



OLJEDIREKTORATET



Sokkelåret 2017

11. januar 2018

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|-----------|
| 1 Økende olje og gassproduksjon i neste femårsperiode | 3 |
| Gassrekord..... | 3 |
| Olje | 4 |
| Samlet produksjon fram mot 2030 | 5 |
| 2 Investerings- og kostnadsprognoser | 7 |
| Utvikling i kostnadsnivå..... | 7 |
| Samlet investeringsanslag | 8 |
| Letekostnader..... | 10 |
| Driftskostnader..... | 11 |
| Samlet anslag for kostnadsutviklingen..... | 12 |
| 3 Utbygging og drift..... | 13 |
| Økt aktivitet med bedre kostnadskontroll | 13 |
| Flere lønnsomme prosjekt | 13 |
| Pådriv nytter..... | 13 |
| Områdeperspektiv gir nye muligheter | 14 |
| Bør teste og ta i bruk ny teknologi | 14 |
| Nye felt bygges ut..... | 14 |
| Nye felt i produksjon | 15 |
| Godkjente planer for utbygning og drift (PUD)..... | 16 |
| Mottatte utbyggingsplaner for utbygging og drift | 17 |
| Avslutning og stenging av felt | 19 |
| 4 Leting | 20 |
| Rekordmange letebrønner i Barentshavet..... | 20 |
| Flere små funn..... | 20 |
| Mest å finne i nord | 21 |
| Norsk sokkel er fortsatt attraktiv | 21 |
| Oppsummering funn 2017 | 22 |

Høy aktivitet på sokkelen

Aldri tidligere er det blitt solgt så mye gass fra norsk sokkel som i 2017. Oljeproduksjonen gikk litt ned, likevel øker totalproduksjonen for fjerde år på rad.

Oljedirektoratets prognoser viser at produksjonsøkningen vil fortsette fram mot 2023 – kanskje helt opp mot nivået i rekordåret 2004. Den gangen produserte vi mest olje. I 2023 vil gass utgjøre om lag halvparten av produksjonen.

«De høye produksjonsprognosene er godt nytt for alle som er opptatt av verdiskaping i Norge,» sier oljedirektør Bente Nyland.

Leteaktiviteten må opp

Ved årsskiftet var det 85 produserende felt på norsk sokkel, 5 av disse ble satt i produksjon i 2017. I tillegg ble det levert planer for utbygging og drift (PUD) for ti nye prosjekt, mens ni er under utbygging.

«For at produksjonen skal fortsette på høyt nivå også etter 2025, er det nødvendig å påvise flere lønnsomme ressurser, også i store funn. Derfor mener vi at leteaktiviteten må opp fra dagens nivå, både i modne og umodne områder,» sier Nyland.

I fjor ble 34 letebrønner avsluttet, 3 færre enn året før. Halvparten av brønnene ble boret i Barentshavet, tolv i Nordsjøen og fem i Norskehavet. Det ble gjort 11 funn, mot 18 i 2016. Alle funnene var forholdsvis små, men flere av dem kan bli lønnsomme utbygginger om de kobles til felt i drift.

Tross nedgangen i antall letebrønner de siste par årene, viser selskapene stor interesse for nytt areal i de siste konsesjonsrundene. I TFO 2016 ble det tildelt 56 utvinningstillatelser, og i TFO 2017 søkte hele 39 selskaper om areal. De leverte rekordmange søknader. I 24. konsesjonsrunde søkte 11 selskaper.

Store muligheter i nord

I 2017 oppdaterte Oljedirektoratet estimatene for uoppdagede ressurser, blant annet basert på egen kartlegging av de uåpnede områdene i Barentshavet nord.

Oppdateringen viser at volumet av ressursene i Barentshavet nå er rundt 80 prosent høyere enn ved forrige analyse fra 2015, mens estimatet er uendret for Nordsjøen og Norskehavet.

«Nesten to tredjedeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet. Dette området vil være viktig for å opprettholde høy produksjon på lengre sikt,» kommenterer Bente Nyland.

Store kostnadskutt

Siden 2014 har næringen gjort mye for å kutte kostnader. Det er satt i verk et bredt spekter av tiltak både i planleggings-, gjennomførings- og driftsfasene.

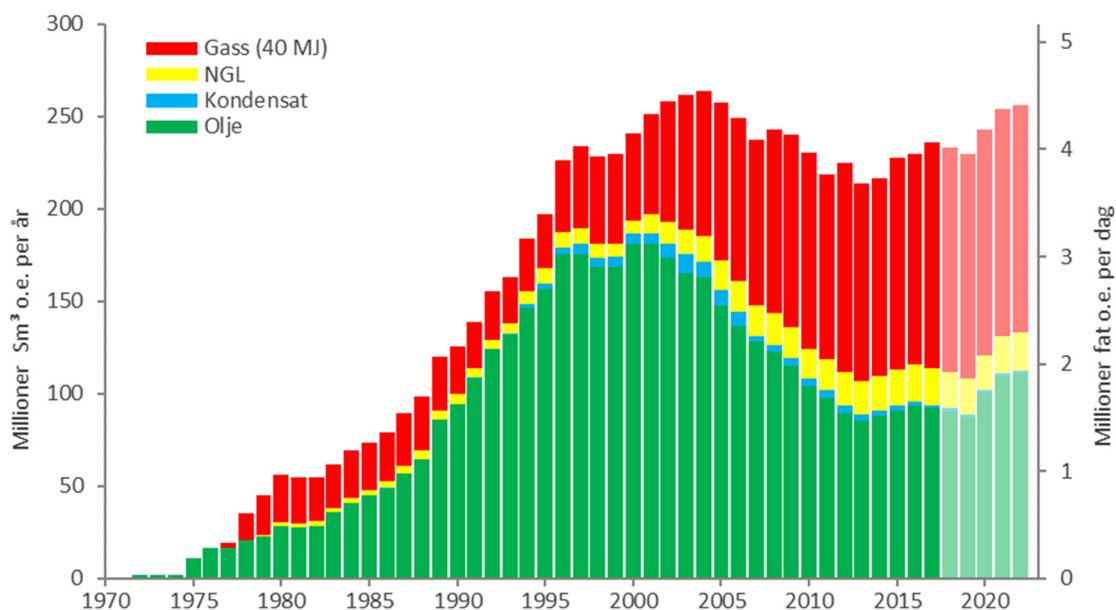
Kostnadene i utbyggingsprosjekt er kuttet med 30 til 50 prosent de siste par årene. Samtidig har oljeprisen steget. Det har ført til at selskapene ser flere lønnsomme muligheter. Driftskostnadene er redusert med rundt 30 prosent siden 2013/2014.

«Prosjektene som vedtas nå, har generelt god lønnsomhet og kan tåle en oljepris helt ned mot 30-40 dollar per fat,» sier Nyland.

Etter flere år med reduserte investeringer, flater nedgangen nå ut. I 2018 forventer Oljedirektoratet at investeringene vil ligge rundt 122 milliarder kroner, om lag på samme nivå som i fjor. I 2019 forventes investeringene å stige til i underkant av 140 milliarder kroner.

1 Økende olje og gassproduksjon i neste femårsperiode

Oljedirektoratets produksjonsprognose fram mot 2022 viser en stigning fra 2020, når Johan Sverdrup har kommet i produksjon. Samlet produksjonen av olje og gass anslås i 2022 å nærme seg den i rekordåret 2004. Gassen utgjør da om lag halvparten av produksjonen.

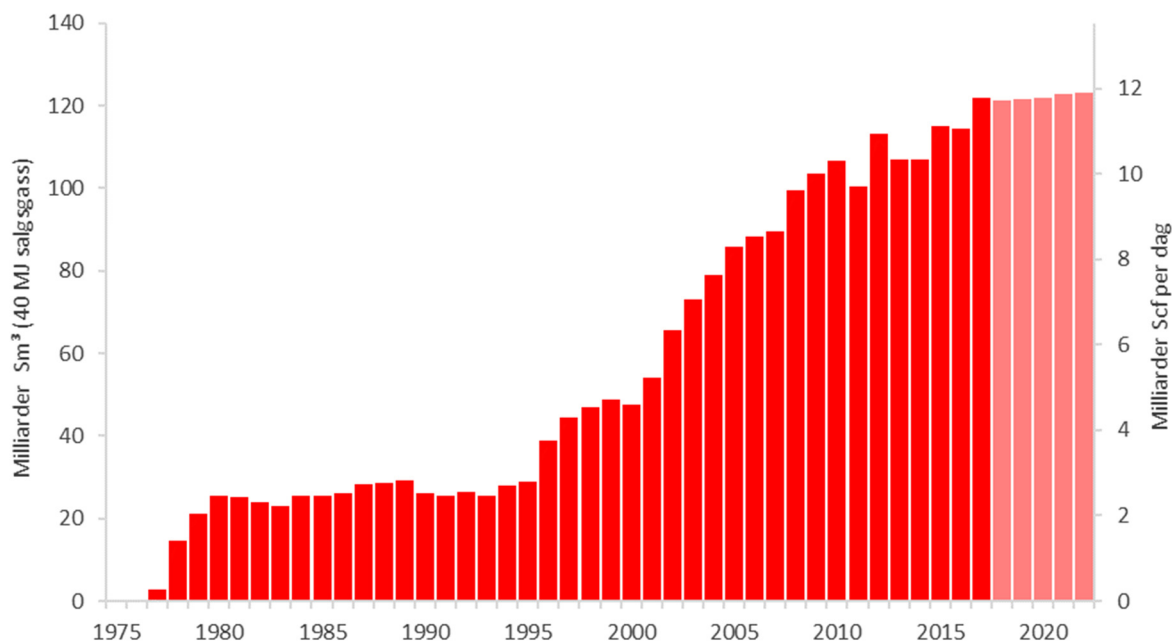


Figur 1-1 Faktisk og prognosert salg av petroleum 1971-2022

Den samlede produksjonen økte i 2017 for fjerde år på rad. Foreløpige tall viser at det i 2017 ble solgt 236,4 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.). Dette er 6,3 millioner Sm^3 o.e. eller 2,7 prosent mer enn i 2016. Totalproduksjonen av petroleum i 2018 antas å holde seg på om lag samme nivå som i 2017 med en liten reduksjon til 233 millioner Sm^3 o.e.

