



Norsk Oljemuseum
Årbok 2019





Den som leter

av Björn Lindberg

Den første letebrønnen på norsk sokkel (8/3-1) ble påbegynt i juli 1966 av Esso Exploration and Production Norway. Når blir den siste boret, og av hvem?

Det er boret nesten 1900 letebrønner med formål å finne petroleum, hvorav mer enn halvparten har funnet olje og/eller gass som til sammen utgjør 7,5 milliarder kubikkmeter oljeekvivalenter petroleum på norsk sokkel. For hver letebrønn finnes det mange uprøvde leteidéer, noen av dem har kanskje feilaktig blitt lagt til side? Hvordan foregår denne letingen, hvem står for den, og er det fortsatt noe igjen å finne?

Letebrønn:

Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensingsbrønner.

Undersøkelsesbrønn:

Letebrønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i en mulig forekomst.

Avgrensingsbrønn:

Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn.

Kilde: npd.no

Ut å stjåle epler

Gikk du på nøst i barndommen? Tenk deg et enormt epletre som skal plukkes. Du starter med de største og synlige eplene som du enkelt kan få tak i. Etter hvert plukker du de mindre og de du ikke så ved første øyekast. Du går kanskje over greiner to ganger og merker at noen epler har blitt oversett. Etter hvert vil hyppigheten av store epler du finner avta, men kan hende du finner like mange, bare mindre, ettersom du også konsentrerer deg om mindre epler. Kanskje finner du en gardintrapp som gjør at du kan nå greiner du tidligere bare kunne se. Da vil du kunne plukke noen store epler igjen, før du er tilbake på mindre epler, som vil avta i gjennomsnittlig størrelse over tid.

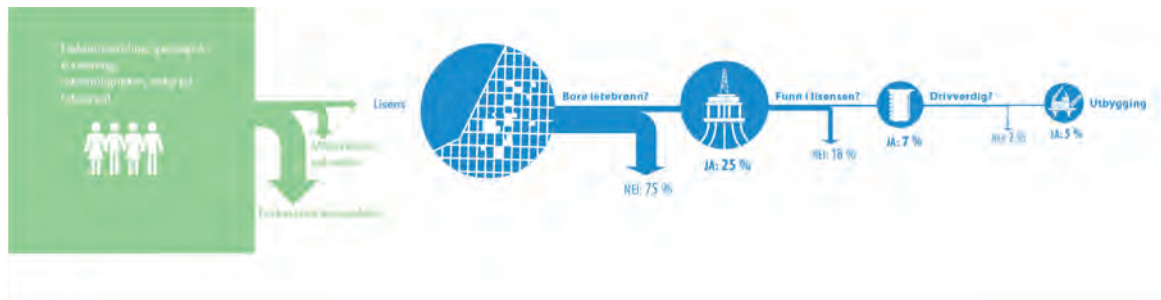
Dersom du plukker for å presse juice eller bake kake vil du nøye deg med andre typer epler enn dersom du plukker for å spise. Du vil hele veien måtte veie opp mengden, standard og størrelse på epler du tror er igjen på ditt nåværende tre mot det du tror finnes på andre trær. Vil du gå

for områder hvor det er god sannsynlighet for å finne, men eplene er små, eller vil du gå for lavere sannsynlighet, men mulighet for større epler?

Slik kan det også være å lete etter olje og gass, men det er dyrt, tar lang tid og krever masse kunnskap, mennesker, utstyr og teknologi.

Hvordan leter man?

En «letemodell» er av Oljedirektoratet (OD) definert til å være «et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises». Basert på tilgjengelig kunnskap, data og kreative hypoteser lager geologer og geofysikere en rekke prospekt-muligheter i gitte letemodeller. Dette er grunnlaget for å tilegne seg leteareal via konsesjonsrunder, og prospektene vil deretter evalueres videre, sorteres og rangeres før noen få til slutt blir valgt til å bores. Dette skjer i den såkalte letetrakten (figur 1). Så kommer den brutale og ofte hensynsløse testen på hypotesen – brønnen.

