

Sokkelåret 2019 – et godt år på det jevne

I fjor var aktiviteten på sokkelen høy. Det ligger store ressurser i felt og funn, og det er mer å finne i alle havområder. Rekordmange felt er i produksjon.

«Vi har et godt grunnlag for fortsatt høy verdiskaping fra olje- og gassnæringen i lang tid», sier oljedirektør Ingrid Sølvberg.

Oljedirektoratet arbeider med verdiskaping fra næringen ved å se til at alle lønnsomme ressurser blir produsert – ikke bare de som er lettest å hente ut. I dette arbeidet skal selskapene ta hensyn til sikkerhet, ytre miljø og andre brukere av havet.

«Verdiskaping er drivkraften i arbeidet vi gjør», understreker oljedirektøren.

Hun minner om at petroleumsnæringen i løpet av de siste femti årene har gitt titusener av nye arbeidsplasser og utviklet kompetanse og ny teknologi. I tillegg har næringen gitt nasjonen penger på bok. I 2019 nådde Oljefondet en milepæl med hele ti tusen milliarder kroner i markedsverdi.

Mange brønner, mange funn

I 2019 ble det påbegynt 57 letebrønner, det er 4 flere enn året før. Mange av dem ble boret i områder som er lite utforsket.

I Nordsjøen ble det boret hele 37 letebrønner, mens det ble boret 15 i Norskehavet og 5 i Barentshavet.

«Det er betryggende at industrien fortsatt har stor tro på norsk sokkel, i 2020 forventer vi rundt 50 letebrønner», sier Sølvberg.

Hun forklarer den høye leteaktiviteten med at selskapene blant annet har attraktive arealer å lete i, dessuten har de kuttet kostnader og fått bedre inntjening.

I 2019 ble det tildelt 83 utvinningstillatelser i Tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO 2018). Det er rekord. De nye utvinningstillatelsene dekker store områder over hele norsk sokkel.

Det var også god søknad til TFO-runden som ble lyst ut i 2019. Trolig blir det tildeling i januar.

Også små funn skaper verdier

Bruk av ny teknologi og teknologiutvikling er viktig for å finne og hente ut flere lønnsomme ressurser. For eksempel har utviklingen innen seismikkteknologi de siste årene resultert i mye skarpere bilder av undergrunnen.

Det ble gjort hele 17 funn i 2019, 10 i Nordsjøen, 6 i Norskehavet og 1 i Barentshavet. Flere av funnene er relativt små, men de kan likevel gi store verdier til rettighetshaverne og til samfunnet. Små funn nær eksisterende infrastruktur kan gi svært lønnsomme utbygginger siden de relativt enkelt og rimelig kan knyttes til plattformer og rørledninger i nærheten.

Nye funn bidrar til å holde produksjonen på et høyt nivå. Siden 2011 er det i gjennomsnitt påvist 80 millioner standard kubikkmeter (Sm³) oljeekvivalenter (o.e.) hvert år, det er rundt en tredjedel av den årlige produksjonen fra norsk sokkel.

«Selskapene finner jevnt over mye. De siste to årene har det vært en markert økning i påviste volum sammenlignet med de tre årene før der igjen. Det viser at det er en sammenheng mellom antall letebrønner som bores og funn», sier oljedirektøren.

Hun minner om at det er store muligheter i uoppdagede ressurser over hele sokkelen, og at det er mange områder som bør utforskes mer.

Rekordmange felt i drift

Ved årsskiftet var det 87 produserende felt, det er rekord. Mesteparten av oljen og gassen kommer fortsatt fra de store feltene. Rundt halvparten av feltene er havbunnsutbygginger som er knyttet til annen infrastruktur.

«Mindre havbunnsfelt kan også skape betydelige verdier. De er også med på å forlenge perioden med lønnsom produksjon fra vertsfeltene», sier Sølberg.

I fjor var det 50 år siden Ekofisk-feltet ble påvist. Det produserer ennå, og det vil levere i mange tiår framover. Det vil også den nyeste kjempen, Johan Sverdrup, gjøre. Sverdrup kommer til å bidra med store inntekter til samfunnet i mange tiår.

Mot ny produksjonsrekord

Oljedirektoratet anslår at samlet produksjon av olje og gass i 2024 vil ligge nær rekordåret 2004 – blant annet på grunn av Sverdrup og fordi Johan Castberg-feltet i Barentshavet etter planen vil bli satt i drift i 2022.

Mens olje stod for det meste av produksjonen i 2004, kommer gass til å utgjøre om lag halvparten i 2024.

