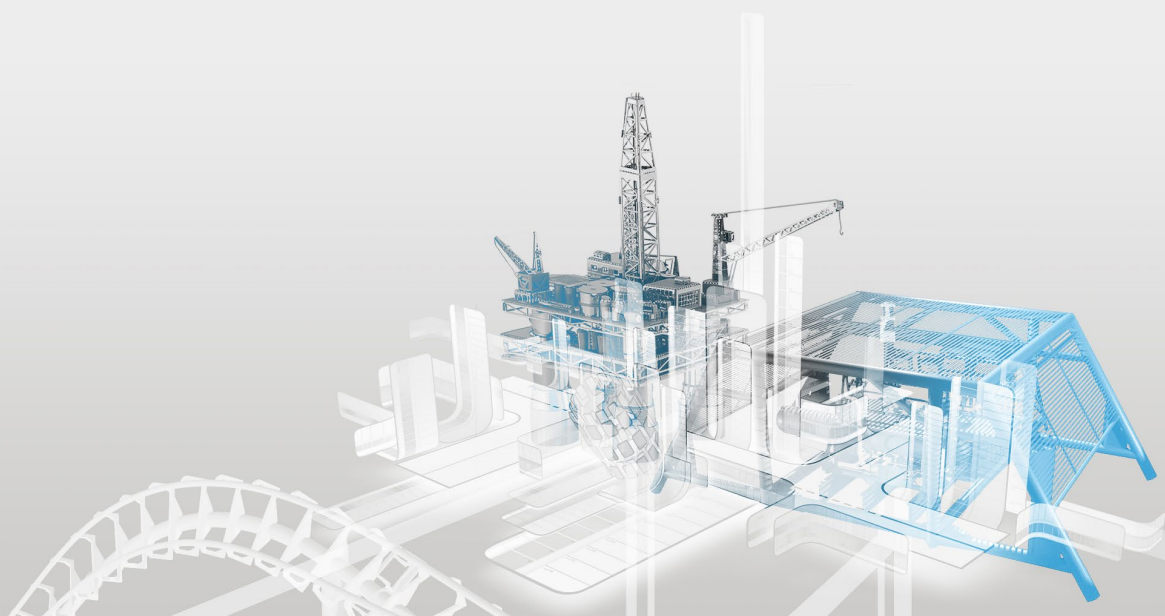




OLJEDIREKTORATET

Sokkelåret 2018

10. januar 2019



Innholdsfortegnelse

1	Investerings- og kostnadsprognoser	3
1.1	Utvikling i kostnadsnivå.....	3
1.2	Samlet investeringsanslag	4
1.3	Letekostnader.....	7
1.4	Driftskostnader.....	7
1.5	Samlet anslag for kostnadsutviklingen.....	8
2	Økende olje- og gassproduksjon i neste femårsperiode	10
2.1	Gass	10
2.2	Olje	11
2.3	Samlet produksjon fram mot 2030	12
3	Videreutvikling av en moden sokkel	14
3.1	Nye utbygginger	14
3.2	Bruk av data og ny teknologi for økt verdiskaping.....	19
3.3	IOR-prisen.....	19
3.4	Økt reservetilvekst for olje	20
3.5	Aktørbildet på felt	20
4	Leteaktiviteten	22
4.1	Flere letebrønner.....	22
4.2	Leting etter gass	23
4.3	Stor interesse for norsk sokkel	24
4.4	Funn i 2018.....	25
4.5	Uoppdagede ressurser	27
4.6	Havbunnsmineraler	27
4.7	Lagring av CO ₂ på norsk sokkel.....	28

Olje- og gasseventyret er knapt halvveis

Oljedirektoratets prognoser viser at olje- og gassproduksjonen, etter en liten nedgang i 2019, vil øke fra 2020 og fram mot 2023. Den samlede produksjonen vil da nærme seg rekordåret 2004.

«Det er et høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel. Produksjonsprognosene for de nærmeste årene er lovende og legger grunnlag for høye inntekter både til selskapene og samfunnet. Det er stor interesse for å lete etter olje og gass», sier oljedirektør Bente Nyland.

Leteaktiviteten var vesentlig høyere i fjor enn i de to foregående årene. Antall letebrønner har gått kraftig opp, og det ble tildelt 87 nye utvinningstillatelser. Det er ny rekord.

Det ble påbegynt 53 letebrønner i fjor, mot 36 i 2017. Selskapenes planer viser at antallet antakelig vil være like høyt i 2019. Det ble gjort 11 funn, med et foreløpig samlet ressursanslag på 82 millioner standard kubikkmeter utvinnbare oljeekvivalenter (o.e.). Det er høyere enn hvert av de tre foregående årene.

«Den høye leteaktiviteten viser at norsk sokkel er attraktiv. Det er gledelig! Men en ressurstilvekst på dette nivået er ikke nok til å opprettholde produksjonen på et høyt nivå etter 2025. Derfor må det påvises flere lønnsomme ressurser, og det haster», sier Nyland.

Hun minner om at nesten to tredjedeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Dette området vil være viktig for å opprettholde høy produksjon på lengre sikt.

Norge er en viktig og langsiktig leverandør av gass til Europa. Gass kan bidra til en mer bærekraftig utvikling på tre måter: gjennom å gi rimelig og stabil tilgang til energi, gjennom å fortrenge bruk av kull og gjennom å støtte opp under fornybar energiproduksjon.

«Framover blir det mer ledig kapasitet i rørledninger og annen infrastruktur for gass. Dermed blir det mer attraktivt å lete etter gass, og det er viktig at industrien utnytter denne muligheten», sier Nyland.

Ved årsskiftet var det 83 felt i produksjon på norsk sokkel, ett av disse – Aasta Hansteen – ble satt i produksjon i 2018. Samtidig med oppstarten av Aasta Hansteen ble rørledningen Polarled satt i drift for å føre gass inn til prosessanlegget på Nyhamna i Møre og Romsdal. Aasta Hansteen og Polarled gir ny infrastruktur i den nordlige delen av Norskehavet, og åpner dermed nye muligheter på denne delen av sokkelen.

Selskapene leverte planer for utbygging og drift (PUD) for tre nye prosjekt i fjor, mens ni planer ble godkjent. Sju av planene gjelder feltutbygginger knyttet til eksisterende infrastruktur.

«God utnyttelse av infrastruktur og samarbeid på tvers av utvinningstillatelsene gir lavere utbyggingskostnader og gjør det mulig å bygge ut små og mellomstore funn på en lønnsom måte. Dette blir stadig viktigere ettersom sokkelen modnes.»

Reserver er ressurser som det er vedtatt utbyggingsplaner for. I fjor oversteg reservetilveksten for olje for første gang kurven for ODs ambisiøse mål for perioden 2013 til 2023. Årsaken til den positive utviklingen er at flere felt bygges ut, og at det jobbes godt med å øke utvinningen fra felt i drift.

Investeringene på norsk sokkel i 2018 var omtrent på samme nivå som året før, men flere av utbyggingene som er i gang, med Johan Sverdrup og Johan Castberg i spissen, vil bidra til en betydelig vekst i 2019.

Næringen har gjort et godt stykke arbeid med kostnadskontroll og effektivisering de siste årene, noe som har ført til en betydelig reduksjon i både lete-, utbyggings- og driftskostnader. Dette er viktig for å sikre norsk sokkels konkurransekraft og god ressursforvaltning.

«At kostnadsnivået er blitt lavere, reflekteres i de nye prosjektene som vedtas. Dette er lønnsomme prosjekter for selskapene og for samfunnet. Generelt vil de nye utbyggingsprosjektene være lønnsomme med vesentlig lavere oljepriser enn dagens nivå», sier Nyland.

1 Investerings- og kostnadsprognoser

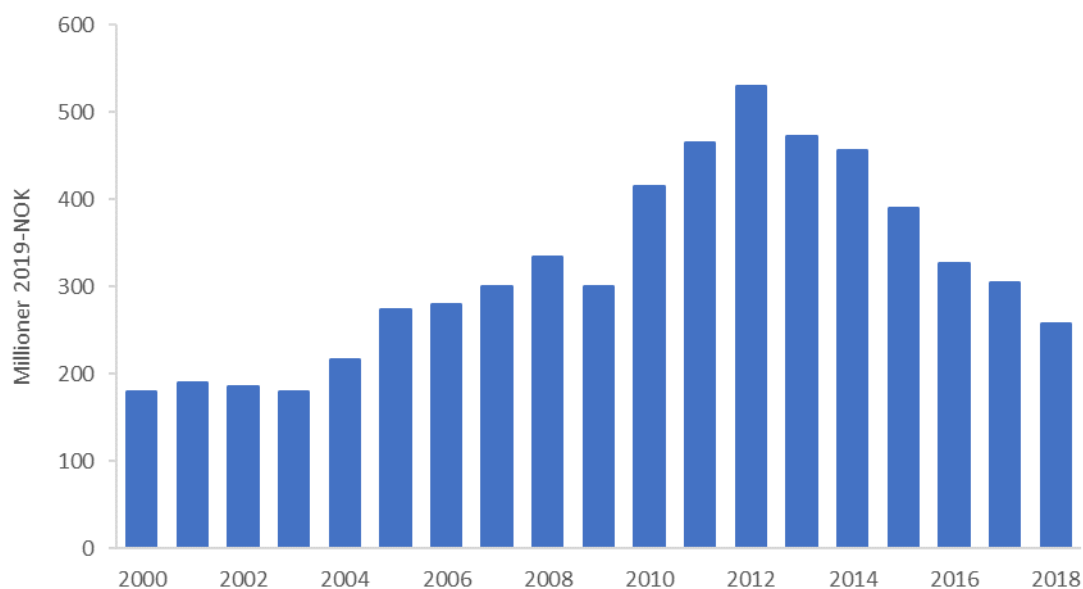
For 2019 ventes investeringer på i overkant av 140 milliarder kroner (ekskludert leting), en økning på 13 prosent sammenliknet med 2018. Mange pågående prosjekt, både nye feltutbygginger og på felt i drift, bidrar til et relativt stabilt aktivitetsnivå. Etter 2019 ventes en nedgang i investeringene fram mot 2022. Investeringsnivået i nye felt utover på 2020-tallet avhenger i stor grad av at også nye, større funn gjøres. Letekostnadene forventes å øke med 10 prosent fra 2018 til 2019, deretter ser vi en moderat reduksjon de nærmeste årene.

Porteføljen av nye større utbyggingsprosjekt er redusert, og tilveksten av nye funn de siste årene har vært mindre enn tidligere. Dette er en viktig årsak til redusert investeringsaktivitet etter 2019. Ressurstilvekst fra nye funn og modning av nye prosjekt på felt i drift vil være viktig for å opprettholde aktivitetsnivået på sikt.

1.1 Utvikling i kostnadsnivå

Næringen har gjennomført et omfattende arbeid med kostnadskontroll og effektivisering, noe som har ført til en betydelig reduksjon både i lete-, utbyggings- og driftskostnader. Dette er viktige tiltak for å sikre norsk sokkels konkurransekraft og god ressursforvaltning. Et eksempel på dette er utviklingen i brønnkostnader. Gjennomsnittlige kostnader per utvinningsbrønn har falt med over 40 prosent fra 2014 til 2018, jfr. Figur 1-1.

Lavere kostnadsnivå reflekteres også i lønnsomheten i nye prosjekt som vedtas. Det generelle bildet er at nye utbyggingsprosjekt har god lønnsomhet og vil være robuste med vesentlig lavere oljepriser enn dagens nivå. Dette betyr god lønnsomhet både for selskapene og samfunnet.