Gassrekord

I 2017 ble det solgt 124,2 milliarder Sm^3 gass (122,0 milliarder Sm^3 40 megajoule gass). Dette er ny norsk rekord i salg av gass. Nivået på gassalg er vanskelig å forutsi, selv på kort sikt. Salget i 2017 ble 6,6 prosent høyere enn hva vi anslo på samme tid i fjor. Det skyldes blant annet at etterspørselen etter gass fra Europa holder seg høy. Flere av feltene i drift har økt gassproduksjonen. Prognosen for gassalg på kort sikt (Figur 1-2) viser at det forventes et stabilt høyt nivå med en liten økning de neste fem årene.



Figur 1-2 Faktisk og prognosert gassalg til og med 2022

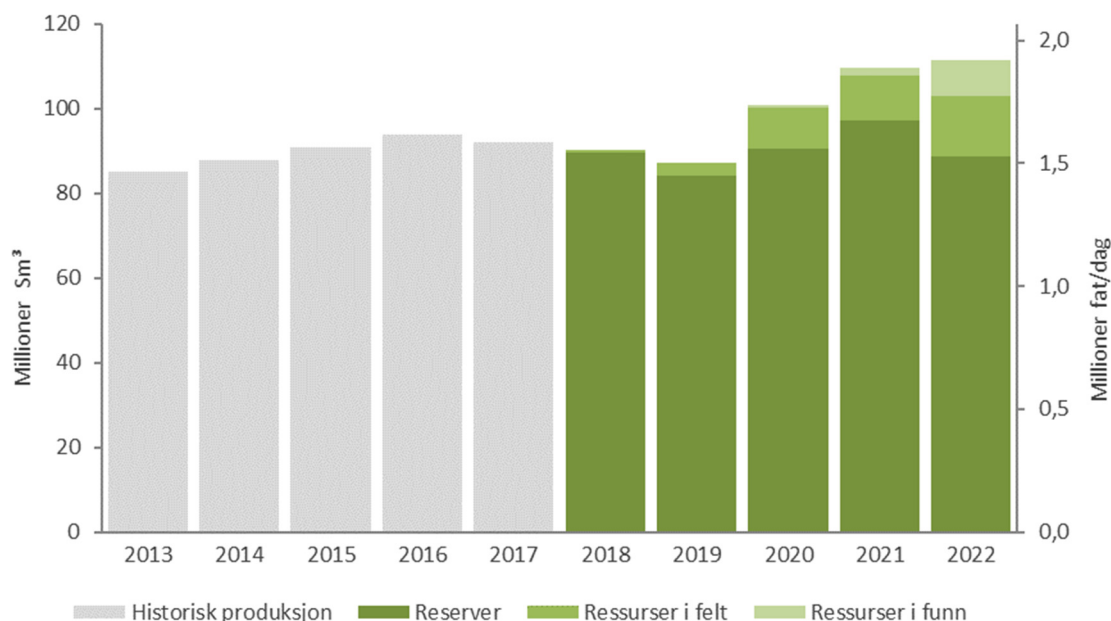
Olje

I 2017 ble det produsert 92 millioner Sm³ olje (1,59 millioner fat per dag) mot 94,0 millioner Sm³ (1,61 millioner fat per dag) året før, en reduksjon på to prosent.

I Oljedirektoratets prognose for 2017 var det ikke ventet nedgang i oljeproduksjonen sammenlignet med året før. Det meste av nedgangen skyldes en ikke-planlagt vedlikeholdsstans på Goliat-feltet.

For 2018 anslår Oljedirektoratet at oljeproduksjonen vil bli redusert med ytterligere 2 prosent, til 90,2 millioner Sm³ (1,55 millioner fat per dag). Reduksjonen i oljeproduksjon er ventet å fortsette fram mot 2020, men etter dette bidrar Johan Sverdrup til produksjonsøkning. Usikkerhet i produksjonsprognoser er særlig knyttet til boring av nye brønner, oppstart av nye felt, reservoarenes leveringsevne og regulariteten på feltene i drift.

Produksjon som er vedtatt utbygd står for 90 prosent av volumet som ventes i femårsperioden 2018-2022 (Figur 1-3). De resterende ti prosentene forventes hovedsakelig å komme fra ytterligere tiltak for økt utvinning fra feltene. Brønner som ennå ikke er besluttet boret og optimaliseringer av utvinningsstrategier er hovedbidragene til dette. De siste årene i perioden forventes også produksjon fra funn hvor utbyggingsbeslutning ennå ikke er tatt.



Figur 1-3 Oljeproduksjon 2013-2022 fordelt på modenhet

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

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Olje (millioner Sm ³) | 90,2 | 87,2 | 100,7 | 109,5 | 111,3 |
| NGL (millioner Sm ³ o.e.) | 19,8 | 19,3 | 18,7 | 20,1 | 20,7 |
| Kondensat (millioner Sm ³) | 1,8 | 1,7 | 1,5 | 1,5 | 1,4 |
| Væske (millioner Sm ³ o.e.) | 111,8 | 108,2 | 120,9 | 131,1 | 133,4 |
| Væske (millioner fat o.e. per dag) | 1,9 | 1,9 | 2,1 | 2,3 | 2,3 |
| Gass (milliarder 40 MJ Sm ³) | 121,2 | 121,4 | 122,0 | 122,7 | 123,1 |
| Totalt (millioner Sm ³ o.e.) | 232,9 | 229,6 | 242,9 | 253,8 | 256,5 |

Samlet produksjon fram mot 2030

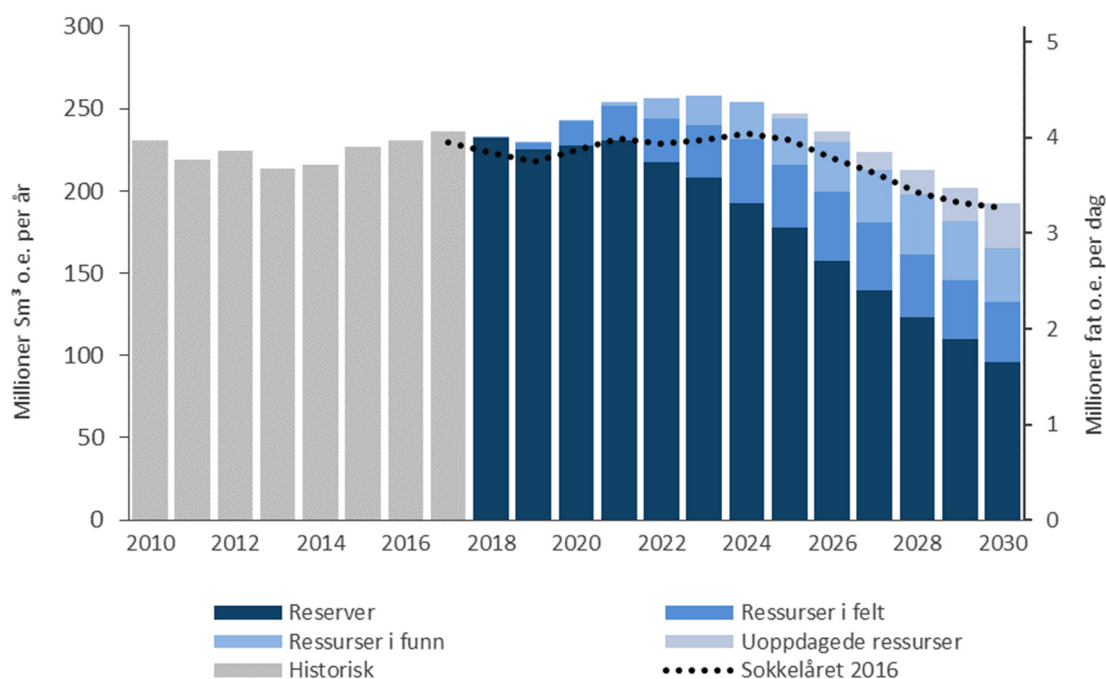
Produksjonsutviklingen de siste årene viser at feltene produserer mer enn tidligere anslått. Dette er resultatet av effektiviseringstiltak, spesielt innen brønnboring og regularitet på innretningene. Flere utvinningsbrønner og en forutsetning om høyere gassalg ligger nå inne i prognosen. På slutten av 2017 ble det levert flere utbyggingsplaner. Oljedirektoratet forutsetter at trenden fortsetter med flere nye prosjekt framover, slik at produksjonen kommer raskere enn tidligere antatt.

Figur 1-4 viser den siste produksjonsprognosen sammenlignet med den som ble lagt fram for ett år siden, på Sokkelåret 2016. Prognosen viser en relativt flat produksjonsutvikling fram til 2020. Fra da av forutsettes det at alle prosjektene som nå er under utbygging vil bidra til en økning i produksjonen. Sammenlignet med forrige prognose, er produksjonsnivået høyere i hele perioden. Dette skyldes blant annet at det er identifisert flere nye tiltak på feltene, hovedsakelig er flere brønner lagt inn i prognosene.

Bidraget fra petroleum det er besluttet å produsere ligger på et stabilt høyt nivå i den neste femårsperioden. De påfølgende fem årene går produksjonsnivået opp de første årene i perioden på grunn av nye tiltak på feltene. Seinere øker bidraget fra funn som ennå ikke er besluttet utbygd. Fram mot 2030 antas produksjonen fra uoppdagede ressurser å få større betydning.

Produksjonsnivået framover er usikkert. Det avhenger av hvilke tiltak som blir gjennomført på feltene, hvilke 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.

Med disse forutsetningene, vil den totale produksjonen fra norsk sokkel nå en ny topp i 2023.



Figur 1-4 Historisk og prognosert produksjon 2010 – 2030

2 Investerings- og kostnadsprognoser

Petroleumsnæringen har gjort et omfattende arbeid med å redusere kostnadsnivået. Dette har medført store innsparinger. Kostnadsnivået for feltutbygginger er gått ned. Tilsvarende har det vært en betydelig reduksjon både i drifts- og letekostnadene.

Mange ulike tiltak har til sammen gitt gevinster i form av økt effektivitet, enklere løsninger og mer bruk av standardiserte løsninger. Alt dette bidrar til bedre lønnsomhet. Det er viktig at arbeidet på dette området fortsetter.

Anslått investeringsnivå i 2018 er marginalt høyere enn i 2017. Det ventes ytterligere vekst i investeringene fra 2018 til 2019. For leteaktiviteten ventes en moderat vekst de nærmeste årene.

De siste årene har ressurstilveksten fra nye funn vært lav. Dersom det ikke blir gjort nye større funn, vil dette medføre redusert investeringsaktivitet på mellomlang sikt. Tilsvarende vil det være viktig med modning av nye prosjekt på felt i drift for å motvirke fall i aktivitetsnivå.

