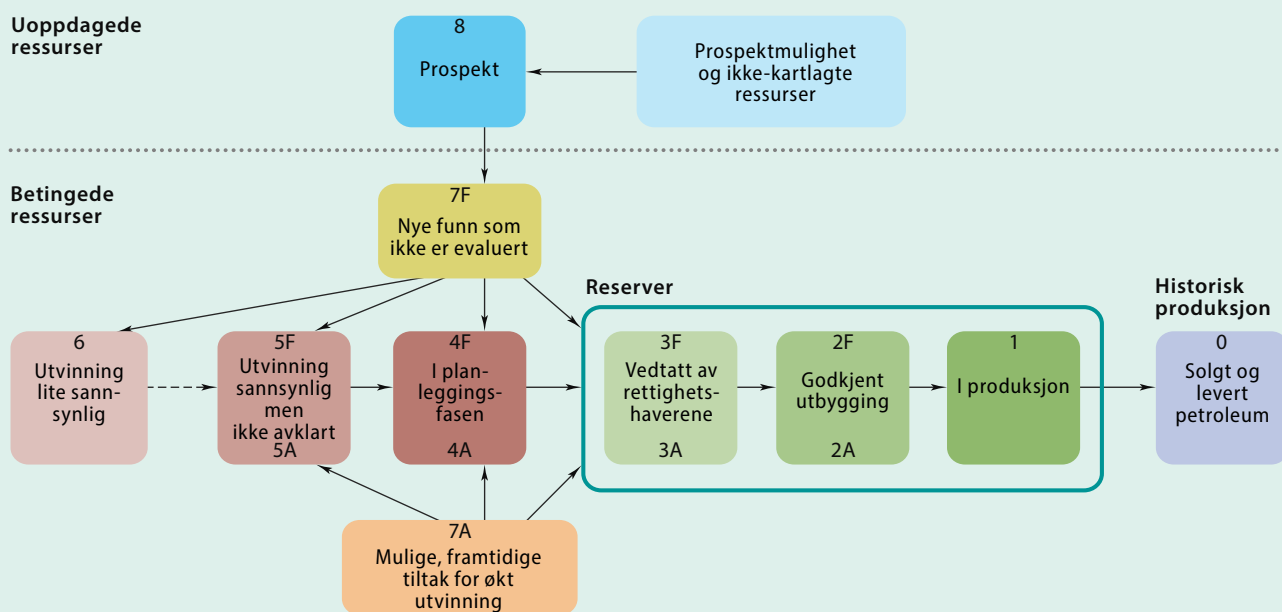
ODs ressursklassifiseringssystem brukes for petroleumsreserver og -ressurser på norsk sokkel (Figur 1.4). Systemet er utformet slik at myndighetene skal få en mest mulig enhetlig rapportering fra rettighetshaverne i forbindelse med ODs årlige oppdatering av ressursregnskapet.

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 navngiving 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 det 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 aggregert historisk produksjon [3].



Figur 1.4 Ressursklassifisering per 2022

The background of the page is a microscopic image showing various cells and structures. The overall color palette is light green and teal, with several prominent, bright blue clusters and individual cells scattered throughout. The cells vary in shape, some appearing as small, rounded spheres, while others are more elongated or irregular. The blue clusters are of varying sizes and shapes, some appearing as dense, irregular masses. The overall effect is a complex, textured pattern of biological or chemical structures.

Kapittel **2**

Gjenværende petroleums- ressurser

Oljedirektoratets estimat for totale petroleumsressurser på norsk sokkel er 15 864 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter. Rundt halvparten av dette er solgt og levert. Det er betydelige uoppdagede ressurser igjen. Det forventes at om lag 56 prosent av disse finnes i åpne områder. Potensialet for å finne mer gass er størst i Barentshavet. Det er store gjenværende ressurser i produserende felt, med et betydelig potensial for økt utvinning.

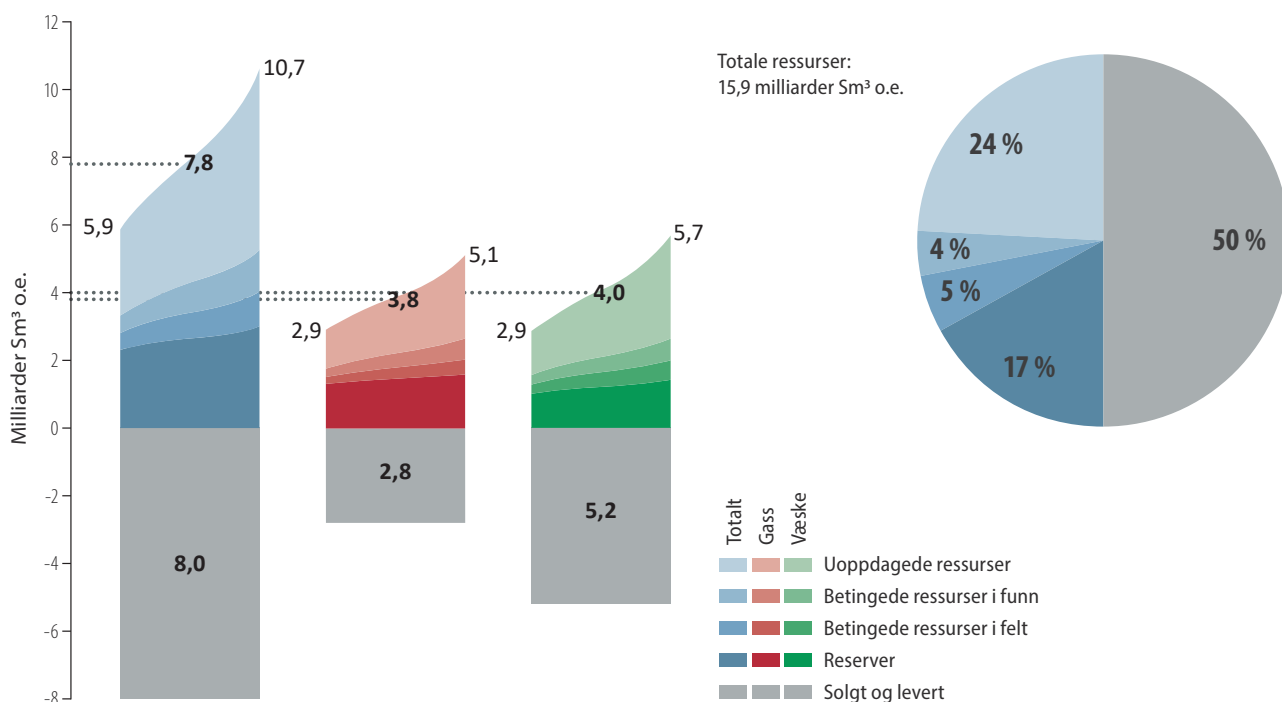
En av ODs hovedoppgaver er å ha oversikt over de samlede petroleumsressursene slik at myndighetene har et best mulig grunnlag for å planlegge tiltak for god forvaltning.

Oppdagede olje- og gassressurser bygges ut som felt dersom de er teknologisk og økonomisk drivverdige. Oljen og gassen produseres og selges. Det gir et dynamisk ressursregnskap som endrer seg fra år til år.

I Ressursregnskapet 2021 er estimatet for de totale ressursvolumene (inkludert det som er solgt og levert) på norsk sokkel 15 864 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.). Ressursene fordeler seg på 9258 millioner Sm³ væske og 6605 milliarder Sm³ gass. Sammenlignet med 2020 er det en økning på 97 millioner Sm³ o.e. ODs ressursklassesystem er vist i kapittel 1.

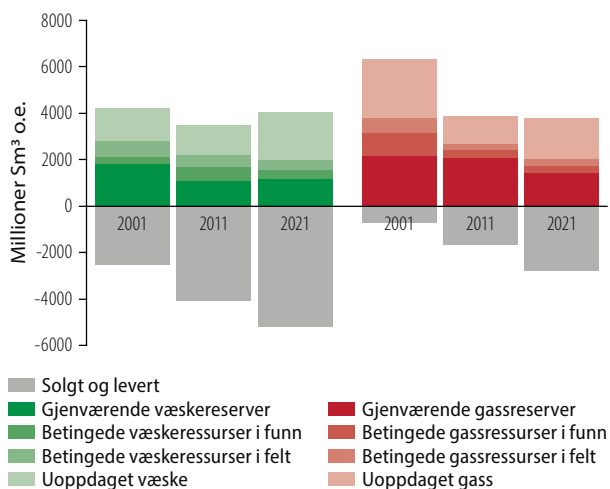
Fordelingen av de gjenværende volumene i ressursklasser sammen med volumet som er solgt og levert per 31.12.2021 vises i Figur 2.1.

Totalen er vist med forventningsvolumet, der usikkerheten er illustrert med et lavt og et høyt estimat. Fordelingen i figuren vises for henholdsvis væske og gass. Usikkerheten i volumestimaten avtar med økende modenhet. Kakediagrammet til høyre viser at 50 prosent av de forventede ressursene på sokkelen er produsert, og at 24 prosent av de totale ressursene ennå ikke er funnet.

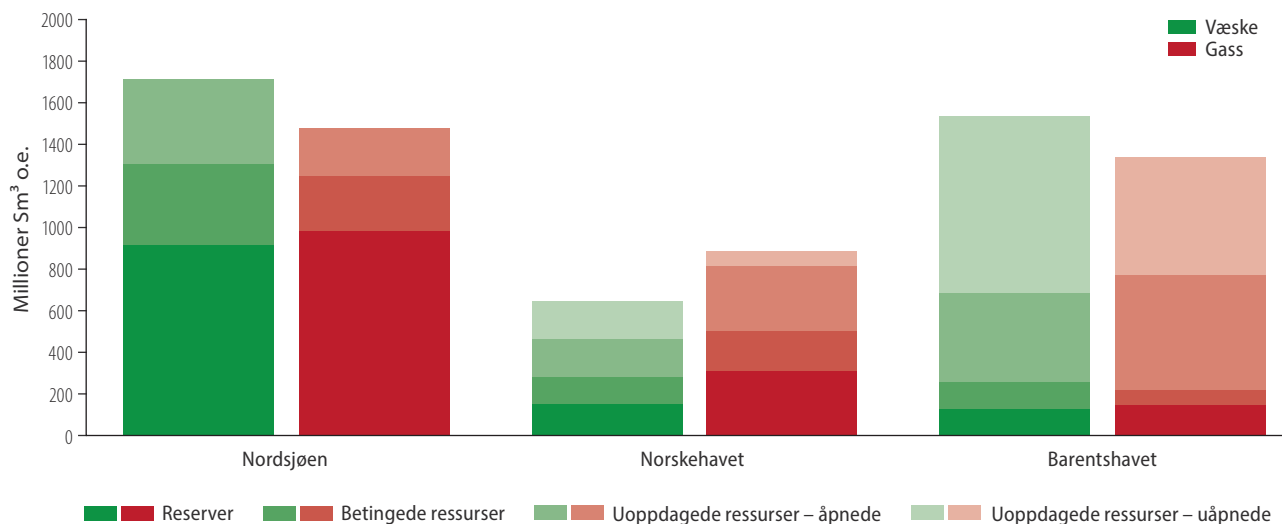


Figur 2.1 Totale petroleumsressurser og usikkerhet i estimatene per 31.12.2021

Figur 2.2 viser utviklingen i estimatet for totale væske- og gassressurser i 2001, 2011 og 2021. Estimaten for oppdagede ressurser er om lag det samme i 2021 som i 2001. Noe av dette kan forklares med økt kunnskap, utvikling av teknologi og at arealgrunnlaget for ressursberegningene er blitt større i løpet av perioden som følge av åpning av nye områder.



Figur 2.2 Ressursestimat utvikling



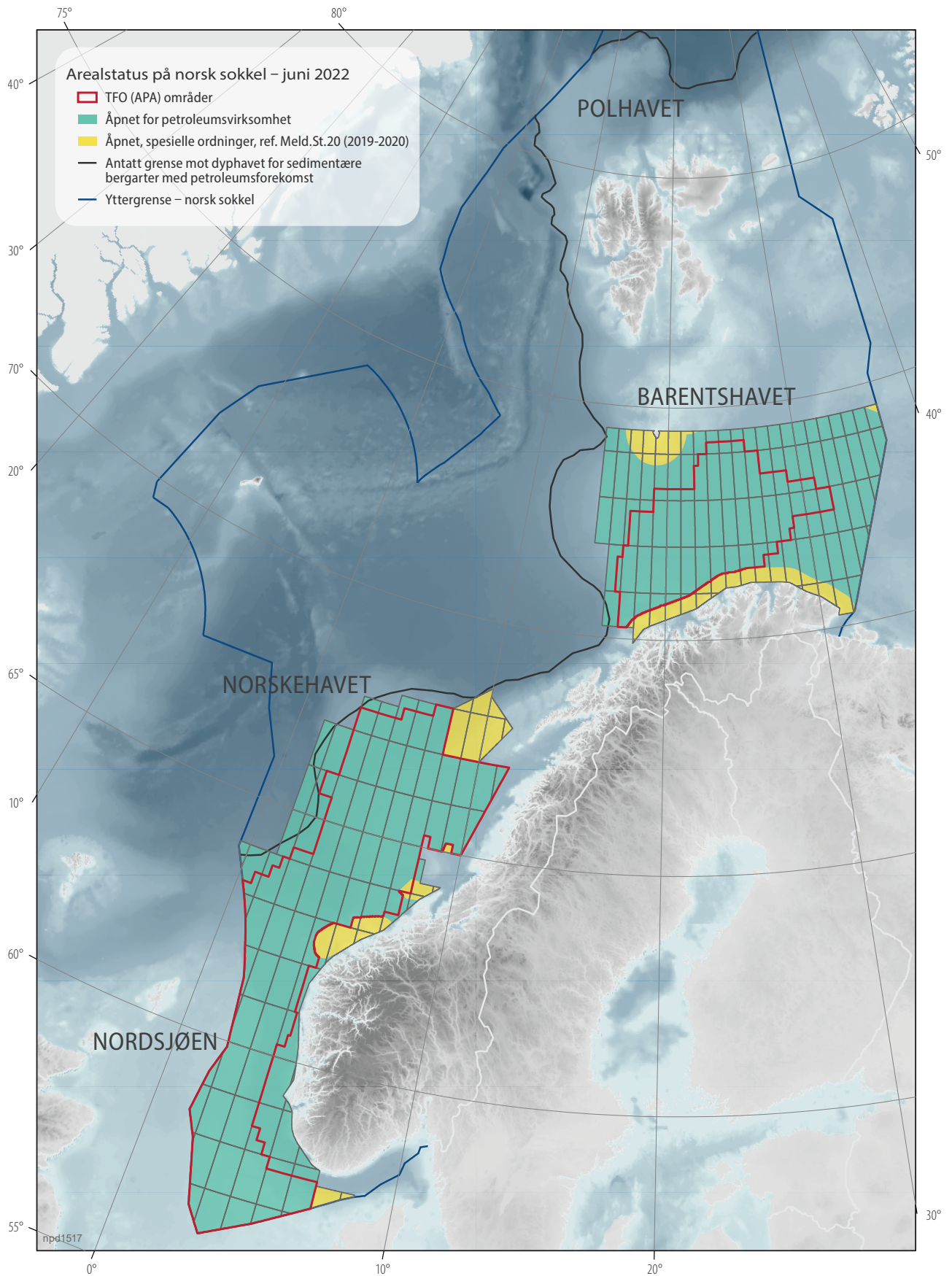
Figur 2.3 Fordeling av gjenværende væske- og gassressurser (forventningsverdier) fordelt på havområder og klasser

Arealstatus på norsk sokkel

De samlede norske havområdene utgjør 2 279 965 kvadratkilometer (km²). Dette arealet er nesten seks ganger større enn Fastlands-Norge, Svalbard og Jan Mayen. Om lag halvparten av dette området består av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum. Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet (Figur 2.4).

I Nordsjøen ble de første utvinningstillatelsene tildelt i 1965. Norskehavet og Barentshavet (områdene nord for 62. breddegrad) ble åpnet for petroleumsvirksomhet i 1980.

I Nordsjøen er det meste av oljen og gassen klassifisert som reserver, det vil si at de er besluttet for utvinning. I Barentshavet er hoveddelen av olje- og gassressursene uoppdagede. Store områder i Barentshavet er ikke åpnet for petroleumaktivitet, og det er her forventningsverdien til de oppdagede ressursene er størst (Figur 2.3).



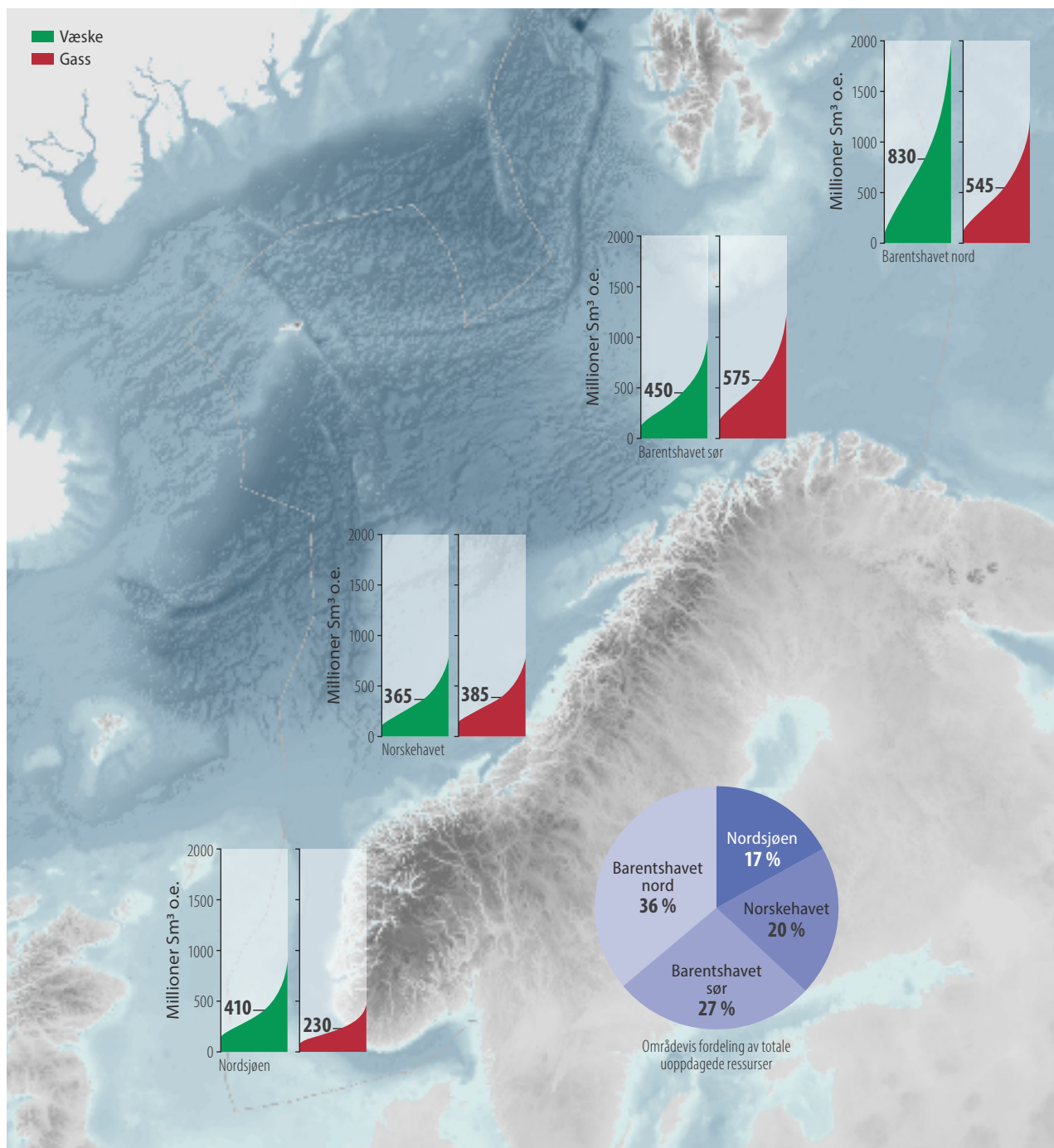
Figur 2.4 Åpnede og ikke åpnede områder på norsk sokkel

2.1 Uoppdagede ressurser

Uoppdagede ressurser er de mengder petroleum som er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring. Annethvert år blir estimatene for uoppdagede ressurser i åpne områder oppdatert med vurdering av de siste års leterestater, ny kartlegging og ny dokumentasjon. Anslagene ble sist oppdatert høsten 2021 og publisert i Ressursregnskapet per 31.12.2021.

Metode for estimering av uoppdagede ressurser er beskrevet i *Ressursrapport 2016* [4]. Usikkerhet i ressursanslagene er drøftet i faktaboksene *Usikkerhet i ressursanslag* og *Overraskelser*.

Estimatene for havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja samt Barentshavet nord og havområdet utenfor Jan Mayen, er ikke oppdatert.



Figur 2.5 Fordeling av uoppdagede væske og gass i de ulike havområdene med usikkerhetsspenn

Usikkerhet i ressursanslag

Usikkerheten uttrykker spennet av mulige ressursutfall eller resultater. Usikkerheten beskrives oftest ved hjelp at et lavt og et høyt anslag.

OD anslår at de uoppdagede ressursene på norsk sokkel er mellom 2140 og 6020 millioner Sm³ o.e. Usikkerheten er beregnet med Monte Carlo-simulering, som er en statistisk metode. Det høye og det lave anslaget er beskrevet med statistiske begrep.

For uoppdagede ressurser bruker OD P95 for det lave anslaget. Dette innebærer at det vil være 95 prosent sannsynlig at resultatet er lik eller større enn P95-verdien, basert på analysens forutsetning.

For det høye anslaget brukes P05, det betyr at det er 5 prosent sannsynlig at resultatet er lik eller større enn P05-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.

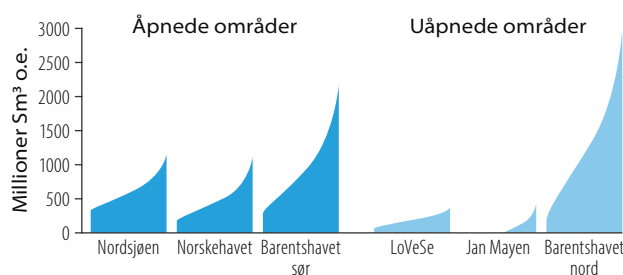
Overraskelser

Det vil alltid 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 Sverdrup kan sjelden eller aldri være inkludert i usikkerhetsspennet for ressursestimat i modne områder. Nye digitale metoder som maskinlæring og dyplæring kan gi flere overraskelser i årene framover. Det å vite at det kommer overraskelser er også en kunnskap. Å ta hensyn til slik kunnskap i ressursklassifisering og estimering er imidlertid krevende [5].

Det er betydelige uoppdagede ressurser igjen på norsk sokkel. OD forventer at uoppdagede ressurser utgjør 24 prosent av de totale ressursene. Av dette er 56 prosent i åpne områder. 26 prosent av disse ressursene er i Barentshavet, 13 prosent i Norskehavet og 17 prosent i Nordsjøen.

Det er betydelige uoppdagede ressurser på norsk sokkel

Selv om ressurspotensialet totalt er noe større i åpne områder, er oppsiden størst i uåpnet del av Barentshavet (Barentshavet nord, Figur 2.6). Ressursene i Lofoten, Vesterålen og Senja er i Figur 2.5 fordelt på Norskehavet og Barentshavet sør.



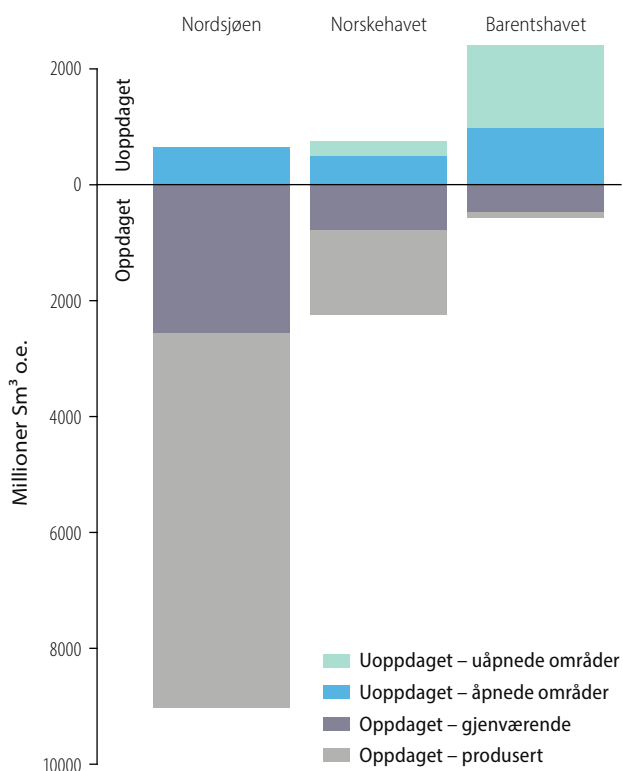
Figur 2.6 Uoppdagede ressurser i åpne og uåpnede områder med usikkerhetsspenn. LoVeSe er forkortelse for områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja

Å vite at det kommer overraskelser er også en kunnskap

Historisk er mesteparten av ressursene funnet i Nordsjøen. Ressurstilveksten per havområde viser hvor unik Nordsjøen er (faktaboks *Nordsjøen er unik* og Figur 2.7). I Nordsjøen forventes det at væske utgjør den største andelen av uoppdagede ressurser, mens det er jevn fordeling mellom uoppdaget væske og gass i Norskehavet.