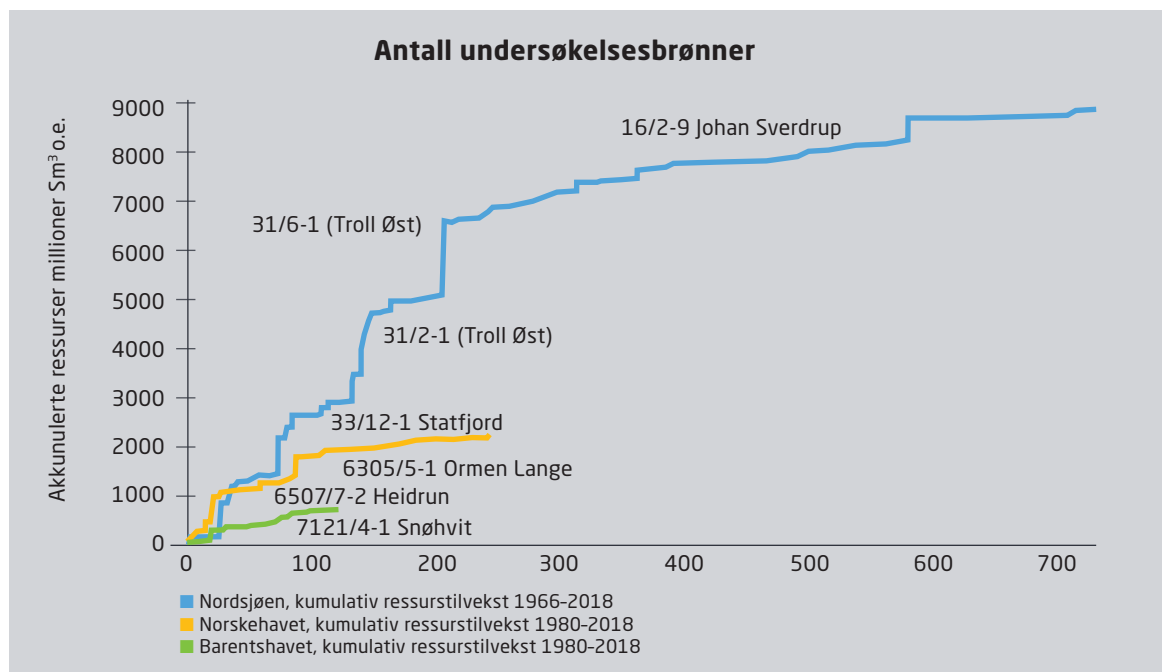


Figur 1: Letetrakten som viser ulike faser i prosessen frem til boring og utvinning. Merk at antallet forkastede muligheter vil være langt større enn antall borede prospekter, som igjen vil være langt større enn antall funn som faktisk blir utviklet. Ifølge OD vil om lag 5% av prospektene i tildelte lisenser kunne utvikles til felt. Modifisert fra npd.no