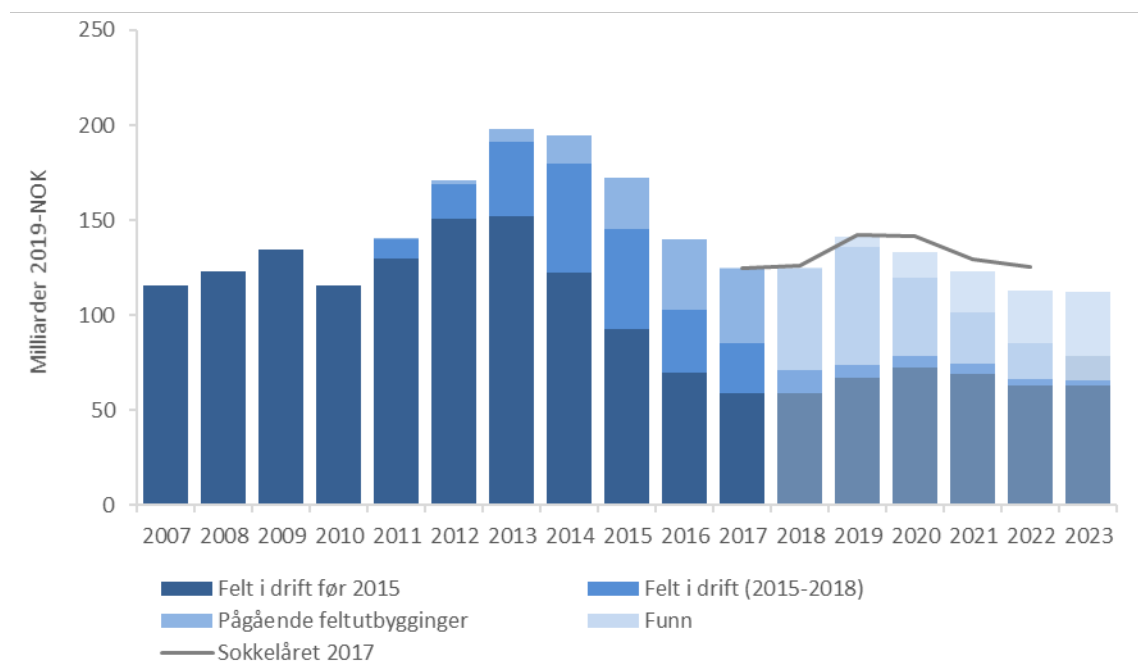


Figur 1-1 Utvikling gjennomsnittlig brønninvestering per utvinningsbrønn (eks. Troll), estimat for 2018

ODs prognoser legger til grunn en svak realvekst i kostnadsnivå framover. Det er viktig at selskapene fortsatt har fokus på kostnadskontroll for å kunne realisere nye prosjekt, både feltutbygginger og prosjekt på felt i drift. Dette understrekes ikke minst av svingningene i oljepris de siste månedene. Næringen selv har pekt på en rekke kilder til ytterligere kostnadsreduksjon. For å kunne bygge ut lønnsomme prosjekt i årene framover, er et moderat kostnadsnivå en forutsetning.

1.2 Samlet investeringsanslag

Investeringene flatet ut i 2018 med rundt 125 milliarder kroner (Figur 1-2). Flere pågående feltutbygginger, med Johan Sverdrup og Johan Castberg i spissen, bidrar til en betydelig vekst i investeringene i 2019. I 2019 forventes det at investeringene vil være i overkant av 140 milliarder kroner, en vekst på 13 prosent fra 2018.



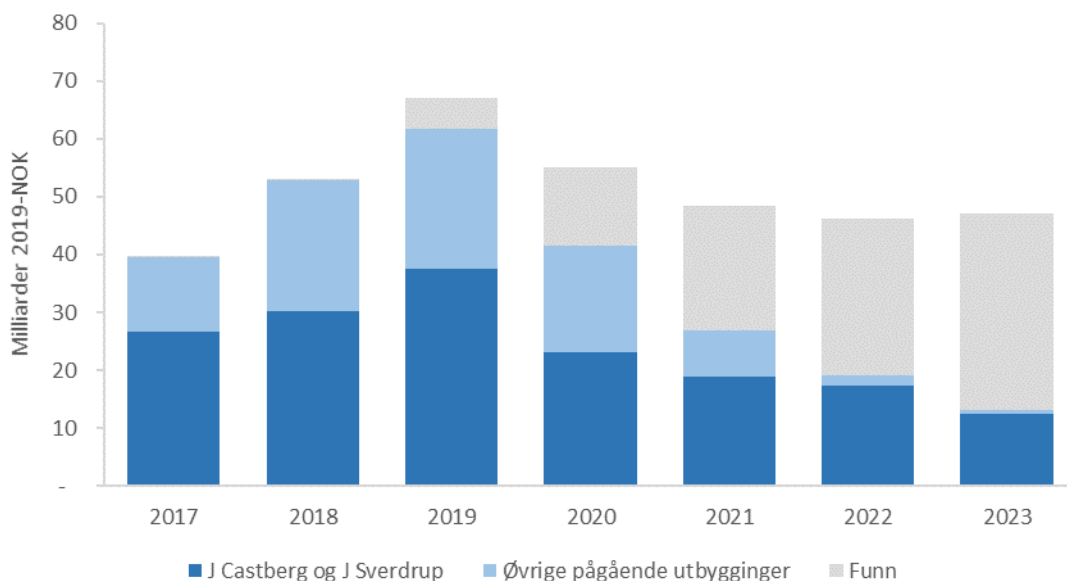
Figur 1-2 Investeringer eksklusiv leting, prognose for 2018-2023¹

Det er stor aktivitet på felt i drift, og flere utbyggingsprosjekter og oppgraderinger bidrar til veksten i investeringer i 2019. Plattformen på Njord oppgraderes, og utvinningen fra Snorre-feltet økes gjennom havbunnsutbyggingen Snorre Expansion Project. Andre større prosjekt for å øke utvinningen fra felt i drift er Valhall flanke vest, hvor det skal installeres en ny brønnhodeplattform, samt investeringer i nye brønner og havbunnsanlegg på Troll (fase 3). I tillegg til disse prosjektene forutsettes det generelt høy boreaktivitet på felt i drift de nærmeste årene.

Det forventes investeringer på 110-115 milliarder kroner i 2022 og 2023. Etter ferdigstillingen av store prosjekt som Johan Sverdrup og Johan Castberg, ser OD i dag begrenset med nye større feltutbyggingsprosjekt som kan bidra til å løfte investeringsnivået i årene etter 2019.

Figur 1-3 viser samlet investering i pågående og nye feltutbyggingsprosjekt. Figuren illustrerer betydningen av Johan Sverdrup og Johan Castberg, for både det høye investeringsnivået i 2019, men også for reduksjon i investeringer i perioden 2020-2022.

¹ Felt i drift er skilt i to kategorier for å få fram at deler av investeringene er knyttet til ferdigstilling av feltutbygging for nylig oppstartede felt (felt satt i drift 2015-2018).



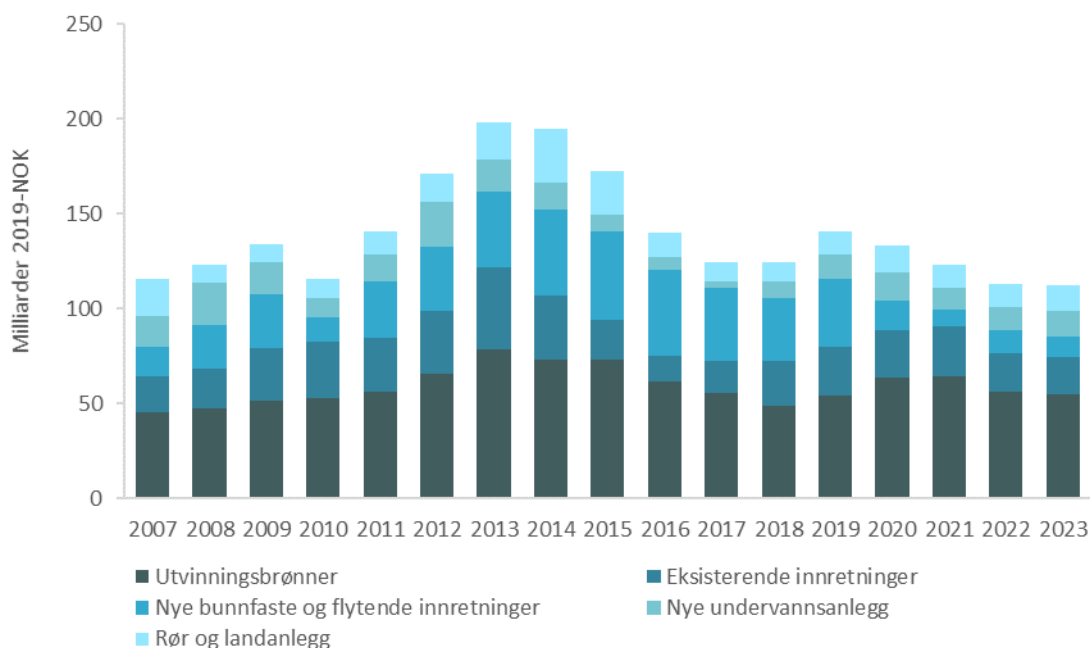
Figur 1-3 Samlet investering i pågående og nye feltutbyggingsprosjekt

Øvrige pågående utbygginger som bidrar med vesentlige investeringer de nærmeste årene er ferdigstilling av Martin Linge og havbunnsutbyggingene Fenja (til Njord) og Nova (til Gjøa).

Det understrekes at det nøyaktige tidspunktet for oppstart av nye feltutbyggingsprosjekt alltid vil være usikkert. Oppstarten av enkeltprosjekt kan bli framskyndet eller forsinket. Fra 2020 utgjør nye utbyggingsprosjekt for funn en økende andel av de totale investeringene. Dette bidrar til større usikkerhet rundt investeringsestimaterne.

Investeringene fra 2020 og framover ligger noe lavere enn anslaget som ble presentert i Sokkelåret 2017. Det skyldes blant annet utsettelse av enkelte nye feltutbyggingsprosjekt og lavere investeringsestimater for enkelte utbygginger.

Mens investeringene i nye bunnfaste og flytende innretninger vil gå betydelig ned i årene framover, forventes investeringer i nye utvinningsbrønner å øke. (Figur 1-4). OD forventer ikke mange utbygginger med ny selvstendig innretning de nærmeste årene. Ferdigstillingen av prosjekt som Johan Sverdrup, Johan Castberg og Martin Linge forklarer nedgangen i investeringer i bunnfaste og flytende innretninger.



Figur 1-4 Investeringer eksklusiv leting, ulike investeringskategorier, prognose for 2018-2023

I 2018 ble det levert tre utbyggingsplaner for myndighetsgodkjenning: Nova, Troll fase 3 og Johan Sverdrup byggetrinn 2.

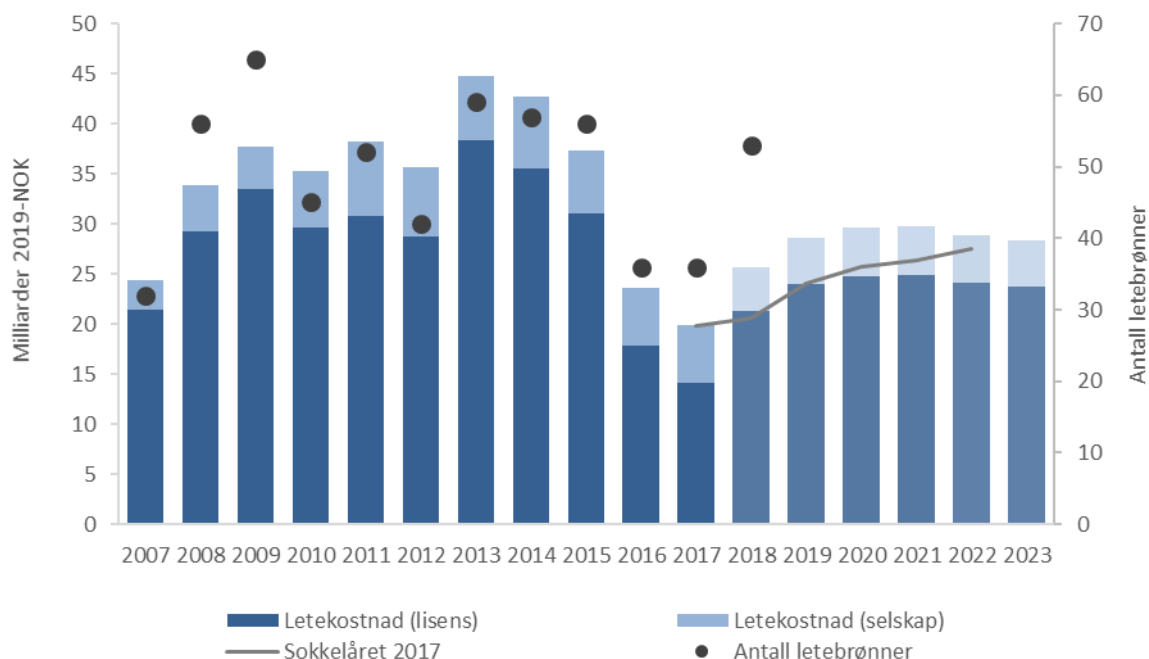
Flere prosjekter ventes å bli besluttet de nærmeste par årene. Dette gjelder blant annet nye feltutbygginger som 16/4-6 S (Luno II), 30/11-8 S (Krafla) og 36/7-4 (Cara). OD venter også investeringsbeslutninger om gjenutbygging av gamle felt som Tor og Hod.