Potensialet for å finne gass er størst i Barentshavet

Potensialet for å finne mer gass på norsk sokkel er størst i Barentshavet. Det er fordelt noenlunde likt mellom sør og nord (Figur 2.5). Usikkerheten er størst i Barentshavet nord, noe som reflekteres i det store spennet mellom høyt og lavt estimat.



Figur 2.7 Totale ressurser per havområde

Nordsjøen er unik

Den norske delen av Nordsjøen er den mest utforskede delen av sokkelen, og også der det er påvist og produsert mest olje og gass. Oljeeventyret startet i den sørlige delen, med funnet av Ekofisk i 1969. Dette var verdens største oljefelt til havs. Feltet har vært i drift i over 50 år, og skal etter dagens planer produsere i nærmere 30 år til.

Seinere ble det påvist store mengder olje og gass også i den nordlige delen av Nordsjøen i feltene Statfjord, Gullfaks og Snorre, samt Oseberg og Troll. I 2010 ble det påvist over 400 millioner Sm³ olje i Johan Sverdrup, som dermed ble det femte største oljefunnet som er gjort på norsk sokkel gjennom tidene. Disse gigantfunnene viser at Nordsjøen er et av de beste petroleumsbassengene i verden.

Grunnen til at Nordsjøen inneholder så mye petroleum er sammensatt og avhenger av flere geologiske forhold som oppstod i juratiden (145 – 201 millioner år siden). Disse prosessene førte til svært gunstige forhold for alle de viktigste betingelsene for dannelse av olje- og gassfeller, nemlig kilde-, reservoar- og takbergart.

Det ble blant annet avsatt Kimmeridge skifer, eller Draupne skifer, som er kjent som en av verdens beste kildebergarter for olje og gass.

Betingelsene for dannelse av olje- og gassfeller er også til stede i Norskehavet og Barentshavet, men de geologiske prosessene har vært ulik Nordsjøen og ikke like gunstige.

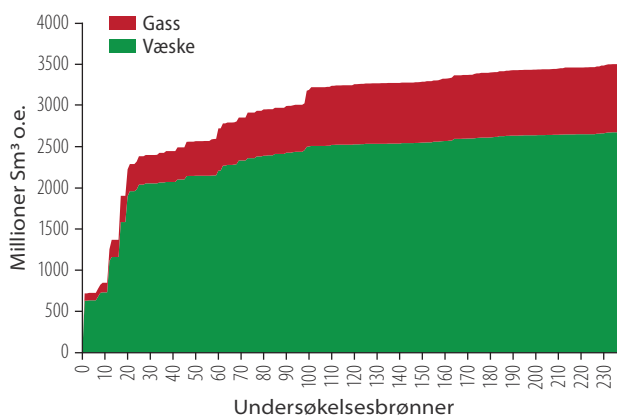
Selv om det fremdeles er betydelige uoppdagede ressurser igjen på norsk sokkel, antas det at 76 prosent allerede er påvist. Ressurstilveksten per havområde illustrert i Figur 2.7 viser hvor unik Nordsjøen er. Selv om en påviser forventede uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet, er ressursmengden likevel langt mindre enn det påviste volumet i Nordsjøen.

Nordsjøen

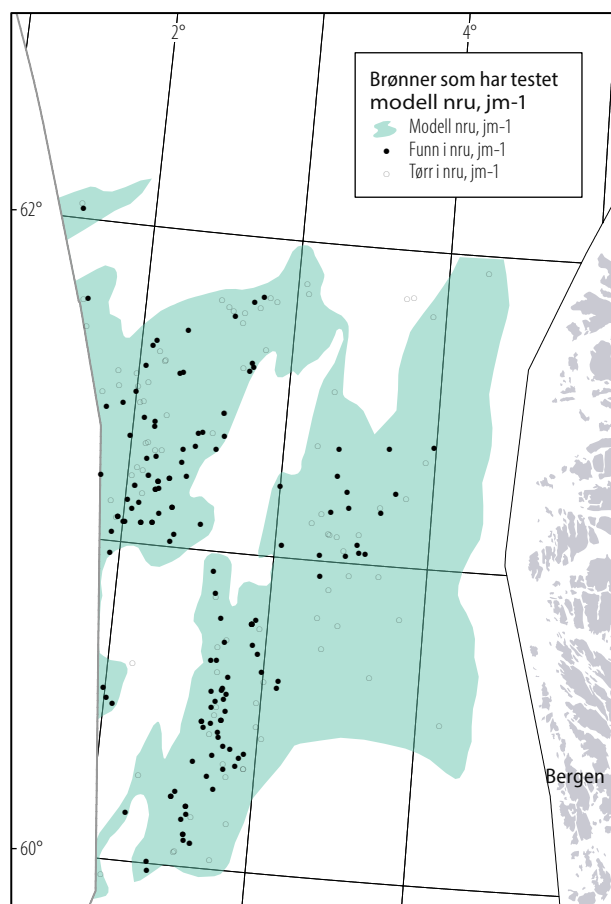
Estimatet for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er 640 millioner Sm^3 o.e. Dette er fordelt på 410 millioner Sm^3 olje og kondensat (væske) og 230 milliarder Sm^3 gass. Det er en nedgang på fire prosent fra forrige år både for væske og gass. Denne reduksjonen er mindre enn de ressursmengdene som er påvist ved leting siden siste estimat.

Den letemodellen som har de største ressursmengdene i Nordsjøen, både oppdagede og uoppdagede, ligger i den nordlige delen av Vikinggrabenen og tilgrensende terrasser. Denne letemodellen strekker seg fra om lag 60 til 62 grader nord (Figur 2.9). Reservoarene i letemodellen er sandsteiner med alder fra sentrias til mellomjura i Hegre- til Brentgruppene.

Nesten 240 undersøkelsesbrønner har hatt letemodellen som letemål, med en teknisk funnrate på om lag 60 prosent. Til sammen har disse brønnene påvist om lag 3500 millioner Sm^3 o.e., og om lag tre fjerdedeler av dette er væske. Noen av de største funnene ligger i denne letemodellen, blant annet Statfjord, Oseberg og Gullfaks (Figur 2.8).

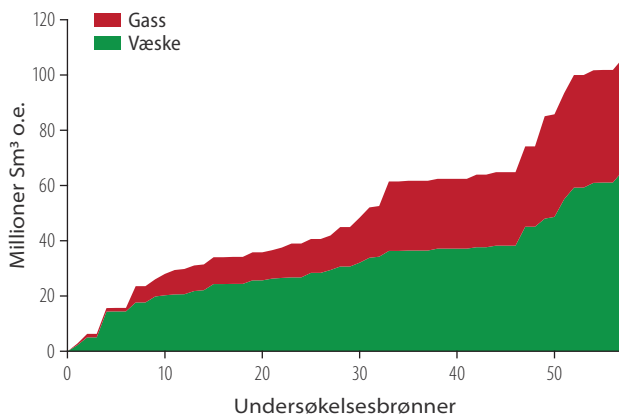


Figur 2.8 Letekurve fra Nordsjøen Letekurve for letemodellen av sentrias til mellomjura alder i nordlige Nordsjøen (Hegre- til Brentgruppene)



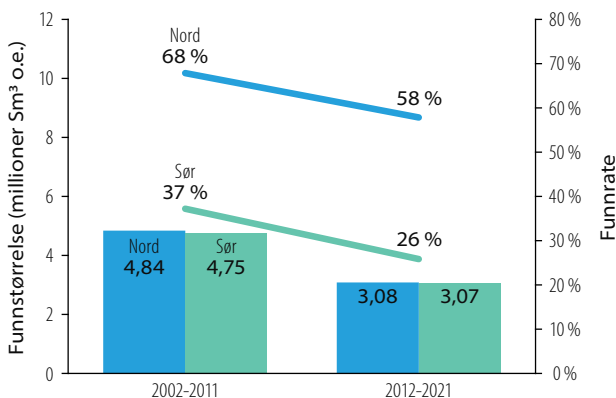
Figur 2.9 Letemodellen med de største ressursmengdene i Nordsjøen Omrisset viser utbredelse av modellen, sirkler viser brønner som har testet modellen og hvilke som er funn

De siste 10 årene er det påvist om lag 100 millioner Sm^3 o.e. i denne letemodellen, hvorav om lag 60 prosent er væske (Figur 2.10). Gjennomsnittlig funnstørrelse i perioden var om lag 2,9 millioner Sm^3 o.e., og teknisk funnrate var 65 prosent. Estimatet for de uoppdagede ressursene i letemodellen har en forventningsverdi på om lag 200 millioner Sm^3 o.e. Selv om man ikke kan utelukke at det kan gjøres større funn i denne letemodellen, forventes det at de fleste av funnene er relativt små. I estimatet for de uoppdagede ressursene ligger en forventning om gjennomsnittlig framtidig funnstørrelse på 2,5 millioner Sm^3 o.e.

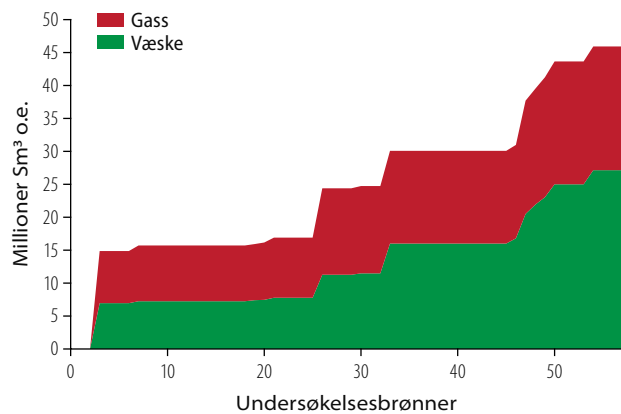


Figur 2.10 Letekurve siste ti år Letekurve for letemodellen av sentrias til mellomjura alder i nordlige Nordsjøen (Hegre- til Brentgruppene)

Det er påfallende dårligere funnrater i letemodellene av jura alder i sør (sør for 60 grader nord) enn i nord i den norske delen av Nordsjøen (Figur 2.11). De siste 10 årene er det boret 58 undersøkelsesbrønner med letemål i disse modellene, med det er bare gjort 15 funn. Dette gir en funnrate på 26 prosent. Tilsvarende funnrate for den nordlige delen av Nordsjøen er 58 prosent. Den gjennomsnittlige funnstørrelsen er nesten identisk for de to områdene, med 3,1 millioner Sm³ o.e. Figur 2.11 viser også at det er en fallende trend både i funnrater og gjennomsnittlige funnstørrelser sammenlignet med forrige tiårsperiode. Totalt i letemodeller av jura alder er det i sør funnet om lag 45 millioner Sm³ o.e. Om lag 60 prosent er væske (Figur 2.12).



Figur 2.11 Funnratene siste 10 år Funnratene i letemodeller av jura alder i Nordsjøen. Grensen mellom sør og nord ved 60 grader nord.



Figur 2.12 Letekurve fra sørlige del av Nordsjøen siste ti år Letekurve for letemodellene av sentrias til jura alder (letemodeller med Hegre-, Statfjord-, Vestland- og Tynegruppene)

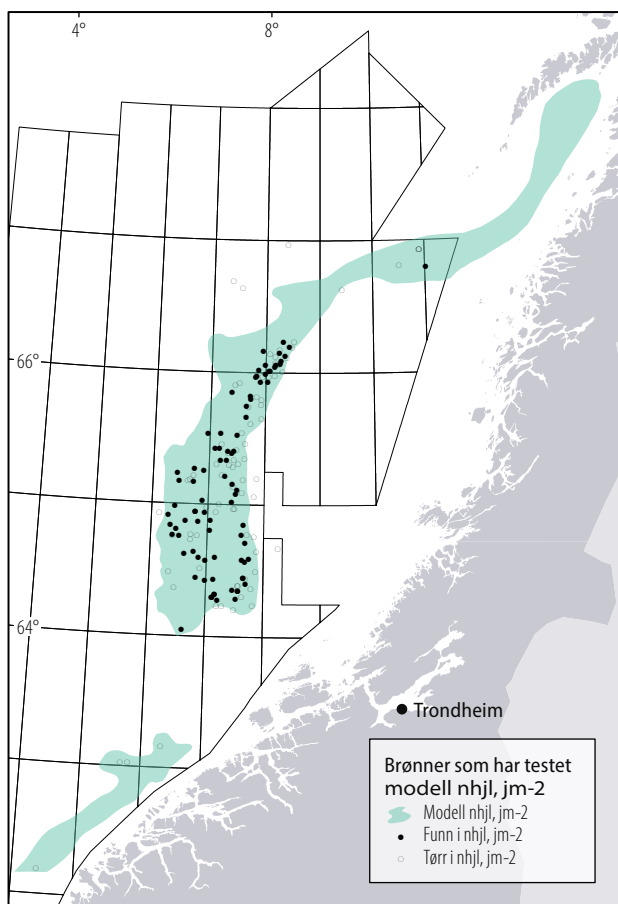
I letemodellene av kritt alder i sør, med Hod-, Tor- og Ekofisk-formasjonene som reservoar, er det ikke blitt påvist ressurser siden seint på 1990-tallet. Det siste funnet av noe størrelse var Tommeliten Gamma i 1978 med om lag 15 millioner Sm³ o.e. Siden er det boret 36 undersøkelsesbrønner som har påvist mindre enn 5 millioner Sm³ o.e. til sammen i tre små funn.

Norskehavet

Estimatet for de uoppdagede ressursene i Norskehavet er 750 millioner Sm³ o.e. Dette er fordelt på 365 millioner Sm³ væske og 385 milliarder Sm³ gass. Det er en økning fra forrige år på 22 prosent for væske og 5 prosent for gass, og totalt en økning på 13 prosent. Økningen i er knyttet til letemodeller av tidligkritt og sentrias til mellomjura alder i de mer modne områdene i Norskehavet, og reflekterer de siste årenes letesuksess i dette området.

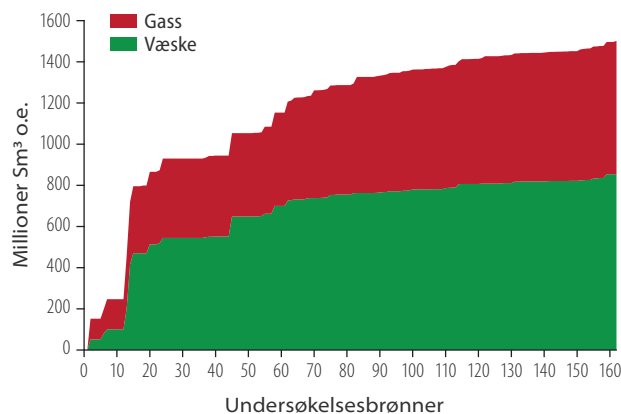
Gjennomsnittlig funnstørrelse i Norskehavet har økt de siste 5 årene og er nå 6,2 millioner Sm³ o.e. I ressursestimatene for Norskehavet inngår også de uendrede ressursvolumene i de uåpnede områdene utenfor Lofoten og Vesterålen, og i havområdet rundt Jan Mayen. Disse utgjør om lag 33 prosent av det totale estimatet.

I likhet med Nordsjøen er det en dominerende letemodell i Norskehavet. Den strekker seg over Halten- og Dønнатerrassene sammen med deler av Nordlandsryggen og Revfallforkastningskomplekset. Reservoarene i letemodellen er sandsteiner med alder fra sentrias til mellomjura i Båt- og Fangstgruppene (Figur 2.13).



Figur 2.13 Letemodell med størst potensial i Norskehavet Omrisset viser utbredelse av modellen, sirkler viser brønner som har testet modellen og hvilke som er funn

Om lag 160 undersøkelsesbrønner har testet letemodellen og den tekniske funnraten er 52 prosent. Disse brønnene har påvist om lag 1500 millioner Sm^3 o.e., hvorav 57 prosent er væske (Figur 2.14). De siste 10 årene er det påvist mer enn 80 millioner Sm^3 o.e. i denne letemodellen. Om lag 56 prosent av dette er væske. Gjennomsnittlig funnstørrelse har vært 3,2 millioner Sm^3 o.e. med en teknisk funnrate på 63 prosent. Estimater for uoppdagede ressurser i denne letemodellen er om lag 210 millioner Sm^3 o.e., hvorav 52 prosent er væske. Selv om det forventes at de fleste framtidige funn i letemodellen er små, viser letingen de siste årene at man også kan gjøre større funn som for eksempel 6507/5-10 S (Slagugle).



Figur 2.14 Letekurve fra Norskehavet Letekurve for letemodellen av sentrias til mellomjura alder (Båt- og Fangstgruppene)

Barentshavet

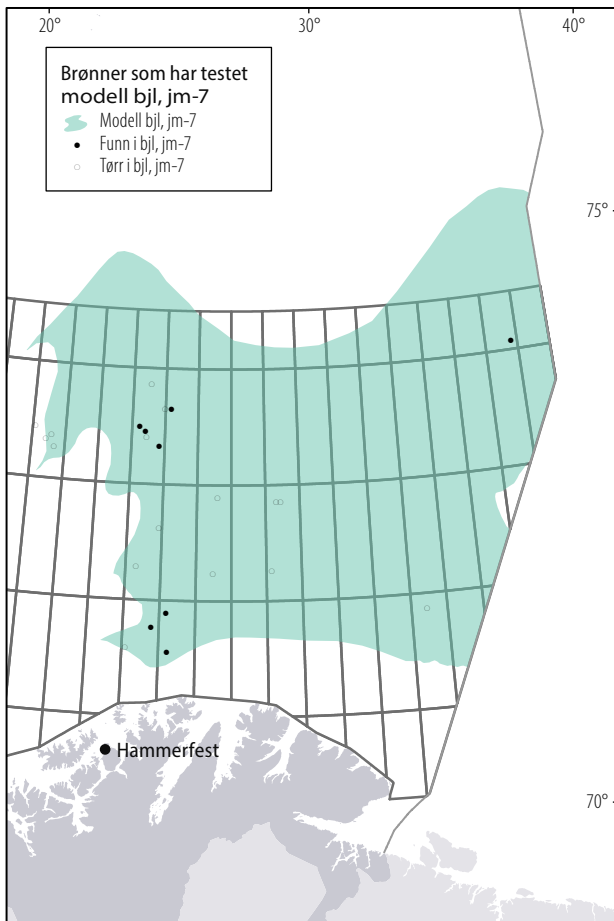
Estimatet for de uoppdagede ressursene i Barentshavet er 2400 millioner Sm^3 o.e. Dette er fordelt på 1280 millioner Sm^3 væske og 1120 milliarder Sm^3 gass. Det er en nedgang på fire prosent fra året før, for både væske og gass. Dette er i sin helhet knyttet til Barentshavet sør, hvor reduksjonen er elleve prosent for væske og åtte prosent for gass. Nedgangen er i stor grad i letemodeller av trias alder i de østlige delene av området.

De siste års leteresultater i Barentshavet har vært skuffende, med en gjennomsnittlig funnstørrelse på 3,9 millioner Sm^3 o.e. Dette er hovedårsaken til nedjusteringen. I forrige femårsperiode var tilsvarende tall 10,6 millioner Sm^3 o.e.

Sannsynligheten for å gjøre store funn er størst i uåpnede områder i Barentshavet

I Barentshavet ligger 59 prosent av ressursene i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet, for det meste i Barentshavet nord. Det er i dette området sannsynligheten for å gjøre nye store funn på norsk sokkel er størst.

Den ressursmessig største letemodellen i Barentshavet sør strekker seg over store deler av Barentshavet (Figur 2.15). Forventningsestimatet for denne letemodellen er om lag 220 millioner Sm^3 o.e., hvorav 60 prosent er væske.

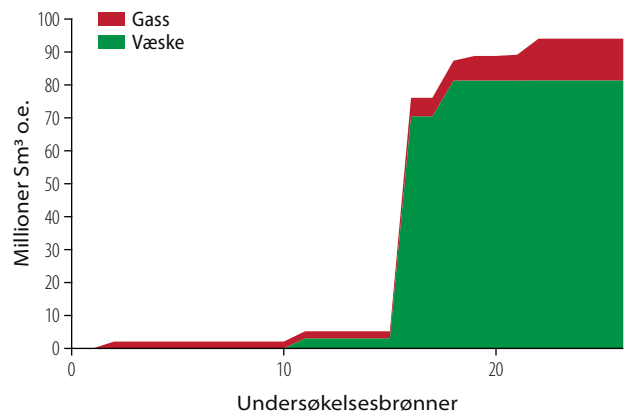


Figur 2.15 Utbredelse av letemodellen av tidlig til mellomjura alder Omrisset viser utbredelse av modellen, sirkler viser brønner som har testet modellen, og hvilke som er funn

Reservoarene i letemodellen er av tidlig til mellomjura alder, og de inkluderer Kapp Toscana-gruppen med Tubåen-, Nordmela-, Stø- og Fruholmenformasjonene. Den viktigste kildebergarten er av tidlig til mellomtrias alder (Steinkobbeforrasjonen). En av de kritiske faktorene i modellen er tilstedeværelse av takbergart med tilstrekkelig evne til forsegling og oppbevaring. Hele området har vært utsatt for skråstilling og reaktivering av forkastninger. I tillegg medfører kenozoisk heving og erosjon økt risiko for lekkasje, særlig for grunne og trunkerte strukturer.

Det er bare boret 24 undersøkelsesbrønner i modellen og gjort 8 funn. Det tilsvarer en teknisk funnrate på om lag 33 prosent. Størstedelen av de uoppdagede ressursene i modellen forventes å være i vestlig del, der det i tillegg er langt mer sannsynlig å finne væske. Hovedgrunnen til dette er svært lav sannsynlighet for oljegererende kildebergart i øst. Mulige gassforekomster i østlig del av modellen ligger grunt, og utvinnbare mengder er derfor begrenset. Det desidert største funnet er 7324/8-1 (Wisting) med

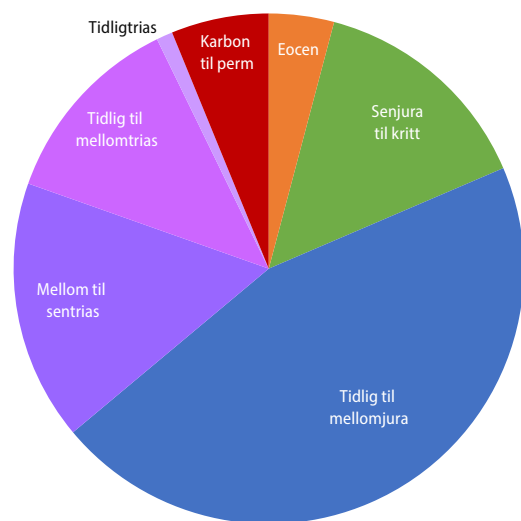
78,2 millioner Sm^3 olje og 3,9 milliarder Sm^3 gass (Wisting inkludert brønnene 7324/8-1 og 7324/7-2).



Figur 2.16 Letekurve fra Barentshavet Letekurve for letemodellen av tidlig til mellomjura alder (Tubåen-, Nordmela-, Stø- og Fruholmenformasjonene)

Det er påvist 94 millioner Sm^3 o.e. i modellen (Figur 2.16). Om lag 90 prosent av dette er væske. Funnstørrelse har variert betydelig, gjennomsnittet er om lag 12 millioner Sm^3 o.e., sterkt påvirket av Wisting-funnet.

Figur 2.17 viser en oversikt over innrapporterte primærmål i undersøkelsesbrønner i perioden 1990 til 2021. 45 prosent av brønnene har primærmål i reservoar av jura alder som inkluderer Tubåen-, Nordmela-, Stø- og Fruholmenformasjonene (hovedsaklig i Støformasjonen). Til sammenligning har bare en brønn hatt primærmål i letemodellen i tidligtrias (Havertformasjonen).



Figur 2.17 Letemål Primære letemål i perioden 1990 til 2021 i Barentshavet

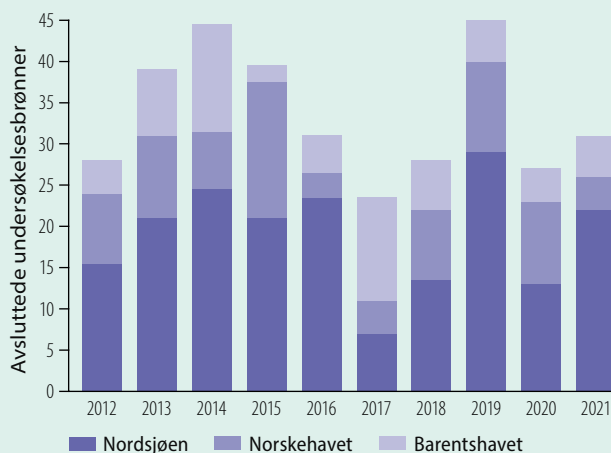
Leteaktivitet og resultater siste ti år

De siste 10 årene har det årlige antallet undersøkelsesbrønner variert mellom 22 og 43 (Figur 2.18). I 2021 ble det boret 31 undersøkelsesbrønner – 22 i Nordsjøen, 5 i Norskehavet og 4 i Barentshavet. Fordelingen av brønner mellom havområder viser at det letes mest i modne deler av sokkelen. Unntaket var i 2017, da halvparten av undersøkelsesbrønnene ble boret i Barentshavet.