Seinere kommer stadig mer av produksjonen til å komme fra prosjekter som må vedtas på felt, funn som må bygges ut og ressurser som ennå ikke er funnet:

«For å komme i mål med dette, må selskapene vedta og sette i gang tiltak for å øke utvinningen fra felt i drift. I tillegg må det fattes vedtak om utbygging av nye felt. Det må også letes og gjøres nye funn som kan bygges ut», påpeker oljedirektøren.

Den samlede produksjonen gikk litt ned i 2019 i forhold til året før, det skyldes at gassproduksjonen ble noe lavere enn forventet. Selskapene valgte å holde igjen på grunn av markedssituasjonen – men Oljedirektoratet forventer at dette kommer til å snu i 2020.

Oppstart av nye felt, og spesielt Johan Sverdrup, vil mer enn veie opp for den naturlige nedgangen i oljeproduksjon fra mange av de andre feltene.

Kjempen Johan Sverdrup

Johan Sverdrup er et bevis på at det lønner seg å lete i modne områder. Feltet, som ble satt i produksjon i fjor høst, er det tredje største oljefeltet på sokkelen – og det står alt for rundt 20 prosent av den norske oljeproduksjonen.

At Sverdrup drives av kraft fra land reduserer utslippene med anslagsvis 620 000 tonn CO₂ i året, eller 25 millioner tonn gjennom feltets levetid.

Etter planen skal Sverdrup produsere i minst 40 år, og samlede inntekter fra produksjonen er beregnet til mer enn 1400 milliarder 2018-kroner.

Ifølge tall fra operatøren Equinor betyr det 900 milliarder kroner i inntekter til den norske staten. Inntektene kommer fra skatter og fra statens eierskap av Petoro.

I tillegg til Sverdrup, ble tre felt – Oda, Trestakk og Utgard – satt i drift i 2019. Alle tre er havbunnsutbygginger mot eksisterende vertsfelt.

I 2019 godkjente myndighetene planer for utbygging og drift (PUD) for sju felt. Den største var andre byggetrinn av Johan Sverdrup. De seks andre har en samlet nåverdi på 38 milliarder kroner.

«Selv om de blir små i forhold til Sverdrup, har de stor økonomisk verdi for samfunnet», sier Ingrid Sjølvberg.

Ny teknologi gir nye muligheter

Ved utgangen av 2019 var det 25 nedstengte felt på norsk sokkel. Ett felt som har vært nedstengt er Tor, og det skal etter planen starte opp igjen ved utgangen av 2020.

Tor ligger i Ekofisk-området, og produserte i perioden 1978 til 2015. Teknologi som ikke var tilgjengelig da feltet ble bygd ut i 1978 gjør det lønnsomt å bygge ut Tor på ny, nå som en havbunnsutbygging mot Ekofisk.

En studie OD gjennomførte i 2019 viser at det er store muligheter for å øke utvinningen ved hjelp av avanserte metoder (EOR, enhanced oil recovery). En annen studie viser at det også er et stort potensial for å produsere mer olje og gass fra tette reservoarer, altså reservoarer der det er vanskelig å få olje og gass til å flømme på grunn av lav permeabilitet

Oljedirektoratets viktigste oppgaver er å se til at petroleumsvirksomheten skaper størst mulig verdier for samfunnet. Det innebærer at alle lønnsomme fat skal produseres, ikke bare de enkleste.

«Vi i OD er opptatt av at ny teknologi og avanserte metoder ikke bare testes i laboratorier, men også på feltene», sier oljedirektøren,

Høyere produksjon, lavere utslipp

Reservetilveksten har vært bra de siste årene. Det skyldes blant annet at sju utbyggingsplaner for felt ble godkjent i 2019, og at selskapene har satt i verk tiltak for å øke utvinningen fra dagens felt. Opp mot 90 funn vurderes for utbygging.

Petroleumsproduksjonen øker de neste årene, og samtidig er utslippene er på vei ned. Dette viser at virkemidler som kvotepris og CO2-avgift fungerer, disse gjør det lønnsomt for selskapene å redusere utslipp.

Det største potensialet for å kutte utslipp ligger i effektiv drift av turbiner eller innføring av alternative kraftkilder – for eksempel kraft fra land.

Når områdeløsningen for kraft fra land på Utsirahøgda er på plass i 2023, blir over 40 prosent av produksjonen etter vedtatte planer drevet med kraft fra land. Andelen er forventet å stige betraktelig fram mot 2030, om selskapene gjennomfører planene de jobber med.