Funnporteføljen består ved årsskiftet av 85 funn. Til tross for at de fleste av disse funnene forventes å ha en god økonomi, er det flere forhold som gjør at det kan ta tid før utbyggingsbeslutning blir tatt. Dette har blant annet sammenheng med at de fleste funnene forventes å bli bygd ut som havbunnsfelt med tilknytning til eksisterende infrastruktur. De er derfor avhengige av at det er ledig prosesskapasitet på aktuelle vertsinnetninger før det tas utbyggingsbeslutning. Mange av funnene har utvinnbare gassressurser. Tilgang til ledig kapasitet i gassinfrastrukturen kan også medføre at utbyggingsbeslutning avvikes.

På felt i drift forventes en rekke investeringsbeslutninger som vil legge grunnlag for å opprettholde produksjon og forlenge feltenes levetid. Disse prosjektene er imidlertid ikke like store som de utbyggingsprosjektene som er blitt besluttet på felt i drift de siste årene.

1.3 Letekostnader

Det har vært en markert økning både i antall letebrønner og letetekostnader fra 2017 til 2018. I 2018 ble det påbegynt 53 letebrønner med en samlet kostnad på om lag 25 milliarder kroner (Figur 1-5).² Til sammenligning ble det påbegynt 36 letebrønner i 2017, og letetekostnadene var 20 milliarder kroner. Basert på selskapenes planer, vil det bli boret om lag like mange letebrønner i 2019 som i 2018. Mot slutten av perioden er det lagt til grunn en moderat reduksjon i antall letebrønner og letetekostnader. Prognosen ligger litt over anslaget presentert i Sokkelåret 2017. Hovedårsaken til dette er en forutsetning om boring av flere brønner i ny prognose.

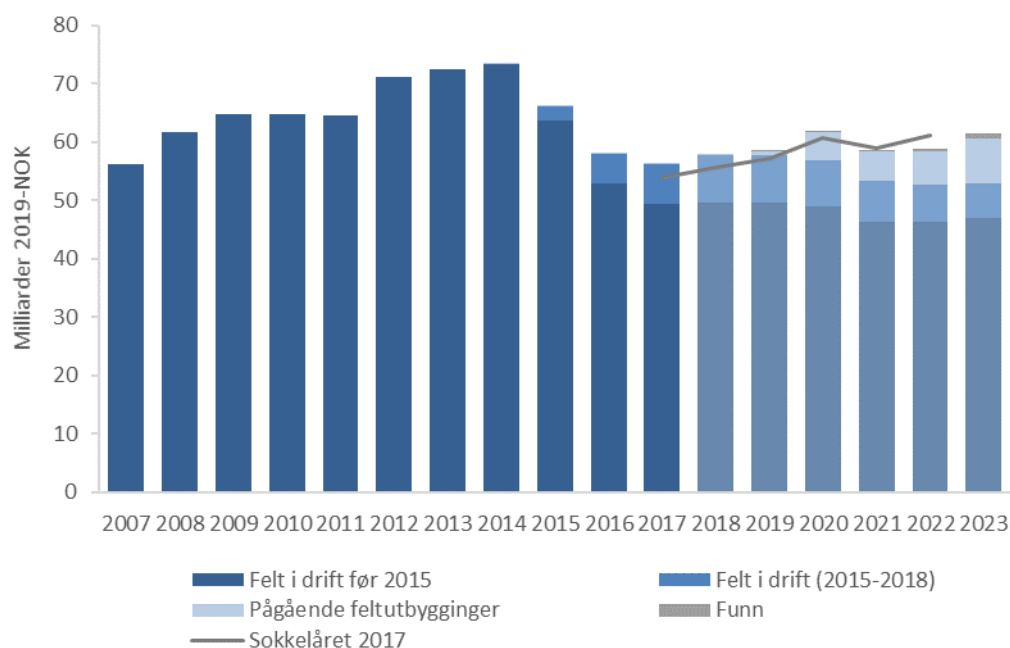


Figur 1-5 Anslag over letetekostnader, prognose 2018-2023

1.4 Driftskostnader

Ved utgangen av 2018 var det 83 felt i produksjon. I tillegg kommer drift av rør og landanlegg. I 2018 ble 58 milliarder kroner (Figur 1-6) brukt til drift av infrastrukturen. Etter en periode med reduksjon, ventes det nå at driftskostnadene flater ut. Isolert sett vil oppstart av nye felt, særlig Johan Sverdrup, Johan Castberg, Martin Linge og Yme (med leid produksjonsinnretning) bidra til økte driftskostnader. Økningen fra disse vil delvis motvirkes av nedstenging av felt.

² Letetekostnader omfatter både selskaps- og lisensrelaterte letetekostnader, jfr. Figur 1-5. Selskapsrelaterte letetekostnader påløper ofte før utvinningstillatelse er tildelt, for eksempel kostnader til innkjøp og tolking av seismikk. Størparten av letetekostnadene påløper imidlertid etter at utvinningstillatelse er tildelt. Av disse er boring av letebrønner den dominerende posten.



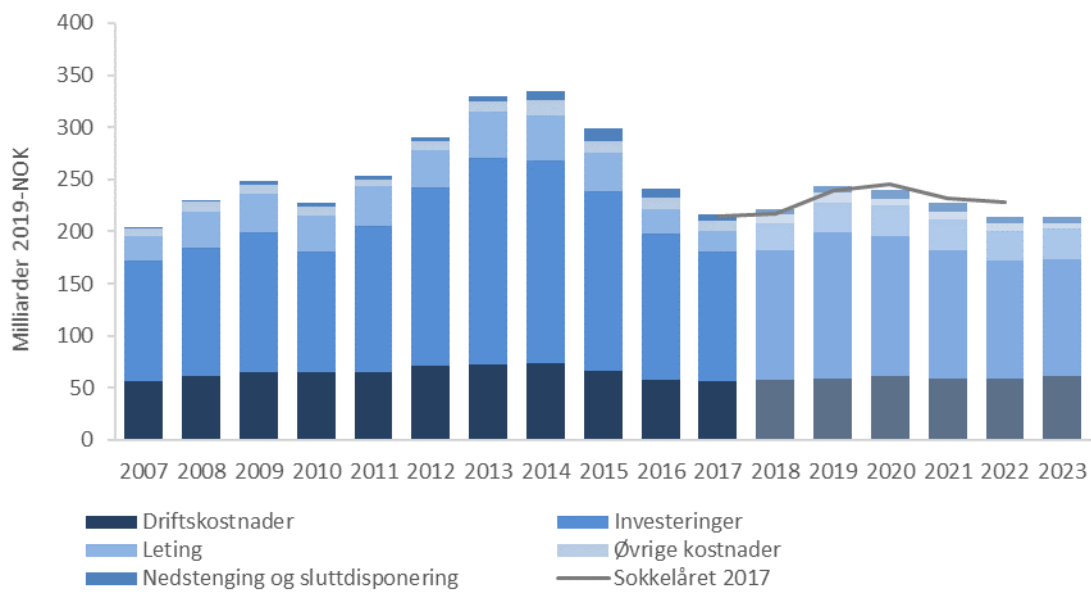
Figur 1-6 Driftskostnadsprognose spesifisert på feltstatus – prognose 2018-2023

1.5 Samlet anslag for kostnadsutviklingen

Figur 1-7 viser samlet prognose for driftskostnader, investeringer, leteknader, nedstengings- og disponeringskostnader og øvrige kostnader. Kostnadskategorien øvrige kostnader inneholder noen mindre poster, blant annet konseptstudier og driftsforberedelser.

Kostnadene til nedstenging og sluttdisponering forventes å være lave de nærmeste årene. På noen felt er planen å avslutte produksjonen innenfor en tidshorisont på fem år. Med få unntak vil dette være havbunnsfelt hvor denne typen kostnader er begrenset. I tillegg vil det påløpe kostnader ved nedstenging og fjerning av enkeltinnretninger på felt som fortsatt vil være i drift.

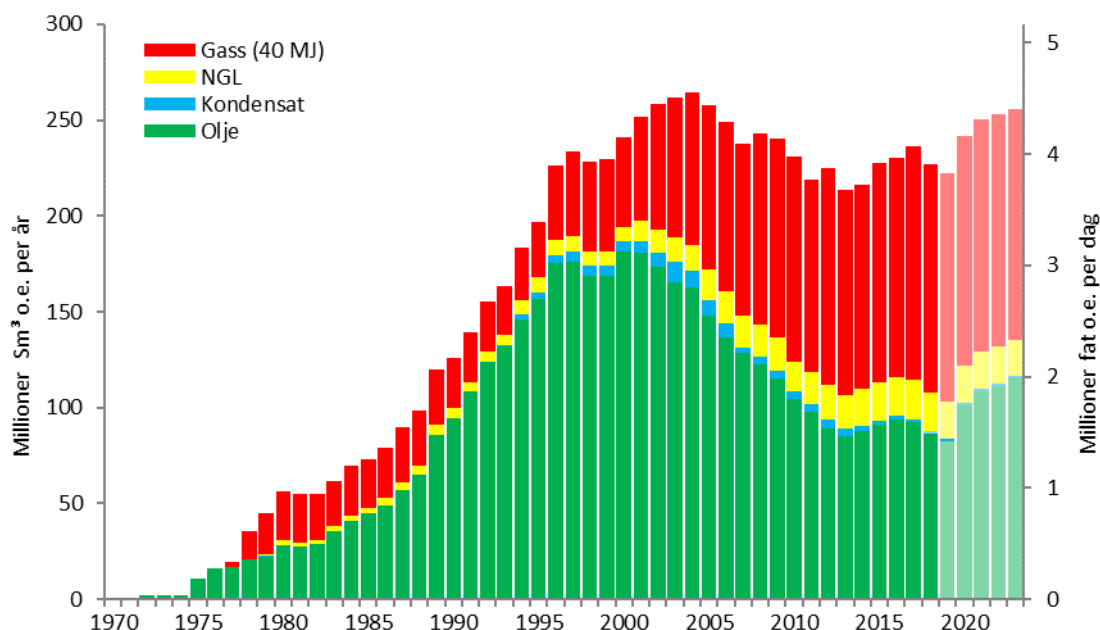
De samlede kostnadene i 2018 var om lag 220 milliarder kroner. Som følge av økte investeringer og leteknader øker de totale kostnadene fra 2018 til 2019. Til tross for en nedgang i investeringer fra 2019, vil aktivitetsnivået fortsatt være høyt i et historisk perspektiv.



Figur 1-7 Totale kostnader – prognose for 2018-2023

2 Økende olje- og gassproduksjon i neste femårsperiode

Oljedirektoratets produksjonsprognose fram mot 2023 viser en stigning fra 2020. Oppstart av nye felt, deriblant Johan Sverdrup, vil mer enn veie opp for den naturlige reduksjonen fra felt i drift. I 2023 anslås samlet produksjon av olje og gass å nærme seg rekordåret 2004. Gassen utgjør da om lag halvparten. Det vil bli krevende å opprettholde et slikt produksjonsnivå mot 2030.

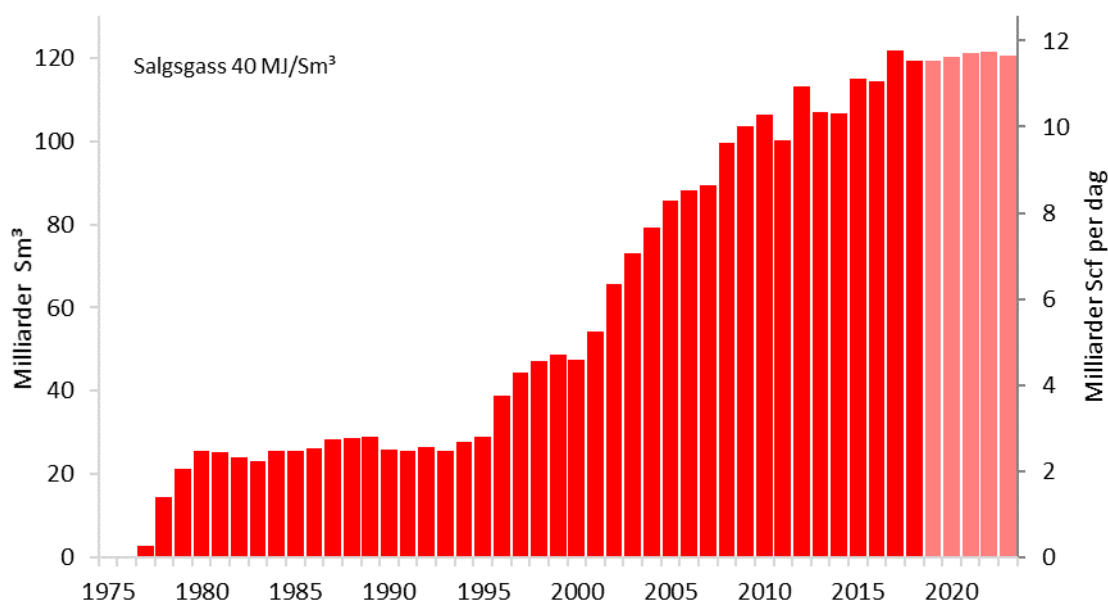


Figur 2-1 Faktisk og prognosert salg av petroleum 1971-2023

Foreløpige tall viser at det i 2018 ble solgt 226,7 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Dette er 9,5 millioner Sm^3 o.e., eller fire prosent, mindre enn i 2017. Gassalget er noe redusert, og enkelte oljefelt har produsert mindre enn ventet. Totalproduksjonen av petroleum i 2019 forventes å bli 222 millioner Sm^3 o.e.