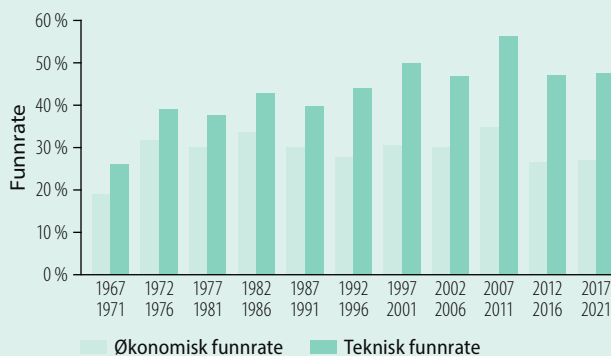
Ettersom størrelsen på funnene er avtakende i de modne delene av sokkelen, er høy funnrater viktig for å opprettholde ressurstilveksten. Funnraten siden 1967 vises i Figur 2.19. Gjennomsnittlig teknisk funnrater er om lag 46 prosent, og økonomisk funnrater er om lag 29 prosent. I beregning av teknisk funnrater er alle funn inkludert. I kommersiell funnrater er funn i ressursklasse seks (RK6) ikke inkludert. Det er også foretatt en skjønnsmessig vurdering av nye funn i ressursklasse sju (RK7), det vil si funn som ikke evaluert.

Hovedmål for 70 prosent av undersøkelsesbrønnene som ble avsluttet i 2021 var å teste reservoar av jura alder. Hittil har undersøkelsesbrønner i letemodeller med reservoar av jura alder påvist de største petroleumsmengdene på norsk sokkel. Det forventes at tilsvarende leting bidrar betydelig til framtidig ressurstilvekst. Det er likevel viktig å teste mindre kjente letemodeller for å forstå ressurspotensialet bedre i disse.

Brønner med flere letemål blir vanligvis ikke optimalt plassert for å teste sekundære letemål. Det er vesentlig å ha denne forståelsen når en sammenligner blant annet funnrater og letekurver i ulike letemodeller.



Figur 2.18 Undersøkelsesbrønner i de ulike havområdene de siste 10 årene



Figur 2.19 Teknisk og økonomisk funnrater Teknisk og økonomisk funnrater i femårsperioder

2.2 Funn

Ved utgangen av 2021 var det 88 funn (RK4F, RK5F og RK7F, Figur 1.4) på norsk sokkel som rettighetshaverne vurderer å bygge ut (Figur 2.20).

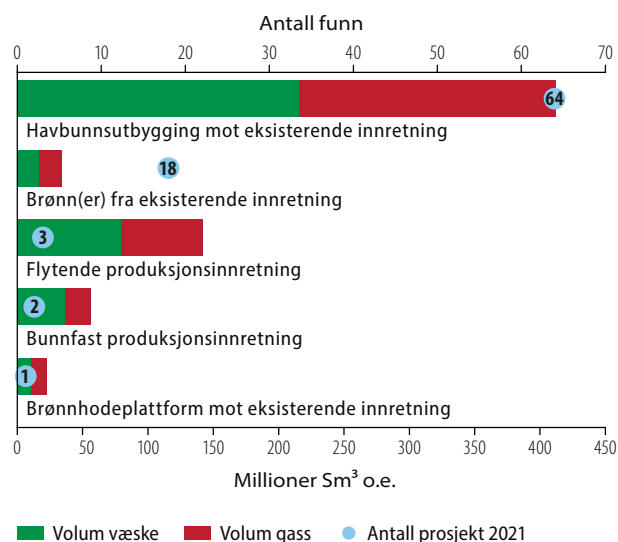
Funnene utgjør 666 millioner Sm³ o.e., fordelt på 359 millioner Sm³ væske og 307 milliarder Sm³ gass.

De 88 funnene fordeler seg med 47 funn og totalt 299 millioner Sm³ o.e. i Nordsjøen, 26 funn med totalt 211 millioner Sm³ o.e. i Norskehavet og 15 funn med 157 millioner Sm³ o.e. i Barentshavet (Figur 2.20).

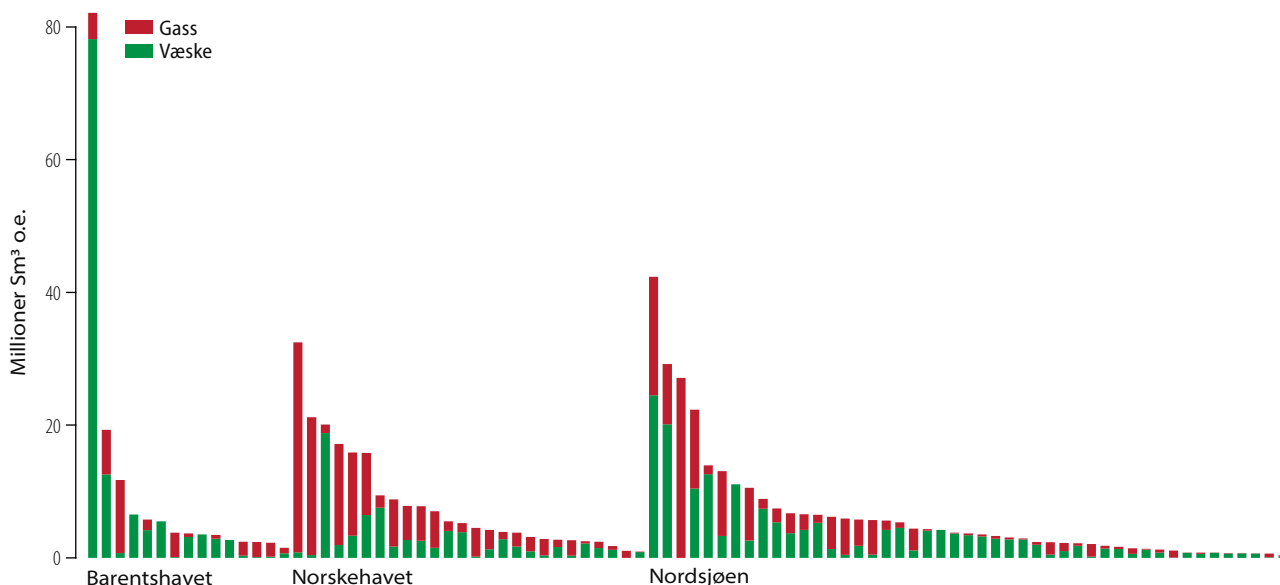
Funnporteføljen utgjør 16 prosent av de gjenværende påviste ressursene. 29 funn er i planleggingsfasen for utvinning (RK4), disse utgjør om lag 60 prosent av ressursene i funnporteføljen. OD forventer at det leveres inn Plan for utbygging og drift (PUD) for flere av disse funnene i 2022.

Funnporteføljen i ressursregnskapet er vist i Figur 2.20 etter størrelse per havområde. Det største funnet, 7324/8-1 (Wisting), ligger i Barentshavet. I Norskehavet er 6406/9-1 (Linnorm) størst, mens 30/11-8 S (Krafla) er det største i Nordsjøen.

83 av funnene i porteføljen (Figur 2.21) skal etter planen kobles opp mot etablert infrastruktur. For noen planlegges ny infrastruktur i samordning med andre funn i et område. De fem funnene som vurderes utbygd med produksjonsinnretninger (innretninger med separasjons- og prosessutstyr) er avhengige av relativt store ressurser eller samordnet utbygging av mindre funn for å bli lønnsomme.



Figur 2.21 Sannsynlige utbyggingsløsninger for funnporteføljen



Figur 2.20 Funn fordelt på havområder

Funn der utvinning er lite sannsynlig (RK6)

I ODs ressursklassifiseringssystem er funn der utvinning er lite sannsynlig klassifisert som ressursklasse seks (RK6, Figur 1.4). Dette er funn som i dag vurderes som ulønnsomme fordi de er for små, krever utvikling av ny teknologi eller mangler tilgang til infrastruktur.

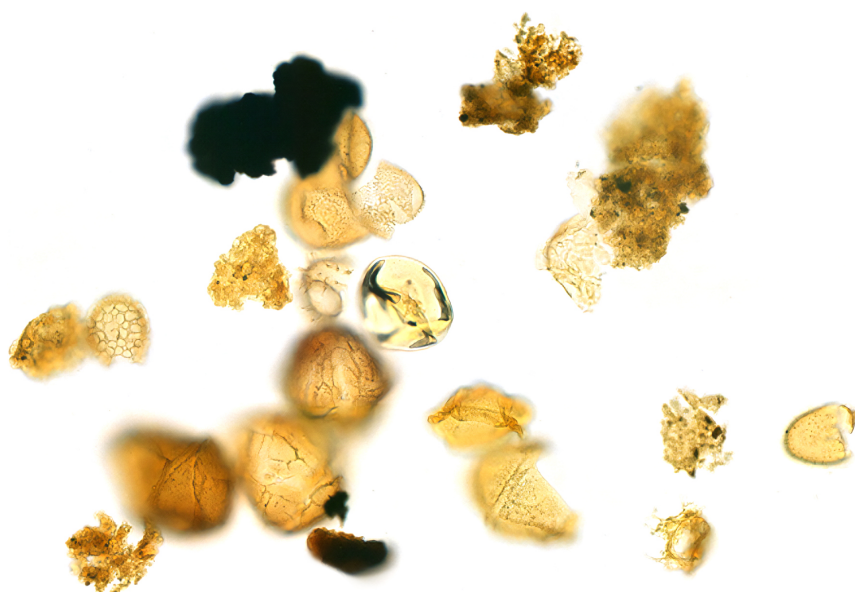
Det er 168 funn i RK6. 90 av disse er i Nordsjøen, 45 i Norskehavet og 33 i Barentshavet (Tabell 2.1). Det er omtrent like mange oljefunn som gassfunn.

Det er viktig at disse funnene ikke avskrives siden utvikling av ny teknologi, tilgjengelig infrastruktur, samordning og endringer i markedsforhold kan aktualisere utbygging. Enkelte av funnene kan bli lønnsomme å utvikle dersom det gjøres nye funn i nærheten som kan danne grunnlag for samordnet utbygging (Kapittel 3.2 Verdier i funnporteføljen). Ny teknologi og ny infrastruktur kan bidra til at funn endrer ressursklasse fra RK6.

Nærmere 70 prosent av funnene ligger i lisensiert areal. Funnene som ligger i tilbakelevert areal kan bli tilgjengelige for industrien gjennom konsesjonsrunder.

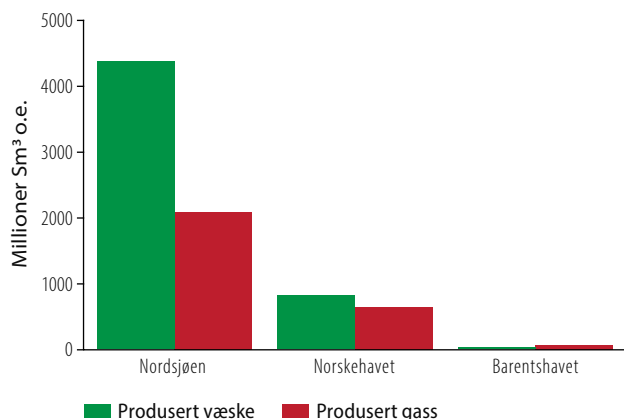
Tabell 2.1 Funn i ressursklasse 6 per 31.12.2021

	Antall	Olje	Gass	Multifase	I aktive utvinnings-tillatelser	Utenfor utvinnings-tillatelser
Nordsjøen	90	52	19	19	69	21
Norskehavet	45	10	22	13	26	19
Barentshavet	33	4	24	5	6	27
Totalt	168	66	65	37	101	67



2.3 Felt

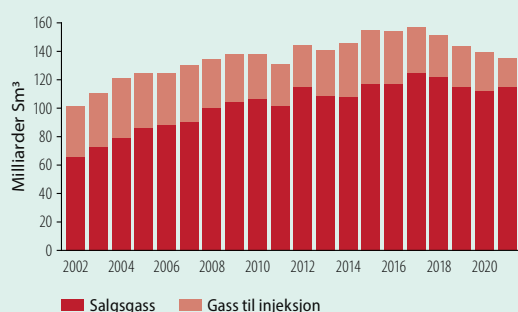
Siden petroleumproduksjonen fra norsk sokkel startet for over 50 år siden, er det per 31.12.2021 solgt og levert 5218 millioner Sm³ væske og 2798 milliarder Sm³ gass (faktaboks *Gassproduksjon*). Dette fordeler seg på havområdene som vist i Figur 2.22.



Figur 2.22 Produsert gass og væskevolum per 31.12.2021

Gassproduksjon

Gass som produseres på norsk sokkel blir i hovedsak eksportert i rør til Europa. En mindre del blir eksportert som flytende naturgass (LNG). En betydelig andel injiseres for økt oljeutvinning eller fordi det ikke er avsetningsmuligheter (Figur 2.23). Injisert gass kan på et seinere tidspunkt reproduseres og selges. En liten andel av gassen blir brukt til kraftproduksjon på innretninger.



Figur 2.23 Produsert gass fordelt på salgsgass og injeksjon

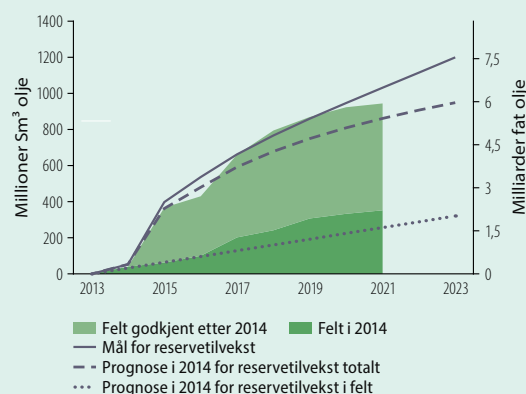
Ved årsskiftet 2021-2022 var det 94 felt i produksjon på norsk sokkel. I 2021 begynte fem felt å produsere: Duva, Martin Linge, Solveig, Yme og Ærfugl Nord. I tillegg ble et stort prosjekt for økt utvinning på felt i drift, Troll fase 3, satt i produksjon.

Det ble levert åtte utbyggingsplaner (PUD) til myndighetene. De største prosjektene er Tommeliten A, Ormen Lange fase 3, Troll Vest elektrifisering (TWEL) og Oseberg Gas Capacity Upgrade and Power from Shore project (OGP). Ingen felt stengte ned i 2021. Per mai 2022 har feltene Knarr og Veslefrikk stengt ned.

Nordsjøen er det havområdet som har produsert mest og lengst, og det er der det er mest gjenværende ressurser i felt og funn. I Nordsjøen er reservene 1885 millioner Sm³ o.e., mens det er 466 millioner Sm³ o.e. og 277 millioner Sm³ o.e. reserver i henholdsvis Norskehavet og Barentshavet.

Mål om reservetilvekst

For å få selskapene til å legge ned en større innsats for å øke reservene, lanserte OD i 2014 et mål om en tilvekst på 1200 millioner Sm³ i perioden 2014 til 2023. Årlig tilvekst av reserver registreres for funn og felt. Reservene endres etter hvert som kunnskapen om reservoaret blir bedre og nye prosjekt blir besluttet. Tilveksten av reserver er endringen fra ressursregnskapet året før. Figur 2.24 viser status per 31.12.2021. De fargede arealene i figuren viser den samlede reservetilveksten siden årsskiftet 2014-2015, mens linjene viser planene som ble lagt til grunn og veien fram til målet.



Figur 2.24 Reservetilvekstmål 2014-2023

2.4 Økt utvinning

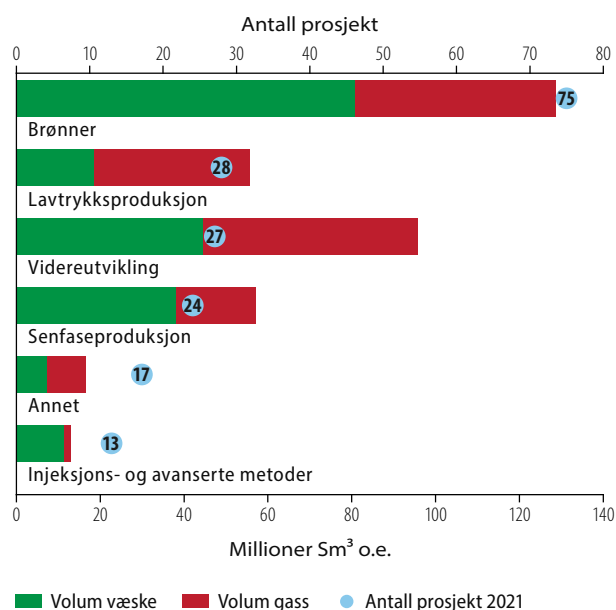
Det er potensial for å øke utvinningen fra felt. Figur 2.26 viser produserte og solgte oljevolum fra feltene (grå søyle), volumet som gjenstår å produsere innenfor dagens besluttede planer (mørkegrønn søyle) og det volumet som med dagens planer vil bli liggende igjen (lysegrønn søyle) for de 25 største oljefeltene.

I ressursregnskapet for 2021 inngår 184 konkrete, men ikke besluttede prosjekt for økt olje- og gassproduksjon (improved oil recovery, IOR). Figur 2.25 viser disse prosjektene fordelt på prosjekttype med tilhørende ressurser vist i oljeekvivalenter (o.e.).

Prosjekt for økt utvinning er i hovedsak utvinningsbrønner (*brønner*) både i antall prosjekt (75) og volum (rundt 130 millioner Sm³ o.e.).

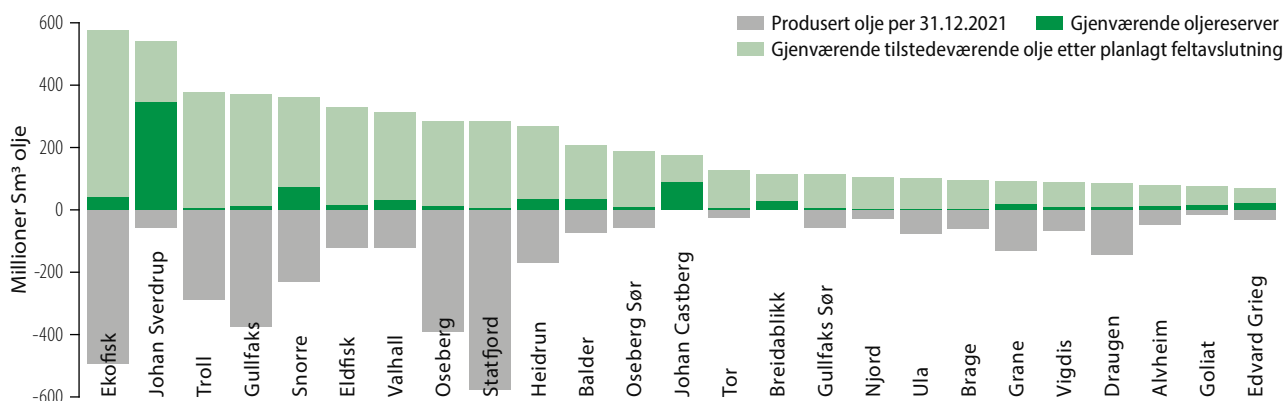
Øvrige prosjekt som kan bidra til økt utvinning er *senfaseproduksjon* (24 prosjekt med om lag 60 millioner Sm³ o.e. i volum) og *lavtrykksproduksjon* (28 prosjekt med om lag 58 millioner Sm³ o.e. i volum).

Det er identifisert få tiltak der nye *injeksjons- og avanserte metoder* (enhanced oil recovery, EOR) tas i bruk for å øke utvinningen (13 prosjekt med om lag 10 millioner Sm³ o.e. i volum). I tillegg er 27 prosjekter definert som *videreutvikling*. Disse kan bidra til å forlenge levetiden på felt, da særlig ved innfasing av nye funn (nesten 100 millioner Sm³ o.e.).

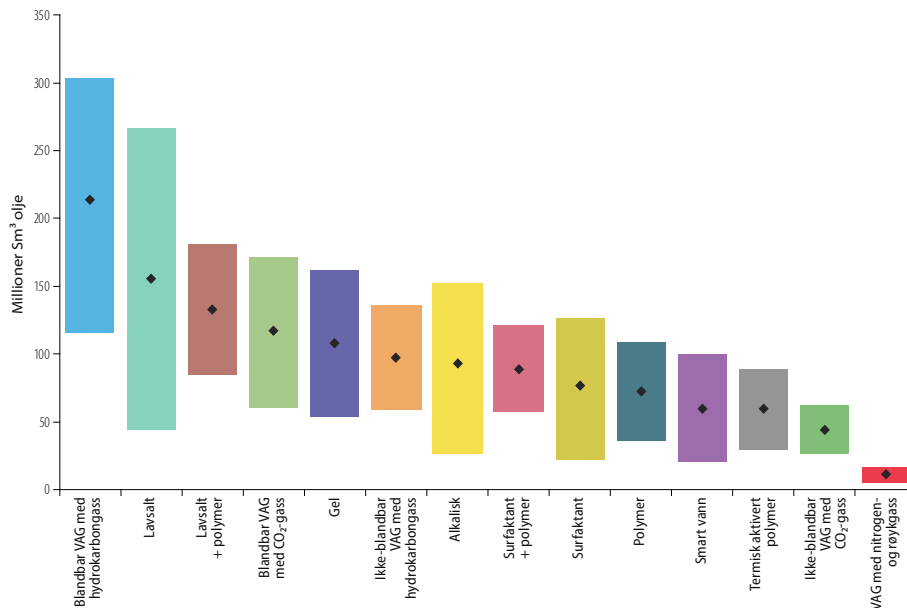


Figur 2.25 Konkrete prosjekter for økt utvinning fra feltene, antall og ressurser

I tillegg til de innrapporterte prosjektene fra selskapene har OD identifisert et betydelig ressurspotensial knyttet til å ta i bruk injeksjons- og avanserte metoder (EOR, Figur 2.27). Figuren viser potensialet for spesifikke EOR-metoder summert opp for 27 funn og felt (nærmere beskrevet i *Ressursrapport 2019* [6]). Til tross for det store ressurspotensialet, er det få prosjekt selskapene vurderer, som Figur 2.25 viser.



Figur 2.26 Oljereserver og -ressurser for de største oljefeltene



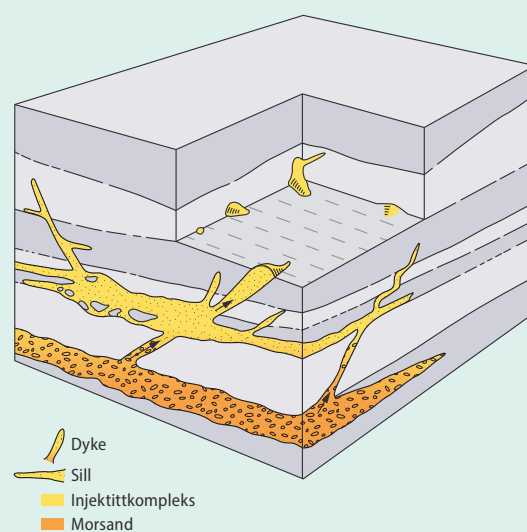
Figur 2.27 Økt oljepotensial fra EOR-metoder på norsk sokkel

Tiltak for økt utvinning fra felt kan også være å starte produksjon fra reservoarsoner som tidligere ikke har vært ansett som mulige å utvinne på en lønnsom måte. Det kan for eksempel være tette reservoarer og injektitter (faktaboks *Injektitter*). Tette reservoarer har dårligere kvalitet, og de krever andre typer brønner og kompletteringer for å oppnå lønnsom produksjon. Eksempler på slike teknologier er tynnhullsteknologi (Kapittel 3.5 Teknologit utvikling og kompetanse) og hydraulisk oppsprekking.

Injektitter har lenge vært reservoarer som har vært vanskelige å forstå fordi det er utfordrende å kartlegge utbredelsen av dem. Dermed har det vært vanskelig å plassere brønnene på en god måte. De siste årene har forståelsen økt betraktelig, mye på grunn av store framskritt innen seismisk avbildning og geologisk modellering. I tillegg har det vært en utvikling innen teknologi for boring og komplettering, og det gjør det mer attraktivt å bygge ut injektittforekomster.

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 2.28, [7]). På norsk sokkel er injektitter særlig utbredt i den midtre delen av Nordsjøen. De finnes i hovedsak i Heimdal- og Hermodformasjonene. I 2021 ble det gjort flere funn i injektitter der det største er 25/8-20 B (King). Flere injektittfunn er nå i planleggingsfasen fram mot utbygging.



