

Ressursrapport 2016



OLJEDIREKTORATET

1. Innledning og sammendrag	5
2. Leting på norsk sokkel	10
3. Uoppdagede ressurser	24
4. Lønnsomhet av leting	34
5. Aktørbildet	40
6. Geologisk kartlegging	48



Med jevne mellomrom legger Oljedirektoratet fram oppdaterte estimater for uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Dette er også en viktig del av årets rapport. Det er tre år siden vi hadde forrige gjennomgang av de uoppdagede ressursene på sokkelen. Det er gjort 57 funn siden ressursrapporten i 2013. Samtidig er endringen i vårt totale estimat for

uoppdagede ressurser ubetydelig. Vi ser en liten nedgang i Nordsjøen og Norskehavet, men dette oppveies av en økning i estimatet i Barentshavet. Dette skyldes i hovedsak den geologiske informasjonen de siste års leterestater har gitt oss.

Det er 50 år siden den første letebrønnen ble boret på norsk sokkel. Fram til nå er om lag 100 felt satt i produksjon, det er skapt arbeidsplasser, og verdiskapingen for samfunnet har vært enorm. Så langt er 47 prosent av de totale forventede ressursene produsert, og de uoppdagede ressursene utgjør 20 prosent. Det betyr at det er mye igjen å finne, og at det er grunnlag for produksjon i mange tiår framover.

De fleste funnene som er gjort siden forrige ressursrapporten 2013 ligger nær eksisterende infrastruktur og vil enkelt og kostnadseffektivt kunne bygges ut mot eksisterende infrastruktur som plattformer og transportnett. Dette gjelder spesielt for funnene i Nordsjøen og den modne delen av Norskehavet, og det understreker betydningen av å lete i disse områdene. Det at vi fortsatt gjør funn etter 50 års leteaktivitet, viser at norsk sokkel er en attraktiv petroleumsprovins. Hver letebrønn gir ny kunnskap og grunnlag for ny forståelse av geologien og ressurspotensialet på sokkelen. For å gjøre funn, må det bores letebrønner. De siste ti årene har det vært stor aktivitet, med et gjennomsnitt på rundt 40 letebrønner per år. I 2015 ble det påbegynt hele 56 letebrønner, i 2016 venter vi at det blir boret om lag 30 brønner. Oljedirektoratet har gjennomført en analyse av lønnsomheten av leting i perioden 2000 til 2014. Analysen viser at leteaktiviteten i denne perioden har vært samfunnsøkonomisk lønnsom i alle havområdene. Beregningene våre viser at verdiskapingen har vært klart høyest i Nordsjøen, ettersom det er her leteaktiviteten har vært høyest og investeringene størst. Tilgang til infrastruktur, som i Nordsjøen, bidrar også til høy lønnsomhet. I Norskehavet og Barentshavet skaper også leteaktiviteten store verdier for samfunnet. Nye funn som bidrar til infrastruktur her, vil på sikt gi grunnlag for tilsvarende verdiskaping som i Nordsjøen.

Ved utgangen av 2015 var det 53 selskap på sokkelen. Dette er en fordobling siden 2000. De fleste av disse er aktive i letefasen. Nye aktører betyr større mangfold. Mer mangfold innebærer at flere og nye ideer blir testet ut. Totalt sett bidrar dette til flere funn og økte verdier.

En viktig del av Oljedirektoratets arbeid er å kartlegge uåpnede områder for å øke forståelsen og kunnskapen om geologien i disse områdene. De siste årene har innsatsen primært vært rettet mot å samle inn data i Barentshavet nord og Barentshavet nordøst, mot grensen til Russland. Sommeren 2015 ble det blant annet boret grunne borehull øst og nord for Kvitøya. Resultatene herfra vil være viktige for forståelsen av geologien og ressurspotensialet i Barentshavet nord og inkludert grenseområdet mot Russland. Det pågår nå arbeid med å tolke dataene vi har samlet inn de siste årene.