2.1 Gass

I 2018 ble det solgt 121,7 milliarder Sm^3 gass (119,3 milliarder Sm^3 40 megajoule gass). Dette er en liten reduksjon fra rekordnivået i 2017. Prognosen for gassalg på kort sikt (Figur 2-2) viser at det forventes et stabilt høyt nivå med en liten økning de neste årene.



Figur 2-2 Faktisk og prognosert gassalg til og med 2023

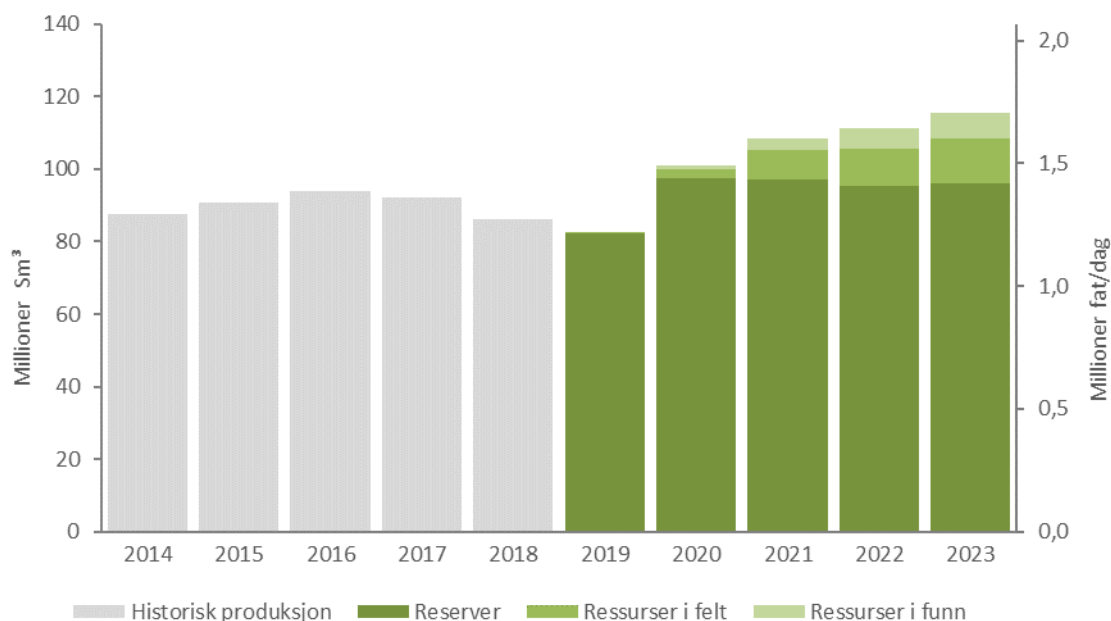
2.2 Olje

I 2018 ble det produsert 86,2 millioner Sm³ olje (1,49 millioner fat per dag) mot 92,2 millioner Sm³ (1,59 millioner fat per dag) året før, en reduksjon på 6,5 prosent.

I prognosen for 2018 var det ventet en liten nedgang i oljeproduksjonen sammenlignet med året før. Nedgangen ble større enn forventet. Det skyldes blant annet at enkelte nyere felt er mer komplekse enn tidligere antatt. I tillegg har enkelte andre felt levert under prognosen, hovedsakelig på grunn av at det er boret færre brønner enn forutsatt.

For 2019 anslår vi at oljeproduksjonen vil bli redusert med ytterligere 4,7 prosent, til 82,2 millioner Sm³ (1,42 millioner fat per dag). I 2020 antas produksjonen å stige betydelig, blant annet som følge av Johan Sverdrup. Usikkerhet i produksjonsprognoser er særlig knyttet til boring av nye brønner, oppstart av nye felt, reservoarenes leveringsevne og regulariteten på felt i drift.

Produksjon fra felt i drift og vedtatte prosjekt står for 90 prosent av forventet produksjon i femårsperioden 2019-2023 (Figur 2-3). De resterende ti prosentene forventes i hovedsak å komme fra tiltak for økt utvinning fra feltene. Brønner som ennå ikke er besluttet og optimaliseringer av utvinningsstrategier er hovedbidragene til dette. De siste årene i perioden forventes også produksjon fra funn som ennå ikke er besluttet utbygd.



Figur 2-3 Oljeproduksjon 2014-2023 fordelt på modenhet

Tabell 2-1 Prognose for produksjon fordelt på de ulike produktene for de neste fem årene

	2019	2020	2021	2022	2023
Olje (millioner Sm ³)	82,2	101,0	108,3	111,4	115,6
NGL (millioner Sm ³ o.e.)	18,9	19,0	19,3	19,2	18,4
Kondensat (millioner Sm ³)	1,7	1,5	1,5	1,4	1,2
Væske (millioner Sm ³ o.e.)	102,8	121,6	129,2	132,0	135,2
Væske (millioner fat o.e. per dag)	1,8	2,1	2,2	2,3	2,3
Gass (milliarder 40 MJ Sm ³)	119,5	120,2	121,2	121,4	120,6
Totalt (millioner Sm ³ o.e.)	222,3	241,8	250,4	253,4	255,8

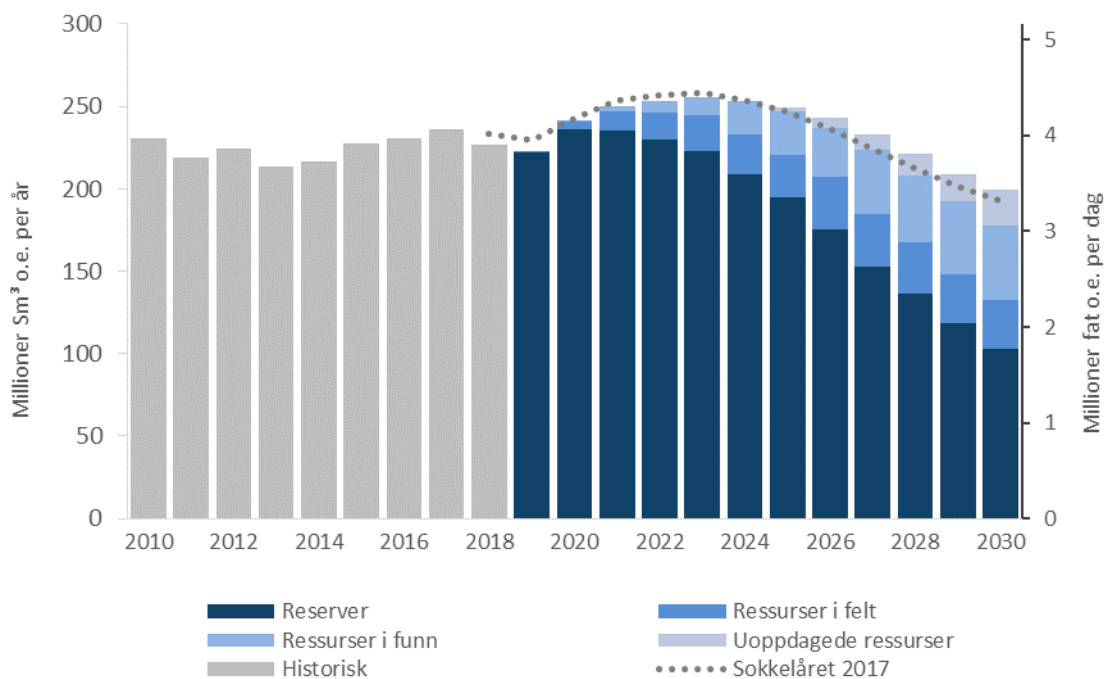
2.3 Samlet produksjon fram mot 2030

Produksjonen vil holde seg relativt høy det neste tiåret, og fram mot 2030 antas produksjonen fra uoppdagede ressurser å få økende betydning.

Figur 2-4 viser den siste produksjonsprognosen sammenlignet med den som ble lagt fram for ett år siden, på Sokkelåret 2017. Prognosen viser en relativt flat produksjonsutvikling fram til 2020. Fra da av forutsettes det at alle prosjekt som nå er under utbygging vil bidra til en betydelig produksjonsøkning fram mot 2023.

Sammenlignet med forrige prognose, er produksjonsnivået noe lavere i 2019, og uendret i perioden 2020-2025 og noe høyere fram mot 2030. Økningen i anslaget mot 2030 sammenlignet med fjorårets prognose skyldes blant annet at det er identifisert flere nye tiltak på feltene, hovedsakelig er flere brønner lagt inn i prognosene.

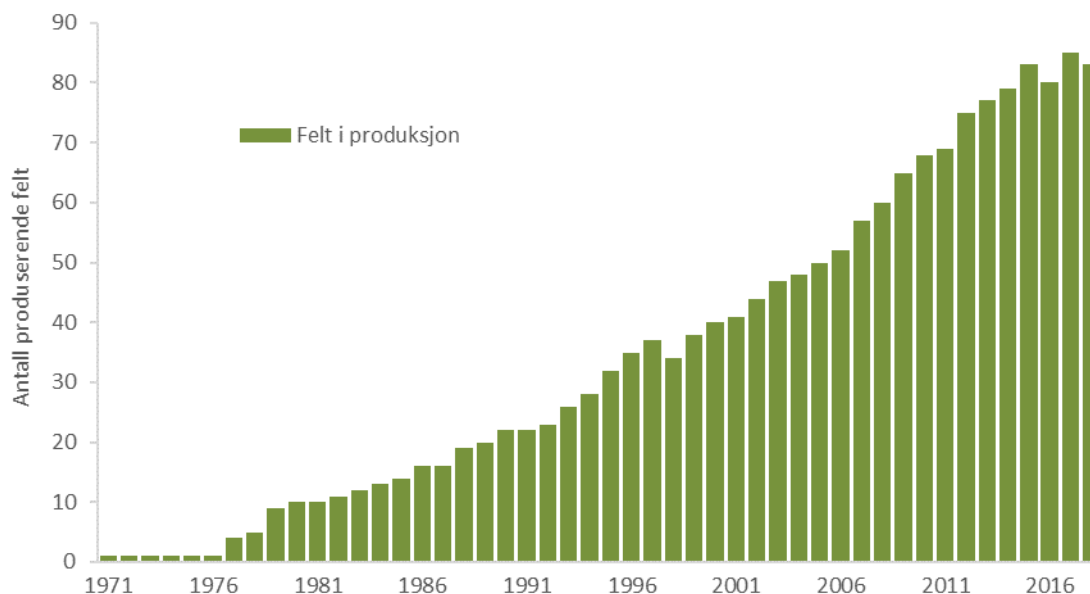
Produksjonsnivået framover er usikkert. Det avhenger av tiltak som blir gjennomført på feltene, funn som blir besluttet utbygd og når de kommer i produksjon. Nye funn i perioden, hvor store de er og hvordan og når de bygges ut vil også påvirke produksjonsnivået.



Figur 2-4 Historisk og prognosert produksjon 2010 – 2030

3 Videreutvikling av en moden sokkel

Ved årsskiftet var det 83 produserende felt på sokkelen. I løpet av 2018 kom ett nytt felt i produksjon, tre nye planer for utbygging og drift (PUD) ble levert og ni planer ble godkjent. I tillegg fikk to prosjekt PUD-fritak, og tre felt ble stengt ned. Figuren under viser at antall felt i produksjon holder seg høy.



Figur 3-1 Antall felt i produksjon gjennom tidene

3.1 Nye utbygginger

Gassfeltet Aasta Hansteen kom i produksjon i 2018 som første utbygging i den nordlige delen av Norskehavet. Feltet ligger om lag 320 kilometer vest for Bodø. Vanddypet i området er 1270 meter. Aldri før er det blitt bygd ut et felt på så dypt vann på norsk sokkel.