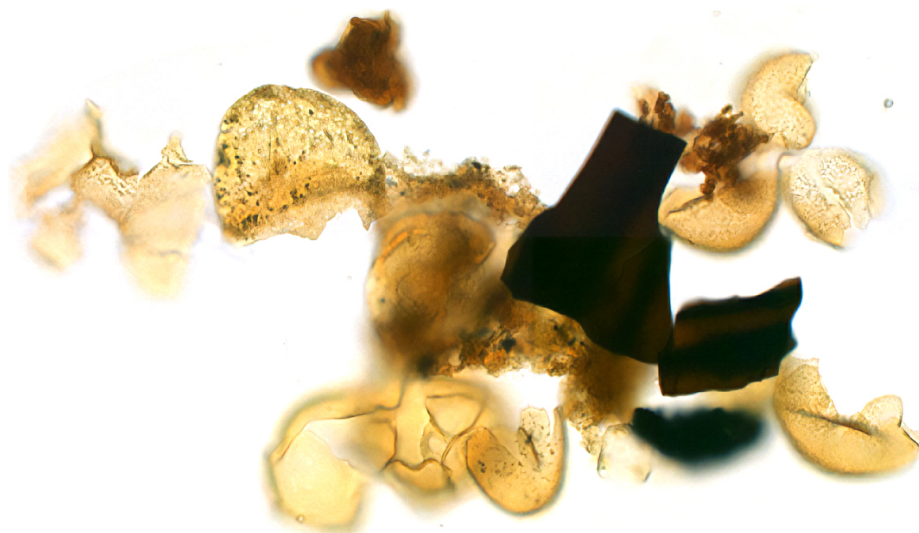
Figur 2.28 Geoskisse av injektitter modifisert etter Hurst et al. (2007)

I modne områder blir det stadig viktigere å forstå vannsoner (akviferer) bedre (faktaboks *Vannsoner*). Flere initiativer er på gang for å lage vannsonemodeller. OD har en unik tilgang på data, og er derfor i en god posisjon til å lage helhetlige modeller. OD er i gang med et internt modelleringsprosjekt over vannsonen rundt Frigg-Heimdal på paleocen-eocen nivå og vannsonene rundt Troll på jura nivå. Vannsonemodellene skal gjøres mest mulig tilgjengelige for industrien og akademia, slik at aktørene kan kombinere dem med detaljert modellering av det enkelte felt.

Vannsoner

Sedimentlagene i undergrunnen har ulike egenskaper. Noen inneholder mest sand, de slipper vann, olje og gass lett gjennom, de er permeable. Lag med dominerende leire eller skifer er mer eller mindre tette, og de stenger for væskebevegelsen. I modne områder på sokkelen er det samlet inn mye seismikk og boret mange brønner, og utbredelsen av lagene er godt kartlagt. Produksjonsdata og trykkmålinger i brønner viser hvordan væskene strømmer. En vannsoner (akvifer) er et bergartsvolum der vann kan strømme uten særlige hindringer. I Nordsjøen kan det være vannsoner på mange nivå nedover i dypet, og en vannsoner kan bestå av flere geologiske formasjoner.

I modne områder blir det stadig viktigere å forstå vannsonene bedre. Dersom vannsonen som er i kontakt med feltet er sterk, strømmer vannet lett til etter hvert som hydrokarbonene produseres. Da blir ikke trykkfallet så raskt og stort som når vannsonen er svak. Dette har betydning for planlegging av vanninjeksjon og for å forstå hvordan felt i produksjon påvirker hverandre. Derfor inngår vannsonen i simuleringsmodellene, men de er ofte skjematisk modellert. Hvis det skal lagres CO₂, er operatøren pålagt å lage simuleringsmodeller som kan forutsi trykkoppbygging og hvordan lagret CO₂ vil bevege seg i vannsonen.





Kapittel **3**

Konkurranseskraft og verdiskaping

Leting etter og utvinning av olje og gass har tilført samfunnet enorme verdier. Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi. Tidsriktig leting og utbygging er viktig for å sikre god ressursforvaltning.

En konkurransedyktig sokkel er en forutsetning for å opprettholde verdiskapingen. Indikatorer som enhetskostnader og CO₂-intensitet (CO₂ per produsert enhet) gir godt grunnlag for å vurdere norsk sokkels konkurransekraft.

Norsk sokkel er en kapitalintensiv petroleumspol med relativt sett høyere lete- og utbyggingskostnader enn driftskostnader [8].

Med relativt høye lete- og utbyggingskostnader settes sokkelens konkurransekraft under press dersom ressurstilveksten avtar enda mer. Fallende produksjon fra flere felt medfører økte totale driftskostnader per produsert enhet og svekket konkurransekraft. Framover blir det viktig med tiltak for å øke ressurstilveksten og utnytte kapasiteten i infrastrukturen.

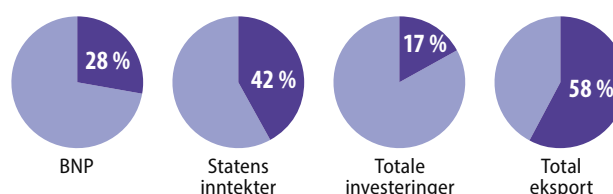
Tiltak for å øke ressurstilveksten og utnytte kapasiteten i infrastrukturen blir viktig framover

Ressursene som er igjen på norsk sokkel har lav CO₂-intensitet i forhold til andre petroleumspolvinser. Analyser viser også at norsk gass til Europa har lavest klimaavtrykk per enhet i forhold til andre eksportører [9]. Viktige grunner til den relativt lave CO₂-intensiteten er at flere av innretningene er forsynt med fornybar kraft fra land, at myndighetene allerede i 1974 etablerte forbud mot produksjonsfaking og at det ble innført CO₂-avgift allerede i 1991.

Selv om flere tiltak iverksettes for å redusere utslippene, kan CO₂-intensiteten øke dersom transport- og prosesskapasiteten ikke tilpasses redusert produksjon på feltene. Denne trenden kan motvirkes ved innfasing av nye funn, redusert vannproduksjon gjennom bedre dreneringsløsninger eller vannseparasjon nede i brønnen eller på havbunnen.

Norges største næring

Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi. I 2022 anslås petroleumssektoren å stå for 28 prosent av brutto nasjonalprodukt (BNP) og 58 prosent av norsk eksport (Figur 3.1, [1]).



Figur 3.1 Petroleumssektorenes andel av verdiskapingen, anslag for 2022 (Kilde: Finansdepartementet, 2022)

Eksportverdien for råolje i 2021 var ifølge Statistisk sentralbyrå (SSB) 349,6 milliarder kroner mot 207,8 milliarder kroner året før. Verdien av naturgasseksporten endte på 475,8 milliarder kroner i 2021, mer enn en firedobling fra året før [10].

I 2020 var det tilnærmet 200 000 sysselsatte over hele landet i petroleumsnæringen. Av disse var nærmere 165 000 knyttet til aktiviteten på norsk sokkel. Om lag 35 000 var sysselsatt innen eksport til den internasjonale petroleumindustrien [11].

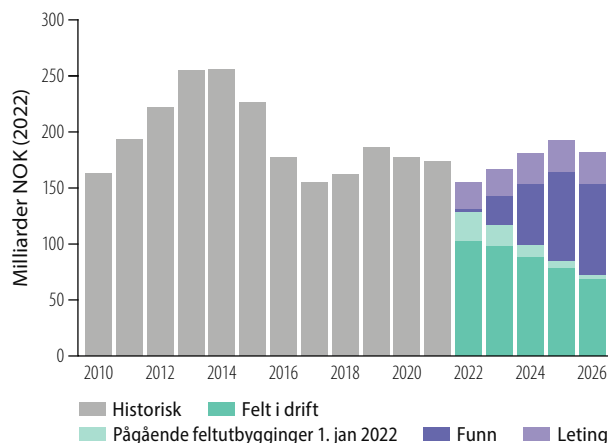
Velferd for generasjoner

Den høye inntjeningen i 2021 har medført statlige inntekter på 287,5 milliarder kroner. Dette utgjorde om lag 20 prosent av statens inntekter. For 2022 anslås de statlige inntektene fra sektoren å bli om lag 960 milliarder kroner, det står for over 40 prosent [1] av de totale statlige inntektene.

De statlige inntektene fra sektoren gjør den til en sentral bidragsyter til finansieringen av velferdssamfunnet. Statens samlede inntekter fra petroleumsvirksomheten (statens netto kontantstrøm) tilføres i sin helhet Statens pensjonsfond utland (SPU, Oljefondet), slik at inntektene kommer både dagens og framtidige generasjoner til gode. SPU hadde ved årsskiftet 2021-2022 en markedsverdi på over 12 000 milliarder kroner [12].

Viktig for norsk økonomi

Investeringer innenfor petroleumssektoren utgjorde 18 prosent av totale investeringer i Norge i 2021[1]. Petroleumsinvesteringene har imidlertid falt noe de to siste årene, etter å ha økt i 2019. Rapportering fra selskapene tilsier at investeringene kommer til å falle også i 2022, men øke framover. Det skyldes at det er tatt og kommer til å bli tatt mange investeringsbeslutninger på lønnsomme prosjekt, noe som de midlertidige endringene i petroleums-skatte-loven har bidratt til. Samlet er investeringene innenfor petroleumssektoren de nærmeste årene på nivå med årene etter 2015. Figur 3.2 viser investeringer i felt og funn samt investeringer knyttet til leting, med prognose fem år fram i tid.



Figur 3.2 Investeringer norsk sokkel fra 2010 med prognose til 2026

3.1 Lønnsomhet av leting

Vellykket leting er en forutsetning for langsiktig produksjon og eksport av olje og gass. ODs analyser viser at leting etter olje og gass de siste 20 årene har vært lønnsomt i alle havområder og tilført samfunnet store verdier.

Vellykket leting er en forutsetning for langsiktig produksjon og eksport av olje og gass

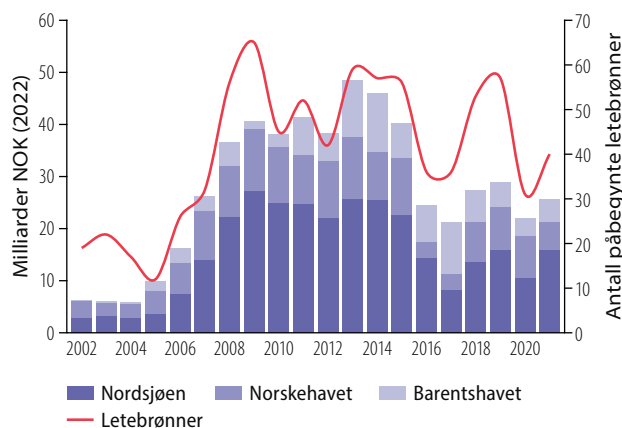
Metode og forutsetninger

Lønnsomhet av leting er definert som beregnede inntekter fra funnene som er gjort i perioden, fratrukket alle kostnader. Kostnadene omfatter både leting som har gitt funn og leting som ikke har påvist ressurser. Inntekts- og kostnadsstrømmene er diskontert til samme år. Lønnsomhetsberegningene inkluderer ikke de indirekte økonomiske virkningene eller ringvirkninger for resten av økonomien.

Over 80 prosent av ressursene som er funnet de siste 20 årene er ennå ikke produsert. Usikkerhet i framtidige priser, produksjonsprofiler, ressursestimat og kostnader gjør at anslagene for lønnsomhet er beheftet med stor usikkerhet. Framtidig olje- og gasspris som er lagt til grunn er i samsvar med revidert nasjonalbudsjett 2022 (RNB). For perioden før 2022 er historiske priser for olje og gass lagt til grunn [13].

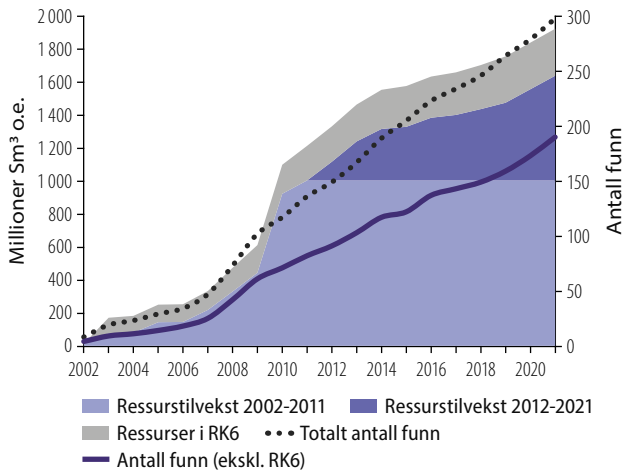
Investering i leting og ressurstilvekst

I perioden fra 2002 til 2021 ble det påbegynt 813 letebrønner (hvorav 249 avgrensingsbrønner) og investert for om lag 550 milliarder kroner (2022-NOK) i leting, Figur 3.3.



Figur 3.3 Letekostnader og letebrønner, 2002-2021

Leteaktiviteten i denne perioden har ført til nærmere 300 funn og en total ressurstilvekst på om lag 1900 millioner Sm^3 o.e. (Figur 3.4). Av disse er 190 funn, som til sammen utgjør 1600 millioner Sm^3 o.e., inkludert i lønnsomhetsberegningene. Funnene som ikke er inkludert i analysen er i hovedsak kategorisert i RK6 (Kapittel 2.2 Funn).



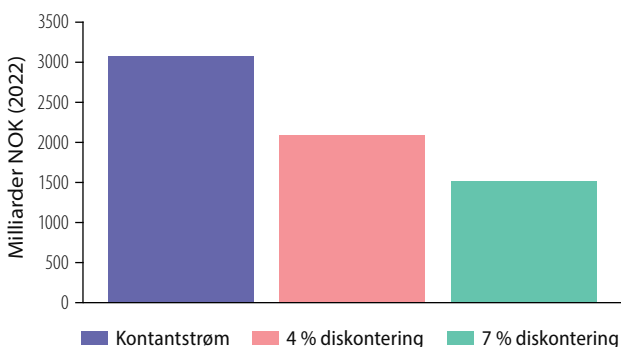
Figur 3.4 Funn og ressurstilvekst, 2002-2021

Figur 3.4 viser at ressurstilveksten var størst i den første halvdel av perioden. Om lag 60 prosent av ressurstilveksten ble gjort fra 2002 til 2011 og 40 prosent fra 2012 til 2021. Den første halvdel av perioden er preget av få og store funn, mens den andre halvdel er preget av flere mindre funn.

Åtte av de ti største funnene i perioden er fra de første ti årene. Dette inkluderer blant annet 16/1-8 Edvard Grieg (2007), 16/1-9 Ivar Aasen (2008) og 16/2-6 Johan Sverdrup (2010). Sistnevnte er det desidert største funnet i analyseperioden og utgjør alene om lag 25 prosent av ressursene som er lagt til grunn i analysen.

Verdiskaping fra leting de siste 20 årene

Samlet netto nåverdi fra leting de siste 20 årene er anslått til å være om lag 1500 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrate og 2100 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate. Samlet netto kontantstrøm er anslått til over 3000 milliarder kroner (Figur 3.5).



Figur 3.5 Lønnsomhet av leting siste 20 år

Høy ressurstilvekst og flere store funn i de ti første leteårene i analyseperioden bidrar med høyere

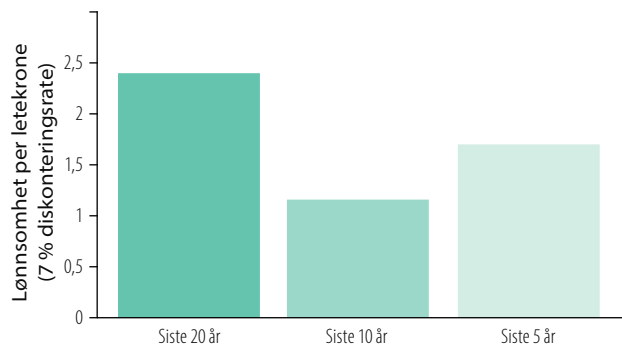
verdiskaping enn de ti siste årene. I perioden 2012 til 2021 har kostnadene til leting vært høye, mens ressurstilveksten har vært relativt lav.

Flere mindre funn i denne perioden har ført til mange lønnsomme utbygginger. Selv om disse utbyggingene gir betydelig lavere nåverdier enn for store funn i perioden før, bidrar de til positiv avkastning fra leting siste ti år.

Leting etter olje og gass de siste 20 årene har tilført samfunnet enorme verdier

Figur 3.6 viser at hver krone investert i leting på norsk sokkel de siste 20 årene har gitt om lag 2,40 kroner tilbake. Hver krone investert i leting de siste 10 årene har gitt om lag 1,10 kroner tilbake. Gode leteresultat de siste 5 årene har gitt om lag 1,60 kroner tilbake. Dette er verdier ut over sju prosent avkastning.

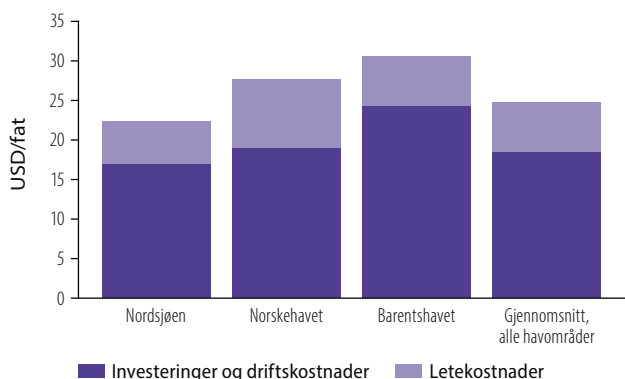
ODs beregninger viser at letevirksomheten har vært lønnsom i alle havområder. Om lag to tredjedeler av de samlede inntektene fra funn gjort de siste 20 årene er fra Nordsjøen, mens om lag en tredjedel fordeles omtrent likt mellom Norskehavet og Barentshavet.



Figur 3.6 Lønnsomhet per letekrone

Enhetskostnader

Enhetskostnader er udiskonterte, og er definert som totale kostnader per produsert oljeekvivalent fra perioden. Enhetskostnaden er ulik mellom prosjektene og avhenger av faktorer som funnstørrelse, type innfasing, reservoarkvalitet og avstand til infrastruktur. De gjennomsnittlige enhetskostnadene for funn de siste 20 årene er om lag 25 US dollar per fat (Figur 3.7). Nordsjøen har de laveste enhetskostnadene med om lag 23 US dollar per fat. Barentshavet har de høyeste med om lag 31 US dollar per fat. Enhetskostnaden i Norskehavet er om lag 28 US dollar per fat.



Figur 3.7 Enhetskostnader for funn i perioden 2002 til 2021, fordelt på havområder

Figur 3.7 viser at investeringer og driftskostnader per produsert enhet er lavere i Nordsjøen og i Norskehavet enn i Barentshavet. Med store investeringer i Nordsjøen og Norskehavet som allerede er nedbetalt, kan nye funn fases inn med god lønnsomhet. Samtidig er produksjonen fra flere felt i Nordsjøen og Norskehavet fallende, noe som kan føre til at enhetskostnadene stiger. For å ivareta god lønnsomhet fra norsk sokkel framover, er det svært viktig at nye ressurser knyttes opp til kostnadseffektiv infrastruktur (Kapittel 3.2 Verdier i funnporteføljen).

God lønnsomhet forutsetter at nye ressurser knyttes opp til kostnadseffektiv infrastruktur

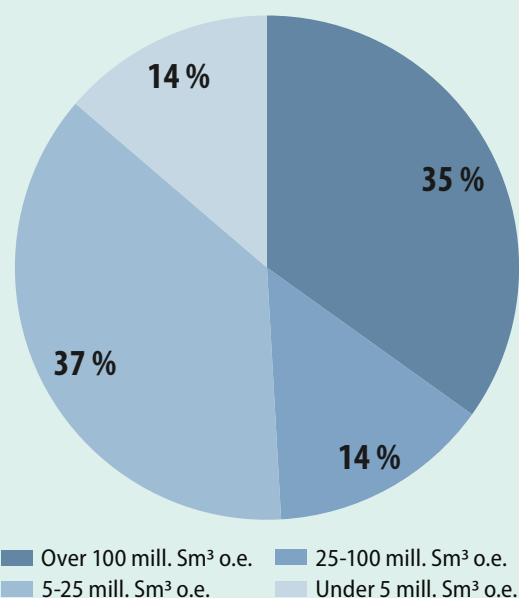
I Barentshavet har investering i ny infrastruktur stor andel i de totale enhetskostnadene. Det er som forventet i en petroleumsprovins som er under utvikling og i utbyggingsfasen. Samtidig viser beregningene at letekostnader per produsert enhet ikke er høyere enn gjennomsnittet på norsk sokkel (om lag 6 US dollar per fat). For å videreutvikle Barentshavet som petroleumsprovins, er det viktig at selskapene fortsetter å utforske mindre kjente områder samtidig som det letes nær eksisterende felt.

Verdiskaping fra ulike funnstørrelser

Lønnsomhetsberegningene viser at både små og store funn har vært viktige for samlet verdiskaping fra leting de siste 20 årene (Figur 3.8). Om lag halvparten av verdiskapingen kommer fra funn større enn 25 millioner Sm³ o.e.

Det er Johan Sverdrup, som alene utgjør 35 prosent av verdiskapingen, og 8 funn mellom 25 og 100 millioner Sm³ o.e. som til sammen utgjør 14 prosent. Disse funnene er viktige for utvikling av infrastruktur og andre funn i området rundt eksisterende eller nye feltentre.

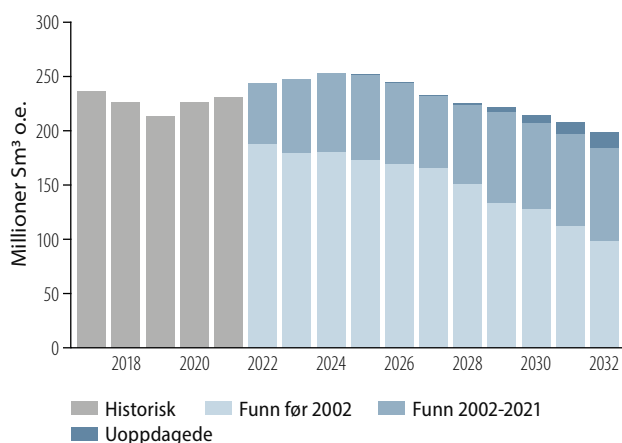
Den andre halvparten av verdiskapingen kommer fra funn som er mindre enn 25 millioner Sm³ o.e. Over 60 funn er mellom 5 og 25 millioner Sm³ o.e. og utgjør til sammen 37 prosent av verdiskapingen. Også de minste funnene har bidratt med en betydelig andel av total verdiskaping ettersom selv svært små funn 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 øke lønnsomheten av felt som nærmer seg nedstenging. De siste 20 årene har om lag 120 funn under 5 millioner Sm³ o.e. stått for om lag 14 prosent av samlet verdiskaping på norsk sokkel.



Figur 3.8 Nåverdidbidrag fra ulike funnstørrelser (sju prosent diskonteringsrate)

Betydning av leting for framtidig produksjon

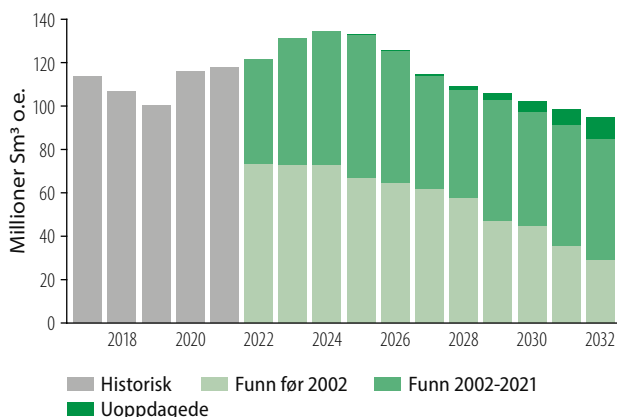
Det forventes at produksjon og energileveranse fra norsk sokkel vil falle raskt de nærmeste årene dersom det ikke tilføres nye ressurser. Figur 3.9 viser at en stor del av produksjonen de neste 10 årene kommer fra funn gjort de siste 20 årene. Nesten 25 prosent av samlet produksjon fra norsk sokkel i 2022 kommer fra funn gjort etter 2002. Dette stiger opp til om lag 40 prosent i 2030.



Figur 3.9 Historisk og framtidig olje- og gassproduksjon

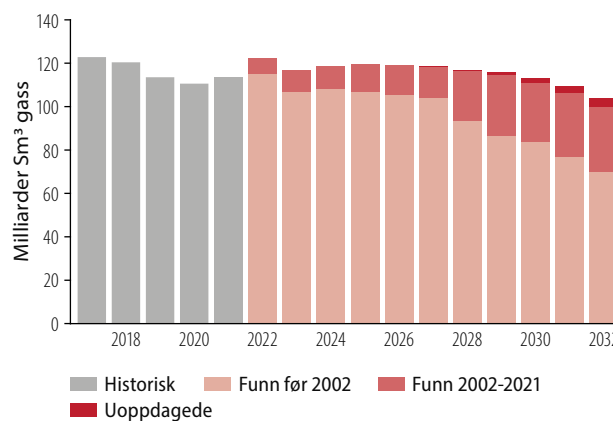
Det er blitt funnet vesentlig mer olje enn gass på norsk sokkel de siste 20 årene. Om lag 75 prosent av de totale inntektene fra funn gjort i perioden 2002 til 2021 er fra oljeproduksjon, mens resten er fra gassproduksjon. I samme periode har oljeprisen vært betydelig høyere enn gassprisen.

Figur 3.10 viser at over halvparten av oljeproduksjonen fra norsk sokkel de neste 10 årene kommer fra funn gjort de siste 20 årene. Produksjonen fra Johan Sverdrup utgjør en stor del av dette.



Figur 3.10 Historisk og framtidig oljeproduksjon

Figur 3.11 viser at mindre enn 20 prosent av gassproduksjonen de neste ti årene kommer fra funn gjort de siste 20 årene. Det vil si at framtidig gassproduksjon i stor grad er basert på funn gjort for over 20 år siden. Produksjonen fra Troll utgjør en stor del av dette.