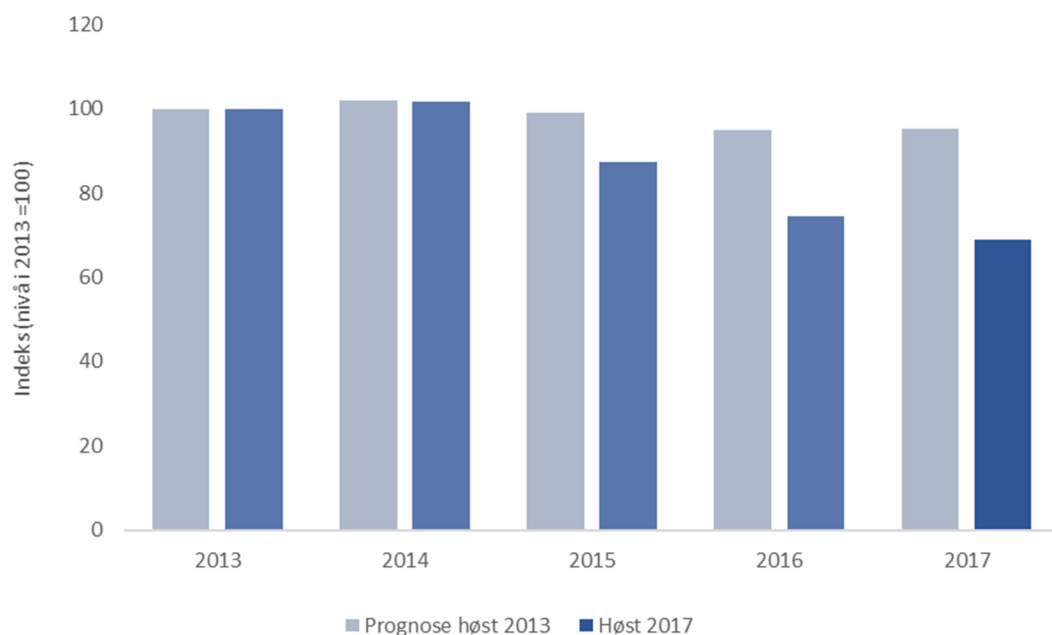
Utvikling i kostnadsnivå

Siden 2014 har næringen satt i gang en rekke initiativ for å redusere kostnadene, etter svak lønnsomhetsutvikling over tid. Behovet for å redusere kostnadene ble forsterket av fallende oljepris. Oljeselskap og leverandørindustri har sammen gjort et omfattende arbeid. Det er satt i verk et bredt spekter av tiltak både i planleggings-, gjennomførings- og driftsfasene. Enkelttiltak som hver for seg har relativt beskjeden virkning, gir samlet store reduksjoner.

Nedgangen i utbyggingskostnader er betydelig. På enkelte prosjekt er investeringene halvert. Felles for de prosjektene som nå vedtas, er solid verdiskaping og balansepriser på 30-40 USD/fat. Det generelle bildet er derfor at nye utbyggingsprosjekt har god lønnsomhet og er robuste mot vesentlig lavere priser enn dagens nivå.

Driftskostnadene er også redusert, med om lag 30 prosent fra 2013/2014 (Figur 2-1). Reduksjonene skyldes i hovedsak effektiviseringstiltak, forenklinger og reduserte leverandørpriser.

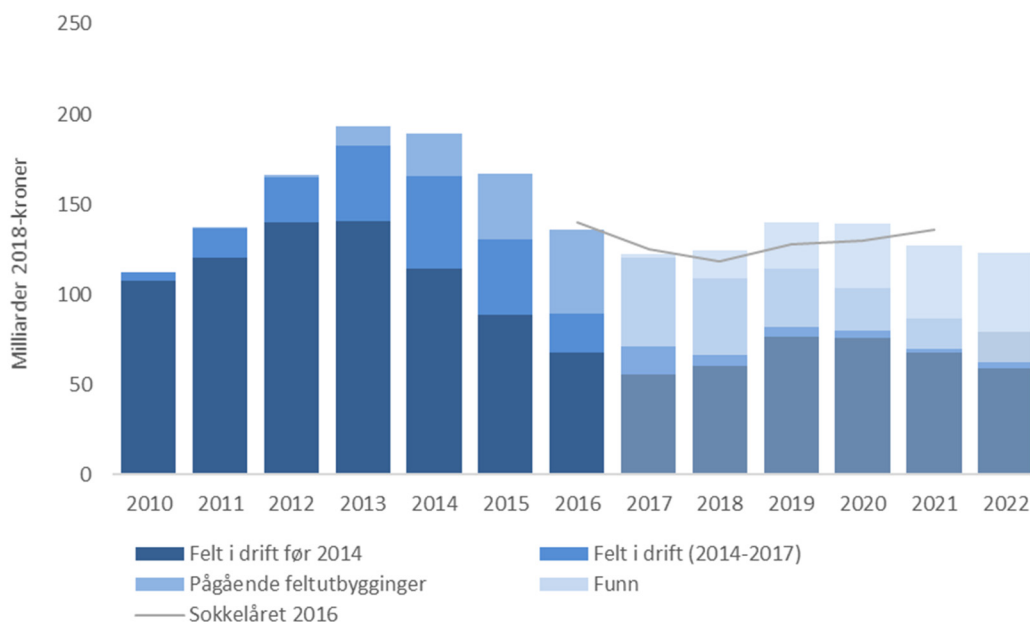
ODs prognoser legger til grunn en gradvis vekst i leverandørprisene som følge av høyere aktivitetsnivå. Det er videre forutsatt at en del driftsaktivitet som er utsatt må gjennomføres. Som resultat av dette, forventes det at driftskostnadene vil stige noe. Samtidig gjøres det et betydelig arbeid med å kartlegge og utforme nye tiltak for ytterligere forbedringer og kostnadsreduksjoner.



Figur 2-1 Kostnadsutvikling for felt i drift

Samlet investeringsanslag

Investeringsnivået har nå flatet ut. I 2018 forventes det at investeringene vil ligge rundt 122 milliarder kroner. Det er marginalt høyere enn i 2017 (Figur 2-2). Særlig fordi det er planlagt oppstart på en rekke nye utbyggingsprosjekt i 2018, er det usikkerhet knyttet til det samlede investeringsnivået. I prognosen er det tatt høyde for at prosjektframdriften kan gå noe seinere det første investeringsåret enn det selskapene har lagt til grunn i sine investeringsanslag.



Figur 2-2 Investeringer eksklusiv leting, prognose for 2017-2022¹

¹ Felt i drift er skilt i to kategorier for å få fram at deler av investeringene er knyttet til ferdigstillelse av feltutbygging for nylig oppstartede felt (felt satt i drift 2014-2017).

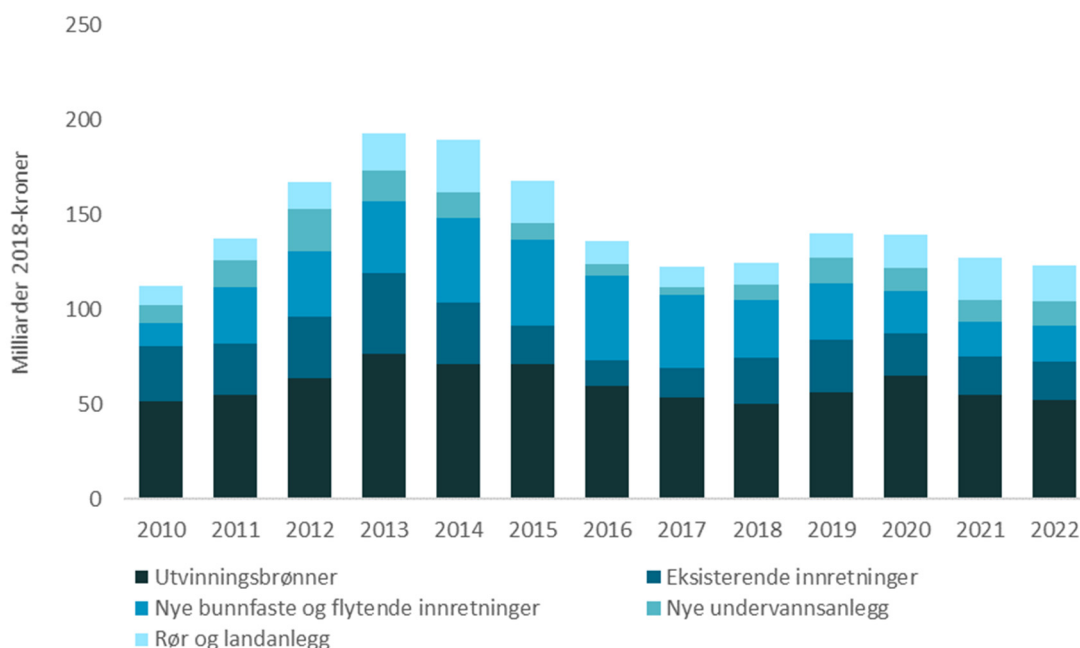
Investeringene forventes å stige til i underkant av 140 milliarder kroner i 2019 og 2020.

På felt i drift vil det pågå flere større utbyggingsprosjekt de nærmeste årene. Oppgraderingen av Njord pågår, og Snorre Expansion kommer som en havbunnsutbygging på Snorre. Andre større prosjekt på felt i drift er havbunnsutbyggingen Ærfugl på Skarv, Valhall flanke vest med ny brønnhodeplattform og investeringer på Troll (fase III). I tillegg til disse prosjektene blir det generelt høy boreaktivitet på felt i drift de nærmeste årene.

Flere pågående feltutbygginger bidrar også med store investeringer de nærmeste årene. Dette gjelder særlig Johan Sverdrup byggetrinn I og II. I tillegg forutsettes det at flere nye feltutbygginger starter i 2018 og 2019 (markert som funn i Figur 2-2). Den største er Johan Castberg. Disse vil også bidra med betydelige investeringer.

Investeringene i 2018 og framover ligger litt høyere enn anslaget som ble presentert i Sokkelåret 2016. Det skyldes at det nå er lagt til grunn en litt raskere start på flere nye prosjekt enn det som ble forutsatt i 2016.

Mens investeringene i nye bunnfaste og flytende innretninger vil falle i årene framover, kommer investeringer i nye havbunnsanlegg til å øke. Investeringer på eksisterende innretninger og nye utvinningsbrønner forventes også å øke (Figur 2-3).