Samtidig med oppstarten av Aasta Hansteen ble rørledningen Polarled satt i drift for å føre gass fra feltet til prosessanlegget på Nyhamna i Møre og Romsdal før den sendes videre til Europa. Aasta Hansteen og Polarled gir ny infrastruktur i den nordligste delen av Norskehavet, og åpner dermed for nye muligheter på denne delen av sokkelen.

Utbyggingsløsningen med en flytende, sylindrerformet Spar-plattform er den første i sitt slag i Norge, og den største i verden. Investeringskostnadene for utbyggingen er om lag 37,5 milliarder kroner.



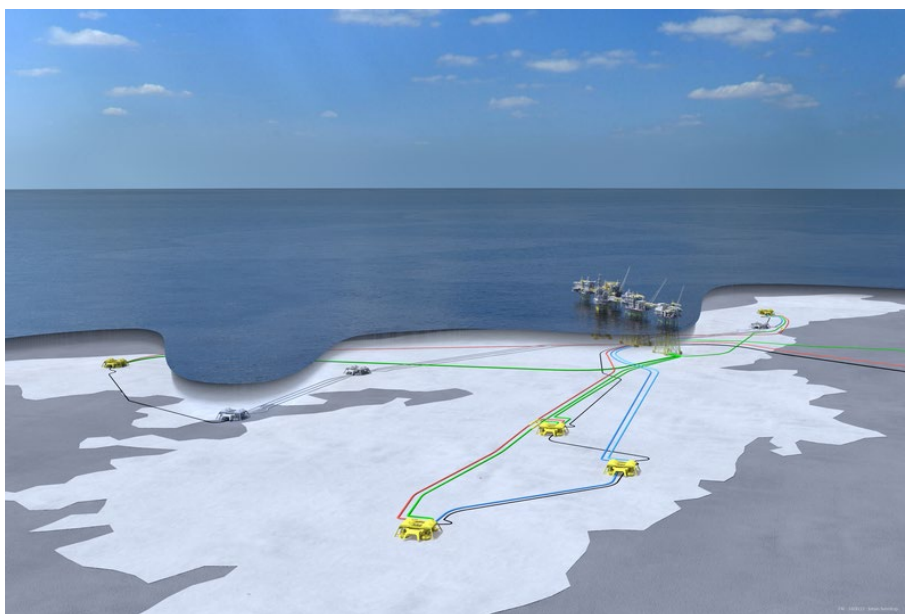
Figur 3-2 Aasta Hansteen-plattformen (foto: Equinor)

Leverte utbyggingsplaner i 2018

Myndighetene mottok tre planer for utbygging og drift i 2018: Johan Sverdrup byggetrinn 2, Nova og Troll fase 3.

Johan Sverdrup byggetrinn 2 er en av de tre utbyggingsplanene som ble levert i 2018. Den samlede utbyggingen av dette feltet er det største industriprosjektet i Norge på tiår. Investeringene og inntektene til rettighetshaverne, leverandørene og staten vil ha store positive ringvirkninger for samfunnet. Planen som nå ligger til godkjenning i Stortinget beskriver andre byggetrinn for feltet, der feltsenteret blant annet skal utvides med en ny prosessplattform, og fem nye havbunnsrammer skal installeres. Som en del av andre byggetrinn etableres også områdeløsningen for kraft fra land til feltene Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Ivar Aasen og Gina Krog.

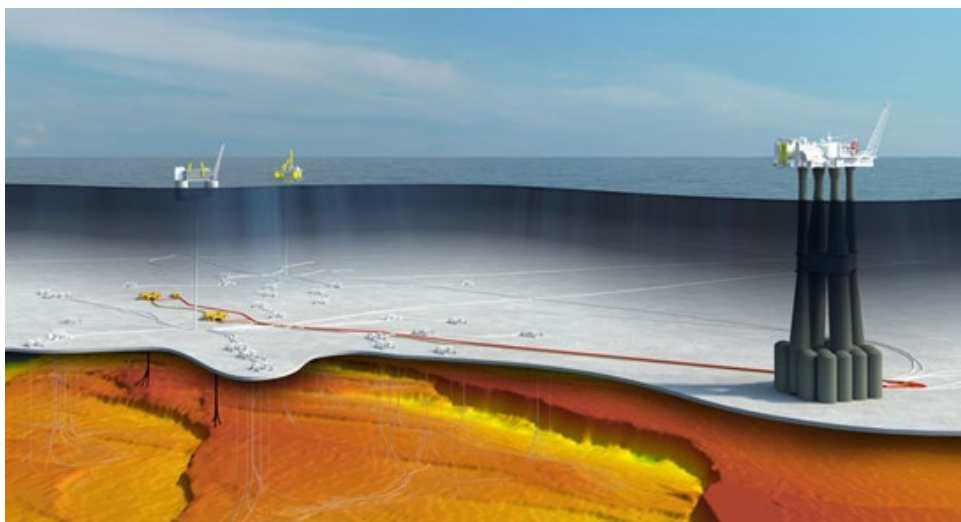
Investeringene for andre byggetrinn, inkludert områdeløsningen, er om lag 42 milliarder kroner. De totale reservene fra hele feltet er om lag 425 millioner Sm³ o.e., hvorav om lag 94 millioner Sm³ o.e. er knyttet til andre byggetrinn. Produksjonsstart for Johan Sverdrup byggetrinn 1 er planlagt i 2019 og for byggetrinn 2 i 2022.



Figur 3-3 Johan Sverdrup byggetrinn 2 (illustrasjon: Equinor)

Troll fase 3 er den foreløpig siste fasen av utviklingen på Troll og gjelder produksjon av gass fra gasskappen over oljesonen på den vestlige delen av feltet – Troll Vest. Utbyggingsplanen ble levert og godkjent i 2018. I tillegg til å være Norges største gassprodusent har Troll de seinere årene også vært største oljeprodusent. Det har derfor vært viktig både for myndighetene og rettighetshaverne å finne det rette tidspunktet og nivået på gassproduksjonen fra Troll Vest uten at det går utover oljeutvinningen. Gassreservene i Troll fase 3 utgjør om lag 360 milliarder Sm³ av totalt rundt 1425 milliarder Sm³ utvinnbare gassreserver i hele Troll.

Troll fase 3 skal utvikles i flere trinn, hvorav bare første trinn ble besluttet ved levering av utbyggingsplanen. I første trinn skal det installeres to bunnrammer og bores åtte produksjonsbrønner. Gassen skal sendes til Troll A for prosessering og komprimering, før videre transport til prosessanlegget på Kollsnes i Hordaland. Investeringene for det første trinnet i Troll fase 3 er nesten 8 milliarder kroner. Prosjektet er svært lønnsomt, og kommer til å generere store verdier.



Figur 3-4 Troll fase 3 (illustrasjon: Equinor)

Den tredje utbyggingsplanen som ble levert til myndighetene i 2018 gjelder havbunnsutbyggingen Nova i den nordlige delen av Nordsjøen, sørvest for Gjøa. Feltet ligger i et modent område, og skal knyttes til eksisterende infrastruktur på Gjøa. Det kan derfor utnytte ledig kapasitet for en kostnadseffektiv utbygging. Utbyggingsløsningen som er valgt innebærer installasjon av to havbunnsrammer.

De totale reservene for Nova-utbyggingen er rundt tolv millioner Sm³ o.e., og investeringene er beregnet til om lag ti milliarder kroner.

Godkjente utbyggingsplaner og utnyttelse av ny og eksisterende infrastruktur

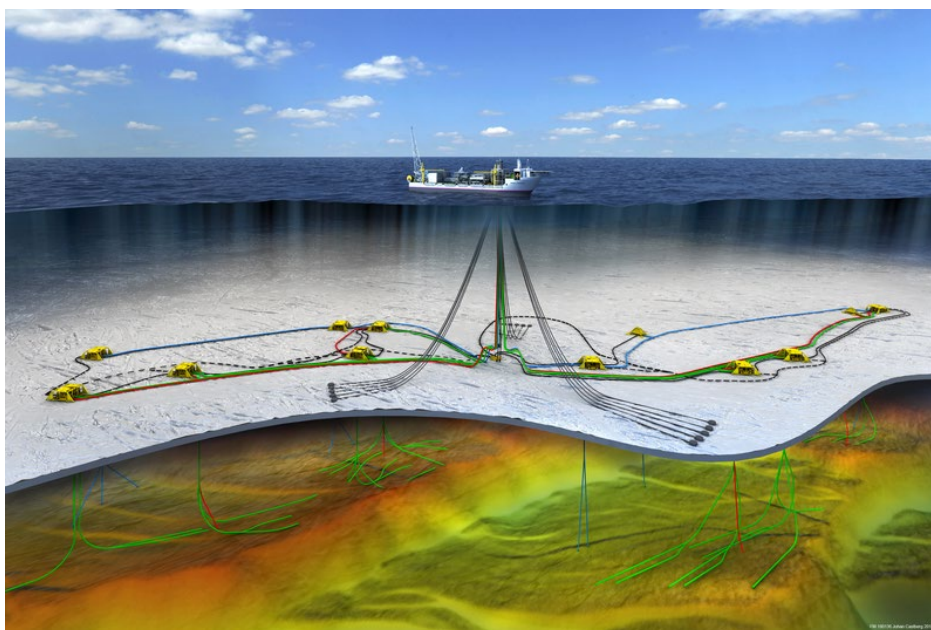
Myndighetene godkjente ni utbyggingsplaner i 2018. Blant disse finner vi både feltutbygginger knyttet til eksisterende infrastruktur og selvstendige utbygginger. To planer beskriver selvstendige utbygginger og sju av planene gjelder utbygginger tilknyttet eksisterende infrastruktur. I tillegg ble det gitt PUD-fritak for prosjekt på Gullfaks og Fram.

De mange tilknytningene til eksisterende infrastruktur viser at ledig kapasitet i tilgjengelig infrastruktur gjør det mulig å bygge ut små og mellomstore funn lønnsomt. Samarbeid på tvers av utvinningstillatelser og god utnyttelse av eksisterende infrastruktur gir lavere kostnader for nye utbygginger og blir stadig viktigere ettersom sokkelen modnes. Slike utbyggingsløsninger bidrar også til å øke utvinningen og forlenge levetiden på vertsfeltet. Utvikling av satelittfelt er derfor svært viktig for den framtidige verdiskapingen.

Tabell 3-1 Godkjente utbyggingsplaner i 2018

Utbygginger	Operatør	Type
Ærfugl	Aker BP	Tilknytning til eksisterende infrastruktur
Fenja	VNG	
Nova	Wintershall	
Troll (Troll fase 3)	Equinor	
Snorre Expansion project (SEP)	Equinor	
Skogul	Aker BP	
Valhall flanke vest	Aker BP	
Johan Castberg	Equinor	Ny selvstendig innretning
Yme New Development	Repsol	

En av de nye selvstendige utbyggingene er Johan Castberg, det tredje feltet som bygges ut i Barentshavet. OD har i planleggingsfasen vært opptatt av fleksibilitet i utbyggingsløsningen for å kunne fase inn nye funn i området. Utbyggingsløsningen som ble valgt ivaretar dette. Det er seinere gjort flere mindre funn i området som kan knyttes til feltet, blant annet Skruis, som ble påvist høsten 2018.



Figur 3-5 Johan Castberg (illustrasjon: Equinor)

Njord er et eksempel på et gammelt felt som får forlenget liv. Innretningene blir oppgradert for om lag 16 milliarder kroner. Njord er vertsfelt for Hyme og blir vertsfelt for de nye utbyggingene Bauge og Fenja, sistnevnte felt fikk godkjent utbyggingsplan i 2018. Utviklingen i området rundt Njord viser hvor viktig det er med samarbeid på tvers av utvinningstillatelse for å kunne bygge ut mindre funn med andre rettighetshavere enn vertsfeltet. Det viser også betydningen av å vedlikeholde dagens innretninger med tanke på framtidig bruk og å utnytte eksisterende infrastruktur.



Figur 3-6 Njord-plattformen (foto: Equinor)

3.2 Bruk av data og ny teknologi for økt verdiskaping

Oljedirektoratet arbeider for at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme ressurser skal utvinnes. For å få til dette, må ulike metoder for økt utvinning prøves ut på feltene, både på felt i drift og i nye utbygginger. Bedre forståelse av undergrunnen og utprøving og implementering av ny teknologi har et betydelig verdipotensial.