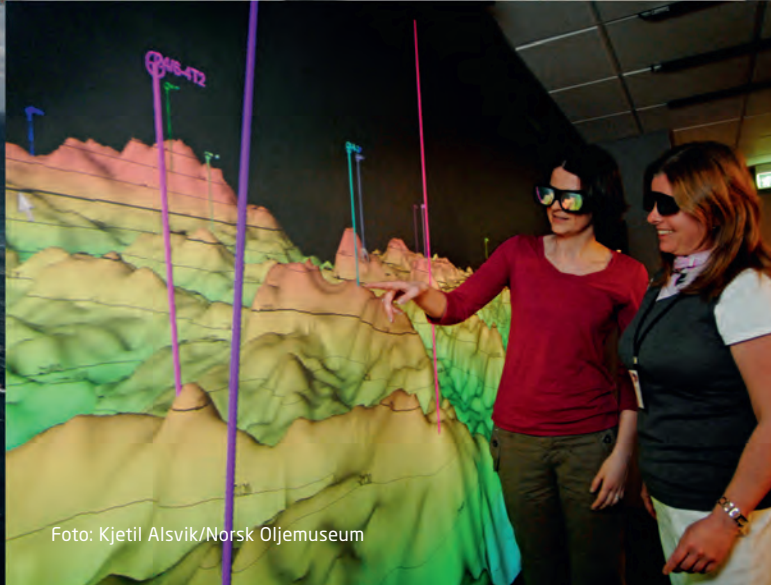
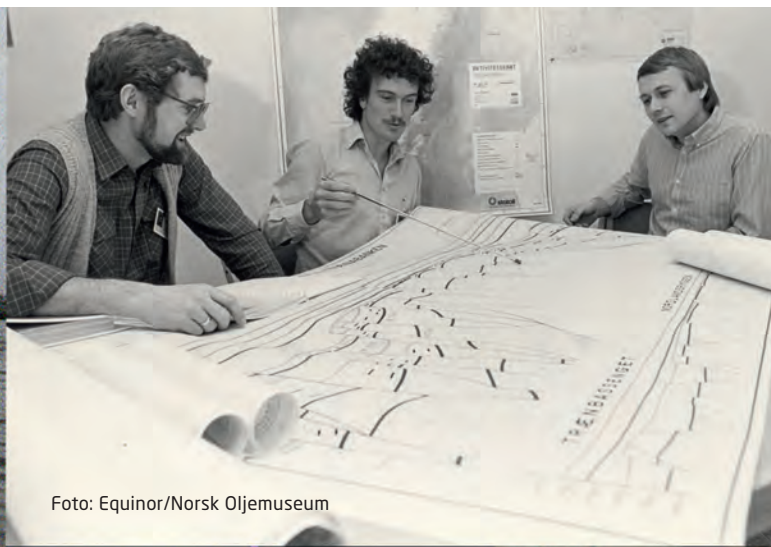
Langt fra alle prospekter blir til funn, historisk sett har det blitt gjort funn av olje eller gass i om lag 45 prosent av undersøkelsesbrønnene på norsk sokkel. Når det først er gjort funn i en letemodell og «letekoden er knekket» i et område, går man etter lignende prospekter i samme letemodell. Leting bygger alltid på store mengder arbeid gjort av andre, og den som i tillegg er heldig og dyktig vil kunne finne store forekomster relativt ofte. Etter et antall letebrønner vil hyppigheten av store funn avta. Funnraten (hyppighet av funn i forhold

til antall letebrønner) kan gjerne være konstant, eller til og med øke etter hvert som geologien i et område blir mer kjent og ny teknologi kommer til.

Det samlede volumet av petroleum kan vises i et diagram kalt letekurve eller «creaming curve» (Figur 2). På den horisontale akse er antall brønner (eller år), og på den vertikale akse vises mengden petroleum som er funnet. Markerte sprang i volum skyldes store funn, som vanligvis opptrer tidlig på en letekurve (for



Figur 2: Letekurver for norsk sokkel fordelt på havområdet. Akkumulert (samlet) mengde petroleum som er funnet (y-aksen) målt mot antall brønner boret (x-aksen). De markerte vertikale sprangene på kurven representerer store funn (hvorav noen er navngitt). Det er tydelig at letekurven for Barentshavet og Norskehavet ikke er like bratte som for Nordsjøen, som er et usedvanlig rikt basseng.



Figur 3: Bilder fra tidlig innsamling av seismikk med dynamitt som kilde og tolkning på papir til moderne innsamling og digital tolkning.

eksempel Ekofisk, Statfjord, Troll). Den naturlige utviklingen av en letekurve er at den flater ut, og til slutt vil det ikke være hensiktsmessig (økonomisk) å lete etter mer olje og gass ettersom sannsynligheten for å finne noe av tilstrekkelig størrelse blir for lav målt opp mot kostnaden.

Hva letes det med?