Leting er læring og læring tar tid. Vi er nå inne i en periode med store utfordringer i næringen. Da er det viktig å ha et langsiktig perspektiv. Hensikten med ressursrapporten er å gi økt forståelse av ressursgrunnlaget på norsk sokkel og dermed bidra til gode veivalg for framtidig verdiskaping.

Sissel Eriksen
Letedirektør

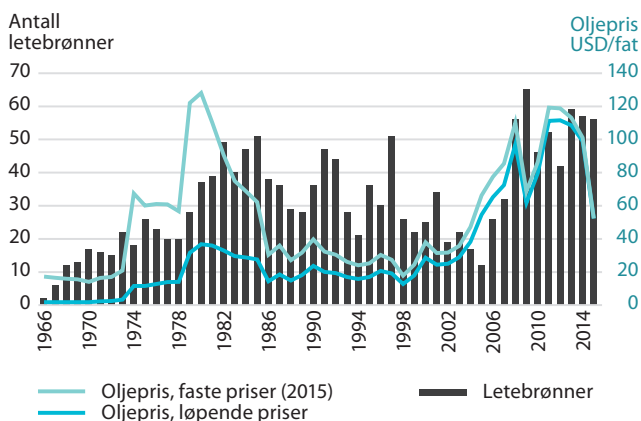


Modell av Ekofiskfeltet laget i bronse. Den er en del av utsmykningen i Oljedirektoratets kontorer på Ullandhaug i Stavanger.

Formålet med Ressursrapporten 2016 er å gi status, fakta og analyser av utviklingen i leteaktiviteten og presentere oppdateringen av estimatene for de uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel.

Ressursrapporten 2016 har tre hovedbudskap:

- Leteaktiviteten har vært høy de siste 10 årene, og det er gjort flere større funn. Ressurstilveksten fra lettevirkksomheten har tilført samfunnet betydelige verdier.
- Fortsatt høy leteaktivitet kreves for at de uoppdagede ressursene skal bidra til å opprettholde produksjonen fra om lag 2025 og skape verdier både for næringen og samfunnet i et langsiktig perspektiv.
- De totale gjenværende ressursene kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover. Oppdatering av estimatet for de uoppdagede ressursene understøtter dette.



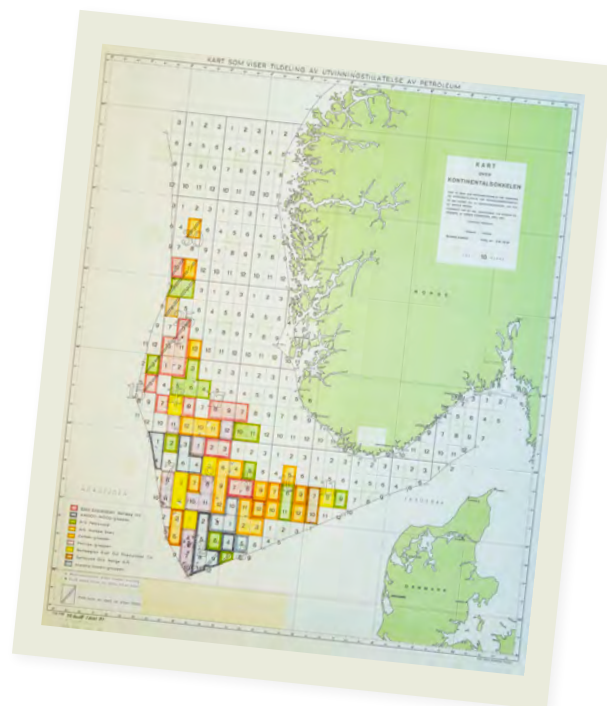
Figur 1.1. Historisk antall av påbegynte letebrønner og oljepris
Kilde: BP, Thomson Reuters og EIA

I år er det 50 år siden første undersøkelsesbrønn ble boret på norsk kontinentalsokkel. Den første drivverdige petroleumforekomsten, Ekofisk, ble påvist i desember 1969. Da omfanget av funnet ble kjent, ble det svært attraktivt for oljeselskapene å lete i norske områder, og i løpet av de neste 10 årene ble det gjort flere store funn.