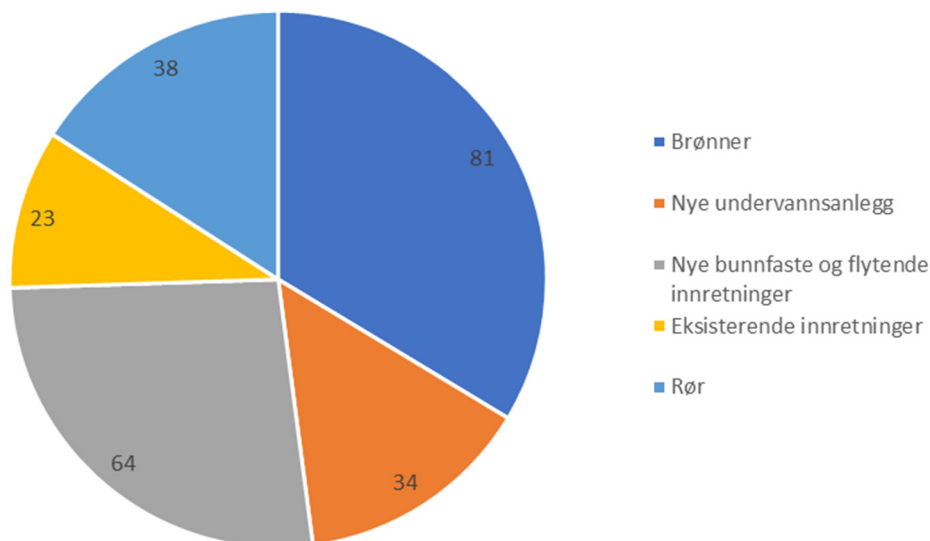
Figur 2-3 Investeringer eksklusiv leting, ulike investeringskategorier, prognose for 2017-2022

I desember 2017 ble det alene levert sju utbyggingsplaner for myndighetsgodkjennelse²: Skogul, Fenja, Yme og Johan Castberg som nye feltutbygginger og Valhall flanke vest, Ærfugl (Skarv) og Snorre Expansion som prosjekt på felt i drift.

En rekke prosjekt ventes i tillegg å bli besluttet de nærmeste par årene. Dette gjelder blant annet Johan Sverdup byggetrinn II, Troll fase III og nye feltutbygginger som 35/9-7 (Skarfjell/Nova), 36/7-4 (Cara), 6407/6-6 Mikkel Sør og flere funn i området mellom feltene Oseberg og Alvheim i Nordsjøen.

² Tidligere i 2017 er det innlevert utbyggingsplaner for prosjektene Bauge, Njord og Ekofisk 2/4 VC.

Planene som ble levert til myndighetene høsten 2017 og utbyggingsprosjektene som ventes å bli levert i 2018 og 2019 har et samlet investeringsanslag på om lag 240 milliarder kroner. Nye innretninger og brønner utgjør det meste av investeringene (Figur 2-4).



Figur 2-4 Samlet investering i nye feltutbyggingsprosjekt (mrd NOK). Omfatter prosjekt med innlevert plan for utbygging og drift (PUD) eller unntak fra denne i desember 2017 og forventede planer for 2018 og 2019.

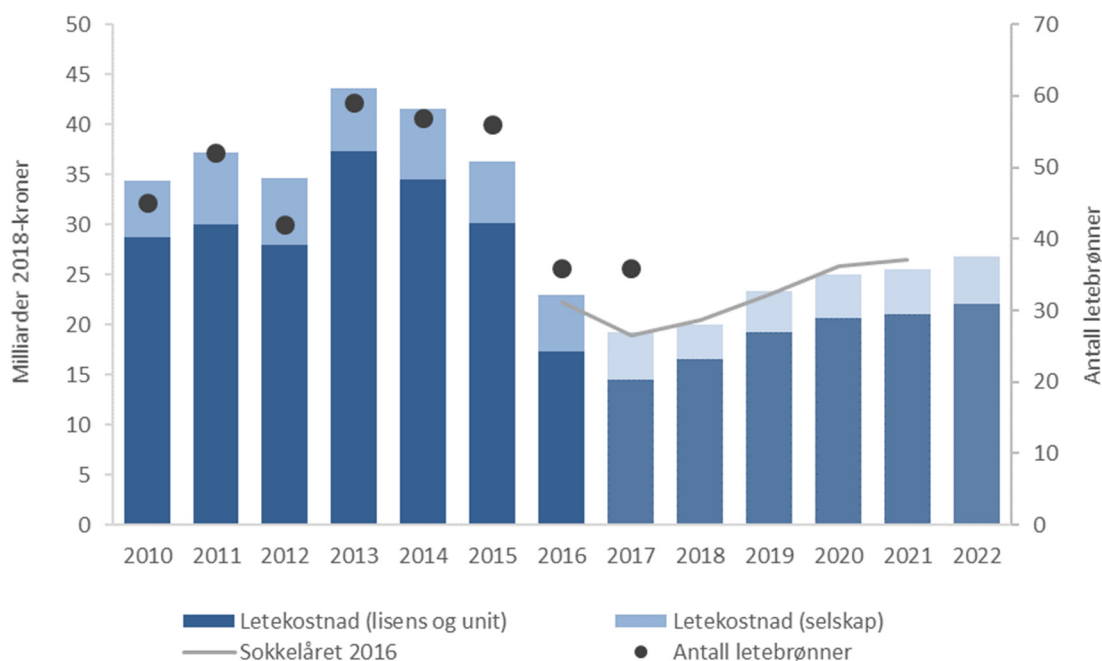
I perioden 2010-2014 ble det tatt utbyggingsbeslutninger for en rekke funn, også eldre funn. Samtidig har tilveksten av nye funn de siste årene vært mindre enn tidligere. Hvis det ikke relativt raskt blir gjort nye større funn i modne områder, der ledetiden fra funn til utbyggingsbeslutning kan være kort, vil mangelen på nye utbygginger trekke i retning av fallende investeringer over tid. Tilsvarende gjelder for felt i drift. De nærmeste par årene vil det bli gjennomført flere større feltprosjekt, men det er få nye større prosjekt under vurdering. Med en utredningsfase på flere år fra mulighetsstudie til investeringsbeslutning vil dette kunne gi mindre utbyggingsaktivitet på felt i drift.

Letekostnader

Det har vært en mindre reduksjon i letekostnader fra 2016 til 2017. I 2017 ble det påbegynt 36 letebrønner med en samlet kostnad på om lag 19 milliarder kroner (Figur 2-5).³ Til sammenligning ble det også påbegynt 36 letebrønner i 2016, og letekostnadene var 22 milliarder kroner. Basert på selskapenes planer, vil det bli boret om lag like mange letebrønner i 2018. For de nærmeste årene er det lagt til grunn gradvis vekst i antall letebrønner og -kostnader. Dette er basert på en forutsetning om økt lønnsomhet ved leting i forbindelse med utvikling i kostnader og oljepris.

Gjennomsnittskostnad per letebrønn var rundt 240 millioner kroner i 2017. Dette er om lag en halvering av kostnaden per brønn sammenlignet med 2013/2014. Endringen gir et grovt anslag for reduksjon i kostnadsnivå, selv om sammensetningen av letebrønner kan ha endret seg noe. Brønnlengde er svært viktig for kostnadene til en letebrønn, og endringer i gjennomsnittlig brønnlengde vil derfor påvirke kostnad per letebrønn.

³ Letekostnader omfatter både selskaps- og lisensrelaterte letekostnader, jfr. Figur 2-5. Selskapsrelaterte letekostnader påløper ofte før utvinningstillatelse er tildelt, for eksempel kostnader til innkjøp og tolking av seismikk. Storparten av letekostnadene påløper imidlertid etter at utvinningstillatelse er tildelt. Av disse er boring av letebrønner den dominerende posten.

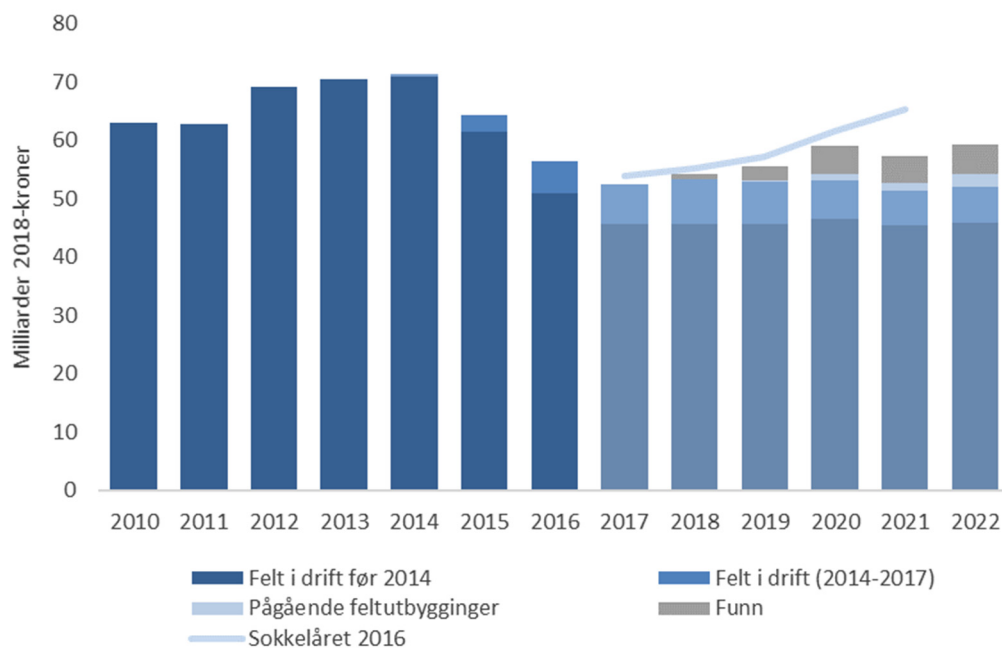


Figur 2-5 Anslag over letekostnader, prognose 2017-2022

Driftskostnader

Ved utgangen av 2017 var det 85 felt i produksjon. I tillegg til disse kommer drift av rør og landanlegg. I 2017 var samlede driftskostnader 52 milliarder kroner. Etter en periode med reduksjon, ventes nå driftskostnadene å flate ut og deretter gradvis stige. Dette skyldes i hovedsak at nye felt kommer i produksjon.

Sammenlignet med prognosen i Sokkelåret 2016, ligger ny prognose noe under anslått nivå fra 2020 (Figur 2-6). Dette skyldes både lavere anslag for driftskostnader på felt i drift og reduserte driftskostnadsanslag for nye felt.