I den tidlige fasen på norsk sokkel var det viktigste utstyret for leting 2D-seismiske linjer som ble samlet inn én og én i et parallelt mønster. En 1200 meter lang flytekabel ble tauet bak båten som stoppet hver 600 meter og fyrte av en dynamittsalve (Figur 3). Lydbølgene fra dynamittsalven gikk ned i undergrunnen, og ekkoene som kom opp igjen ble tatt opp av hydrofoner og så satt sammen til et grovmasket bilde av undergrunnen. Tolkningen av disse dataene foregikk på papir. Etter hvert ble det utviklet teknologi med lengre kabler som flyter noen meter under havet og luftkanoner som kilde i stedet for dynamitt.

På 1980-tallet kom 3D-seismikk inn på norsk sokkel; flere kabler slepes parallelt bak båten hvilket gjør det mulig å dekke større områder og gir en tredimensjonal avbildning av undergrunnen.

I de senere tider har bredbåndsseismikk gjort at avbildningen av undergrunnen blir langt bedre. Bredbånd i denne sammenheng betyr stor frekvensbåndbredde og det å kunne ta vare

på større deler av frekvensspekteret og dermed avbilde mer av undergrunnen. Det blir som å høre på musikk med eller uten bass og diskant.

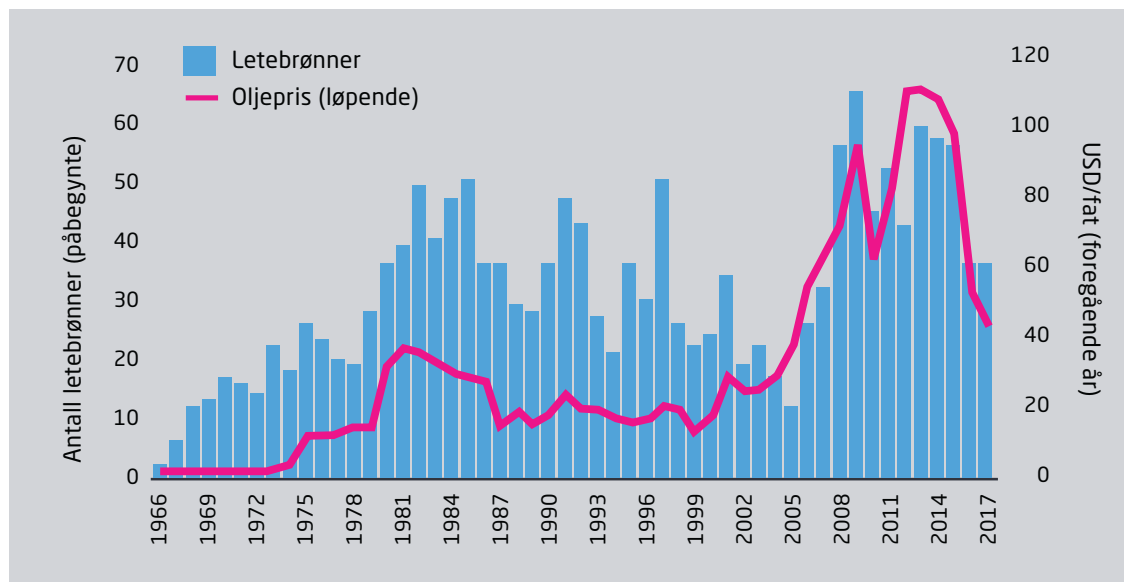
Moderne innsamlinger har 10–12 parallelle kabler på 8000 meter bak fartøyene og to til tre luftkanonserier som lydkilde.

Havbunnssseismikk er innsamling hvor hydrofonen er plassert på havbunnen, hvilket muliggjør et skarpere bilde av undergrunnen. Dette er naturlig nok mer tidkrevende enn seismikk som samles inn med en kabel som slepes bak fartøyet.

Videre brukes også kontrollerte elektromagnetiske kilder for å lete etter resistive (høy elektrisk motstand) områder i undergrunnen, som kan tyde på tilstedeværelse av hydrokarboner.