I løpet av de 50 årene som har gått siden den første brønnen ble boret, har oljeprisen svingt betydelig, noe som også har påvirket aktivitetsnivået i industrien (figur 1.1).

Målrettede tiltak

Etter relativt lav oljepris utover på 1990-tallet falt leteaktiviteten, og bunn-nivået ble nådd i 2005 med 12 påbegynte



Det første sokkelkartet fra 1965

letebrønner. Langsiktige prosjekter som leting og teknologiutvikling ble utsatt, og mange ansatte ble sagt opp. Selskapene slo seg sammen og mangfoldet av selskap ble redusert.

Den lave leteaktiviteten førte til at myndighetene satte i gang målrettede tiltak for å stimulere konkurransen og øke mangfoldet på sokkelen. Særlig tre justeringer i rammebetingelsene var viktige; prekvalifisering av nye selskap, årlige konsesjonsrunder med tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO-ordningen) og leterefusjonsordningen. Sammen med økning i oljeprisen, medførte tiltakene kraftig økning i leteaktiviteten. Nye selskaper kom inn og det ble gjort flere lønnsomme funn.

Kostnadsreduksjoner

Det høye aktivitetsnivået bidro til at kostnadene etter hvert steg kraftig. Det ble derfor satt i gang tiltak for å redusere kostnader og å begrense kapitalutlegg og investeringer. Betydelig fall i oljeprisen fra senhøsten 2014 forsterket dette behovet. Dette gir seg nå utslag i at borerigger legges i opplag, investeringer utsettes og ansatte sies opp. Det forventes en betydelig nedgang i antall letebrønner i 2016.

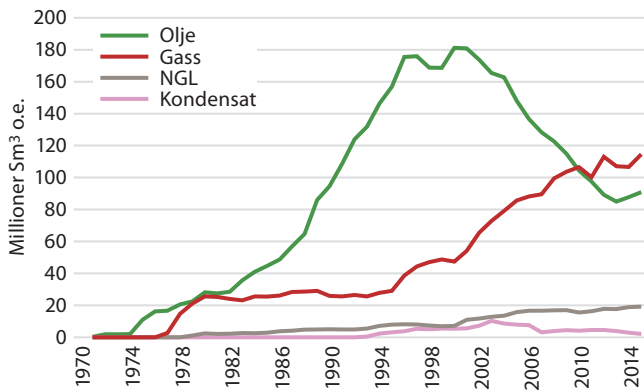
Lavere pris gir hele næringen et sterkt insentiv til å jobbe mer effektivt og gjøre innovasjoner. Dette er viktig for å opprettholde norsk sokkels konkurransekraft og sikre god ressursforvaltning. Det er imidlertid viktig at kostnads-kuttene ikke medfører at ressurser og verdier går tapt, men rettes mot langsiktige tiltak som effektiviserer virksomheten.

Solid ressursgrunnlag

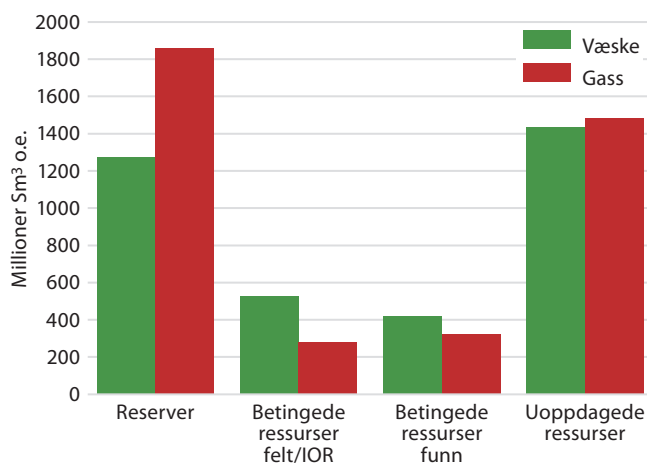
Ved utgangen av 2015 er de totale forventede utvinnbare ressursene anslått til 14,2 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.) (figur 1.6 og tabell 1.1). Av dette er 6,6 milliarder produsert. Etter 45 år med petroleumsproduksjon gjenstår over halvparten av de estimerte ressursene å produsere.