Figur 3.11 Historisk og framtidig gassproduksjon

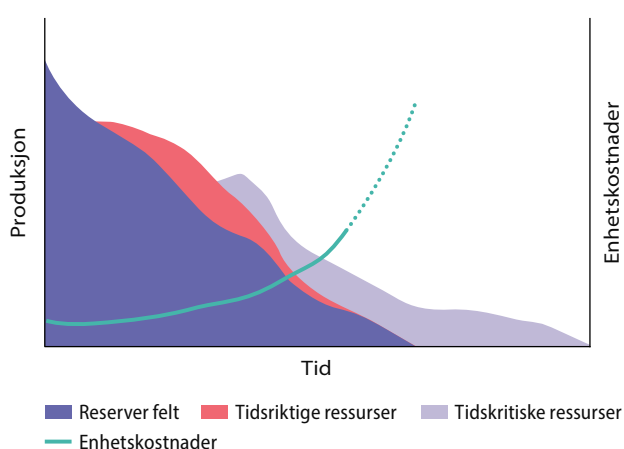
Etter 2030 vil produksjonen falle betydelig. Innrapporterte prognoser for felt og funn fra selskapene viser at samlet produksjon i 2040 faller til om lag en tredjedel av dagens nivå uten tilførsel av nye ressurser (Figur 1.1). En slik utvikling svekker økonomien til produserende felt. Leting vil derfor ha stor betydning for utvikling i produksjon og verdiskaping etter 2030.

3.2 Verdier i funnporteføljen

Tidsriktig leting og utbygging

Innfasing av funn til eksisterende eller framtidig infrastruktur kan gjøre selv små funn lønnsomme. Dette kan bidra til forlenget levetid for eksisterende felt og infrastruktur, som igjen gir insentiver til mer feltnær leting. Dette øker muligheten for økt utvinning og økt verdiskaping på vertsfeltet.

Det er viktig at innfasing av funn skjer før enhetskostnaden blir for høy. Framtidig utbygging av funn er derfor ikke bare avhengig av ledig kapasitet, men ledig kapasitet med lave enhetskostnader (Figur 3.12).



Figur 3.12 Tidsriktig og tidskritisk innfasing

Tidsriktig leting og utbygging er viktig for lønnsomheten

I Figur 3.12 skilles det mellom tidsriktige og tidskritiske ressurser. Tidsriktige ressurser er ressurser som fases inn mens enhetskostnadene på vertsfeltet er lave. Tidskritiske ressurser er ressurser som fases inn når enhetskostnadene på vertsfeltet er raskt stigende. I dette tilfellet går ressurser enten tapt eller produseres med lav lønnsomhet.

Samordnet utbygging

Å utnytte stordriftsfordeler gjennom samordnet utbygging på tvers av utvinningstillatelser blir stadig viktigere etter hvert som sokkelen modnes. Slike områdeløsninger kan bidra til lavere enhetskostnader og effektiv utforskning, slik at mest mulig av de samfunnsøkonomisk lønnsomme ressursene blir utvunnet.

Samordning er avgjørende for lønnsom utbygging av mindre funn

Petroleumsloven (faktaboks *Petroleumsloven*) sikrer at rettighetshavere samarbeider på tvers av utvinningstillatelsene for størst mulig verdiskaping.

Petroleumsloven

Ifølge petroleumsloven § 4-7 skal rettighetshaver søke å oppnå avtale om rasjonell samordning dersom en petroleumsforekomst strekker seg over flere blokker som ikke har samme rettighetshavere, eller når det åpenbart er rasjonelt å samordne virksomheten på tvers av flere forekomster.

Videre gir petroleumsloven § 4-8 myndighetene rett til å bestemme at innretninger også kan brukes av andre hvis hensynet til rasjonell drift eller samfunnsmessige hensyn tilsier det, og at slik bruk ikke er til urimelig foretrengsel for rettighetshavernes eget behov eller for en som allerede er sikret rett til bruk.

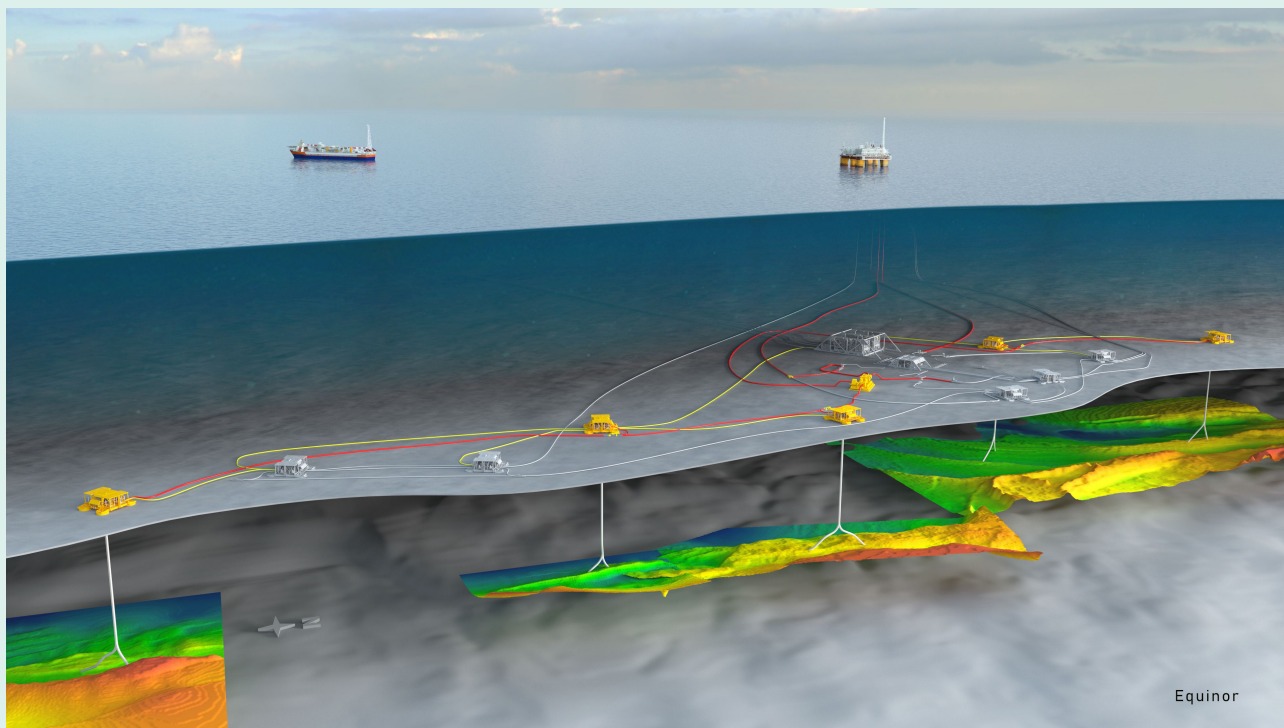
Halten Øst Unit i området sør for Åsgard og innfasing av funnene 25/5-9 (Trell) og 25/4-2 (Trine) i Alvheim-området er eksempler på mulige samordnede utbygginger (faktabokser *Halten Øst Unit* og *Trell og Trine*).

Halten Øst Unit

Øst på Haltenterrassen i Norskehavet er det flere funn og prospekt som kan knyttes opp til Åsgard B-innretningen (Figur 3.13). Å samkjøre utviklingen av små felt kan øke verdiskapingen, og i dette tilfellet er det mulig å utforske små prospekter ved å bore disse som sidesteg til funn- eller utvinningsbrønner. I dette prosjektet gir en samordning synergier i form av felles bruk av infrastruktur og mer kostnadseffektiv prosjektgjennomføring. Det bidrar også til å forlenge haleproduksjonen til Åsgard.

Myndighetene gav i 2019 grønt lys for å utsette fristen for beslutning om videreføring (BOV) for 6407/6-6 (Mikkel Sør Gamma), 6407/6-7 S Mikkel Sør (Harepus) og 6407/2-6 S (Flyndretind) for å få til en samordning. Utsettelsen ble gitt med vilkår om at rettighetshaverne forpliktet seg til å bore en ny letebrønn. Denne resulterte i funn. Det ble stilt vilkår om vurderinger av mulige samordningsgevinster med andre funn og prospekt i hele Halten Øst-området.

Rettighetshaverne og myndighetene ble i 2020 enige om sammenslåing av fire utvinningstillatelser til en unit. Unitiseringsavtalen ble godkjent av Olje- og energidepartementet (OED) den 15. desember 2020. Dette har sikret nødvendige framdrift, og forutsetningene som ligger til grunn for de omsøkte utsettelsene av BOV blir realisert. Utbyggingsplan (PUD) for Halten Øst ble levert til myndighetene for godkjenning 25. mai 2022.



Figur 3.13 Halten Øst Unit

Trell og Trine

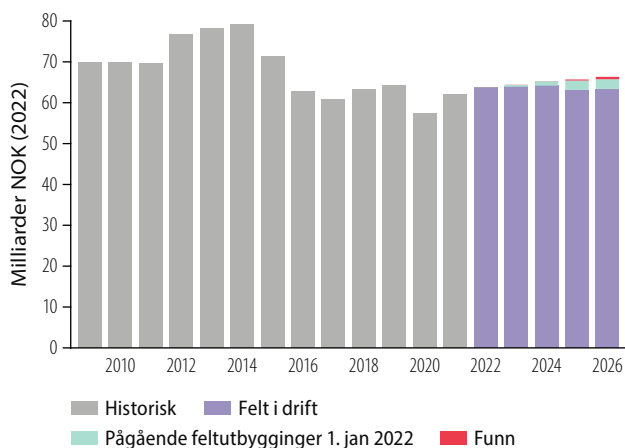
25/5-9 (Trell) og 25/4-2 (Trine) er to små funn i den midtre delen av Nordsjøen. Funnene ligger henholdsvis ti og fem kilometer øst for Heimdal-feltet. Små oljefunn som 25/5-9 (Trell) og 25/4-2 (Trine) utvikles normalt med havbunnsinnretninger som knyttes opp til et eksisterende felt.

I denne delen av Nordsjøen er Alvheim FPSO den nærmeste produksjonsinnretningen som er egnet til å behandle væskeproduksjonen fra nye funn. I tillegg til TPA-avtalen (Forskrift for tredjepartsadgang til eksisterende felt) som 25/5-9 (Trell) og 25/4-2 (Trine) har med vertsfeltet Alvheim, er det også planlagt samordnet utvikling av de to funnene i henhold til petroleumsloven § 4-7, med et samlet ressursestimat på 3,8 millioner Sm³ o.e. Det bidrar til at de totale utbyggingskostnadene blir lavere enn dersom funnene ble utviklet hver for seg.

De to funnene som ble påvist i 2014 (Trell) og 1973 (Trine) er avhengige av kostnadseffektive utbyggingsløsninger for å oppnå god nok lønnsomhet. Rettighetshaverne i området har derfor gjennomført flere tiltak som har gjort det mulig å samordne utviklingen av funnene, og de har levert utbyggingsplan (PUD) i 2022. Utvinningstillatelse 036 E, som omfatter 25/4-2 (Trine), ble delt fra utvinningstillatelse 036 BS (Heimdal), og det har vært endringer i deltakerandeler. I 2018 overtok Aker BP operatørskapet i begge utvinningstillatelsene. Rettighetshaverne i de berørte utvinningstillatelsene etablerte en unitiseringsavtale i 2021. Den innebærer at rettighetshavernes andel av utvinningen blir lik for de to funnene.

3.3 Verdier i felt og økt utvinning

Nedgangen i driftskostnader siden oljeprisfallet i 2014 har vært betydelig (Figur 3.14). OD forventer at de totale driftskostnadene ikke vil stige vesentlig mot 2026, selv om flere felt kommer i produksjon.

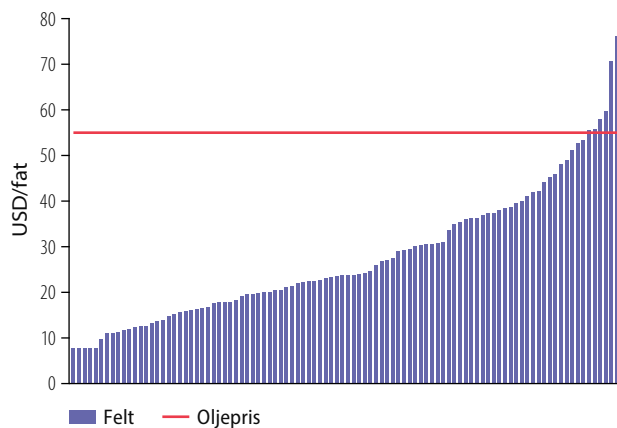


Figur 3.14 Historiske driftskostnader og prognose
Oppdatert per 13.1.2022

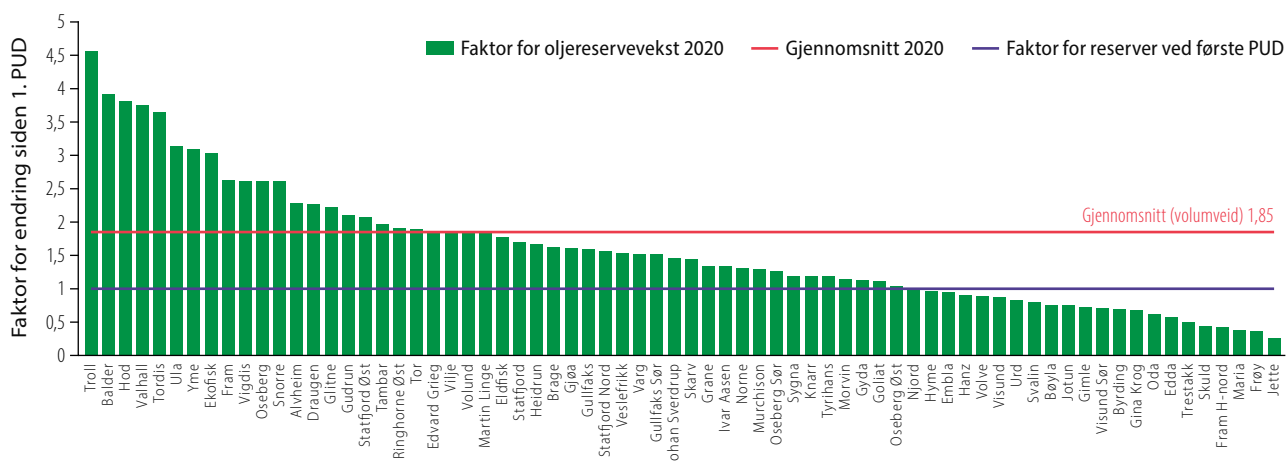
En slik utvikling kan bidra til å holde enhetskostnadene nede på et konkurransedyktig nivå. Med dagens nivå er det lønnsomt å fortsette produksjonen selv med svært lave olje- og gasspriser (Figur 3.15).

Lønnsom produksjon selv med lave olje- og gasspriser

Enhetskostnadene stiger imidlertid dersom det ikke settes inn tiltak for å hindre at produksjonen avtar raskt.



Figur 3.15 Konkurransedyktige enhetskostnader
Enhetskostnadene (udiskonterte) er basert på prognoser for produksjon og kostnader fra og med 2023. Kostnadene inkluderer driftskostnader (inkl. arealavgift, miljøavgifter og transportkostnader) og investeringer for felt i drift.



Figur 3.16 Nåværende vs. PUD-reserver

Historien viser at de fleste større felt på norsk sokkel har produsert mer og lenger enn det som var antatt på utbyggingstidspunktet. Figur 3.16 viser nåværende oljereserver i felt i forhold til oljereservene ved første PUD. Felt med reserver over den blå linjen har økt estimatet for sine reserver. Flere felt har mer enn doblet sine reserver siden PUD. Felt med reserver under den blå linjen har redusert estimatet. Dette er hovedsaklig mindre felt.

Forståelsen av reservoarets egenskaper øker gjennom hele produksjonsfasen. Det kan bidra til store forskjeller mellom produksjonsprognosen som lå til grunn i den opprinnelige PUD og hva som faktisk blir produsert.

Fleksibilitet i utbyggingsløsninger gir økt framtidig verdiskaping

Dette understreker viktigheten av å tidlig planlegge for fleksibilitet og oppsider, for eksempel ved å inkludere planer for nok brønnsliiser for framtidige tiltak for økt utvinning eller tilleggsressurser.

Oljeselskapene rapporterer årlig inn planlagte prosjekter for økt utvinning i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett (RNB), (Kapittel 2.4 Økt utvinning). Basert på selskapenes innrapportering er det identifisert relativt få tiltak for avanserte EOR-metoder. Derfor forventes det lavt verdibidrag fra slike prosjekter. Dette bekrefter at det er et stort gap mellom industriens planer og det ressurspotensialet fra EOR-metoder OD har identifisert i sine studier.

Det er mange grunner til dette gapet. En viktig årsak er at selskapene har høyere krav til avkastning enn det som legges til grunn i samfunnsøkonomiske analyser (faktaboks *Avkastningskrav*). Det betyr at det kan være flere samfunnsøkonomisk lønnsomme EOR-prosjekt enn selskapene ønsker å gjennomføre.

CO₂ som blir fanget for lagring (CCS) kan brukes til å øke utvinningen av olje (CCUS). Dette vil være en konkurransedyktig måte å lagre CO₂ på som kan ha et stort potensial når verdikjeder for CCS etableres på norsk sokkel (Kapittel 5 Energiomstillingen gir nye muligheter).

Avkastningskrav

Dersom netto nåverdi for et prosjekt er positiv, tilsier økonomisk teori at prosjektet skal besluttes, mens en netto nåverdi som er mindre enn eller lik null at prosjektet skal forkastes. Selv om alle prosjekt med positiv netto nåverdi skal besluttes, er ikke dette dekkende for hva som faktisk skjer, ettersom selskap blant annet rasjonerer kapital. Kapitalrasjoneringen medfører at prosjekt med positiv netto nåverdi ikke nødvendigvis blir realisert fordi prosjektene ikke har høy nok lønnsomhet til å nå opp i selskapenes interne rangering.

Riksrevisjonen undersøkte i 2015 avkastningskrav og investeringsatferd på norsk sokkel. Den rapporterte at selskapene gjennomgående har høyere realavkastningskrav enn staten, og at avkastningskravet ofte var høyere enn det kapitalverdimodellen tilsier. Den beskriver også en utvikling der investeringer på norsk sokkel i større grad konkurrerer med prosjekt i utlandet, og at bare de bedriftsøkonomisk mest lønnsomme prosjektene blir realisert [14].

En undersøkelse utført av **Wood Mackenzie** i 2018 [15] indikerer et avkastningskrav for oljeselskaper på 13-14 prosent for prosjekt typiske for norsk sokkel.

Klimarisikoutvalget konkluderer med at selskapenes bruk av høye avkastningskrav trekker i retning av lavere investeringer på sokkelen enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt [16]

Olje- og energidepartementet henviser til klimarisikoutvalget i *Energimeldingen* [17]: "I sin rapport viser klimarisikoutvalget til at det er mye som tyder på at oljeselskapene benytter et høyere avkastningskrav enn staten ved prosjektvurderinger. Dette trekker i retning av lavere investeringer på norsk sokkel enn det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt" og videre i *tilleggsmeldingen* [18]: "Erfaringene fra norsk kontinentalsokkel er at selskapene krever høy forventet avkastning og stor økonomisk robusthet for å beslutte nye investeringer. Selskapene benytter typisk et høyere avkastningskrav enn staten ved investeringsbeslutninger og krever at prosjekter er økonomisk robuste også mot vesentlig lavere olje- og gasspriser enn forventet."

3.4 Gassforvaltning for økt verdiskaping

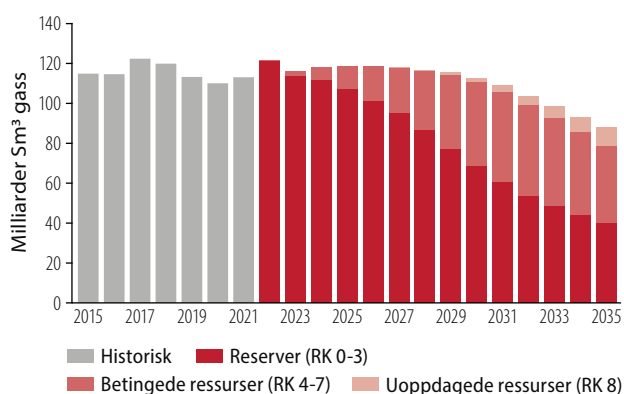
Den russiske invasjonen av Ukraina har påvirket gassmarkedet i Europa. Den ferdigbygde gasseksportledningen fra Russland til Tyskland er ikke åpnet, Russland har kuttet mye spotsalg av gass til Europa og de langsiktige gassalgskontraktene er dels under avvikling og dels under sterkt press. Norge er her i en unik situasjon med et omfattende rørekspornett for naturgass til EU med lave transportkostnader. Dette gjør Norge konkurransedyktig i forhold til LNG-leveranser fra andre regioner.

Felleserklæringen om energisamarbeid fra møtet mellom EU og Norge understreker Norges spesielle stilling og behovet for leveranser av både olje og gass, også etter 2030: "The EU supports Norway's continued exploration and investments to bring oil and gas to the European market" [19].

Norsk gass har fått høyere verdi

Med betydelige gjenværende gassressurser, et effektivt og driftssikkert gasstransportsystem til Europa, forventet utvikling i etterspørselen etter gass og avtakende produksjon av gass i EU er det grunnlag for å opprettholde norsk gasseksport på et høyt nivå i

lang tid framover (Figur 3.17). Ved utgangen av 2021 stod 5 felt for nær 70 prosent av gassreservene. Troll alene står for om lag 45 prosent av dem.



Figur 3.17 Salg av gass fra norsk sokkel fordelt på ressursklasser

De siste årene har gasseksporten fra flere felt økt. En viktig årsak er framskyndet gass fra felt i moden fase med mindre gjenværende oljeressurser. Høye gasspriser i 2021-2022 har ført til at eksporten fra de større feltene har økt enda mer. En slik framskynding gir store inntekter, men kan også medføre tap av oljeressurser (faktaboks *Dilemma: Gassinjeksjon for økt oljeutvinning – eller framskynding av gassen?*).

Dilemma: Gassinjeksjon for økt oljeutvinning – eller framskynding av gassen?

Gass er blitt injisert i mange oljefelt i Nordsjøen for full trykkstøtte, enten i hele feltet eller i noen segmenter. Dette har bidratt til betydelig økt oljeproduksjon. Når den lønnsomme oljen er produsert, stoppes gassinjeksjonen. Da faller oljeproduksjonen, for etter hvert å stoppe opp. Dersom det er tilgjengelig infrastruktur, kan gassen eksporteres. Da bidrar den til økt verdiskaping. På Troll, Oseberg, Skarv og andre felt med gassinfrastruktur planlegges en overgang til bare gasseksport.

For noen felt kreves ekstra investeringer dersom en ønsker å produsere injeksjonsgassen og eksportere den. Johan Castberg og Ula er eksempler på felt der det er nødvendig. Rettighetshaverne i Ula har foreløpig ingen planer om å eksportere gass som er blitt injisert. For Johan Castberg vurderes et felles gassrør fra det planlagte feltet Wisting til Snøhvit. Med høye gasspriser kan tidspunktet for å stoppe gassinjeksjon og gå over til eksport bli framskyndet. Vinteren 2022 har myndighetene gitt midlertidig tillatelse til økt gasseksport for noen felt. Et eksempel er Gina Krog [20], der Equinor har fått midlertidig tillatelse til å stoppe gassinjeksjon for å eksportere gassen.

Gasseksport fra Barentshavet skjer i dag via LNG-anlegget på Melkøya i Hammerfest. Gass fra Snøhvit fyller all kapasitet på anlegget i lang tid framover. Basert på letevirksomheten så langt i de åpne områdene i Barentshavet, gir ikke enkeltfunn grunnlag for å etablere ny eksportkapasitet. Ny eksportkapasitet er derfor i større grad avhengig av samordning av ressurser. Dersom selskapene ikke leter etter gass, blir det samtidig vanskeligere å finne nok ressurser til å løfte ny infrastruktur, enten selvstendig eller samordnet.

Studier OD og Gassco gjennomførte i 2020 viste at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å øke kapasiteten for gasseksport fra havområdet. Dette har seinere studier bekreftet [2].

For å sikre avsetningsmuligheter for gassfelt og oljefelt med assosiert gass, ser ulike selskaper på mulighetene for å utvikle en felles infrastruktur for gassdisponering mellom Snøhvit, Johan Castberg og 7324/8-1 (Wisting). Feltene og funnene får avsetningsmuligheter for gassen. Inntektene fra gassen kommer imidlertid langt ut i tid, etter at gassen fra Snøhvit er produsert. Den skisserte løsningen øker ikke eksportkapasiteten for gass fra Barentshavet.

Industrielle aktører utreder, med støtte fra Enova, mulighetene for å produsere ammoniakk fra naturgass der CO₂ lagres under havbunnen, såkalt blå ammoniakk. Ammoniakken planlegges transportert til markedet via skip (Barents Blue-prosjektet). Andre gasseksportalternativer er økt LNG-kapasitet og nytt eksportrør. Det er viktig at det utvikles gasseksportløsninger som ivaretar område- og sokkelperspektivet og gir insentiver til økt leting og utvikling av olje og gass.

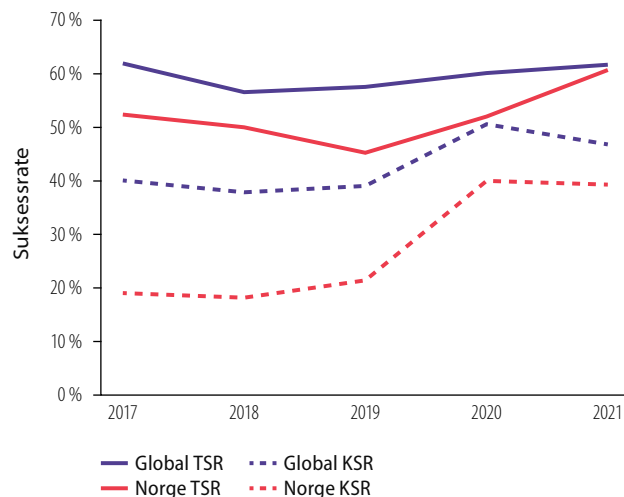
3.5 Teknologiutvikling og kompetanse

Utvikling av teknologi har gjort store ressurser som før var regnet som ulønnsomme å utvinne tilgjengelige på norsk sokkel. Etter hvert som sokkelen modnes, blir det ikke mindre viktig å utvikle teknologi, kompetanse og kunnskap.