Tolkningsstasjoner (datamaskiner) som ble innført på 1980-tallet forenklet tolkningsprosessen, og det er ikke lenger vanlig å se papir og fargeblyanter i moderne tolkningsarbeid. Nå kan, forenklet sagt, hele selskapet få plass i en bærbar datamaskin.

Foreløpig finnes ingen sikker metode for å predikere tilstedeværelse og mengde hydrokarboner, selv om ny teknologi ofte lanseres som en «silver bullet». Med økt datakapasitet og innføringen av kunstig intelligens og selvstående algoritmer har diskusjonen om geologenes



Figur 4: Antall letebrønner på norsk sokkel med oljeprisen. Merk samvariasjonen som er tydeligst med ett års forsinkelse fra oljepris til letebrønn. Kilde: npd.no

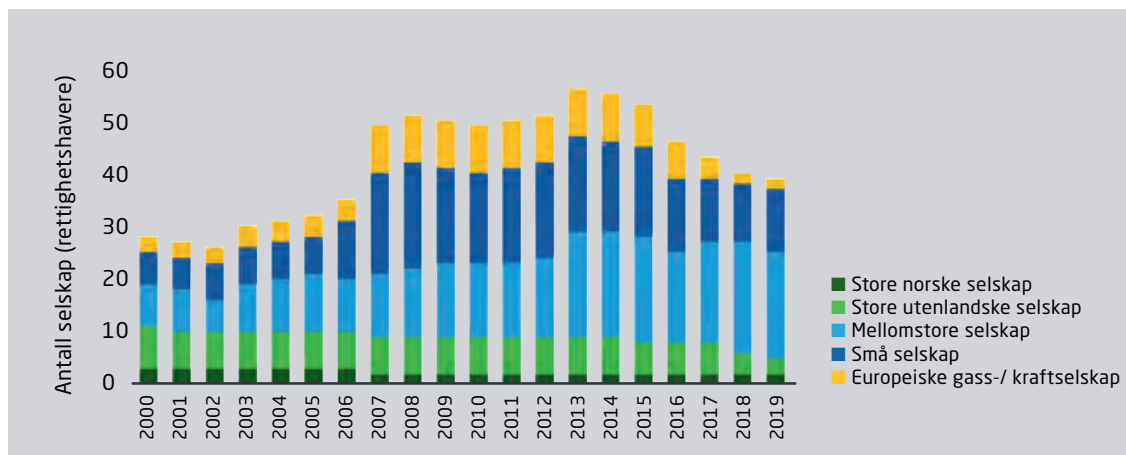
framtidige overflødighet blitt aktualisert. Inntil videre er det fortsatt behov for geologer for å sammenstille og tolke data og gjøre mer eller mindre begrunnede antagelser om hvor og hvor mye olje og gass det er mulig å finne i undergrunnen.

Hvor mye letes det, og hvor?

OD sine faktasider (npd.no og norskpetroleum.no) er fullspekkede med informasjon om norsk olje og gass. Det meste som samles inn av data i oljebransjen, fra seismikk til boreresultater og produksjonstall, er selskapene pålagt å dele med OD, som dermed besitter en enorm database.

Mye av denne gjøres tilgjengelig, noe en viss tid etter innsamling. Denne delingen av kunnskap og informasjon er et viktig bidrag til nyskaping i petroleumsbransjen. På den måten kan innsamlet informasjon komme alle selskapene til gode, og det vil i liten grad være monopol på data. Selskapene må heller kjempe om å ha de gode hodene og idéene til å tolke slike data.

Historisk sett er gjennomsnittlig antall påbegynte letebrønner årlig på norsk sokkel noe over 30 – med hele 66 i toppåret 2009 (Fig. 4). Det er selvsagt en hel rekke faktorer som vil innvirke på dette antallet, ikke minst tilgang på attraktivt



Figur 5: Selskapsfloraen på norsk sokkel fra 2000 til 2019 som viser en topp i antall selskap i 2013 og deretter en nedadgående trend. Kilde: npd.no

leteareal. Plottes oljeprisen på samme grafen kommer samvariasjonen (korrelasjonen) tydelig til syne. Jo mer inntekter det er å få fra salg av olje, jo mer letes det. Denne samvariasjonen blir forståelig nok sterkere dersom det legges inn ett års forsinkelse i utslaget i oljepris til antall letebrønner.