Historisk har oljeproduksjonen vært større enn gassproduksjonen (figur 1.2). De siste fem årene har produksjonen av gass vært høyere enn oljeproduksjonen. I 2015 var inntektene fra gassproduksjonen for første gang høyere enn oljeinntektene.

Av de gjenværende estimerte ressursene er 41 prosent klassifisert som reserver og 38 prosent som uoppdagede ressurser (figur 1.3). De resterende er betingede ressurser i felt og funn. Over halvparten av de gjenværende ressursene er gass.



Figur 1.2 Historisk produksjon fra norsk sokkel



Figur 1.3 Estimerte gjenværende petroleumsressurser per 31.12.2015

Pris - stor betydning for leting og utvinning

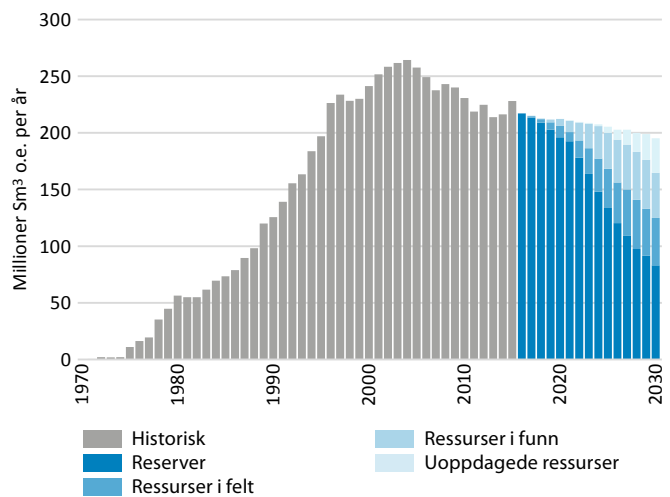
Framtidig prisutvikling på olje og gass vil ha stor betydning for leteaktiviteten, om funn vil bli bygd ut og hvor mye av ressursene det vil lønne seg å produsere. Prisutviklingen på olje og gass styres av forhold utenfor Norge. Det aktørene, både selskap og myndigheter, kan gjøre noe med, er å aktivt bidra til å gjøre letevirksomheten og utvinningen på norsk sokkel mest mulig effektiv. Økt produktivitet og lavere enhetskostnader vil kunne bidra til å holde aktivitet, produksjon og verdiskaping oppe i lang tid framover.

Langsiktig perspektiv

Etter Oljedirektoratets vurdering gir de totale gjenværende ressursene grunnlag for norsk olje- og gassproduksjon i mange tiår framover (figur 1.4).

Fra 2025 og utover vil uoppdagede ressurser utgjøre en økende andel av årlig produksjon. Det er betydelige uoppdagede ressurser igjen å finne.

For at disse ressursene skal bidra til å opprettholde produksjonen, kreves det at leteaktiviteten holder seg på et høyt nivå. Det kan ta mange år fra et funn blir gjort til det er i produksjon. Derfor blir leteaktiviteten de nærmeste årene viktig for å redusere fallet i produksjonen.



Figur 1.4 Historisk og framtidig forventet produksjon fra norsk sokkel

Kapittel 2: Leting på norsk sokkel

Leteaktivitet er en forutsetning for at de uoppdagede ressursene skal bidra til produksjon og skape verdier både for næringen og samfunnet. Myndighetene gir gjennom letepolitikken selskapene tilgang til leteareal, både i modne og umodne områder. Leteaktiviteten på norsk sokkel har vært høy etter 2005. Dette har resultert i flere lønnsomme funn.