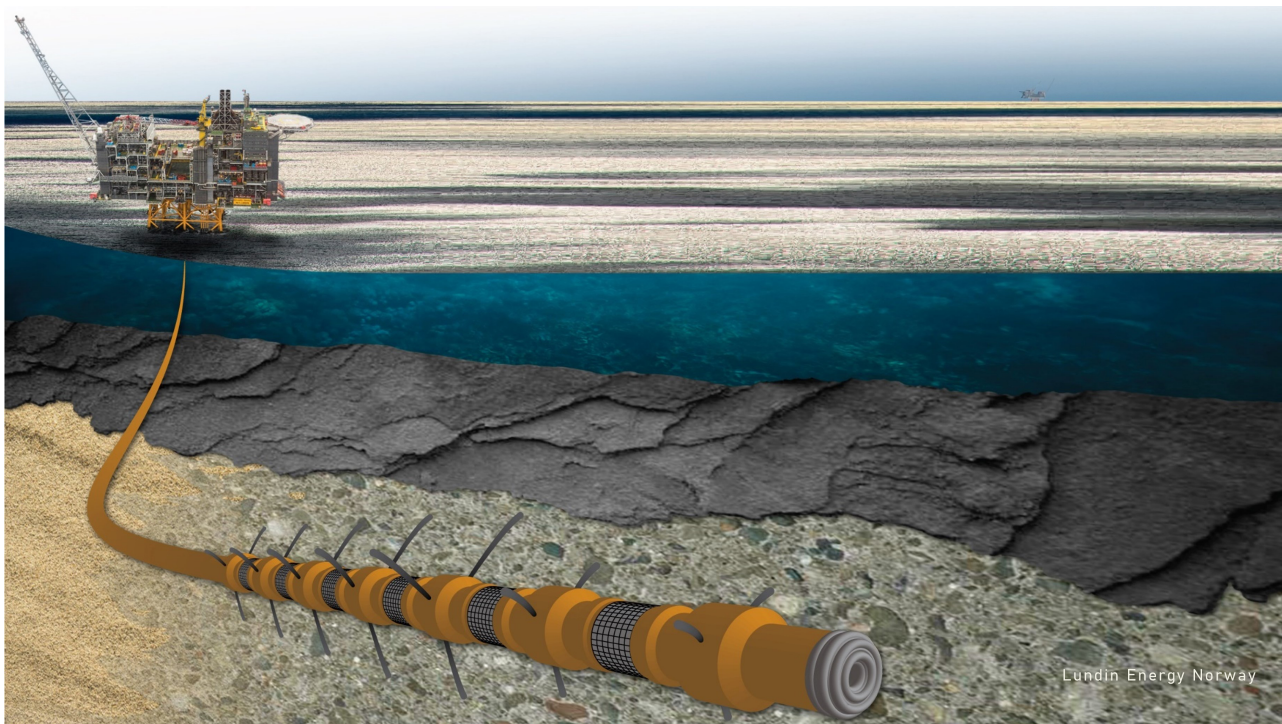
Innenfor leting har mer og bedre data og økt forståelse av geologien gjort det mulig å identifisere nye letekonsept. Dette har bidratt til flere funn. Figur 3.18 viser en økning i teknisk funnrater de siste fem årene. Den tekniske funnraten på norsk sokkel var i 2021 på samme nivå som det internasjonale gjennomsnittet [21]. Grunnlaget er 995 undersøkelsesbrønner fra 80 land avsluttet i årene 2017 til 2021. Den kommersielle funnraten på norsk sokkel har også økt de siste fem årene, men ligger noe lavere enn det internasjonale gjennomsnittet. Teknologiutvikling, bedre kartlegging, mer og bedre bruk av data og økt forståelse av geologien kan bidra til lavere leterisiko og flere funn.

Innenfor utbygging og drift gjør utvikling og implementering av ny og mer kostnadseffektiv teknologi det mulig å utvinne olje og gass fra stadig mer teknologisk krevende felt. Tynnhullsboringer på Åsgard og Edvard Grieg er gode eksempler på dette (Figur 3.19).

Teknologier for å øke borehastighet, optimalisere utvinningsstrategi ved bruk av nye digitale verktøy (faktaboks *Digitale løsninger på Johan Sverdrup*), EOR-metoder og neste generasjons utbygginger med fjernstyring og lavbemannet drift blir også sentrale framover.



Figur 3.18 Utvikling i teknisk funnrater (TSR) og kommersiell funnrater (KSR), siste fem år Basert på data fra Westwood (2022)



Figur 3.19 Tynnhullsboringer

Tidlig teknologibruk og -forbedringer er viktig for å opprettholde produksjon og verdiskaping på norsk sokkel. Studier viser at industrien bruker for lite ressurser på forskning, teknologiutvikling og innovasjon i forhold til hva som kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt [22]. Særlig er den globale petroleumsindustrien kjent for å være konservativ når det gjelder å ta i bruk ny teknologi [23]. Myndighetene har derfor tatt en aktiv rolle på dette området. OD er opptatt av at aktørene i enda større grad utforsker og tar i bruk ny teknologi for å finne mer, utvinne mer og redusere utslipp.

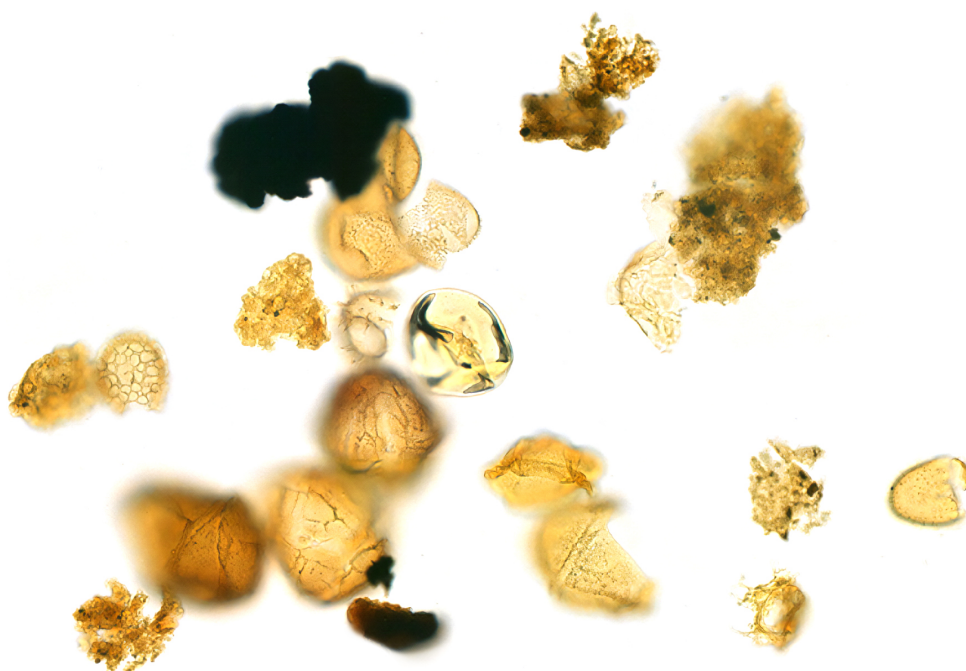
Teknologi og kompetanse må sees i sammenheng. Ny teknologi, spesielt avansert digital teknologi, krever nye kompetanser og ferdigheter. Å satse på teknologi gir resultater langt ut over nye tekniske løsninger. Å kontinuerlig satse på å bygge opp og vedlikeholde teknologi og kompetanse er derfor sentrale forutsetninger for en effektiv og bærekraftig virksomhet.

Petroleumsindustrien nærmer seg "det store mannskapsskiftet". En stor del av de som er sysselsatt i industrien blir pensjonister i løpet av det neste tiåret, og erfaring og fagkunnskap kan gå tapt [24]. For fortsatt verdiskaping blir det derfor viktig at sektoren evner å tiltrekke seg nyutdannede. En annen suksessfaktor er at eksisterende arbeidsstyrke tar i bruk ny teknologi og nye arbeidsmetoder.

Digitale løsninger på Johan Sverdrup

Equinor anslår at det er spart mer enn to milliarder kroner i løpet av det første produksjonsåret på Johan Sverdrup, ved å ta i bruk digitale løsninger. Gevinstene er hovedsakelig et resultat av:

- Høyere stabil produksjon som følge av automatisert produksjonsoptimalisering og mer effektiv oppstart av brønner. Samarbeid med integrert driftssenter på land for å optimalisere produksjonen og fjerne beskrankninger.
- Bedre undergrunnsforståelse som følge av bredere og mer komplekse datasett som gir mer informasjon om reservoaret.
- Bedre drift og vedlikehold på grunn av stabil produksjon og implementering av "digital feltarbeider". Dette innebærer at operatørene på innretningene bruker nettbrett og digital tvilling av innretningen i sitt daglige arbeid [25].





Kapittel **4**

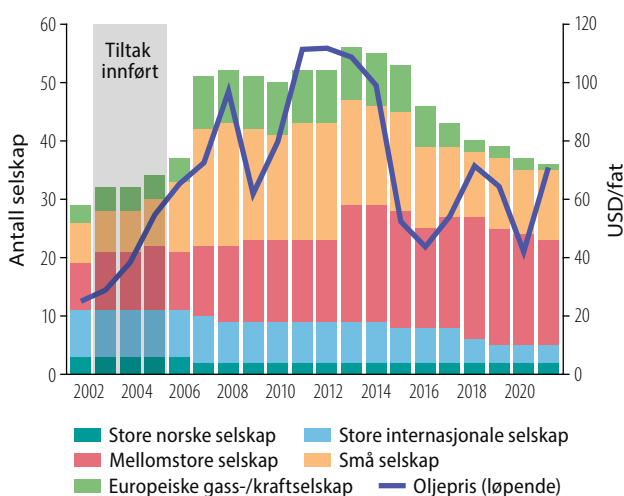
Et aktørbilde i endring

Nedgangen i antall aktører på norsk sokkel har vært betydelig de siste årene. Likevel er aktiviteten fortsatt høy. Mange små og mellomstore selskap har slått seg sammen og styrket sin posisjon. De mellomstore selskapene er blitt en stadig viktigere kraft for videreutviklingen av sokkelen.

4.1 Utviklingen i aktørbildet

Utviklingen av olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel er avhengig av størrelsen på ressursgrunnet og næringens evne og vilje til å finne og utvinne mest mulig av ressursene på en effektiv og bærekraftig måte. Olje- og gassressursene gir forskjellige forretningsmuligheter for oljeselskapene. Derfor er det viktig at aktørbildet er tilstrekkelig variert og representerer et mangfold av kunnskap og innfallsvinkler.

De fleste store funnene på norsk sokkel ble gjort i de første tiårene av utforskingen. Dette var forretningsmuligheter for de store internasjonale oljeselskapene, og sokkelen var derfor dominert av disse samt Statoil, Norsk Hydro og Saga Petroleum.



Figur 4.1 Utviklingen i oljepris og antall selskaper fordelt på selskapstyper

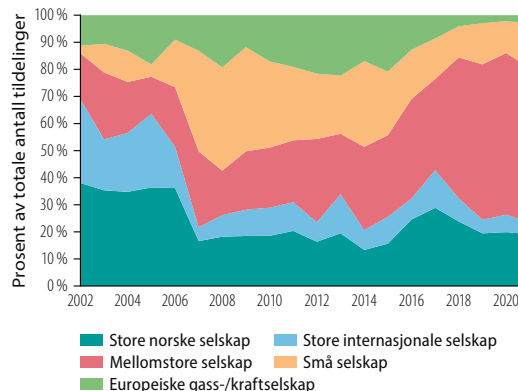
Etterhvert som sokkelen ble mer utforsket og flere store internasjonale selskap slo seg sammen, ble det nødvendig med et bredere aktørbilde. Det var fortsatt behov for de store selskapene som kunne påta seg krevende og kapitalintensive prosjekter. Samtidig var det viktig å tiltrekke seg selskap som hadde oppmerksomhet på de mindre prosjektene. Myndighetene gjennomførte en rekke tiltak for å gjøre det attraktivt og lettere for nye aktører å komme inn på norsk sokkel. Innføringen av en ordning for

prekvalifisering av selskap, tildelinger i forhåndsbestemte områder (TFO-rundene) og leterefusjonsordningen er eksempler på slike tiltak.

Tabell 4.1 Rettighetshavere per 31.12.2021 fordelt på ulike selskapstyper

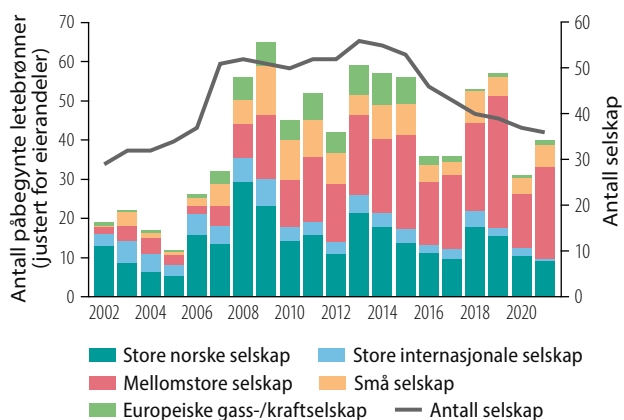
Store norske selskap	Equinor, Petoro
Store internasjonale selskap	ConocoPhillips, Shell, TotalEnergies
Mellomstore selskap	Aker BP, Chrysaor, DNO, Idemitsu, INPEX, KUFPEC, LOTOS, LUKOIL, Lundin, MOL, Neptune, OMV, ONE-Dyas, Repsol, Spirit, Suncor, Vår Energi, Wintershall Dea
Små selskap	CapeOmega, Concedo, Lime, Longboat, M Vest, Mime, OKEA, Pandion, Petrolia, Source, Sval Energi, Wellesley
Europeiske gass-/kraftselskap	PGNiG

Kombinert med en stigende oljepris, medførte tiltakene en markant økning både i antall selskap og i bredden av aktører. Antall aktører steg fra 29 i 2002 til 56 i 2013 (Figur 4.1 og Tabell 4.1). De nye selskapene bidro til økt konkurranse om areal, og de har fått en stor andel av utvinningstillatelsene tildelt de siste 20 årene (Figur 4.2).



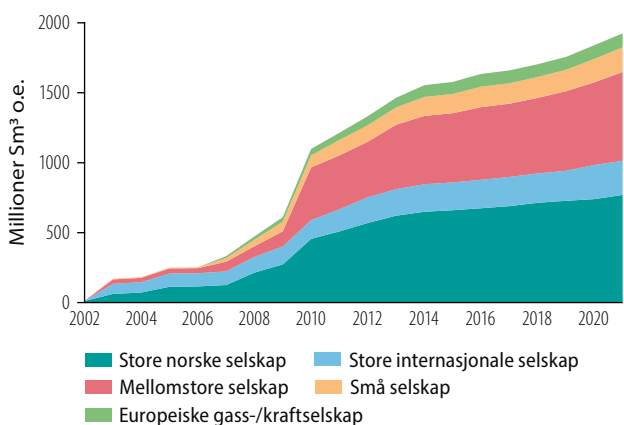
Figur 4.2 Andel tildelinger fordelt på selskapstyper (rettighetshavere)

Figur 4.3 viser utviklingen i antall letebrønner, fordelt på selskapstyper. I takt med økningen av antall aktører gikk leteaktiviteten betraktelig opp fra 2007. De første ti årene stod store norske og internasjonale selskap for til sammen over halvparten av letebrønnene. De siste ti årene har store norske og internasjonale selskap redusert sin andel av letebrønnene, mens mellomstore og små selskap har økt sin andel betydelig.



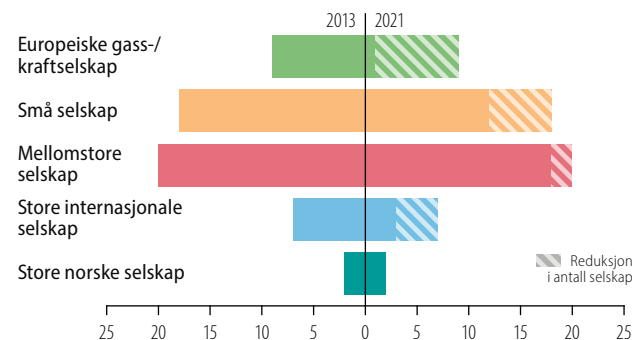
Figur 4.3 Utviklingen i antall letebrønner fordelt på selskapstyper (rettighetshavere)

Flere aktører og stigende oljepris har bidratt til mer leting, mange nye funn og økt ressurstilvekst (Figur 4.4). De nye aktørene har bidratt til en rekke funn og feltutbygginger på norsk sokkel.



Figur 4.4 Akkumulert ressurstilvekst fra funn fordelt på selskapstyper

Ved utgangen av 2021 var det 36 selskap på norsk sokkel. Dette er en nedgang på 20 siden toppåret i 2013 (Figur 4.5). Så langt i 2022 (juli) er to selskap blitt kjøpt opp. Aker BP overtar olje- og gassvirksomheten til Lundin Energy, og Sval Energi har kjøpt Spirit Energy. I tillegg har Suncor Energy meldt at de trekker seg ut fra norsk sokkel.



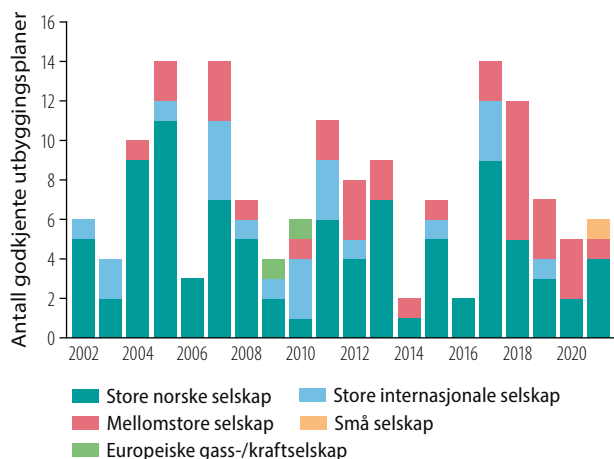
Figur 4.5 Endringer i aktørbildet siden 2013

Nedgangen i antall aktører har delvis bakgrunn i at store internasjonale selskap og europeiske gass-/kraftselskap de siste årene har solgt seg ut fra norsk sokkel. Oljeprisfallet i 2014 og økt vektlegging på avkastning blant internasjonale oljeselskap har gitt en konsolidering av aktiviteten i den internasjonale oljeindustrien. Dette, kombinert med en mer moden sokkel og mangel på større prosjekt, har bidratt til at flere store internasjonale selskap har solgt seg ut. Noen har satset på petroleumsprovinser der det kan gjøres store funn, andre har fokusert på andre forretningsmuligheter som skiferolje, LNG og fornybar energi. Europeiske gass-/kraftselskaper har i økende grad satset på fornybar energi og trukket seg ut av petroleumsvirksomhet.

Mellomstore selskap har styrket sin posisjon

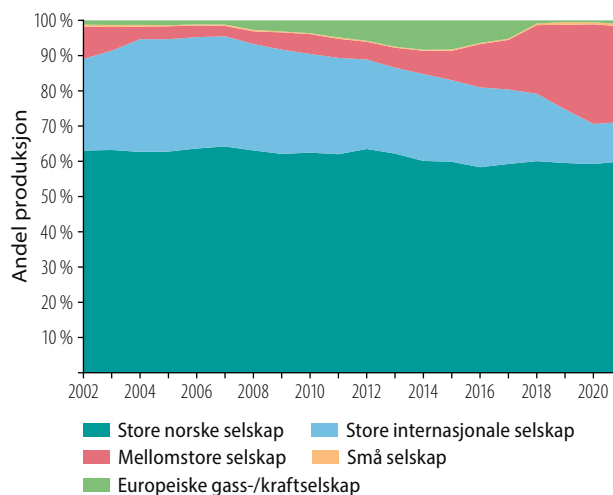
En rekke sammenslåinger og oppkjøp, for det meste selskap med hovedaktivitet innen leting, har redusert antall aktører ytterligere. Flere selskap har, som del av denne prosessen, styrket sin posisjon på norsk sokkel.

Det er blitt større mangfold innen operatørskap på felt. Figur 4.6 viser antall godkjente utbyggingsplaner (PUD og PUD-fritak) fordelt på selskapstyper i perioden 2002 til 2021. I løpet av de siste årene er flere mellomstore og ett lite selskap blitt operatør for feltutbygginger. Den foreslåtte omlagningen av petroleumsskattesystemet [26] kan legge til rette for større operatørmangfold i utbyggingsfasen, ettersom det blir enklere for selskap utenfor skatteposisjon å finansiere utbygging av funn.



Figur 4.6 Antall godkjente utbyggingsplaner (PUD og PUD-fritak) fordelt på selskapstyper (operatører)

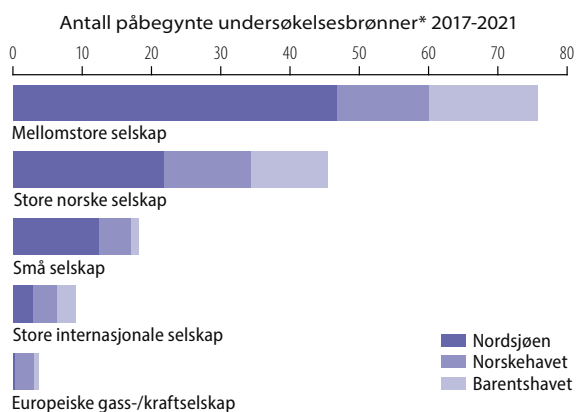
Figur 4.7 viser utviklingen i andel produksjon fordelt på selskapstyper de siste 20 årene. Store internasjonale selskap og europeiske gass- / kraftselskap har redusert sin andel av den totale produksjonen betydelig, mens mellomstore selskap har økt sin andel tilsvarende.



Figur 4.7 Utviklingen i produksjonen fordelt på selskapstyper (rettighetshavere)

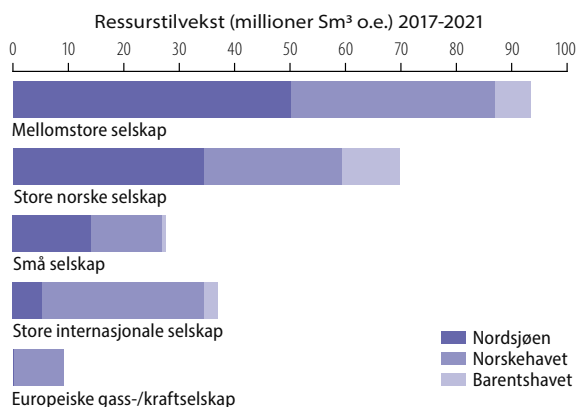
4.2 Evne og vilje

En forutsetning for verdiskaping er at rettighetshaverne både har kompetanse og er villige til å bruke disse og investeringsmidler på sin norske portefølje av utvinningstillatelser, funn og felt. Leteresultatene avhenger av flere faktorer; prospektiviteten i tildelt areal, hvor det letes samt omfang og kvalitet på letingen. Figur 4.8 og Figur 4.9 viser sammenhengen mellom antall undersøkelsesbrønner og ressurstilvekst for siste femårsperiode.



* Justert for eierandeler

Figur 4.8 Undersøkelsesbrønner i perioden 2017 til 2021 fordelt på selskaps typer (rettighetshavere)

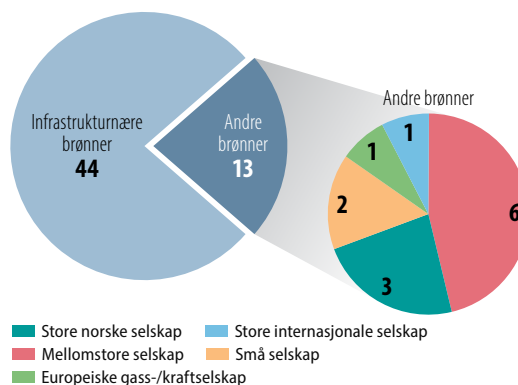


Uten RK6

Figur 4.9 Ressurstilvekst i perioden 2017 til 2021 fordelt på selskaps typer (rettighetshavere)

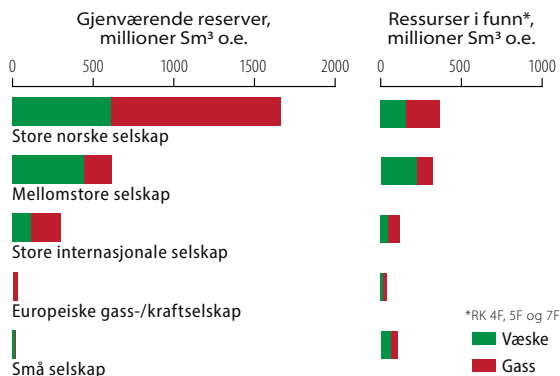
Mellomstore selskap har deltatt i flest undersøkelsesbrønner i perioden 2017 til 2021, og de har hatt den største ressurstilveksten. Ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn har imidlertid vært relativt lav. Store norske selskap har også boret mange undersøkelsesbrønner, og disse har gitt høyere ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn sammenlignet med mellomstore selskap.