Til sammen er det boret nesten 1900 letebrønner som i lengde utgjør mer enn 6200 km – omtrent kjørelengden fra Stavanger til Kuwait!

Norsk sokkel deles inn i tre hovedområder: Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Fram til 1980 var det bare Nordsjøen som var åpen for leting. Nordsjøen er arealmessig det

minste bassenget. Stegvis har store deler av både Norskehavet og hele den sørlige delen av Barentshavet blitt åpnet. Frem til 2003 ble det gitt tilgang på leteareal gjennom de såkalte nummererte konsesjonsrundene, og siden 2003 har det også blitt utlyst årlige TFO-runder (tildeling i forhåndsdefinerte områder) som skal foregå i modne områder. Sistnevnte omfatter ved oppstart størstedelen av Nordsjøen og en begrenset del av Norskehavet, mens det i 2020 omfatter godt over 50 prosent av arealet som er tilgjengelig for leting på norsk sokkel. Denne økningen har i stor grad skjedd uten større protester og kontroverser i motsetning til utvidelser i de nummererte rundene som ofte forårsaker mye debatt.

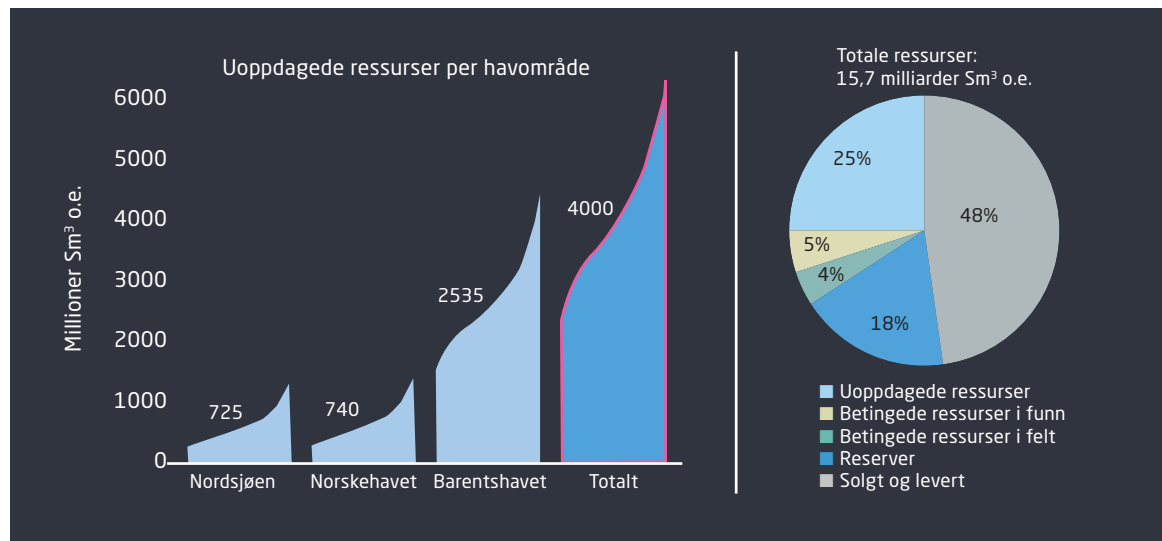
Langt de fleste letebrønnene er boret i Nordsjøen, (70 prosent) etterfulgt av Norskehavet (20 prosent) og Barentshavet (10 prosent), noe som både reflekterer hvor lenge områdene har vært åpne for leting, men også ressurstettheten (fig. 2). Foreløpig er det ikke funnet felt av tilsvarende størrelse som Troll, Ekofisk eller Statfjord i Barentshavet, og i Norskehavet er «elefantene» (mer enn 500 millioner fat) lavere i antall enn i Nordsjøen.