Kapittel 3: Uoppdagede ressurser

Oppdatering av estimatet for uoppdagede ressurser bekrefter at de totale gjenværende ressursene gir grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover. Det oppdaterte estimatet er om lag det samme som forrige estimat i 2013. De totale uoppdagede ressursene er estimert til 2 920 millioner Sm³ o.e.. Om lag halvparten av dette ligger i Barentshavet. Den største endringen i ressursestimatet er i Barentshavet. Her er det en økning på omlag 125 millioner Sm³ o.e..

Kapittel 4: Lønnsomhet av leting

Letevirksomheten har i perioden 2000 til 2014 tilført samfunnet betydelige verdier. Dette viser Oljedirektoratets analyse av lønnsomheten av letevirksomheten i denne perioden.

Samlet netto kontantstrøm av funnene i perioden er anslått til om lag 2000 milliarder kroner, etter fratrukk av lete-kostnader.

Analysen viser at letevirksomheten har bidratt positivt til verdiskapingen i alle havområdene. Både letaktiviteten og ressurstilveksten har vært klart størst i Nordsjøen, der Johan Sverdrup er den største bidragsyteren til verdiskapingen. Leteaktiviteten i Norskehavet og Barentshavet har også skapt betydelige verdier.

Kapittel 5: Aktørbildet

Et aktørbilde som gjenspeiler de utfordringene virksomheten står overfor, både i modne og mindre modne områder, er viktig for realisering av ressurs- og verdipotensialet.

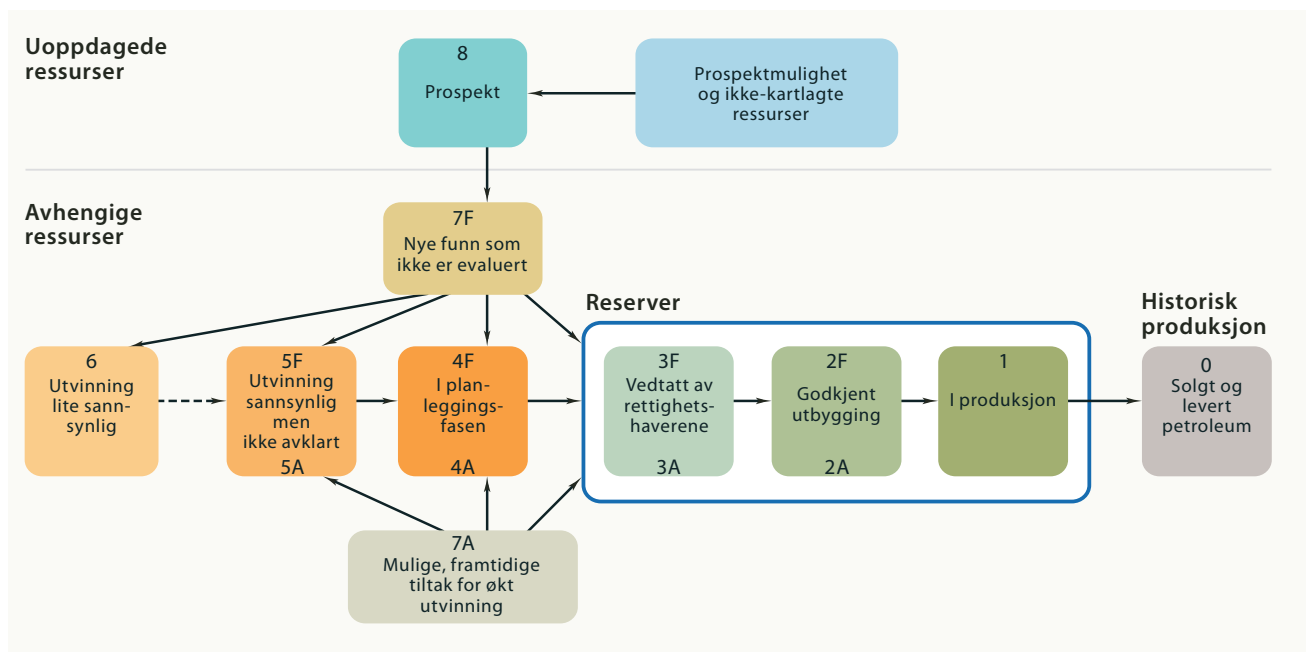
Det er i dag et stort mangfold av selskap i letefasen. Dette har medført høy aktivitet, økt konkurranse og økt idé-mangfold som har gitt mange funn og tilført samfunnet betydelige verdier.