I 2018 er det prøvd ut flere metoder for økt utvinning, blant annet en ny type havbunnsteknologi for injeksjon av sjøvann på Ekofisk, og ny bore- og brønnteknologi for å øke produksjonen fra tette reservoar på Ekofisk og Valhall. Resultater fra utprøvingene gir viktig data og ny kunnskap som bidrar til å videreutvikle teknologier for videre bruk på sokkelen.

Det er ofte de store feltene med god økonomi som har anledning til å være først ute med nye metoder. Et godt eksempel er Johan Sverdrup, som forventes å prøve ut polymerinjeksjon som metode for økt oljeutvinning. Dette er viktig for å kartlegge potensialet for en økning av utvinnbare reserver fra feltet.

Et eksempel på datainnsamling for å redusere usikkerhet er prøveutvinning. Utbyggingsplanen for Ærfugl ble godkjent i 2018 etter en periode med prøveutvinning. Prøveutvinningen bidro til å redusere reservoar-usikkerheten, og gjorde det dermed enklere blant annet å anslå antall brønner og hvor disse skal plasseres.

I 2018 har det vært prøveutvinning på funnet Alta i Barentshavet. Hensikten var å teste oljeproduksjonsratene over lengre tid i ulike karbonatbergarter uten å få betydelig gjennombrudd av vann og/eller gass. Det ble også gjennomført en formasjonstest på Rolvsnes i Nordsjøen. Både prøveutvinningen og formasjonstesten ga positive resultater. I tillegg ble prøveutvinning fra Frosk i Nordsjøen godkjent i 2018. Prøveutvinning og testing av strømningssegenskaper kan være viktig for å redusere usikkerhetene i fremtidige utbygginger.

Konkraft-rapporten «Konkurranseskraft – norsk sokkel i endring», som ble publisert tidlig i 2018, peker på viktigheten av innsamling og håndtering av data, samt betydningen av at data deles. Nye metoder og ny teknologi for innsamling og lagring av store datamengder og nye metoder for avansert databehandling, gjør det også mulig å bruke dataene bedre. Det er viktig at disse mulighetene brukes for å utnytte petroleumsressursene bedre.

3.3 IOR-prisen

For å inspirere til å gjøre tiltak for å øke utvinningen deler Oljedirektoratet annethvert år ut en pris for økt utvinning, IOR-prisen. I 2018 ble prisen tildelt rettighetshaverne i Alvheim-feltet, med operatør Aker BP og partnere ConocoPhillips og Lundin.

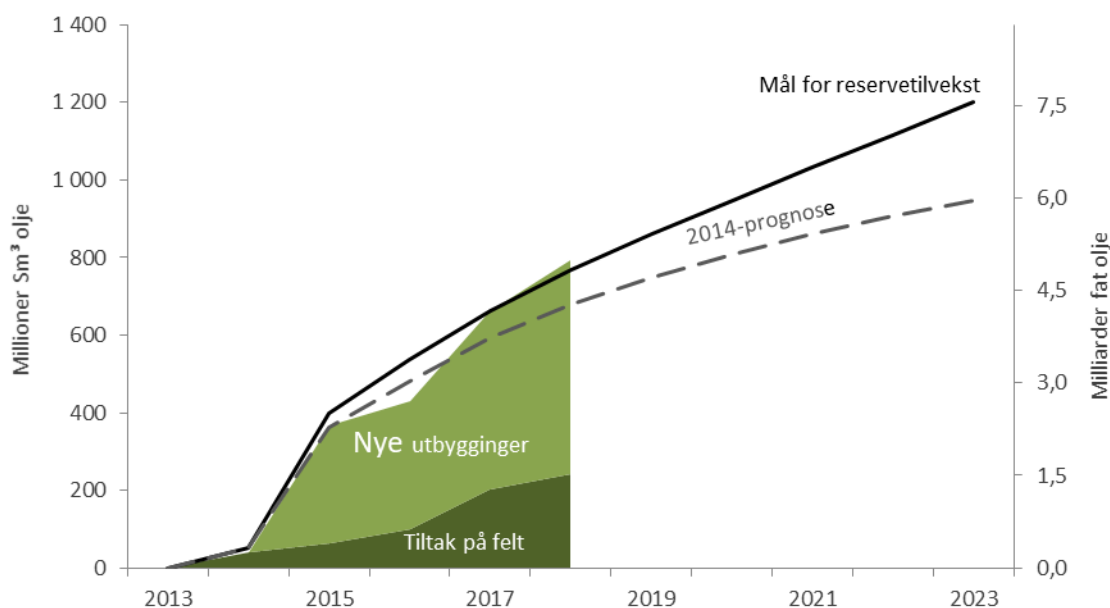
«Rettighetshaverne på Alvheim har vist vilje til å ta risiko for å finne og produsere mer olje i området. Implementering av nyutviklet teknologi, deling av data og evnen til å se området under ett har bidratt til at de utvinnbare reservene fra Alvheim er mer enn doblet siden PUD ble godkjent», heter det i ODs begrunnelse for valg av prisvinner.

Neste IOR-pris skal deles ut på ONS i 2020.

3.4 Økt reservetilvekst for olje

Reserver er ressurser som er vedtatt å bygge ut. I 2018 oversteg reservetilveksten for olje for første gang kurven for Oljedirektoratets ambisiøse mål for reservetilvekst for perioden 2013 - 2023. Årsakene til at reservetilveksten utvikler seg så positivt er at flere felt bygges ut og at det gjøres mye arbeid for å øke utvinningen på felt i drift. Tilveksten viser at selskapene arbeider godt med sine prosjekter. Den viser også at arbeidet myndighetene gjør overfor selskapene gir resultater.

Dette arbeidet er viktig for å videreutvikle sokkelen, og det er avgjørende for å opprettholde et langsiktig høyt produksjonsnivå og inntekter.

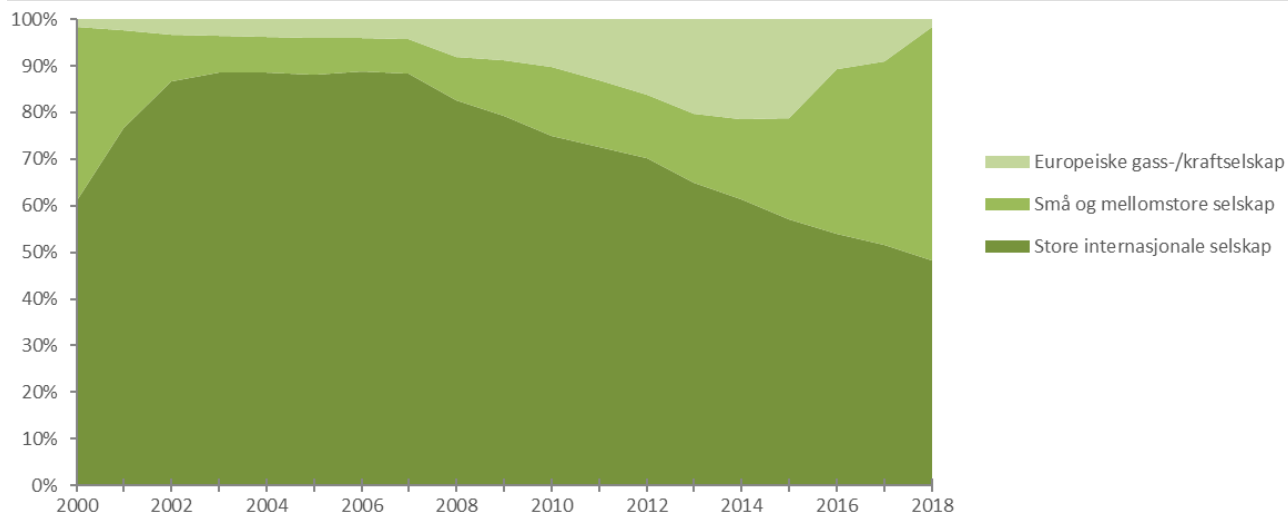


Figur 3-7 Reservetilvekst for olje

3.5 Aktørbildet på felt

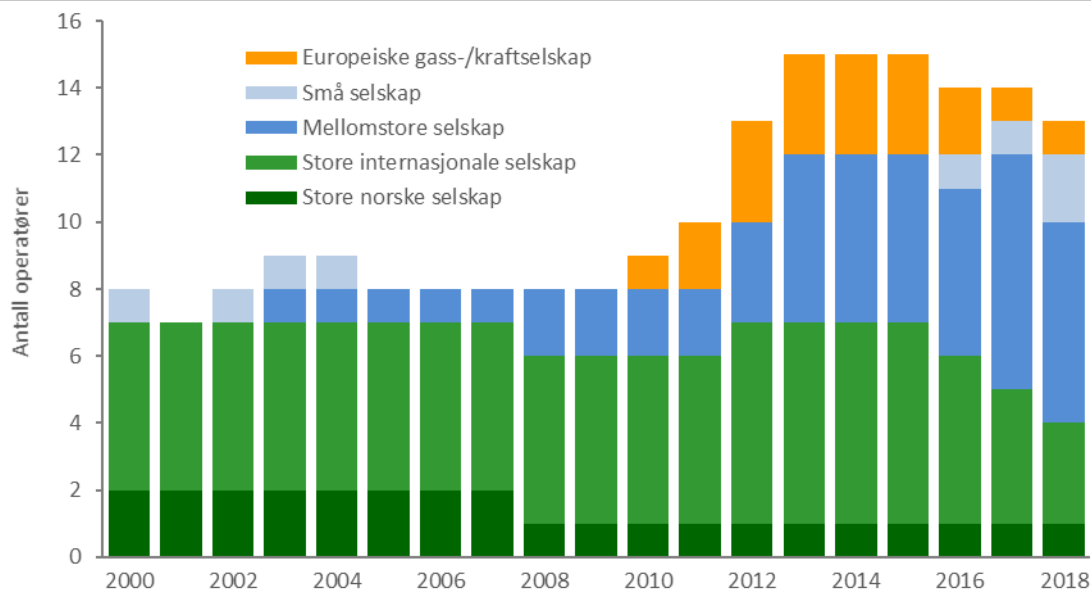
Fordelingen av produksjon mellom selskap på norsk sokkel har variert over tid. De siste ti årene er det kommet til mange nye selskap, og det har vært flere oppkjøp og fusjoner. Dette har bidratt til økt mangfold og nye måter å arbeide på. Store internasjonale selskap har solgt andeler og operatørskap, men de er fortsatt viktige på sokkelen og har en stor andel av produksjonen. Vi ser også framveksten av nye mellomstore oljeselskap som hovedsakelig satser på norsk sokkel. Mangfoldet av selskap er viktig for å utnytte de ulike forretningsmulighetene som finnes på sokkelen. Dette er en ønsket og positiv utvikling. Samtidig er et fortsatt aktivt og kompetent Equinor avgjørende for å nå målene i petroleumspolitikken.

Figur 3-8 viser utviklingen i fordeling av produksjon mellom europeiske gass- og kraftselskap, mellomstore og små selskap og store internasjonale selskap. Equinor og Petoro, som står for rundt 60 prosent av produksjonen gjennom hele perioden, er ikke med i figuren.



Figur 3-8 Eierfordeling av produksjon fra norsk sokkel (eksklusiv Statoil/Equinor og Petoro) fordelt på selskapstype

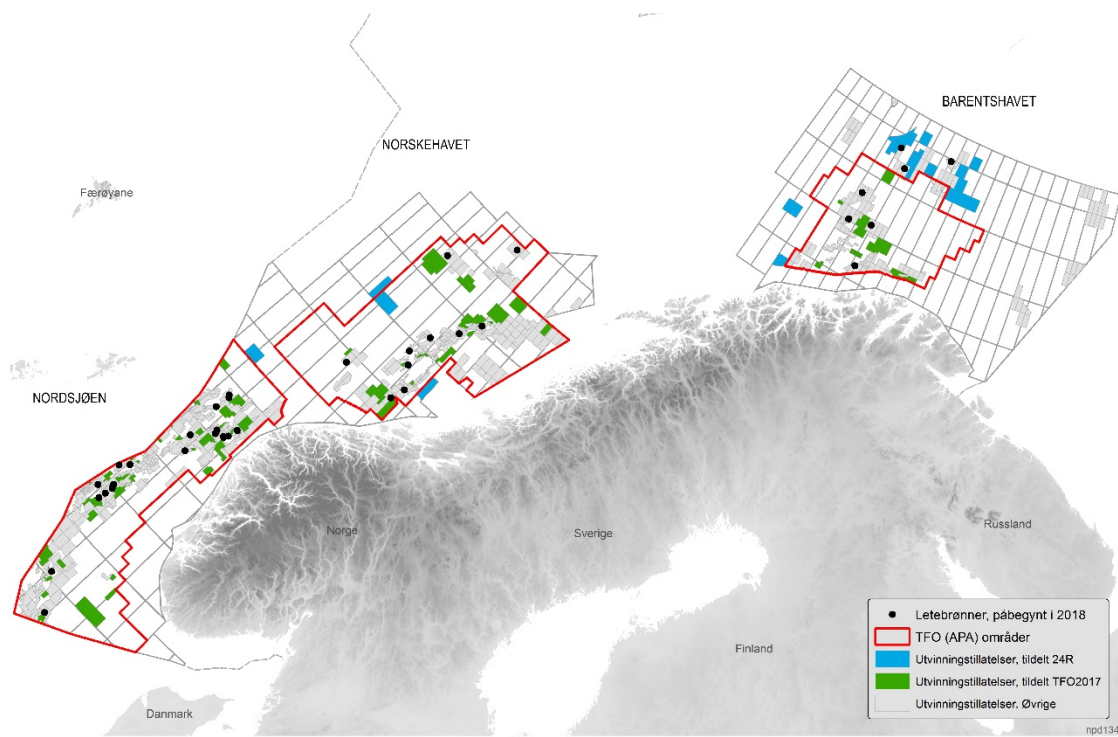
Figur 3-9 viser utviklingen i antall operatører for felt siden år 2000. Den viser at i løpet av det siste tiåret har det blitt flere nye operatører, og blant disse er det flere mellomstore selskap.