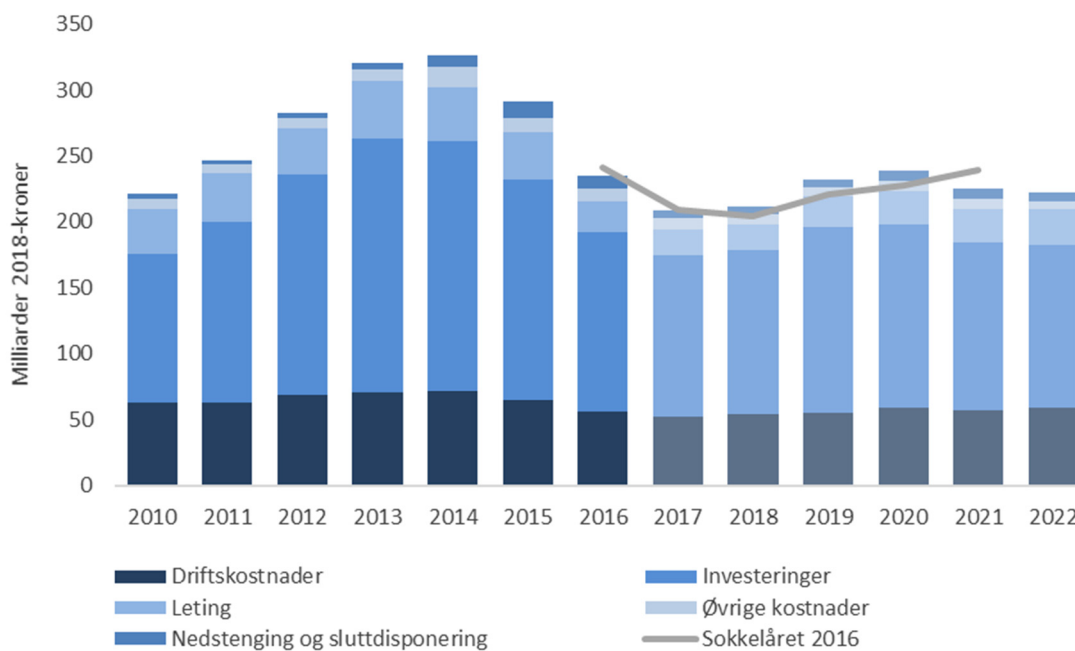


Figur 2-6 Driftskostnadsprognose spesifisert på feltstatus – prognose 2017-2022

Samlet anslag for kostnadsutviklingen

Figur 2-7 viser samlet prognose for driftskostnader, investeringer, letekostnader, nedstengings- og disponeringskostnader og øvrige kostnader. Kostnadskategorien øvrige kostnader inneholder noen mindre poster, blant annet konseptstudier og driftsforberedelser.

De samlede kostnadene i 2017 var om lag 210 milliarder kroner. Som følge av økte anslag for investeringer og letekostnader, øker de samlede kostnadene fra 2018 til 2020. Til sammenligning var de samlede kostnadene i 2014 på 325 milliarder kroner.



Figur 2-7 Samlede kostnader – prognose for 2017-2022

Årsaken til at kostnadsanslagene for de nærmeste årene ligger litt høyere enn anslagene som ble gitt for ett år siden, er raskere oppstart av nye utbyggingsprosjekt og dermed høyere investeringer enn forutsatt i Sokkelåret 2016.

3 Utbygging og drift

Økt aktivitet med bedre kostnadskontroll

Oljedirektoratet er opptatt av god ressursforvaltning gjennom kostnadseffektivitet og god kostnadskontroll. Kostnadseffektive løsninger fører til at mer olje og gass kan utvinnes lønnsomt. Det må ikke gjennomføres kostnadskutt som forhindrer lønnsomme produksjonstiltak.

De siste årene har petroleumsnæringen gjort et godt arbeid med å redusere kostnadene. Dette har bidratt til at det er satt i gang nye prosjekt på eksisterende felt og beslutninger om nye feltutbygginger. Fortsatt god lønnsomhet og høyt aktivitetsnivå på norsk sokkel fordrer god kostnadseffektivitet over lang tid. Næringen må samtidig forhindre at ytterligere kostnadsreduksjoner går på bekostning av framtidige muligheter for verdiskaping. God prosjektgjennomføring er uansett viktig for lønnsomhet og god ressursforvaltning.

Flere lønnsomme prosjekt

Kostnadene i utbyggingsprosjekt er kuttet med 30 til 50 prosent de siste årene. Samtidig har oljeprisen steget. Dette har ført til at selskapene ser flere lønnsomme prosjekt.

Krav til kortsiktig avkastning, kapitalbegrensninger i selskapene eller unødvendig høy risiko knyttet til prosjektgjennomføring kan likevel gjøre det krevende å få vedtatt store og små investeringsbeslutninger i utvinningstillatelsene.

Myndighetene er opptatt av at det velges løsninger som samlet gir høyest verdiskaping, og understreker at det er viktig å opprettholde det langsiktige perspektivet framfor å se på hva som gir høyest avkastning på kort sikt.

Pådriv nytter

Oljeselskapene på sokkelen har ansvaret for leting, utbygging og drift og gjør en god jobb. Det er likevel nødvendig at Oljedirektoratet følger nøye med og bidrar til å sikre beslutninger som ivaretar verdiene for samfunnet på en best mulig måte.

Et eksempel på dette er myndighetenes oppfølging av Snorre-feltet. Det har vært i produksjon siden 1992 og inneholder fortsatt store lønnsomme ressurser. For å sikre at disse blir produsert, ble det levert en endret Plan for utbygging og drift (endret PUD) 21. desember 2017. Utbyggingsplanen kommer som resultat av et utrettelig arbeid de siste 12-15 årene, både fra selskapene og fra myndighetene.

Utbyggingen er et av de største prosjektene for økt utvinning på norsk sokkel. Prosjektet skal bidra til forlenget drift av feltet og gi store inntekter både til selskapene og samfunnet.

Videreutviklingen av Snorre-feltet gir god ressursforvaltning og er i tråd med ambisjonene for økt utvinning, jf. *Meld. St. 28 (2010-2011) – En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten* og Prop. 114 S (2014-2015) *Norges største industriprosjekt – utbygging og drift av Johan Sverdrup-feltet med status for olje- og gassvirksomheten*.

Snorre er et eksempel til etterfølgelse. Myndighetene mener at flere modne felt på sokkelen har potensial for videreutvikling ved boring av flere utvinningsbrønner som gir økt utvinning av olje og gass.

Oljedirektoratet vil fortsette arbeidet for å øke verdiskapingen både på modne felt og nye utbygginger – ikke minst gjennom tiltak for økt utvinning og innfasing av tilleggsressurser.

Områdeperspektiv gir nye muligheter

For å maksimere verdiskapingen er det nødvendig med effektiv utnyttelse av eksisterende infrastruktur som rørledninger og ledig prosesskapasitet på plattformene. Tidskritiske olje- og gassressurser, for eksempel mindre funn nær aldrende infrastruktur, må påvises og utvikles før innretningene stenges ned og fjernes.

Koordinering på tvers av utvinningstillatelser kan gi gode områdeløsninger. Disse kan bidra til at funn som ellers ikke ville blitt bygd ut, blir lønnsomme. Myndighetene er opptatt av at beslutninger i ulike utvinningstillatelser ivaretar et helhetlig områdeperspektiv.

Flere havbunnsutbygginger i Norskehavet er gode eksempler på dette. Maria skal drives ved hjelp av fire vertsfelt i området: Åsgard, Kristin, Heidrun og Tyrihans. Andre eksempler er Trestakk som skal kobles til Åsgard-feltet, og Dvalin som skal kobles til Heidrun.

Oljedirektoratet prioriterer arbeidet for å få flere gode områdeløsninger som bidrar til størst mulig samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Bør teste og ta i bruk ny teknologi

Oljedirektoratet la sommeren 2017 fram en ressursrapport der ett av hovedbudskapene er at det fortsatt er store verdier å hente på norsk sokkel.

Myndighetene forventer at selskapene henter ut alle ressurser i funn og felt som bidrar med verdier til samfunnet, ikke bare de «enkle fatene». Det fins store mengder petroleum som i dag ikke er lønnsomme å utvinne. Dette er «tekniske ressurser» som potensielt kan utvinnes med teknologi som ikke er testet eller kvalifisert til bruk på norsk sokkel.

Med dagens planer og anvendte teknologi vil om lag halvparten av oljen i oljefeltene bli liggende igjen. I tillegg vil store forekomster av olje og gass i tette reservoarsoner ikke være lønnsomme å produsere. Ved å utvikle og ta i bruk ny teknologi, kan også deler av disse ressursene bli lønnsomme.

Mange felt er kommet langt ut i produksjonsfasen og kan nærme seg nedstengning. Oljedirektoratet mener derfor at det haster å gjennomføre pilotforsøk med ny teknologi. Dette er nødvendig for å verifisere anvendbarhet, redusere risiko og demonstrere økt utvinningspotensial ved ulike avanserte injeksjonsmetoder og ny teknologi før aktuelle felt stenger ned.

Norsk sokkel har vært et laboratorium for testing og anvendelse av ny teknologi. Oljedirektoratet er opptatt av at dette fortsetter. Nye tekniske løsninger er avgjørende for å sikre at enda mer av den påviste oljen og gassen blir lønnsom å utvinne.

Nye felt bygges ut

Det er 85 produserende felt på norsk sokkel, 66 i Nordsjøen, 17 i Norskehavet og 2 i Barentshavet. Dette er lønnsomme felt som bidrar med inntekter både til selskapene og til staten. I 2017 ble fem nye felt satt i produksjonen.

Det pågår for tiden ni feltutbygginger:

- Nordsjøen: Johan Sverdrup, Martin Linge, Utgard, Oda, og Hanz

- Norskehavet: Aasta Hansteen, Dvalin, Bauge og Trestakk

Myndighetene godkjente åtte planer for Utbygging og drift (PUD) i 2017. Totalt har disse prosjektene en investeringsramme på nær 50 milliarder kroner.

I 2017 har myndighetene mottatt et rekordhøyt antall nye utbyggingsplaner. De 10 utbyggingsplanene har en samlet investeringsverdi på 125 milliarder kroner. *

(Njord (Njord future), Bauge og Ekofisk 2/4 Victor Charlie (økt utvinningsprosjekt) er både mottatt og godkjent i 2017.)*

Nye felt i produksjon

De 5 nye feltene som ble satt i produksjon i 2017 er Gina Krog, Flyndre, Sindre, Byrding og Maria (Maria ble satt i produksjon i desember).