Det er viktig at selskapene tar aktivt del i letevirksomheten og bidrar med kompetanse og kapital. ODs analyse av de ulike selskapsgruppene viser at alle gruppene har bidratt positivt, både innen leting, ressurstilvekst og verdiskaping.

Det økte antall selskap i letefasen har også gitt en økning i antall operatører for funn og felt. I år 2000 var det åtte operatører for felt i drift, mens det i 2015 var 15.

Kapittel 6: Geologisk kartlegging

Oljedirektoratets geologiske kartlegging i uåpnede og umodne deler av norsk sokkel bidrar til å øke forståelsen av geologien i områdene og øke datadekkingen. Midlene til Oljedirektoratets kartlegging gis over statsbudsjettet.



Figur 1.5 Oljedirektoratets ressursklassifisering

Ressursregnskap per 31.12.2015

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de forventede totale utvinnbare petroleumsressursene, inkludert uoppdagede ressurser, og danner grunnlaget for produksjonsprognosen i figur 1.4. De totale ressursene inkluderer ressurser fra hele norsk sokkel, bortsett fra det nye området i Barentshavet nordøst etter delelinjeavtalen mellom Norge og Russland.

Ressursregnskapet bygger på innrapporterte data fra operatørselskapene, Oljedirektoratets egne vurderinger av felt og funn og Oljedirektoratets estimat for uoppdagede ressurser. Regnskapet er basert på ODs ressursklassifisering. Alle petroleumsmengder kan relateres til et prosjekt, og klassifiseringen er basert på prosjektene modenhetsgrad. De ulike ressursklassene er vist i figur 1.5 med piler som viser hvordan prosjektene kan modnes. Detaljer finnes på www.npd.no.

Ved utgangen av 2015 er de totale utvinnbare ressursene anslått til å ligge innenfor et usikkerhetsspenn (P10 og P90)

på mellom 12,2 og 17,2 milliarder Sm³ oljeekvivalenter (o.e.), hvor 14,2 milliarder Sm³ o.e. er forventningsverdien (figur 1.6). 6,6 milliarder Sm³ o.e. (47 prosent) er solgt og levert. Legges nedre del av usikkerhetsspennet til grunn, er det til nå produsert rundt 54 prosent, mens ved øvre del av usikkerhetsspennet er det kun produsert om lag 38 prosent av de totale utvinnbare ressursene.

Gjenværende ressurser er anslått til 7,6 milliarder Sm³ o.e., hvorav 3,1 milliarder Sm³ o.e. (41 prosent), er reserver (tabell 1.1). Betingede ressurser i felt og funn inklusive mulige framtidige tiltak for økt utvinning, utgjør 20 prosent av forventede gjenværende ressurser.