Figur 3-9 Operatører for felt

4 Leteaktiviteten

Det har vært betydelig høyere leteaktivitet i 2018 enn i de to foregående årene. Antall letebrønner har tatt seg kraftig opp, og det ble tildelt 87 nye utvinningstillatelser, som er ny rekord.



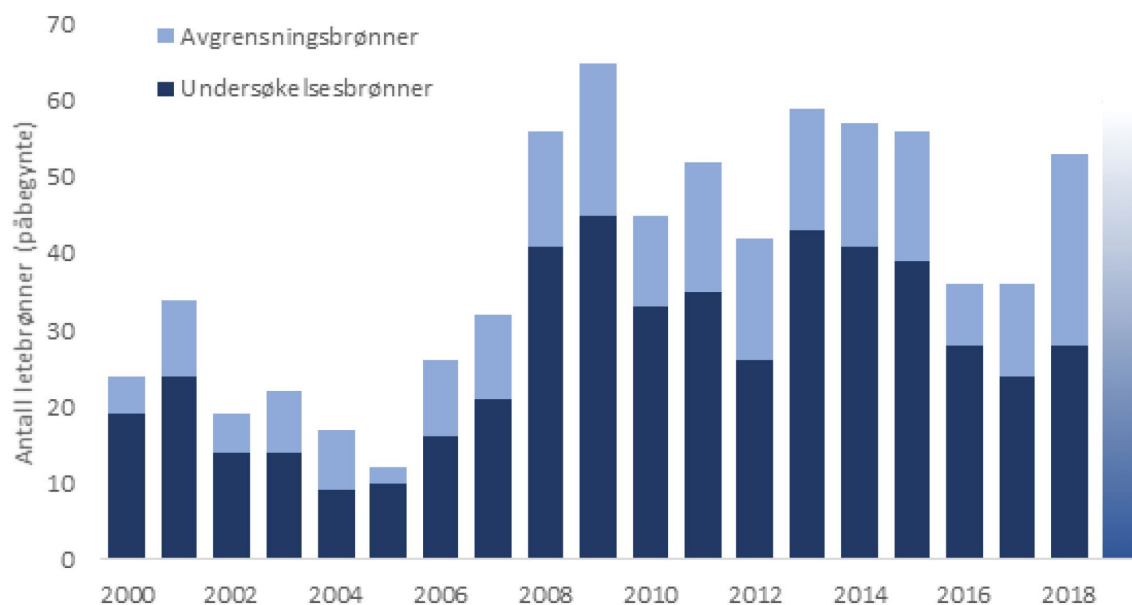
Figur 4-1 Letebrønner og utvinningstillatelser tildelt i 2018

4.1 Flere letebrønner

Det ble påbegynt 53 letebrønner i 2018, noe som er en økning på 17 brønner fra 2017. Basert på selskapenes planer så langt, forventes det at antallet vil være på samme høye nivå i 2019.

Det er flere grunner til den økte leteaktiviteten. De siste årene er store deler av sokkelen blitt dekket med ny og bedre seismikk. Dette har gjort industrien i stand til å definere nye leteprospekt og resultert i omfattende tildelinger i konsesjonsrundene. Samtidig har redusert kostnadsnivå og økende oljepris forbedret lønnsomheten av leting.

De fleste brønnene i 2018 er boret i Nordsjøen. Både i Nordsjøen og Norskehavet er det boret adskillig flere brønner enn i 2017, mens det har vært en nedgang i Barentshavet. Av de 53 brønnene er 28 undersøkelsesbrønner og 25 avgrensingsbrønner.



Figur 4-2 Påbegynte letebrønner, 2019 er et estimat.

Det er avsluttet 27 undersøkelsesbrønner i 2018, og disse har resultert i 11 funn, noe som gir en funnrate på 44 prosent³. Funnene har et foreløpig samlet estimat på 82 millioner standard kubikkmeter (Sm³) utvinnbare oljeekvivalenter (o.e.). Dette gir en forventet ressurstilvekst som er høyere enn hvert av de tre foregående årene.

En ressurstilvekst på dette nivået er ikke tilstrekkelig for å opprettholde produksjonen av olje og gass på et høyt nivå etter 2025. Det er derfor helt avgjørende å påvise flere lønnsomme ressurser i de nærmeste årene.

4.2 Leting etter gass

Norge er en viktig og langsiktig leverandør av gass til Europa. Gass kan bidra til en mer bærekraftig utvikling på tre måter: gjennom å gi rimelig og stabil tilgang til energi, gjennom å fortrenge bruk av kull og gjennom å støtte opp under fornybar energiproduksjon. Norsk gass representerer også betydelige verdier for det norske samfunnet.

Nærhet til markedet, lave transportkostnader og et integrert og fleksibelt transportsystem gjør norske gassressurser svært konkurransedyktige i Europa.

Norsk gassproduksjon er i dag på platå, men utover i tid må avtakende produksjon fra de store feltene erstattes av funn som ennå ikke er gjort. Det er kommet ny kapasitet i Polarled, og det blir etter hvert ledig kapasitet i andre deler av infrastrukturen. Dette gjør at det blir mer attraktivt å lete etter gass, og det er viktig at industrien utnytter denne muligheten og intensiverer letingen. Høy produksjon og effektiv utnyttelse av infrastrukturen gir muligheten til å opprettholde denne og samtidig holde transportkostnader lave. Dette vil bidra til at en større andel av gassressursene vil bli utnyttet.

³ To undersøkelsesbrønner som ble avsluttet tidlig pga tekniske problemer («junked») er ikke regnet med i funnraten.

Oljedirektoratet forventer at nesten to tredjedeler av gassressursene som ennå ikke er funnet ligger i Barentshavet. Dette understreker betydningen av Barentshavet for gassproduksjonen på lengre sikt. Dagens gasstransportkapasitet fra Barentshavet er begrenset til LNG-anlegget på Melkøya, som etter planen vil være fullt utnyttet fram til begynnelsen av 2040-tallet. Dersom selskapene ikke leter etter gass, vil det samtidig bli vanskeligere å finne ressurser nok til å løfte ny gassinfrastruktur.

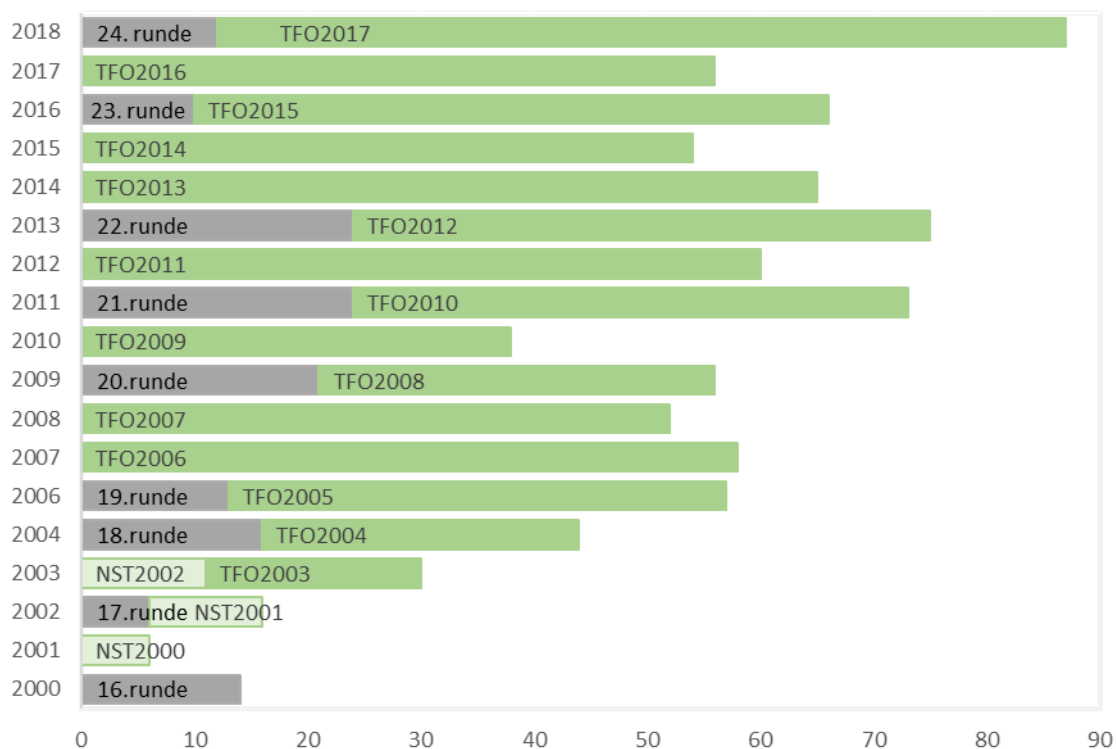
4.3 Stor interesse for norsk sokkel

Myndighetene legger til rette for forutsigbare og stabile rammebetingelser og en aktiv arealtildeling. Industrien viser stor interesse for norsk sokkel, noe som gjenspeiles i antall søknader om leteareal og tildelinger i de siste konsesjonsrundene. I TFO 2017 (Tildelinger i forhåndsdefinerte områder), som ble tildelt tidlig i 2018, ble 75 nye utvinningstillatelser tildelt 34 selskap. Av de 75 utvinningstillatelsene er 45 i Nordsjøen, 22 i Norskehavet og 8 i Barentshavet.

I juni 2018 ble 12 nye utvinningstillatelser med til sammen 47 blokker tildelt 11 selskap i 24. konsesjonsrunde; 9 blokker i Norskehavet og 38 i Barentshavet.

Myndighetene arbeider nå med søknadene til TFO 2018, og tildeling forventes på nyåret 2019. 38 selskap leverte søknader. De fleste selskapene som er aktive på norsk sokkel søkte, og det er også kommet søknader fra selskap som er nye på sokkelen.

Selv om interessen er størst for Nordsjøen og Norskehavet, må vi tilbake til 2007 for å finne større interesse for Barentshavet i en TFO-runde.