Hvem leter?

Over tid har det vært store endringer i aktørbildet

på norsk sokkel, det vil si hvor mange og hvilke selskaper som er til stede og aktivt opererer på norsk sokkel. Om lag 85 selskaper (her teller vi organisasjonsnummer, navnebytter og oppkjøp/fusjoner kan dermed være utelatt) har vært eller er rettighetshavere på norsk sokkel hvorav 55 som operatører. Figur 5 viser utviklingen av de ulike kategoriene selskaper på norsk sokkel fra år 2000.

Selskapene vil ha ulik prioritet og ekspertise og vil kunne trekke seg ut eller komme til



Figur 6: Totale petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2019 som viser hva som er produsert, hva som skal/kan produseres (reserver), og hva som kan finnes (uoppdagede ressurser). Merk at både usikkerhetsspennet og forventet verdi er størst for Barentshavet, som også inkluderer Barentshavet Nord som ikke er åpnet for leting. Modifisert fra npd.no

ettersom modenheten i et område økes og rammebetingelser endres.

I 2003 og 2005 ble norsk sokkel beskrevet som moden, og norske myndigheter innførte henholdsvis TFO-ordningen og leterefusjonsordningen hvilket førte til en økning i antall selskaper på norsk sokkel.

Spesielt økningen i kategorien «små» og «Europeiske gass/kraftselskap» førte til en topp i 2013 med mer enn 50 rettighetshavere, mens det deretter har vært en nedadgående trend.

Merkbart er også nedgangen i antall store utenlandske selskaper, som er nede i tre i 2019. Selskaper som Chevron, ENI og BP har forsvunnet som egne enheter fra norsk sokkel de siste årene, selv om noen lever videre som medeiere i nye konstellasjoner.

Variasjoner i selskapsfloraen henger ikke utelukkende sammen med modenheten på letekurven, men også andre faktorer som fusjoner og oppkjøp, oljepris, tilgjengelig areal, rammevilkår, skatteposisjoner og så videre.

Den som leter skal finne, men hva blir funnet?

Alle utvinnbare mengder petroleum kalles ressurser, med underkategoriene uoppdagede ressurser, betingede ressurser og reserver.

Før et prospekt bores, befinner det seg i

kategorien «uoppdagede ressurser». Etter boring forsvinner det ut av ressursregnskapet hvis det er tørt (det vil si vannfylt) eller kun har spor av hydrokarboner, mens det havner i kategorien betingede ressurser hvis det er et funn.

Et funn kan inneholde gass og/eller olje, med variabler som mengden og egenskapen til oljen/gassen, havdyp, reservoardyp, reservoaregenskaper og avstand til nærmeste infrastruktur. Disse avgjør i sum hvorvidt et funn vil utvinnes eller ikke. I tillegg til den stadig tilbakevendende variabelen «oljepris» og ikke minst hvilken oljepris man ser for seg noen år framover når et funn eventuelt er klar til produksjon. Når det er besluttet å utvinne et funn, enten ved å tilknytte det til eksisterende felt eller å etablere ny infrastruktur, vil funnet gå over i kategorien «reserver».

Den siste kategorien for petroleum er historisk produksjon for olje, gass eller kondensat som er produsert og forbrukt eller solgt.