Gina Krog er et gammelt olje- og gassfunn fra 1974 nær Utsirahøgda i Nordsjøen. Teknologiutvikling og ny undergrunnsinformasjon har bidratt til en revitalisering av funnet, der Statoil er operatør. Gina Krog er godt tilrettelagt for å fase inn nåværende og framtidige funn i området.

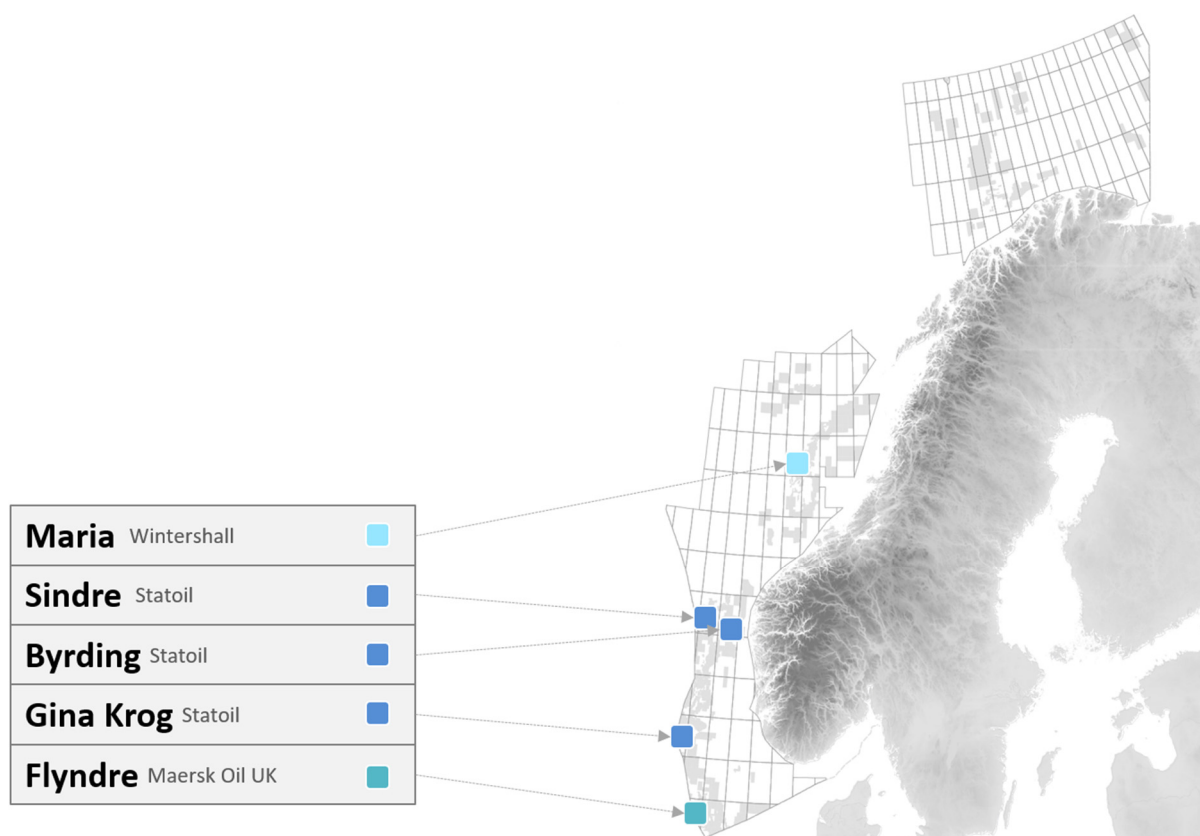
Maria-feltet i Norskehavet er Wintershalls første utbygging på norsk sokkel som operatør. Utbyggingen ble 3,7 milliarder kroner rimeligere enn antatt i PUD, og produksjonen startet nesten ett år før opprinnelig planlagt. Utbyggingen av Maria er et eksempel på hvordan samarbeid mellom rettighetshaverne kan føre til god utnyttelse av infrastrukturen i et område og bidra til økt verdiskapning. Utnyttelse av ulike vertsinnretninger har gjort Maria-utbyggingen mulig.

De øvrige tre feltene som er satt i produksjon er mindre, men viktige felt som effektivt utnytter eksisterende infrastruktur i området.

Flyndre er et lite oljefelt i Ekofisk-området i Nordsjøen og det ble påvist i 1974. Feltet ligger på grensen mellom britisk og norsk sokkel og er bygd ut med en havbunnsbrønn til Clyde-innretningen på britisk sokkel. Produksjonsstart var i mars 2017. Maersk Oil UK er operatør.

Sindre er et lite oljefelt som ligger nordøst for Gullfaks i den nordlige delen av Nordsjøen. Feltet ble påvist gjennom boring av en lang brønn fra Gullfaks C-plattformen, og produksjonen startet gjennom denne brønnen i mai, etter at det var innvilget PUD-fritak. Statoil er operatør.

Byrding er et olje- og gassfelt sørvest for Gjøa i Nordsjøen. Feltet er bygd ut med en to-grensbrønn som er boret fra en ledig slisse på den eksisterende havbunnsrammen på Fram H-Nord. Brønnstrømmen føres via Fram infrastruktur til Troll C. Statoil er operatør.



Godkjente planer for utbygning og drift (PUD)

Myndighetene har i 2017 godkjent åtte planer for utbygning og drift (PUD) for feltene Utgard, Byrding, Oda, Dvalin, Trestakk, Bauge og endret PUD for Njord videreutvikling og Ekofisk 2/4 Victor Charlie.

Alle utbyggingsplanene gjelder felt og ressurser som knyttes opp mot eksisterende infrastruktur, og bidrar med dette til å utnytte ledig kapasitet på en effektiv måte. Samtidig øker lønnsomheten og levetiden for de aktuelle plattformene som skal prosessere olje og gass fra de nye feltene. I tillegg gir det mulighet for ytterligere tiltak som kan bidra til å forlenge haleproduksjonen fra disse feltene.

I tillegg har fem felt fått PUD-fritak: Goliat (Snadd), Martin Linge (Herja og Hervor), Sindre, Snefrid nord og Troll Brent B.

Utgard er et gass- og kondensatfelt i Sleipner-området i Nordsjøen. Det strekker seg over den norsk-britiske kontinentalsokkelgrensen og er anslått å inneholde om lag ni millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.) Den største andelen av reservene i Utgard ligger på norsk sokkel. Utbyggingen skal knyttes opp mot innretninger på Sleipner. Forventet investering er nær 1,9 milliarder kroner (norsk andel). Produksjonsstart er planlagt fjerde kvartal 2019. Statoil er operatør.

Byrding er et olje- og gassfelt sørvest for Gjøa i Nordsjøen. Det er anslått å inneholde om lag 1,8 millioner Sm^3 o.e., og det er bygd ut ved å benytte eksisterende brønnramme i Fram-området. Forventet investering er nær én milliard kroner. Statoil er operatør.

Oda er et oljefelt øst for Ula i Nordsjøen. De utvinnbare ressursene er anslått til 7,5 millioner Sm³ o.e.. Investeringene for utbyggingen er beregnet til om lag 5,4 milliarder kroner. Feltet skal knyttes opp mot Ula, og produksjonen er planlagt å starte i tredje kvartal 2019. Spirit Energy er operatør.

Dvalin er et gassfelt nær Heidrun i Norskehavet. De utvinnbare ressursene er anslått til om lag 18 milliarder Sm³ gass. Feltet skal knyttes opp mot Heidrun. Investeringene er ventet å bli i overkant av ti milliarder kroner. Produksjonsstart er planlagt til fjerde kvartal 2020. DEA er operatør.

Trestakk er et oljefelt nær Åsgard i Norskehavet. Utvinnbare ressurser er anslått til 10,5 millioner Sm³ olje. Feltet knyttes til Åsgard A-skipet. Forventede investeringer er om lag 5,5 milliarder kroner. Produksjonsstart er planlagt til andre kvartal 2019. Statoil er operatør.

Bauge er et oljefelt nær Njord-feltet og den tilknyttede havbunnsutbyggingen Hyme i Norskehavet. Bauge skal knyttes til begge disse feltene. De utvinnbare ressursene er anslått til 7,9 millioner Sm³ olje, 1 million tonn NGL og 1,9 milliarder Sm³ gass. Investeringene er estimert til 3,9 milliarder kroner. Produksjonsstart er planlagt til fjerde kvartal 2020. Statoil er operatør.

Njord i Norskehavet ble stengt i 2016 på grunn av strukturelle problemer med Njord A-plattformen. Njord A og Nord B ble tauet til land for å oppgraderes til å kunne produsere i flere år til. Gjenværende utvinnbare ressurser er beregnet til 5,1 millioner Sm³ olje, 13,2 milliarder Sm³ gass og 4,1 millioner tonn NGL. Investeringene er anslått til om lag 15 milliarder kroner. Produksjonsstart er planlagt til fjerde kvartal 2020. Statoil er operatør.

Ekofisk 2/4 Victor Charlie er en ny havbunnsramme for vanninjeksjon og boring og komplettering av fire nye injeksjonsbrønner. Den valgte løsningen er godt tilpasset behovet for en rask økning i vanninjeksjon på Ekofisk og vil bidra til å sikre høy utvinning og god ressursutnyttelse fra feltet og hindre at ressurser ødes. Vanninjeksjon fra 2/4 VC skal etter planen øke utvinningen på Ekofisk med 2,7 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Investeringekostnadene er anslått til 2,3 milliarder. ConocoPhillips er operatør.

Mottatte utbyggingsplaner for utbygging og drift

Myndighetene mottok 10 utbyggingsplaner (PUD-søknader) i 2017. Disse er Njord videreutvikling, Bauge, Ekofisk 2/4 Victor Charlie, Valhall flanke vest, Yme, Skogul, Snorre videreutvikling, Ærfugl, Fenja og Johan Castberg. Av disse er Njord, Ekofisk 2/4 Victor Charlie, Snorre videreutvikling og Yme endrede PUD-er.

Snorre videreutvikling i Nordsjøen er et av de største prosjektene for økt oljeutvinning på norsk sokkel. Snorre er et av feltene på sokkelen som har størst gjenværende oljevolumer. Prosjektet innebærer en omfattende havbunnsutbygging med seks nye havbunnsrammer koblet opp mot Snorre A-plattformen. I tillegg omfatter det oppgradering av Snorre A-plattformen og økt gassinjeksjon. Dette kan gi nær 30 millioner Sm³ mer olje. Investeringene er estimert til 19,3 milliarder kroner (2017-kroner). Levetiden til feltet strekker seg med dette til etter 2040. PUD ble mottatt desember 2017. Statoil er operatør.