Store internasjonale selskap har boret forholdsvis få undersøkelsesbrønner, men hatt relativt høy ressurstilvekst. I 2020 og 2021 ble det boret til sammen 57 undersøkelsesbrønner på norsk sokkel. 13 av brønnene er i områder som ikke ligger nær infrastruktur, og mellomstore selskap var operatør for nesten halvparten av disse (Figur 4.10).



Figur 4.10 Påbegynte undersøkelsesbrønner boret i 2020 og 2021 fordelt på selskaps typer (operatører)

Ved utgangen av 2021 var det store norske selskap og mellomstore selskap som hadde mest gjenværende reserver på norsk sokkel (Figur 4.11). Til sammen står de for over 85 prosent av gjenværende reserver, hvorav store norske alene står for 63 prosent. Mellomstore selskap har styrket sin posisjon, og er den selskapsgruppen som har hatt størst økning i antall utvinningstillatelser og høyest leteaktivitet de siste årene. Dette har gitt flere funn og medført økning både i reserver og i ressurser i funn som ennå ikke er besluttet utbygd.



Figur 4.11 Gjenværende reserver og ressurser i funn per 31.12.2021

4.3 Aktørenes tilpasning til energiomstillingen

Energilandskapet er i endring, og det kan få store konsekvenser for aktører innenfor olje og gass. Et sentralt spørsmål for olje- og gasselskap er hvordan de skal posisjonere seg slik at de best kan videreutvikle kjernevirksomheten og samtidig være en del av energiomstillingen.

En strategi rettet mot å satse tungt utenfor kjernevirksomheten kan innebære en stor risiko for aktørene, men en "vent-og-se"-strategi kan også være risikabel. Derfor utvider flere selskap forretningsmodellen og prøver å bygge en integrert og balansert portefølje som inkluderer både olje og gass og i økende grad fornybar energi, hydrogen og fangst og lagring av CO₂ (CCS) (faktaboks *Store integrerte europeiske oljeselskap definerer seg som energiselskap*).

Energiomstillingen kan føre til underinvestering i olje og gass

Energiomstillingen og selskapenes tilpasning har av flere sentrale aktører som Det internasjonale pengefondet (IMF) [27] blitt pekt på som en årsak til at det underinvesteres i olje og gass (faktaboks *Underinvestering i olje og gass*).

Store integrerte europeiske oljeselskap definerer seg som energiselskap

"I takt med utviklingen i energimarkedene definerer de store, integrerte oljeselskapene seg i større grad som energiselskaper og utvikler et bredere forretningsgrunnlag for å møte endringene i disse markedene. Både de europeiske og de amerikanske integrerte oljeselskapene har derfor de siste årene endret sine strategier, og legger nå i økende grad vekt på målsetninger om å avkarbonisere oppstrømsvirksomheten. De europeiske integrerte selskapene går i tillegg inn i vind og sol." [17]

Underinvestering i olje og gass

Etter en kraftig vekst i forbindelse med den såkalte skiferrevolusjonen i USA har globale investeringer innenfor oppstrøms olje- og gassvirksomhet falt betydelig siden 2014 [27]. Fallet i investeringer er ifølge Det internasjonale pengefondet (IMF) [27] større enn de som kommer fra prissvingninger i en syklisk industri. Selv om det kan være flere årsaker til denne utviklingen, peker IMF på at forventninger om at energiomstillingen skal skje raskt, har medført for lite investeringer i olje og gass. IMF etterlyser en mer koordinert klimainnsats som balanserer framveksten av fornybar energi og nye virksomheter med behovet for å opprettholde produksjonen på olje og gass utover i tid.

En slik tilpasning fra aktørene der de "utvikler et bredere forretningsgrunnlag" kan på sikt medføre utfordringer for ressursforvaltningen på norsk sokkel. "For å re-allokere egenkapitalinvesteringene mot fornybare investeringer, er avkastningskravet i oppstrøms olje- og gassvirksomhet i flere selskap justert opp til rundt 20 prosent slik at selskapene gjennom kapitalrasjonering sørger for at det er kun de investeringsmulighetene med høyest avkastning som blir realisert." [17]

Når oljeselskapene oppjusterer avkastningskravet, er det flere samfunnsøkonomiske prosjekt som ikke blir realisert på norsk sokkel, og det forsterker en allerede kjent utfordring (faktaboks *Avkastningskrav*). Det blir utfordrende for ressursforvaltningen om aktørene høster fra olje- og gassvirksomheten uten at det reinvesteres tilstrekkelig i lønnsomme tiltak på sokkelen.

A microscopic image of plant cells, showing various structures like cell walls, chloroplasts, and nuclei. The cells are stained, with some appearing in shades of green and others in shades of purple. The background is a light, neutral color.

Kapittel **5**

Energiomstillingen gir nye
muligheter

Norsk sokkel er godt posisjonert til å møte energiomstillingen. Samtidig åpnes mulighetene for å styrke verdikjedene innen olje og gass samt ny næringsaktivitet som for eksempel CCS, produksjon av hydrogen og utvinning av havbunnsmineraler.

Situasjonen i energimarkedene og Russlands invasjon av Ukraina har skapt en ny situasjon for produksjon, import og bruk av energi i Europa. EU-landene har et uttalt mål om å gjøre seg uavhengig av en stor del av den russiske gasseksporten innen utgangen av 2022. Samtidig står Europa foran en utfordrende energiomstilling der EU i likhet med Norge har ambisiøse klimamål for 2030 og mål om klimanøytralitet i 2050.

I et møte mellom Norge og EU i juni 2022 ble det framhevet at norsk sokkel fortsatt skal være en stabil og langsiktig leverandør av olje og gass til Europa. Felleserklæringen om energisamarbeid understreker Norges spesielle stilling og behovet for leveranser av både olje og gass også etter 2030: "Recognising that Norway has significant remaining oil and gas resources and can, through continued exploration, new discoveries and field developments, continue to be a large supplier to Europe also in the longer term beyond 2030. The EU supports Norway's continued exploration and investments to bring oil and gas to the European market." [19]

Felleserklæringen pekte også på et langsiktig samarbeid innenfor hydrogen og CCS: "Noting (...) future potential for cooperation on offshore renewable energy and hydrogen, driven by ambitious EU objectives under RePowerEU Plan, and on carbon capture and storage (CCS)."[19]

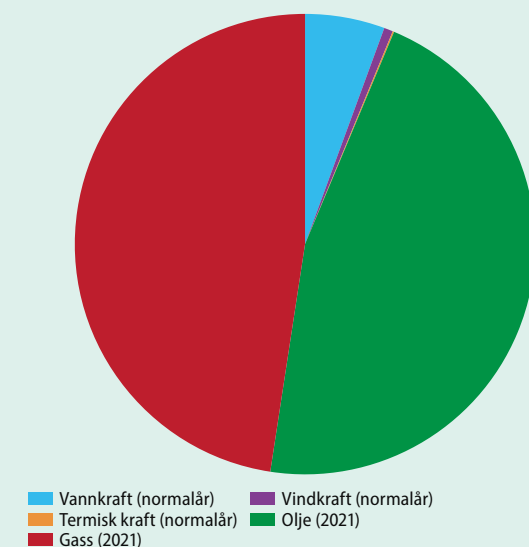
Norsk gass

For å nå klimamålene har EU satset stort på fornybar kraft som vind- og solenergi. Dette har bidratt til å redusere CO₂-utslipp, men gir samtidig noen utfordringer ettersom denne type energi er variabel. Med stadig mer fornybar energi, trengs energikilder og -lagring som kan samvirke med variabel fornybar energi. Gass og regulerbar vannkraft, som Norge har, er svært effektivt til å balansere variabel energi (faktaboks *Energiproduksjon fra ulike kilder*).

Energiproduksjon fra ulike kilder

Norge er verdens sjuende største vannkraftprodusent og et av få land med nær 100 prosent fornybar kraftproduksjon. De fleste år har Norge et overskudd av fornybar kraft som eksporteres til andre land i Europa. Norge og Island er de landene i Europa med størst andel fornybar energi, målt i sluttforbruk.

Gass- og oljeeksport fra norsk sokkel utgjorde om lag 2300 terawattimer (TWh) i 2021 [28] (Figur 5.1). Den installerte vannkrafteffekten på 33 gigawatt (GW) gir en årlig gjennomsnittlig energiproduksjon på 138 TWh [29] (Figur 5.1). De tilsvarende tallene for vindkraft er på 4,7 GW og 15,4 TWh. I mai 2022 annonserte regjeringen at det skal bygges ut om lag 30 GW havvind innen 2040, det tilsvarer et konservativt anslag på 120 TWh per år.



Figur 5.1 Årlig energiproduksjon (TWh per år) for ulike energiformer* Basert på data fra NVE og SSB
*Energiinnholdet mellom energiformene er ikke direkte sammenlignbare. Elektrisitet fra vann- og vindkraft kan brukes med høyere virkningsgrad enn forbrenning av olje og gass.

I Storbritannia har kombinasjonen av gass og vindkraft, høy CO₂-pris og energieffektivisering ført til en betydelig nedgang i kullkraft og kutt i CO₂-utslippene. Her har gass fra Norge, som er Storbritannias viktigste gassleverandør, bidratt mye. Å bytte ut kull med gass og fornybar energi er generelt en effektiv måte å få til store, raske og rimelige utslippskutt ettersom gass frigjør opptil 50 prosent mindre CO₂ enn kull når den forbrennes.

Norsk gass kan bli sentral i energiomleggingen i Europa. EU-kommisjonen har definert investeringer i gass under visse forutsetninger som bærekraftige under EUs taksonomi, noe som ble støttet av EU-parlamentet i juli 2022. Taksonomien er en omfattende ordning for å styre investeringer i bærekraftig retning slik at EU når nullutslippsmålet i 2050. Reglene gjelder fra 2023.

Fra naturgass til hydrogen

Både FNs klimapanel (IPCC) og Det internasjonale energibyrået (IEA) har skissert behov for hydrogen i de mest ambisiøse scenarioene for å få ned utslipp av klimagasser. Gass fra norsk sokkel, kombinert med CCS, kan på sikt brukes til kommersiell produksjon av tilnærmet utslippsfritt blått hydrogen.

Det er store likhetstrekk mellom en eksisterende naturgassverdikjede og en lavkarbonverdikjede basert på blått hydrogen. De viktigste forskjellene er:

- konvertering av naturgass til hydrogen krever i mange tilfeller tilførsel av elektrisk kraft
- hydrogenanlegg må ha en løsning for fangst, transport og permanent lagring av CO₂
- konvertering av transportsystem for naturgass til hydrogen vil fjerne risikoen for utslipp av metan

Norske myndigheter utreder om gassinfrastrukturen på norsk sokkel, ved noen tilpasninger, kan frakte både hydrogen og CO₂ [30]. Gjenbruk av gassinfrastrukturen kan bidra til å gjøre omstillingen til nye energiformer billigere. En koordinert utvikling gjør det mulig å utnytte synergiene mellom de ulike verdikjedene. Målet er å sikre at løsningene bidrar til å skape størst mulig verdier, og at de ikke medfører uheldige konsekvenser for ressursforvaltningen.

Industrien er aktiv pådriver for å få til lavutslippsløsninger med gass, CCS og hydrogen. Dersom initiativene bidrar til å utvikle en verdikjede for tilnærmet utslippsfri hydrogen, kan etterspørselen etter gass som råvare øke. Regjeringen ønsker å bidra til å bygge en sammenhengende verdikjede for

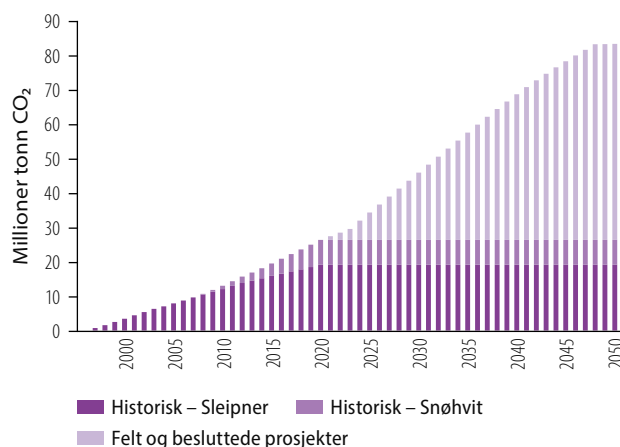
hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt [18].

Norge har injisert CO₂ for lagring på norsk sokkel i over 25 år

Fangst, transport og lagring av CO₂ (CCS)

IPCC og IEA har i de fleste av sine scenarier lagt inn at det trengs mange anlegg for fangst og lagring av CO₂ for å nå Parismålene. CCS innebærer å fange CO₂ fra kraftproduksjon og industri for så å transportere det og lagre det sikkert i dype geologiske formasjoner. I Norge betyr det i undergrunnen på sokkelen.

Norske aktører har lang erfaring og god kompetanse på sikker lagring av CO₂, det er blitt gjort på norsk sokkel i forbindelse med petroleumsproduksjon siden 1996. Formålet har vært å møte Europas kravspesifikasjoner på CO₂-innhold i gassen ved eksport. På Sleipner i Nordsjøen fjernes CO₂ fra gasstrømmen for så å bli injisert i Utsiraformasjonen. CO₂ fra gassen i Snøhvit fjernes på LNG-anlegget på Melkøya før det tilbakeføres til feltet via en rørledning. Figur 5.2 viser historiske injiserte CO₂-volum fra 1996 til 2020 samt prognoser for CO₂-injeksjon fra 2021 til 2050.



Figur 5.2 Kumulativ CO₂-lagring basert på historiske tall fram til 2020, og prognoser fra 2021 Inkludert Sleipner, Snøhvit og besluttede prosjekter per juni 2022

Myndighetene vil legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsom lagring av CO₂ på sokkelen. Virksomhet som er rettet mot undersøkelse, utnyttelse og transport for lagring av CO₂, er regulert av lagringsforskriften [31].

OD har kartlagt områder som egner seg til lagring, et arbeid som resulterte i et CO₂-lagringsatlas for norsk sokkel [32]. ODs kartlegging viser at er mulig å lagre store mengder CO₂ i undergrunnen.

CCS på norsk sokkel kan bidra til betydelig lavere utslipp av klimagasser både i Norge og i Europa. Lagring av CO₂ er en forutsetning for å utvikle en verdikjede for hydrogenbasert gass, noe som styrker konkurransekräften til norsk gass.

Det vil være behov for å videreutvikle og demonstrere kostnadseffektiv teknologi for fangst, transport, injeksjon og overvåking av CO₂. Hovedutfordringen er å utvikle lønnsomme forretningsmodeller som kan bidra til at nødvendig volum CO₂ blir lagret for videre drift av industri og utvikling av nye næringer. Dette skal Langskip demonstrere. Langskip er et av de første prosjektene for CCS i verden som utvikler en hel verdikjede for fangst, transport og lagring av CO₂.

Havvind

Utbygging av havvind kan bli et viktig marked for leverandørindustri og verft i Norge. Den langsiktige satsingen på havvind er avhengig av tilgang på store havområder. Dette kan innebære interessekonflikter mellom utvikling av havvindnæringen og videreutvikling av andre næringer når det gjelder bruk av havareal.

Olje- og energidepartementet (OED) har bedt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om å identifisere nye områder for fornybar energiproduksjon til havs. OD deltar i dette arbeidet sammen med flere andre direktorat. Basert på direktoratgruppens vurderinger, skal det foreslås områder som legger til rette for god sameksistens med andre næringer, ivaretar viktige miljøverdier og gir grunnlag for lønnsom utbygging. Oppdraget skal leveres til OED 30. april 2023.

Havbunnsmineraler

Energiomstillingen innebærer en økning i elektrifiseringen av samfunnet globalt [33]. Dette kan føre til økt etterspørsel etter mineraler som er nødvendige for produksjon av blant annet elbiler, vindturbiner, batterier og elektriske komponenter. I årene som kommer forventes det større interesse for leting etter og utvinning av mineraler på norsk sokkel. OD har fått ansvaret for å kartlegge forekomstene av havbunnsmineraler.

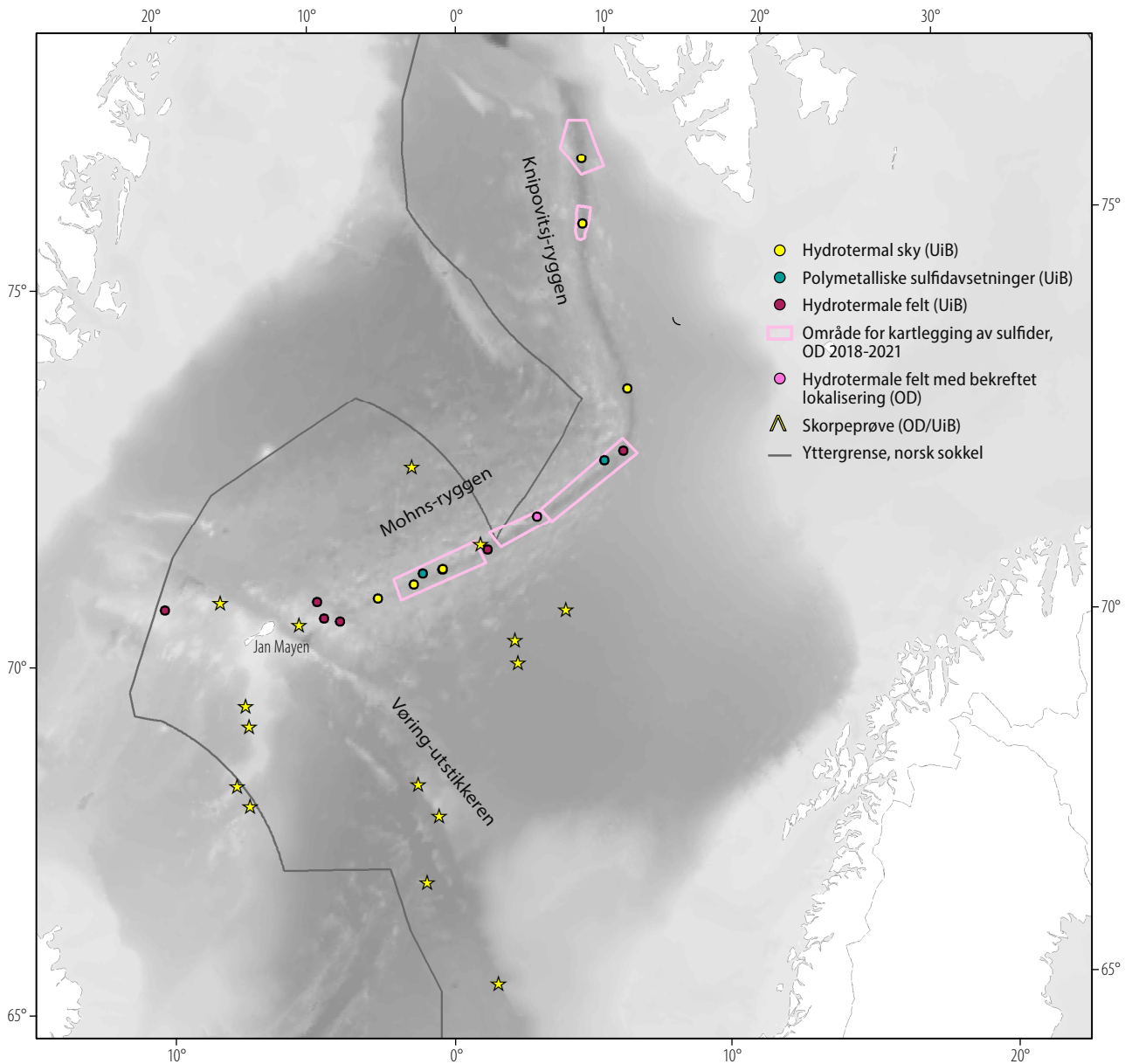
Regjeringen har satt i gang en åpningsprosess for mineralvirksomhet på sokkelen [34]. Som en del av dette blir det gjennomført en konsekvensutredning som skal belyse hvilke virkninger en åpning kan få for miljøet og antatte næringsrelaterede, økonomiske og sosiale forhold. Konsekvensutredningen gjennomføres i henhold til fastsatt program. Oljedirektoratet bistår i arbeidet med konsekvensutredningen.

OD og samarbeidspartnere har i flere sesonger samlet inn data i dyphavet (Figur 5.4), og en kartapplikasjon som viser hvor toktene er gjennomført er publisert på ODs nettsted (www.npd.no). I 2022 ble digitale data OD har samlet inn, alene eller sammen med andre institusjoner, gjort tilgjengelig. Interessen for de publiserte dataene er stor.

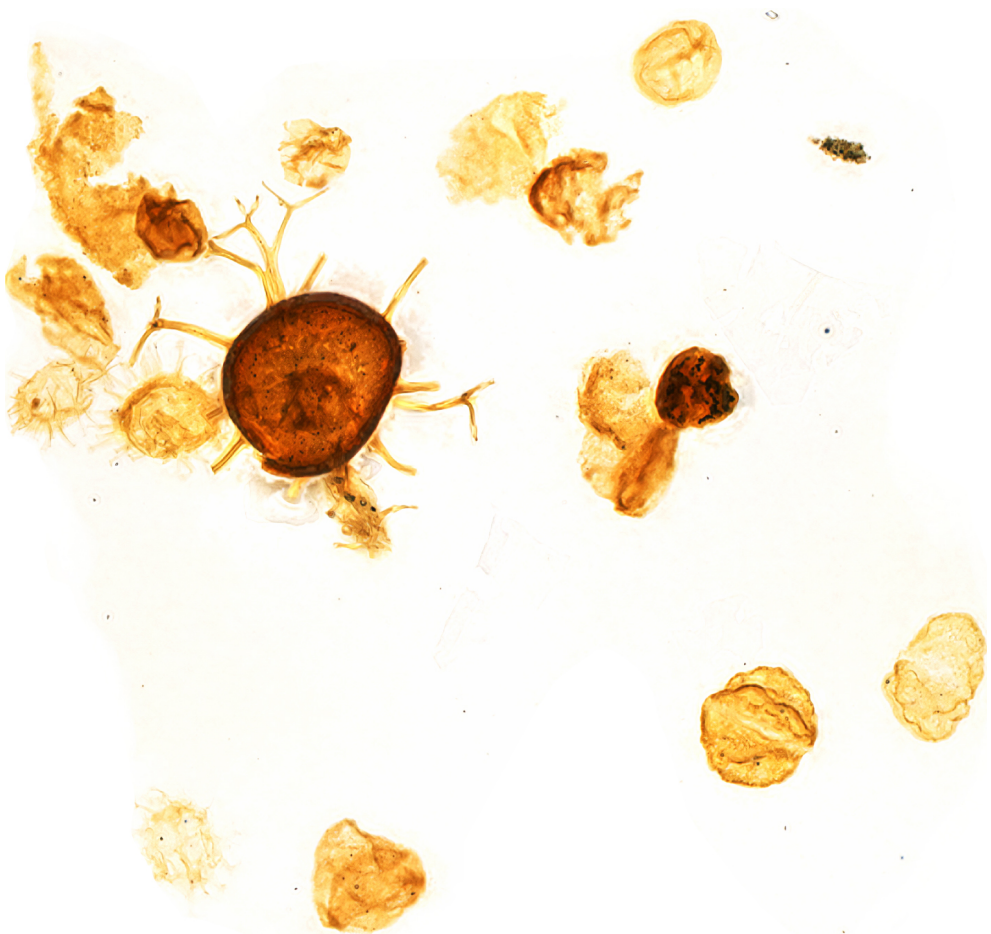


Figur 5.3 Sulfidprøve fra Mohnsryggen *Det grønne mineral er Atakamitt, som er rikt på kobber*

Foreløpige resultater viser at det finnes interessante forekomster av manganskorper og sulfider på havbunnen. ODs kjemiske analyser av prøver som er hentet opp viser høyt innhold av blant annet kobber, sink, kobolt og sjeldne jordarter (Figur 5.3). OD er i 2022 involvert i fire tokt i Norskehavet for å utforske potensialet videre, og det arbeides med et ressursanslag for havbunnsmineraler. Dette kan innebære spennende framtidsutsikter for norsk sokkel.



Figur 5.4 Undersøkellesområder havbunnsmineraler





Kapittel 6

Framtidig produksjon og inntekter

Det er usikkerhet knyttet både til framtidig produksjon på norsk sokkel og til framtidige inntekter fra virksomheten. Tre mulighetsbilder viser et betydelig utfallsrom både i produksjon og inntekter. Måltrettet teknologiutvikling, investeringsvillige aktører og vellykket leting kan øke mulighetene for at både produksjonsvolum og inntekter holder seg høye.