Fangst og lagring av CO2 er et annet viktig tiltak for å få ned utslippene. Dette er et satsingsområde for Norge, som har satt i gang et fullskala demonstrasjonsprosjekt.

CO2 fra to store utslippspunkt i Telemark og Oslo skal etter planen fanges og fraktes til Kollsnes for mellomlagring. Herfra skal den fraktes videre til et undergrunnslager sør for Troll-feltet i Nordsjøen.

OD har kartlagt mulighetene for trygge lagringsplasser på sokkelen.

I 2019 ble det for første gang tildelt en utnyttelsestillatelse for lagring av CO2 på norsk sokkel, og nå bores det en letebrønn for å undersøke om reservoaret egner seg for sikker lagring. Plan for utbygging og drift (PUD) forventes å komme våren 2020.

Investeringer: Forventninger om et stabilt høyt nivå de neste årene

Petroleumsnæringen betaler om lag dobbelt så mye skatt som all øvrig landbasert næring i Norge til sammen (kilde: SSB).

Statens netto kontantstrøm fra sektoren, det vil si inntekter fra skatt, inntekter fra statens direkte eierskap i feltene (Petoro), eierandel i Equinor og andre avgifter utgjør mellom 80 og 90 prosent av samlet kontantstrøm fra virksomheten.

Oljedirektoratets prognoser om produksjon, kostnader og investeringer fra år til år er derfor et viktig grunnlag når regjeringen lager budsjetter og analyser.

I 2019 er investeringene (utenom leting) anslått til rundt 150 milliarder kroner. Det er 17 prosent høyere enn i 2018. Samme nivå forventes i 2020, før det faller noe.

Det høye investeringsnivået skyldes blant annet at flere nye felt er under utbygging, og at det gjennomføres videreutviklingsprosjekter

ODs prognoser legger til grunn en moderat vekst i kostnadsnivået framover.

«For verdiskapingen fra sokkelen generelt, og når det gjelder lønnsomhet knyttet til nye prosjekter spesielt, er det avgjørende at selskapene klarer å unngå ny markert kostnadsspiral», understreker oljedirektøren.

Samlede investeringer og kostnader knyttet til aktiviteten på norsk sokkel var rundt 250 milliarder kroner i 2019. Utbygging av nye felt og investeringer på felt i drift utgjør det meste av aktiviteten og ressursbruken, men det ble også brukt mye på leting og drift.

I 2019 ble vel 60 milliarder kroner brukt til å drive felt, rør og landanlegg.

Det høye aktivitetsnivået på sokkelen i 2019 ser ut til å fortsette i 2020, for deretter å falle noe fram mot 2024. Med økende produksjon gir dette grunnlag for store inntekter fra olje- og gassnæringen i årene som kommer.

Mer enn halvparten av ressursene igjen

ODs analyser viser at rundt 48 prosent av ressursene er produsert. Det betyr at det gjenstår å finne og produsere mer enn halvparten. Av disse er rundt 18 prosent allerede besluttet produsert. Naturlig nok er det umulig å si hvor mye som gjenstår å finne, men ODs analyser tilsier at det utgjør hele 25 prosent av totalen.

Det er gode muligheter for å finne olje og gass over hele sokkelen. ODs anslag for uoppdagede ressurser er omtrent som tidligere for Nordsjøen og Norskehavet, mens forventningene er justert ned i Barentshavet sørøst på grunn av tørre brønner. Forventningene til uoppdagede ressurser i sentrale deler av Barentshavet er imidlertid justert opp på grunn av at det er kartlagt flere prospekt og gjort mye godt arbeid i utvinningstillatelsene.

Arbeidet med å kartlegge sokkelen med tanke på mulige olje- og gassressurser er en del av ODs oppdrag.

Sommeren 2019 samlet OD inn 3D-seismikk i den nordøstlige delen av Barentshavet, mot grensa til Russland. Disse dataene blir nå bearbeidet, og resultatene vi inngå i ODs framtidige ressursevalueringer.

Nye tider, nye oppgaver

I juli 2019 trådte havbunnsmineralloven i kraft. Den skal legge til rette for undersøkelse og utvinning av mineralforekomster på sokkelen. OD har fått i oppgave å kartlegge mineralforekomster, utarbeide oversikt over eksisterende data og bistå departementet i en eventuell åpningsprosess.

Både i 2018 og 2019 samlet OD inn prøver og kartla topografien på havbunnen i deler av Norskehavet. Det ble påvist forekomster med både sulfider og manganskorper.

Kontaktperson:

Eldbjørg Vaage Melberg

Mobil: 95700320