Johan Castberg i Barentshavet ble påvist i 2011. Funnet skal bygges ut på havbunnen med ti bunnrammer og to satellitter koblet opp mot en skipsformet flytende produksjonsinnretning (FPSO). Forventet produksjon er 88 millioner Sm³ olje, og det er mulig å øke utvinningen betydelig ved å bore flere brønner. Feltet skal drives fra Harstad og ha operasjonsbaser for drift og helikoptertransport i Hammerfest. Levetiden på feltet er ventet å strekke seg ut over 2050, og investeringene er beregnet

til om lag 49 milliarder kroner. PUD ble mottatt desember 2017 og produksjonen er planlagt å starte i 2022. Statoil er operatør.

Valhall flanke vest

Utbyggingen skjer med en ubemannet brønnhodeplattform som skal styres fra feltsenteret på Valhall-feltet. Tidligere er det installert brønnhodeplattformer på sørflanken og på nordflanken av Valhall. Den nye innretningen skal ha tolv brønnsliiser, og det skal bores seks nye brønner. Dette gir seks ledige slisser for framtidige brønner. Utbyggingen skal øke reservene med omlag 10 millioner standard kubikkmeter olje. Investeringskostnadene er anslått til 5,7 milliarder kroner. Boring skal gjennomføres med en oppjekkbar borerigg og pågå i 1,5-2 år. Planlagt borestart er i tredje kvartal 2019. PUD ble mottatt desember 2017. Aker BP er operatør.

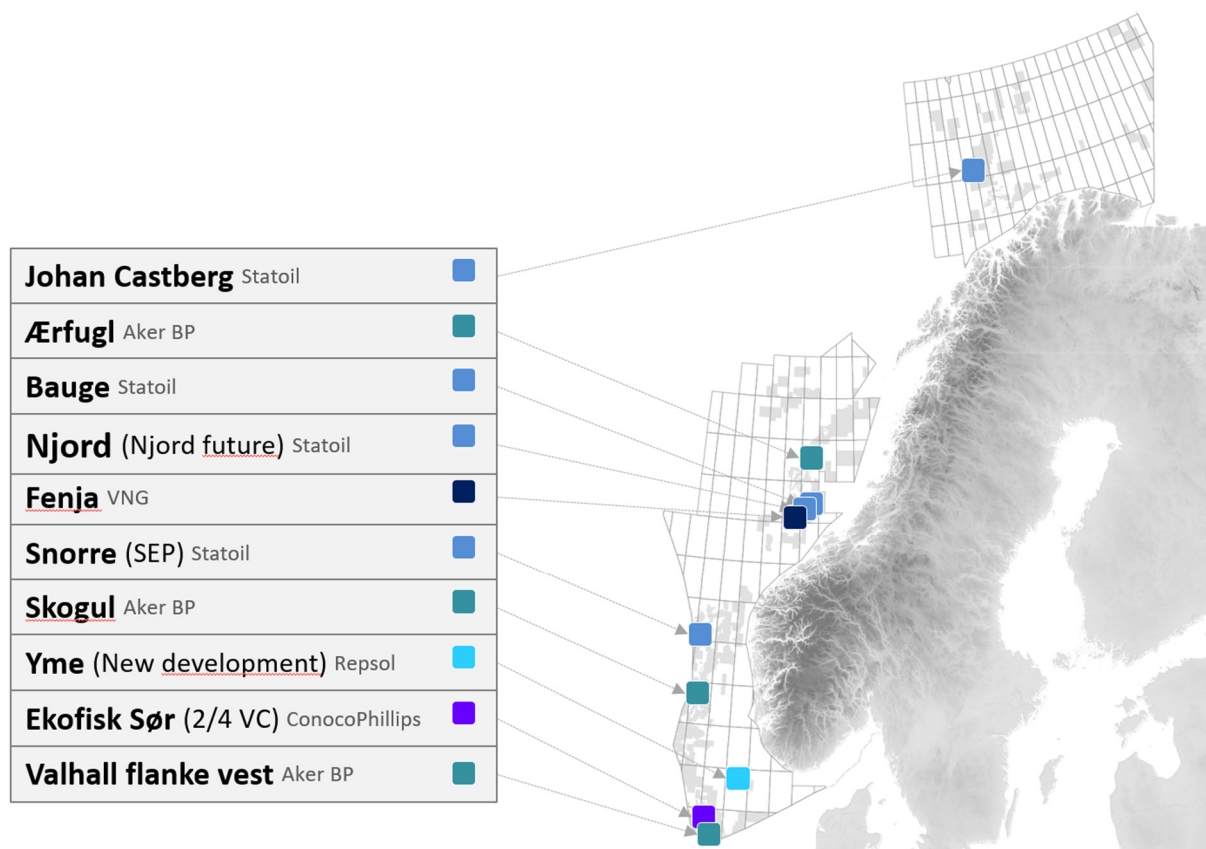
Fenja (Pil/Bue) er to olje- og gassfunn i Norskehavet. Utvinnbare reserver er om lag 11 millioner Sm³ olje og 3,4 milliarder standard kubikkmeter gass. Investeringsestimaterne er på 10,2 milliarder kroner. PUD ble mottatt i desember. Planlagt produksjonsstart er i 2021. VNG Norge er operatør.

Ærfugl (Snadd) er et 60 kilometer langt gassfunn vest for Skarv-feltet i Norskehavet. Ærfugl er planlagt utbygd i to faser på grunn av gassprosesseringskapasiteten på produksjonsskipet Skarv. Fase 1 (sør) skal etter planen starte produksjon i 2020 og fase 2 (nord) i 2023. Fase 2 inkluderer også Snadd Outer i PL212E som har samme eiere. Utvinnbare gassreserver totalt for begge faser er 35 milliarder Sm³, og investeringskostnadene er anslått til 8,5 milliarder kroner. PUD ble mottatt desember 2017. Ærfugl ligger i Skarv Unit hvor Aker BP er operatør.

Yme-feltet i Nordsjøen var i produksjon fra 1996 til 2001. Deretter ble det stengt, og innretningene ble fjernet. Planen i det nye utbyggingsprosjektet er å bruke en oppjekkbar innretning med bore- og prosessanlegg for å produsere de gjenværende ressursene. Utvinnbare oljereserver er om lag 10,3 millioner Sm³. Investeringskostnadene er anslått til 8,2 milliarder. Planen ble mottatt desember 2017. Repsol er operatør.

Skogul

Skogul i Nordsjøen er et lite felt med et reservegrunnlag på cirka 1,5 millioner standard kubikkmeter olje. Investeringen forventes å bli opp mot 1,5 milliarder kroner. Skogul er et havbunnsfelt som skal utvikles med en to-grensbrønn. Prosesseringen av olje og gass fra Skogul skal skje på den flytende produksjonsinnretningen Alvheim FPSO. PUD ble mottatt desember 2017 og Aker BP er operatør.



Avslutning og stenging av felt

Første halvår 2017 ble det levert avslutningsplaner for feltene Trym og Gyda.

Gass- og kondensatfeltet Trym ligger i den sørlige delen av Nordsjøen, tre kilometer fra grensen til dansk sektor.

Gyda er et oljefelt i den sørlige delen av Nordsjøen, mellom Ula og Ekofisk. Disponeringsvedtak ble gjort i juni, og produksjonen er planlagt avsluttet i løpet av 2018.

Den gamle boligplattformen på Valhall i Nordsjøen er vedtatt disponert.

4 Leting

Rekordmange letebrønner i Barentshavet

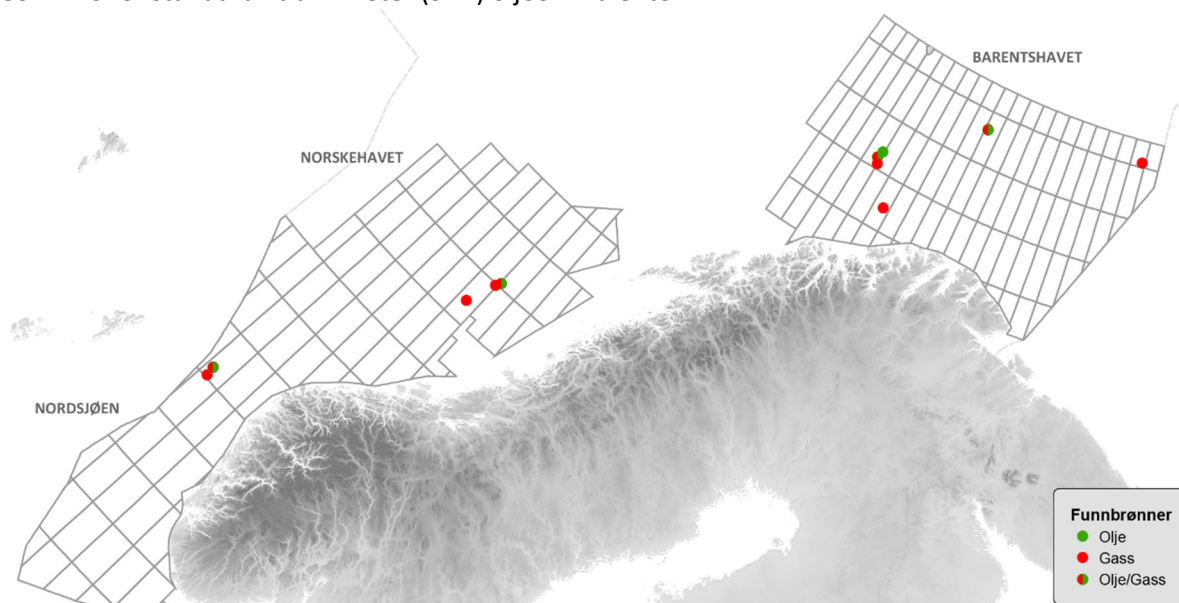
Det ble avsluttet 34 letebrønner i 2017, en nedgang på 3 fra året før. Basert på selskapenes planer, forventes det at antall letebrønner i 2018 vil ligge på om lag samme nivå som i 2017.

I 2017 ble halvparten av brønnene boret i Barentshavet. Dette er ny rekord for antall letebrønner i Barentshavet. I Nordsjøen ble det boret tolv brønner, og i Norskehavet fem. I 2016 ble det til sammenligning boret 5 brønner i Barentshavet, 3 i Norskehavet og 29 i Nordsjøen.