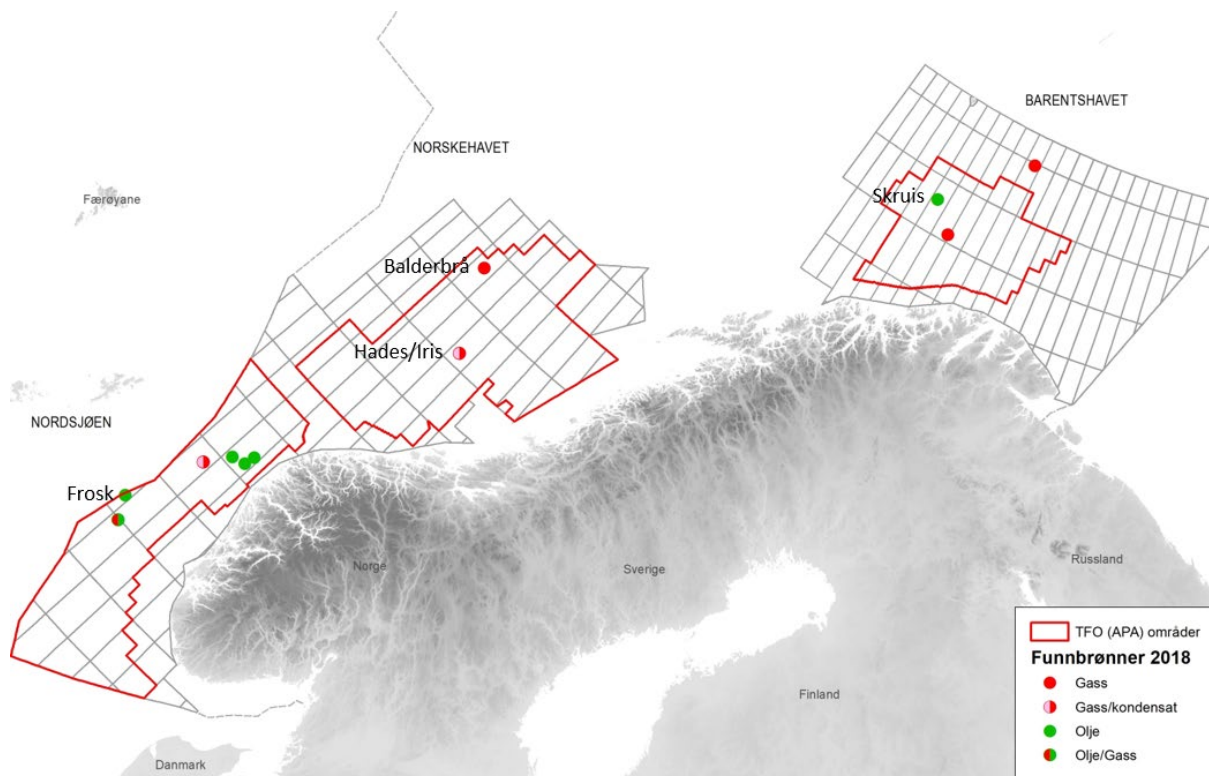


Figur 4-3 Utvinningstillatelser tildelt siden 2000

4.4 Funn i 2018

I 2018 ble det gjort elleve funn. Av disse er tre i Barentshavet, to i Norskehavet og seks i Nordsjøen.

De største funnene er 6604/5-1 (Balderbrå) og 6506/11-10 (Hades/Iris) i Norskehavet. Begge kan ha en betydelig oppside, og avgrensning av Hades/Iris er forventet i 2019.



Figur 4-4 Funn i 2018

I **Nordsjøen** ble det i 2018 avsluttet 30 letebrønner, hvorav 13 er undersøkelsesbrønner. Her har aktiviteten tatt seg kraftig opp fra 2017.

Det er gjort seks funn, størst av disse var Aker BPs oljefunn 24/9-12 S (Frosk) i injektittsander av paleocen alder. Dette ligger nær Alvheim-feltet, og rettighetshaverne vurderer å knytte funnet mot infrastrukturen der. Forøvrig er det gjort tre oljefunn i området nord for Troll-feltet: 35/9-14 (Tethys), 35/12-6 S (Kallåsen) og 35/10-4 A (Gnomoria). Like nord for Oseberg-feltet er gass- og kondensatfunnet 30/6-30 (Rungne) påvist, og olje- og gassfunnet 16/1-29 S (Lille Prinsen) ble påvist nord for Ivar Aasen-feltet. Det er ingen avklarte utbyggingsløsninger for disse funnene foreløpig, men de blir vurdert for utbygging sammen med andre funn i området.

I tillegg ble det boret flere avgrensingsbrønner med positive resultat. Eksempelvis økte volumenslaget på gassfunnet 35/12-2 (Grosbeak) nordøst for Fram-feltet med om lag 13 millioner Sm³ utvinnbare o.e, noe som er mer enn en dobling.

I **Norskehavet** er det avsluttet tretten letebrønner i 2018, noe som er betydelig flere enn de to foregående årene. Åtte av disse er undersøkelsesbrønner som resulterte i to funn.

I brønn 6604/5-1 (Balderbrå), vest for Aasta Hansteen påviste Wintershall gass i Niseformasjonen av senkritt alder. Funnet vil bli vurdert knyttet opp til Aasta Hansteen-innretningen. Nær Morvin-feltet, i brønn 6506/11-10 (Hades/Iris), fant OMV gass og kondensat i to nivåer i tidligkritt og midtjura alder.

Funnet 6608/10-17 S (Cape Vulture) har fått avklart volumpotensialet ved boring av avgrensingsbrønnene 6608/10-10 S, A og B, og det vurderes en utbygging som skal knyttes til Norne-feltet.

I **Barentshavet** har leteaktiviteten vært lavere enn i rekordåret 2017. Dette skyldes blant annet at flere av brønnene som var planlagt boret i 2018 er utsatt til 2019. Det ble avsluttet 8 brønner mot 17 i 2017. Det ble boret seks undersøkelsebrønner som resulterte i tre funn.

Nord for 7324/8-1 (Wisting) fant Equinor gass i brønn 7324/3-1 (Intrepid Eagle) av sentrias alder. Funnet er blant årets største på sokkelen. I tillegg avgrenset brønnen funnet 7325/1-1 (Atlantis), der volumene økte noe.

Det ble påvist olje i 7220/5-3 (Skruis), som er en mulig tilleggsressurs til Johan Castberg-feltet. I brønn 7221/12-1 (Svanefjell) ble det påvist gass.

På Alta-funnet ble det boret en avgrensingsbrønn, 7220/11-5 S. Brønnen ble boret horisontalt gjennom reservoaret, og hensikten var å teste produksjonsegenskapene i karbonatbergarter. En periode med prøveutvinning, som varte i to måneder, viste svært lovende resultater. Det ble produsert om lag 0,1 million Sm³ olje.

Brønn	Havområde	Operatør	Hydrokarbontype	Olje/ kondensat (mill. Sm ³)	Gass (mrd. Sm ³)
16/1-29 S	Nordsjøen	Equinor	Gass og olje	1-2,2-3,4	
24/9-12 S	Nordsjøen	Aker BP	Olje	4,4-7,3-7,9	0,4-0,7-0,7
30/6-30	Nordsjøen	Faroe	Gass/kondensat	0,1-0,3-0,6	0,4-1,1-2,1
35/10-4 A	Nordsjøen	Equinor	Olje	0,2-0,7-1,2	
35/12-6 S	Nordsjøen	Wellesley	Olje	0,5-0,8-1,3	0-0,1-0,1
35/9-14	Nordsjøen	Spirit	Olje	0,3-0,3-0,4	0,2-0,3-0,3
6506/11-10	Norskehavet	OMV	Gass/kondensat	1,2-4,2-8,2	6,2-18,1-34,1
6604/5-1	Norskehavet	Wintershall	Gass	0,5-1,1-1,8	10,6-21,7-36,1
7220/5-3	Barentshavet	Equinor	Olje	2,3-2,7-3,1	
7221/12-1	Barentshavet	Aker BP	Gass		2,3-2,8-3,4
7324/3-1	Barentshavet	Equinor	Gass		10,7-17,6-24,8
Sum				11-20-28	31-62-102

Tabell 4-1 Utvinnbare ressurser i nye funn i 2018.

4.5 Uoppdagede ressurser

Oljedirektoratet oppdaterte estimatene for uoppdagede ressurser på norsk sokkel i 2017. Vårt estimat for uoppdagede ressurser er 4000 millioner Sm³ o.e. Det viser at de gjenværende ressursene kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover.

Våre ressursanslag viser at nesten to tredjedeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Dette området vil derfor være viktig for å opprettholde produksjonen på lengre sikt.

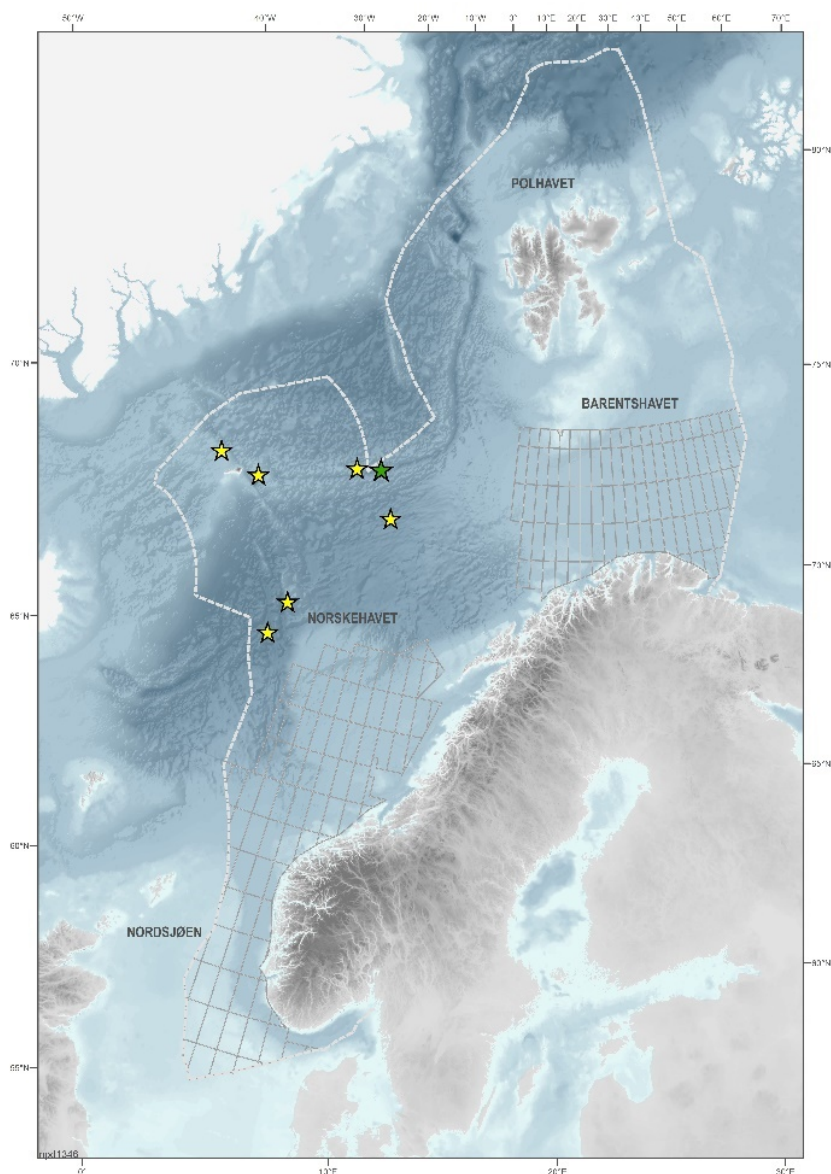
I perioden 2012 til 2017 samlet OD inn seismikk i Barentshavet. I 2019 fortsetter arbeidet, og Stortinget har bevilget midler til kartlegging av et område i den nordøstlige delen av Barentshavet mot grensen til Russland.

4.6 Havbunnsmineraler

Etter at Olje- og energidepartementet i 2017 fikk forvaltningsansvaret for mineralforekomster på sokkelen, fikk OD i oppgave å kartlegge ressursmulighetene.

OD har gjennom flere forskningstokt tatt prøver av både jern-manganskorper og massive sulfidforekomster. Forekomstene finnes i de dypere delene av Norskehavet og langs Den midtatlantiske ryggen. På vanddyb mellom 800 og 3000 meter kan det være viktige industrimetaller som kobber, sink, kobolt, nikkel, vanadium, wolfram og sølv. Metallene er viktige i blant annet el-biler, vindmøller og mobiltelefoner.

I 2018 ble det gjennomført et fire uker langt tokt på Mohnsryggen. Her ble det samlet inn en rekke geofysiske data med en autonom undervannsfarkost (AUV). Det ble tatt opp sulfidprøver med en fjernstyrt undervannsfarkost (ROV). Nå blir dataene tolket og mineralprøvene analysert.



Figur 4-5 Kart over norsk kontinentalsokkel. Områder der OD har samlet inn data og mineralprøver er markert med stjerner.

OD har planer om å gjennomføre tilsvarende datainnsamling i årene framover.

4.7 Lagring av CO₂ på norsk sokkel

I juli 2018 lyste Olje- og energidepartementet for første gang ut en konsesjonsrunde for injeksjon og lagring av CO₂ under havbunnen. Equinor med partnerne Shell og Total i prosjektet Northern Lights leverte søknad om utnyttelsestillatelse for et undersjøisk reservoar i september.

Målet er å realisere en kostnadseffektiv løsning for fullskala CO₂-håndtering i Norge, gitt at dette gir teknologiutvikling i et internasjonalt perspektiv, jf. [Prop. 85 S \(2017-2018\)](#).

Utnyttelsestillatelsen skal etter planen tildeles i 2019.