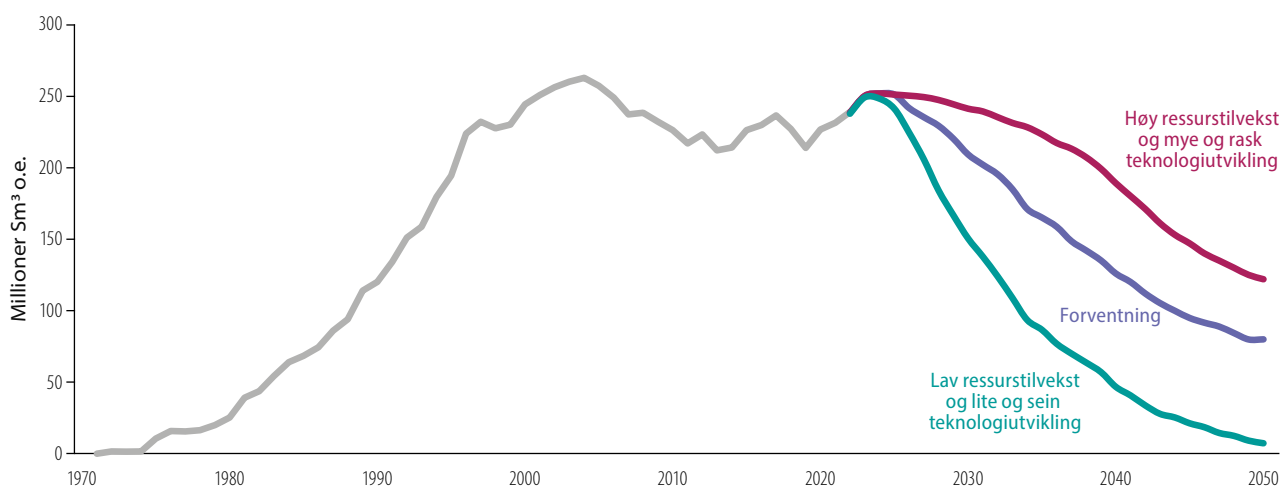
Bakgrunn

En viktig forutsetning for å videreutvikle petroleumsvirksomheten er at Norge har en ressursbase som kan nyttiggjøres. ODs analyser (Kapittel 2 Gjenværende petroleumressurser) viser at det fortsatt er store ressurser igjen i alle havområder. Så langt er halvparten av de totale forventede ressursene produsert siden starten i 1971. Det betyr at den resterende halvparten kan gi grunnlag for produksjon i flere tiår. En større andel av oljen enn gassen er produsert.

For at norsk sokkel skal holde produksjonen på et høyt nivå, bidra med store verdier til fellesskapet og stabile, langsiktige og trygge olje- og gassleveranser til Europa, er det viktig å begrense det forventede fallet i produksjonen. Dette kan oppnås gjennom å øke utvinningen fra eksisterende felt, bygge ut drivverdige funn og fortsette en aktiv utforskning av prospektivt areal, både i modne og umodne områder.

Det er store gjenværende ressurser i produserende felt, med et betydelig potensial for økt utvinning som kan bidra til å motvirke nedgangen. Dette krever at det investeres mer i økt utvinning enn i dag, at funn som allerede er gjort modnes fram til utbygging og at enhetskostnadene holdes nede.

Basert på dagens prognose må en stadig større del av produksjonen fra 2030 og utover komme fra uoppdagede ressurser. Mye av dette vil komme fra mindre funn. For å redusere nedgangen i produksjonen, må det i tillegg gjøres større funn enn det som blir gjort i dag. Potensialet for å gjøre store funn er størst i lite utforskede områder og områder som ennå ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet.



Figur 6.1 Tre mulighetsbilder for produksjonsutviklingen på norsk sokkel 2022-2050

Tre mulighetsbilder

Basert på norsk sokkels utfordringer og muligheter beskrevet ovenfor og utdypet i kapittel 1 til 5, er det utviklet tre mulighetsbilder for olje- og gassproduksjonen på norsk sokkel fram mot 2050 (Figur 6.1).

Utgangspunktet er produksjonsforløpet som er illustrert i Figur 1.1, dette representerer myndighetenes forventning med en videreføring av dagens politikk. Rent metodisk etableres dette forløpet ved å ta utgangspunkt i innrapporterte data fra selskapene (rapportering til revidert nasjonalbudsjett, RNB) for etablering av produksjonsbaner for felt, funn og økt utvinning. ODS estimat for uoppdagede ressurser ligger til grunn for produksjon fra nye funn. Funnrekkefølgen blir avgjort ved tilfeldige trekninger med en tendens til at større funn trekkes før mindre funn.

For hvert mulighetsbilde legges det inn forutsetninger om leteaktivitet, funnrate og ledetid. Den samme markedsutviklingen ligger til grunn for de tre mulighetsbildene. For beregningstekniske formål er det fra og med 2030 fram til 2050 lagt til grunn en framtidig reell olje- og gasspris på henholdsvis 55 US dollar per fat og 5,85 US dollar per Metric Million British Thermal Unit (MMbtu). Det regnes ut netto nåverdi (sju prosent før skatt) for funn. Bare prosjekt med positiv netto nåverdi blir inkludert.

Tilsvarende lønnsomhetsvurderinger blir gjort for funn, felt og økt utvinning. Dette gir, for hvert mulighetsbilde, et produksjonsforløp fram til 2050. Mulighetsbildene vil variere når det gjelder egenskaper med ressursgrunnlaget, leteaktivitet og styrken og hastigheten i teknologiutviklingen.

Forventning

Mulighetsbildet *Forventning* gir leteaktivitet på dagens nivå de første årene og deretter avtakende utover i tid. Letevirksomheten finner hovedsakelig sted i kjente områder nær infrastruktur. Produksjonen på norsk sokkel mer enn halveres fra 2025 til 2050. Utbygging av nye funn og prosjekt for økt utvinning er ikke av en slik størrelse at de klarer å motvirke produksjonsnedgangen fra felt i drift. De fleste nye funn som settes i produksjon bygges ut som satellitter til eksisterende infrastruktur. Nedgangen i produksjonen, kombinert med investeringer i lavutslippsløsninger, medfører at sektorens mål om netto null utslipp i 2050 nås.

Gassens andel av totalproduksjonen har vært økende over tid. Dette fortsetter også framover. Ettersom næringen drives effektivt, vil ny produksjonskapasitet på norsk sokkel i all hovedsak være konkurransedyktig globalt.

Mer enn en halvering av produksjonen fra 2025 til 2050 reduserer næringens betydning i norsk økonomi, både som vekstmotor og som inntektskilde for staten.

Lav ressurstilvekst og lite og sein teknologiutvikling (Lav)

Produksjonsforløpet *Lav*, som er illustrert i Figur 6.1, er lavere enn myndighetenes *Forventning*. Ressurspotensialet i felt, funn og uoppdagede blir ikke realisert.

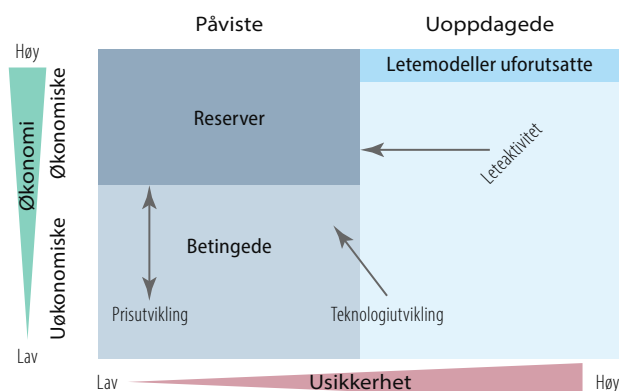
De første årene bores det flere tørre brønner og det gjøres få nye funn, og leteaktiviteten stagnerer i løpet av de kommende 10 til 20 årene. Næringen har justert ned forventningene til ressurspotensialet på norsk sokkel og sier seg tilfreds med hva som er oppnådd, og høster av de investeringene som er foretatt. Letevirksomheten avtar kraftig og stopper etter hvert opp, få nye funn blir bygd ut og svært få prosjekt for økt utvinning blir satt i gang.

Det blir tilnærmet slutt på investeringer på norsk sokkel. Dette fører til kraftig reduksjon i produksjonen og redusert verdiskaping i forhold til det potensialet for inntekter og verdiskaping som ligger i ressursbasen. Nedgang i leting, utbygginger og produksjon har store negative ringvirkninger for flere fastlandsnæringer som leverer til petroleumssektoren, både direkte og indirekte. Dette innebærer at behovet for omstilling øker betydelig de neste tiårene.

Høy ressurstilvekst og mye og rask teknologiutvikling (Høy)

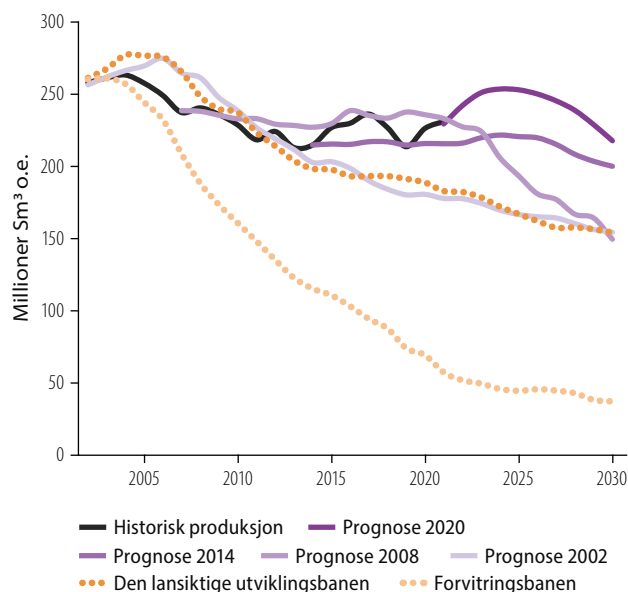
Produksjonsforløpet *Høy*, som er illustrert i Figur 6.1, er høyere enn myndighetenes *Forventning*. Dette skyldes at den tar inn over seg ekstra muligheter som ligger i felt, funn og leting. Anslaget ligger godt innenfor den usikkerheten som ligger i ODs anslag for gjenværende ressurser på norsk sokkel.

Langs *Høy* gjøres det raskt nye funn. Det gjøres flere større funn i umodne områder. I Barentshavet gjøres gassfunn som raskt bygges ut. Logikken er basert på McKelvey-boksen [35] (Figur 6.2). McKelvey-boksen illustrerer hvordan markedsforhold, teknologiutvikling og letevirsomhet bidrar til uoppdagede og økonomiske ressurser blir til påviste og økonomisk utvinnbare ressurser. I figuren er også uforutsette ressurser inkludert. Dette reflekterer at både i modne og umodne områder kan boring av brønner føre til overraskelser som resulterer i uforutsette ressurser, vist i faktaboks *Overraskelser* i Kapittel 2 Gjenværende petroleumressurser og *Ressursrapport Leting 2020* [5].



Figur 6.2 Modifisert McKelvey-boks

Historisk har det vært en tendens til å undervurdere hvordan økt kunnskap om undergrunnen, teknologiutvikling, endring i rammevilkår og endring i markedsforhold i tillegg til overraskelser bidrar til økt ressurstilvekst og høyere produksjon. Dette vises for reserveutviklingen i Figur 3.16 og tilsvarende for utviklingen i produksjonsprognosene (Figur 6.3). Prognosene har vært konservative og blitt justert i takt med utviklingen på sokkelen [36].



Figur 6.3 Prognoser for framtidig produksjon Den langsiktige utviklingsbanen og Forvittringsbanen fra St.meld. nr.38 (2001-2002) "Om olje- og gassvirksomheten". ODs prognoser fra Revidert Nasjonalbudsjett (RNB)

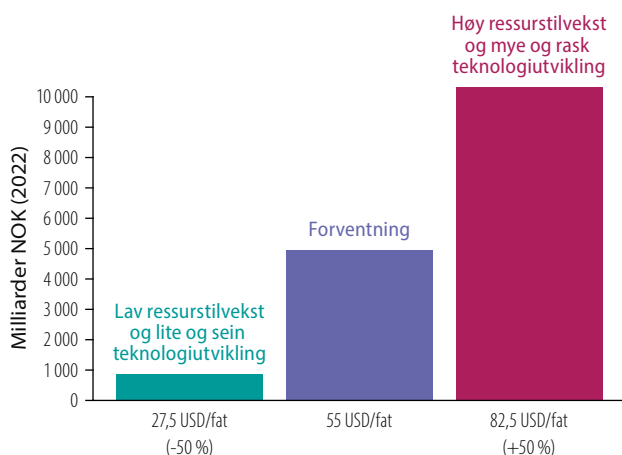
I dette mulighetsbildet opprettholder norsk sokkel posisjonen som en attraktiv petroleumspol, og myndighetene og næringen bidrar til å opprettholde leteaktivitet, teknologiutvikling og en lønnsom produksjon utover i tid (Figur 6.1). Økt produksjon bidrar til å sikre langsiktige olje- og gassleveranser til Europa.

Virksomheten utvides gradvis til også å inkludere de nye verdikjedene som fangst og lagring av CO₂ (CCS) og hydrogen. I tillegg satses det på havbunnsmineraler og flytende havvind. Det satses på teknologiutvikling og det investeres i lavutslippsløsninger slik at sektorens omstillingsmål om netto nullutslipp i 2050 nås.

En koordinert utvikling gjør det mulig å utnytte synergiene mellom de ulike verdikjedene. Gjenbruk av gassinfrastrukturen og etablering av storskalaløsninger for CO₂-transport og -lagring gjør det enklere å videreutvikle verdikjedene innenfor olje og gass til også å gjelde for blått hydrogen. Videreutvikling av verdikjedene innenfor olje og gass til helhetlige verdikjeder for hydrogen og CCS er viktig teknologiutvikling som resten av verden drar nytte av. Samtidig bidrar det til at verdien på norsk gass opprettholdes etter hvert som Europa og resten av verden ikke lenger vil ha naturgass, men hydrogen.

Prissensitiviteter

For å belyse utfallsrommet i framtidige inntekter er det foretatt en sensitivitetsanalyse med priser lik +/- 50 prosent. Det er brukt lave priser i *Lav* og høye priser i *Høy*. Effekten på de framtidige inntektene av de ulike prissensitivitetene er illustrert i Figur 6.4. Figuren viser at utviklingen i priser, leteaktivitet, ressurstilvekst og teknologiutvikling kan bidra til et betydelig utfallsrom i framtidige nettoinntekter fra virksomheten på norsk sokkel.



Figur 6.4 Nettoinntekter fra 2023 til 2050 i de tre mulighetsbildene kombinert med lav (-50%) og høy (+50%) pris

Ulike mulighetsbilder – ulikt handlingsrom

Alle tre mulighetsbildene viser en nedgang i produksjonen framover, men nedgangstakten vil være forskjellig. I 2050 er produksjonen for *Høy* på samme nivå som tidlig på 1990-tallet, mens den for *Lav* er nær null.

Nedgangen i produksjonen vil være avhengig av utviklingen i omgivelsene, ressursbasen, letevirsomheten og styrken i teknologiutviklingen. Hvordan disse faktorene utvikler seg kan gi en betydelig forskjell i framtidig produksjon og Norges rolle som en langsiktig eksportør av olje og gass til Europa. Det kan også gi en betydelig forskjell i framtidige inntekter til staten fra petroleumsvirksomheten.

Tiltak for å øke ressurstilveksten og holde enhetskostnadene lave kan bli avgjørende for framtidig produksjon og framtidige inntekter til fellesskapet. Samtidig må dagens verdikjeder innenfor olje- og gass utvikles videre til også å omfatte CCS og hydrogen, i tillegg til havbunnsmineraler. Høy leteaktivitet, målrettet teknologiutvikling og aktive aktører kan øke mulighetene for å lykkes.

Omregningstabell:

1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e.
1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ NGL = 1,9 Sm ³ o.e.

Gass	1 kubikkfot	1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter	9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter	35,30 kubikkfot

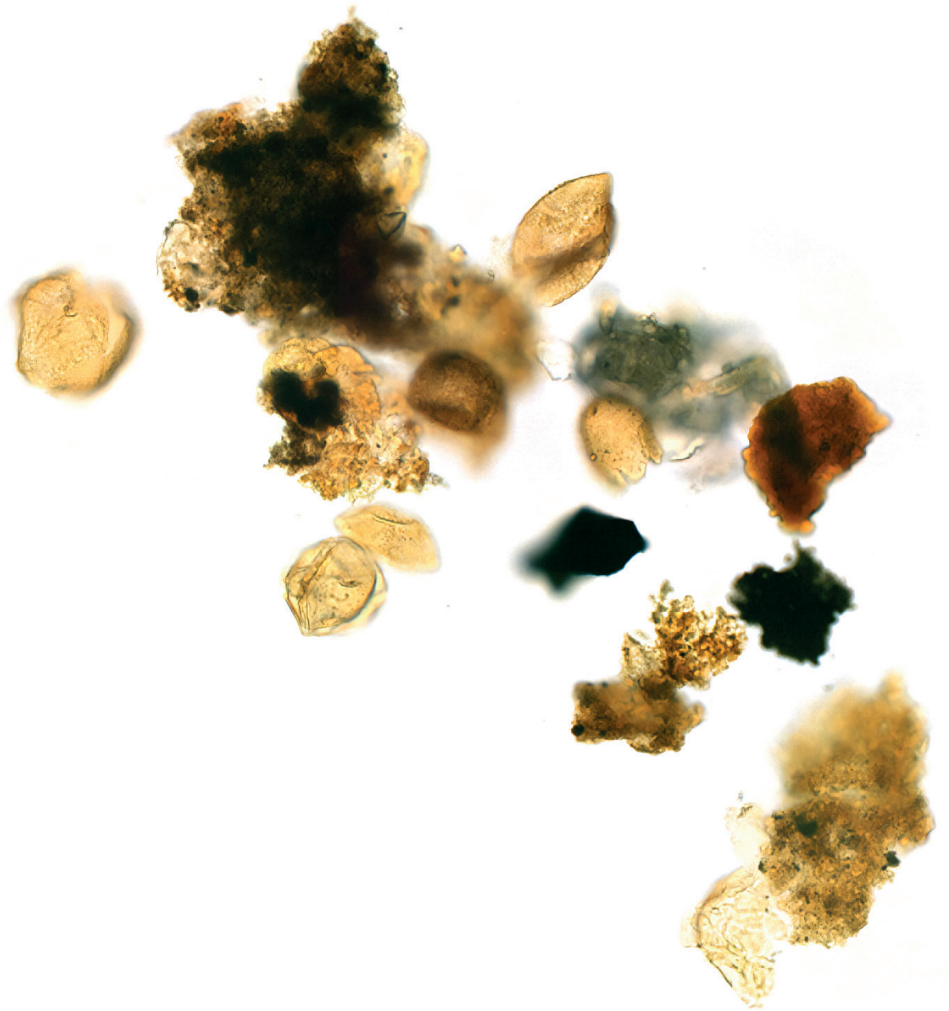
Råolje	1 Sm ³	6,29 fat
	1 Sm ³	0,84 toe
	1 tonn	7,49 fat
	1 fat	159,00 liter
	1 fat/dag	48,80 tonn/år
	1 fat/dag	58,00 Sm ³ per år

	MJ	kWh	TKE	TOE	Sm ³ naturgass	Fat råolje
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,0000341	0,0000236	0,0281	0,000176
1 kWh, kilowatttime	3,60	1	0,000123	0,000085	0,0927	0,000635
1 TKE, tonn kullekvivalent	29 300	8 140	1	0,69	825	5,18
1 TOE, tonn oljeekvivalent	42 300	11 788	1,44	1	1 190	7,49
1 Sm ³ naturgass	40,00	9,87	0,00121	0,00084	1	0,00629
1 fat råolje (159 liter)	5 650	1 569	0,193	0,134	159	1

- 1 Finansdepartementet, 2022: *Makroøkonomiske indikatorer for petroleumsektoren, 2022*. Hentet fra: <https://www.norskpetroleum.no/okonomi/statens-inntekter/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 2 Gassco, 2020: *Vurdering av gasstransportalternativer i Barentshavet sør*
- 3 Oljedirektoratet, 2020: *Ressursrapport Leting 2020*. Faktaboks 1.1 Ressursklassifisering
- 4 Oljedirektoratet, 2016: *Ressursrapport Leting 2016*
- 5 Oljedirektoratet, 2020: *Ressursrapport Leting 2020*
- 6 Oljedirektoratet, 2019: *Ressursrapport 2019 - Funn og felt*
- 7 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
- 8 Rystad Energy, 2021: *OG21 Strategy Revision – Supporting report*. Hentet fra: https://www.og21.no/siteassets/figurer-og21-strategi-2021/rystad-energy---og21-strategy-revision_supporting-report.pdf (Lastet ned: 01.06.2022)
- 9 Rystad Energy, 2022: *Gassmarkedet i 2021 og naturgass i Europa mot 2035, endelig rapport*. Hentet fra: https://offshorenorge.no/contentassets/c1bebef15a774edf8d8de84bdc96c3f2/20220329-gassmarkedet-i-2021-og-naturgass-i-europa-mot-2035_bilder_endelig-versjon-1.pdf (Lastet ned: 01.06.2022)
- 10 Statistisk sentralbyrå, 2022: *Tidenes største handelsoverskudd i 2021*. Hentet fra: <https://www.ssb.no/utenriksokonomi/utenrikshandel/statistikk/utenrikshandel-med-varer/artikler/tidenes-storste-handelsoverskudd-i-2021> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 11 Menon Economics, 2020: *Syssettings- og verdiskapingsvirkninger av offshore leverandørnæringens eksport*. Menon-publikasjon nr. 135/2020
- 12 Norges Bank, 2022: *Økonomiske perspektiver (Sentralbanksjefens årstale)*. Hentet fra: <https://www.norges-bank.no/aktuelt/nyheter-og-hendelser/Foredrag-og-taler/2022/2022-02-17-arstalen/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 13 Statistisk sentralbyrå. Hentet fra: <https://www.ssb.no/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 14 Riksrevisjonen, 2015: *Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel*. Dokument 3:6 (2014–2015)
- 15 Wood Mackenzie, 2018: *Second state of the Upstream Industry survey*
- 16 Klimarisikoutvalget, 2018: *Klimarisiko og norsk økonomi*. NOU: 2018:17. Finansdepartementet
- 17 Olje- og energidepartementet, 2021: Meld. St. 36 (2020-2021) *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*
- 18 Olje- og energidepartementet, 2022: Meld. St. 11 (2021–2022), *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020 – 2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*
- 19 Regjeringen, 2022: *Noreg og EU samde om å forsterke energisamarbeidet*. Hentet fra: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/noreg-og-eu-samde-om-a-forsterke-energisamarbeidet/id2920673/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 20 Teknisk ukeblad, 2021: *Equinor stopper gassinjeksjon på Gina Krog – for å utnytte de høye gassprisene*. Hentet fra: <https://www.tu.no/artikler/equinor-stopper-gassinjeksjon-pa-gina-krogh-for-a-utnytte-de-hoye>

gassprisene/514570 (Lastet ned: 01.06.2022)

- 21 Westwood Global Energy Group, 2022: Data fra Wildcat database. Hentet fra: <https://www.westwoodenergy.com/wildcat> (Lastet ned: 10.01.2022)
- 22 Cappelen, Å., Raknerud, A, og Rybalka, M., 2008: *The effects of R&D tax credits on patenting and innovations*, Discussion Papers, No. 565, Statistics Norway, Research Department, Oslo
- 23 Perrons, R.K., 2014: *How innovation and R&D happen in the upstream oil & gas industry: Insights from a global survey*. Journal of Petroleum Science and Engineering 124, pp. 301-312
- 24 The Research Council of Norway, 2021: *OG21 - A new chapter. Oil and gas for the 21st century*
- 25 Equinor, 2020: *Digital technologies boosted earnings by over two billion NOK in the first year at Johan Sverdrup*. Hentet fra: <https://www.equinor.com/news/archive/20201005-johan-sverdrup-first-year> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 26 Finansdepartementet, 2022: Prop. 88 LS (2021-2022) *Omlagging av særskatten for petroleumsvirksomhet til en kontantstrømskatt (endringer i petroleumsskatteloven mv.)*
- 27 International Monetary Fund (IMF), 2022: *World Economic Outlook - War Sets Back the Global Recovery*
- 28 Statistisk Sentralbyrå: *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. Hentet fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/produksjon-og-forbruk-av-energi-energibalanse-og-energiregnskap> (Lastet ned: 16.06.2022)
- 29 Noregs vassdrags- og energidirektorat, 2022: *Kraftproduksjon*. Hentet fra: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 30 Tekna Magasinet, 2021: *Mye tyder på at gassrørene også kan frakte hydrogen og CO₂*. Hentet fra: <https://www.tekna.no/magasinet/vil-frakte-hydrogen/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 31 Olje- og energidepartementet, 2014: *Forskrift om utnyttelse av undersjøiske reservoarer på kontinentalsokkelen til lagring av CO₂ og om transport av CO₂ på kontinentalsokkelen*
- 32 Oljedirektoratet, 2019: *CO₂ Atlas for norsk sokkel*. Hentet fra: <https://www.npd.no/en/facts/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/> (Lastet ned: 01.06.2022)
- 33 International Energy Agency, 2021: *World energy outlook 2021*
- 34 Olje- og energidepartementet, 2019: *Lov om mineralvirksomhet på kontinentalsokkelen (havbunnsmineralloven)*
- 35 U.S. Geological Survey, 1973: *Summary of United States mineral resources*. Circular 682. By Brobst, Donald A., Pratt, Walden P. og McKelvey, V. E.
- 36 Oljedirektoratet, 2015: *Norsk sokkel nr. 1, 2015*



OLJEDIREKTORATET
≈ 50 år ≈

Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet
Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, 4003 Stavanger
Telefon 51 87 60 00
E-post: postboks@npd.no
Internett: www.npd.no

Produsert i XaitPorter
Layout og illustrasjoner: Rune Goa
Foto: Robert Williams
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger

ISBN 978-82-7257-344-6