Av de 34 brønnene som ble avsluttet i 2017, er 23 undersøkelsesbrønner og 11 avgrensingsbrønner.

Flere små funn

I 2017 ble det gjort 11 nye funn. Seks av funnene ble gjort i Barentshavet, tre i Norskehavet og to i Nordsjøen (Figur 4-1). Funnene var gjennomgående små, de samlede ressursene utgjør mellom 24 og 59 millioner standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter.



Figur 4-1 Det ble gjort 11 funn i 2017.

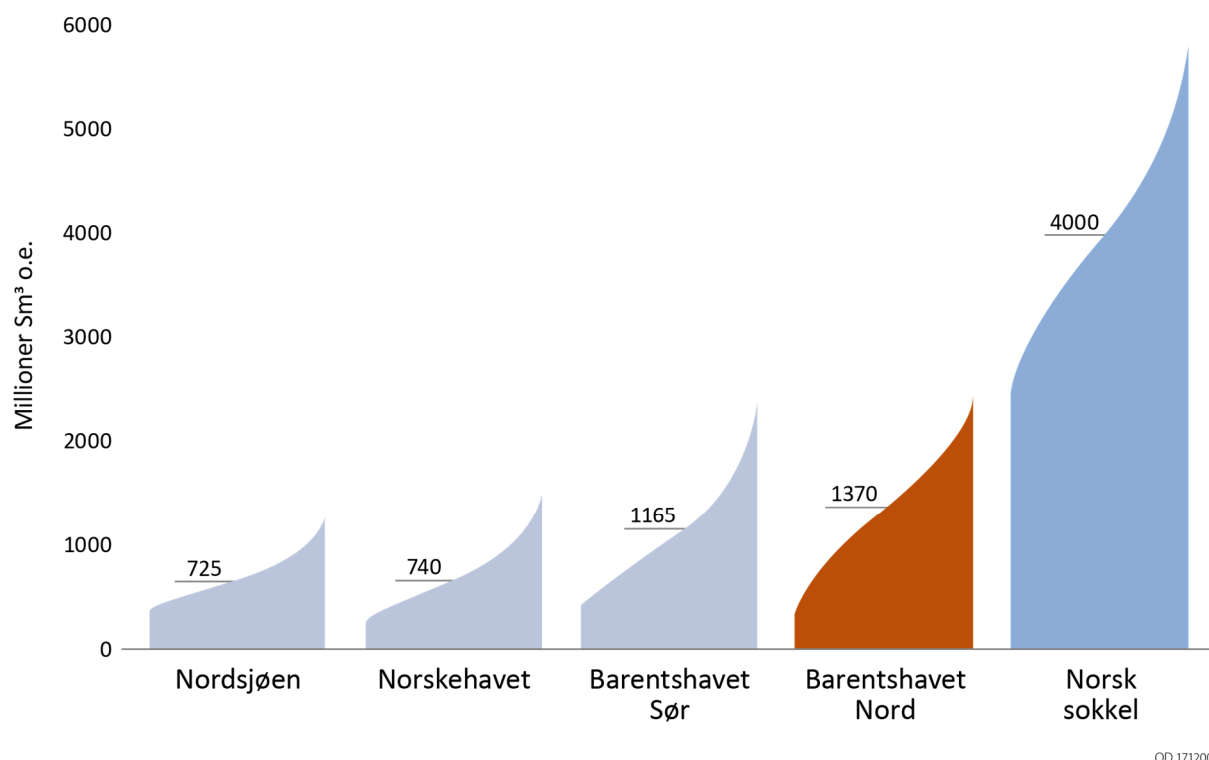
Det største funnet i 2017 er Lundins olje- og gassfunn i undersøkelsesbrønn 7219/12-1 (Filicudi) i Barentshavet. Dette funnet er foreløpig beregnet til mellom 10 og 20 millioner Sm³ oljeekvivalenter. Flere av funnene i Nordsjøen og Norskehavet ligger i områder der de kan bygges ut via eksisterende infrastruktur. Her kan selv små funn bidra med betydelig verdiskaping.

I 2018 indikerer innmeldte planer at det blir flest letebrønner i Nordsjøen. Dersom petroleumsproduksjonen skal opprettholdes på dagens nivå utover 2025, er det helt nødvendig å påvise ytterligere lønnsomme ressurser, også store funn.

Myndighetenes bidrag til å opprettholde høy leteaktivitet er å sørge for at selskapene har god tilgang til data, stabile rammebetingelser og, ikke minst, jevn tilgang til attraktivt areal. TFO-arealet ble betydelig utvidet i 2017, den største utvidelsen skjedde i Barentshavet.

Mest å finne i nord

Oljedirektoratet oppdaterer jevnlig estimatene for uoppdagede ressurser. Oppdateringen som ble gjort i 2017 er blant annet basert på Oljedirektoratets kartlegging av de uåpnede områdene i Barentshavet nord. Oppdateringen viser at ressursene i Barentshavet nå er rundt 80 prosent høyere enn ved forrige analyse fra 2015, mens estimatet er om lag det samme for Nordsjøen og Norskehavet.



OD 1712002

Figur 4-2 Estimat over uoppdagede ressurser på norsk sokkel

Nesten to tredjedeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet (Figur 4-2). Derfor vil dette området spille en viktig rolle om en skal forhindre avtakende produksjon fra 2025.

I 2017 har Oljedirektoratet fortsatt kartleggingen av Barentshavet nord. Det er samlet inn over 4500 kilometer 2D seismikk på Gardarbankhøgda øst, nordøst for Bjørnøya og sør for Hopen.

Norsk sokkel er fortsatt attraktiv

Antall søknader og tildelinger i de siste konsesjonsrundene viser at det fortsatt er stor interesse for å lete på norsk sokkel.

I TFO 2016 ble det tildelt 56 utvinningstillatelser. Hele 39 selskaper søkte om areal i TFO 2017, og de leverte et rekordhøyt antall søknader.

11 selskaper søkte om areal i 24. konsesjonsrunde. De utlyste blokkene ligger i umodne områder, og søkerlisten domineres av store og mellomstore selskaper med god teknisk og finansiell kapasitet til å utforske slike områder.

Oppsummering funn 2017

Nordsjøen

I Nordsjøen ble det i 2017 avsluttet 12 letebrønner og gjort 2 funn. Olje- og gassfunnet 34/10-55 S (Albiorix) ligger nordøst for Gullfaks-feltet i Statfjordgruppen og Lundeforماسjonen, og gassfunnet 34/11-6 S (Valemon Vest) ligger ved Valemon-feltet i Brentgruppen. Se Tabell-4-1.

Begge funnene kan settes i produksjon fra nærliggende infrastruktur.

Norskehavet

I Norskehavet ble det avsluttet fem brønner. Det ble gjort tre funn.

Det største funnet var 6608/10-17 S (Cape Vulture). Funnet er gjort i to sandsteinslag i Langeformasjonen. Rettighetshaverne vil vurdere videre avgrensning av funnet med tanke på å bygge det ut via produksjons- og lagringsskipet (FPSO) på Norne.

Brønn 6507/3-12 (Osprey) er et lite gassfunn i Lysingformasjonen. Funnet ligger i nærheten av Norne-feltet. Det ble også gjort et lite gassfunn i 6507/8-9 (Carmen) like nordøst for Heidrun-feltet. Reservoaret i dette funnet er Åreforماسjonen. Se Tabell 4-1.

Alle funnene ligger ganske nært eksisterende infrastruktur.

Barentshavet

Det har vært høy leteaktivitet i Barentshavet i 2017 med 17 avsluttede brønner. Det ble gjort seks funn.

I brønn 7219/12-1 (Filicudi) ble det påvist et gass- og oljefyllt reservoar i Nordmela- og Tubåenformasjonene. Funnet ligger mellom brønn 7220/11-1 (Alta) og Johan Castberg-feltet.

Brønn 7219/9-2 (Kayak) påviste olje i Koljeforماسjonen. Dette funnet åpner for videre utforsking i området innenfor samme letemodell. Kayak kan knyttes til Johan Castberg-feltet.

Brønn 7325/4-1 (Gemini North) er et lite olje- og gassfunn. I tillegg til å påvise nye ressurser i Wisting-området, var det viktig å få mer kunnskap om hva de geofysiske målingene som er utført i området (elektromagnetiske data) betyr sammenlignet med målinger gjort på Wisting-funnet.

Brønn 7435/12-1 (Korpfjell) er den første undersøkelsesbrønnen i Barentshavet sørøst etter at området ble åpnet for letevirksomhet i 2013. Dette er også den nordligste undersøkelsesbrønnen som er boret på norsk sokkel. Den ligger i et nytt leteområde med stor avstand til andre brønner, og er derfor et viktig datapunkt. Brønnen påviste gass i Støformasjonen. Se Tabell 4-1.

7317/9-1 (Koigen Central) ble boret langt mot nordvest i et lite utforsket område. Denne brønnen var tørr.

I tillegg er det gjort to mindre gassfunn, 7121/8-1 (Blåmann) i Hammerfestbassenget og 7219/12-2 S (Hufsa Nordmela) sør på Loppfjella.

Tabell 4-1 Utvinnbare ressurser i nye funn i 2017.

| Brønn | Operatør | Hydrokarbontype | Olje/ kondensat (mill. Sm ³) | Gass (mrd. Sm ³) |
|--------------|----------|-----------------|---|------------------------------|
| 34/10-55 S | Statoil | Olje og gass | <1 | <1 |
| 34/11-6 S | Statoil | Gass | | 0,4-1,8-3,3 |
| 6608/10-17 S | Statoil | Olje og gass | 0,1-3,2-9,6 | 0,4-1,1-1,6 |
| 6507/3-12 | Statoil | Gass | | 0,9-1,1-1,8 |
| 6507/8-9 | Statoil | Gass | | 0,6-0,8-1,2 |
| 7219/9-2 | Statoil | Olje | 3,8-5,5-7,5 | |
| 7219/12-1 | Lundin | Olje og gass | 9,1-14,3-18,9 | 0,9-1,1-1,3 |
| 7219/12-2 S | Lundin | Gass | | <1 |
| 7435/12-1 | Statoil | Gass | | 7,9-9,5-11,4 |
| 7325/4-1 | Statoil | Olje og gass | <1 | <1 |
| 7121/8-1 | Statoil | Gass | | 0,3-1,6-2,6 |
| Sum | | | 13,0-24,1-36,0 | 11,4-18,5-23,2 |