Hvor mye som gjenstår å bli funnet i et gitt område er heller ikke gitt å regne seg fram til med to streker under, men det kan gjøres estimater. Slike estimater er omfattende beregninger som baserer seg på tilgjengelige fakta, samt antagelser og hypoteser. OD offentliggjør jevnlig oppdaterte tall for norsk sokkel, både for historisk produksjon, reserver og uoppdagede ressurser, og dette fremstilles i den såkalte ressurskaka (Figur 6). De uoppdagede ressursene blir oppgitt

med «forventet», «høyt» og «lavt» estimat som kan fortelle noe om usikkerheten. Avstanden mellom «høyt» og «lavt» estimat i Nordsjøen og Norskehavet er mindre enn for Barentshavet. Det kan forklares med at i et modent område har en god kjennskap til geologien siden det er boret mange brønner. Videre er forventningen til OD at det vil være mer igjen å finne i Barentshavet enn i Norskehavet og Nordsjøen, men usikkerheten er også betydelig større. Det hører med til bildet at kun den sørlige delen av Barentshavet er åpent for leting pr. 2019, og OD sine ressursestimat inkluderer de nordlige delene.

Enkelt sagt er det på norsk sokkel produsert 50 prosent av oljen og gassen, 25 prosent er funnet og skal produseres, mens 25 prosent ennå ikke er funnet. Skulle man finne og produsere de uoppdagede ressursene utgjør disse i absolutte tall 25 milliarder fat oljeekvivalenter, eller nok til å forsyne verden med olje og gass i litt over åtte måneder.

Hvis vi vender tilbake til eksemplet med epletreet innledningsvis så er «Historisk produksjon» de plukkede og solgte eplene, «reserver» er de eplene som er påvist og kan plukkes, «betingede ressurser» er epler som kan komme til å plukkes, mens «uoppdagede ressurser» er eplene som skjuler seg i treet som kanskje vil la seg plukke i framtiden.

Nok er nok?

Dersom en ser bort fra politisk styrte prosesser,

som jo er høyst aktuelle og en del av den pågående debatten i Norge, vil avslutningen av leting i et område blant annet styres av funnrate, funnstørrelse, oljepris og status på eksisterende installasjoner som kan brukes til å produsere og transportere det man måtte finne.

Det naturlige «sluttpunktet» for et basseng er ikke enkelt definert, og ulike selskaper har ulike vurderinger for når det vil, bør eller må trekke seg ut. Noen selskaper vil utelukkende være med mens store funn forekommer relativt ofte, mens andre selskaper spesialisere seg på å skape verdi også av små funn mot slutten av letekurven, som framkommer av figur 5.

Det er ikke enkelt å sette en sluttdato for norsk sokkel, verken politisk eller geologisk. Det er heller ikke praktisk enkelt ettersom beslutninger som tas i dag har en lengre horisont enn det en vanligvis tenker over.

Lisenser som tildeles i dag vil typisk kunne ha en «initiell periode» på syv år hvor selskapene skal beslutte om det skal bores en brønn og vurdere et eventuelt funn som drivverdig eller ikke. Historisk sett er den gjennomsnittlige tiden fra funn til produksjonsstart i overkant av 12 år, mens tallene de siste 20 årene er halvparten av den tiden. Dette forklares delvis med at en del funn som ble gjort tidlig i oljealderen har blitt liggende som ikke-økonomisk i lang tid. Men med nyere

teknologi og/eller tilgjengelig infrastruktur har de likevel blitt interessante.

Selv om det er symbolikk i at ExxonMobil, som i 1965 ble tildelt lisens nummer 001, trakk seg helt ut av norsk sokkel i 2019 så er det andre tegn på at sokkelen er attraktiv.

Ved årsskiftet 2019/2020 var 38 lete- og produksjonsselskaper aktive som operatør eller rettighetshaver. I 2019 ble det påbegynt 57 letebrønner på Norsk sokkel (37 i Nordsjøen, 15 i Norskehavet og 5 i Barentshavet). I 26 av disse ble det gjort funn – en funnrate på 45 prosent. I TFO-runden ble det tildelt 69 lisenser til 28 selskap, en liten nedgang fra rekordåret 2018 (83 lisenser til 33 selskaper). Det kan noteres at det i 2019-tildelingene var rekordmange forpliktelser til å bore brønner, hvilket understreker troen på flere verdifulle funn på norsk sokkel.

Mesteparten av figurene og dataene er hentet fra npd.no som også jevnlig publiserer sammenstillinger og analyser av data fra norsk sokkel.