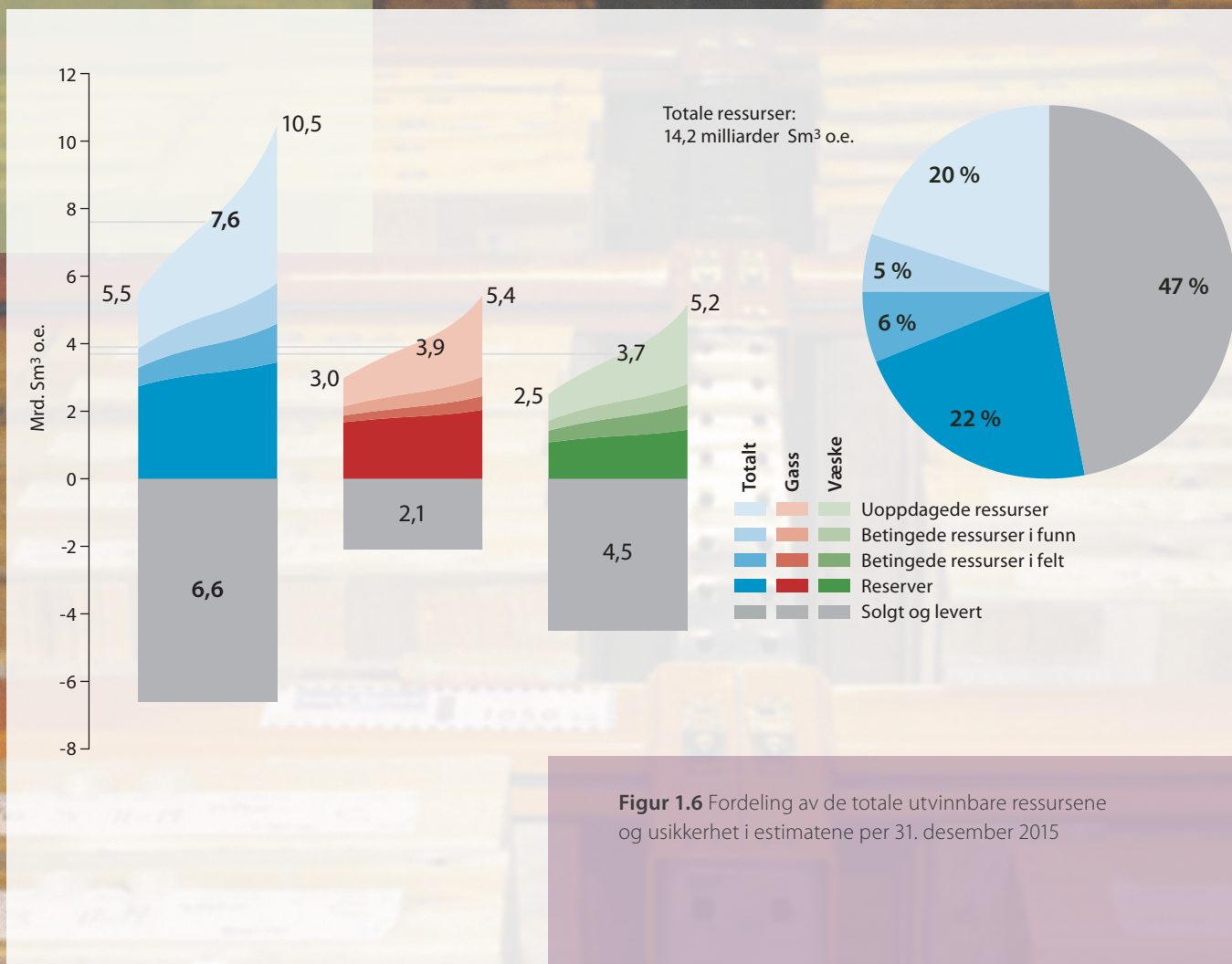
De uoppdagede ressursene utgjør rundt 20 prosent av forventede totale ressurser på norsk sokkel og 38 prosent av forventede gjenværende ressurser.

Totale utvinnbare ressurser

Prosjektkategori	Olje mill Sm ³	Gass mrd Sm ³	NGL mill tonn	Kondensat mill Sm ³	Total mill Sm ³ o.e.
Solgt og levert	4075	2100	179	114	6630
Reserver	1023	1856	116	28	3128
Betingede ressurser i felt	328	222	22	2	594
Betingede ressurser i funn	375	323	15	13	739
Mulige framtidige tiltak for økt utvinning	155	60			215
Uoppdagede ressurser	1315	1484		120	2920
Sum totale ressurser	7272	6047	333	277	14227
Sum gjenværende ressurser	3196	3746	153	163	7597

Tabell 1.1 Ressursregnskapet per 31.12.2015

RESSURSREGNSKAP



Figur 1.6 Fordeling av de totale utvinnbare ressursene og usikkerhet i estimatene per 31. desember 2015

Fra Oljedirektoratets kjernelaget, som inneholder kjerneprøver fra de aller fleste brønnene på norsk sokkel.

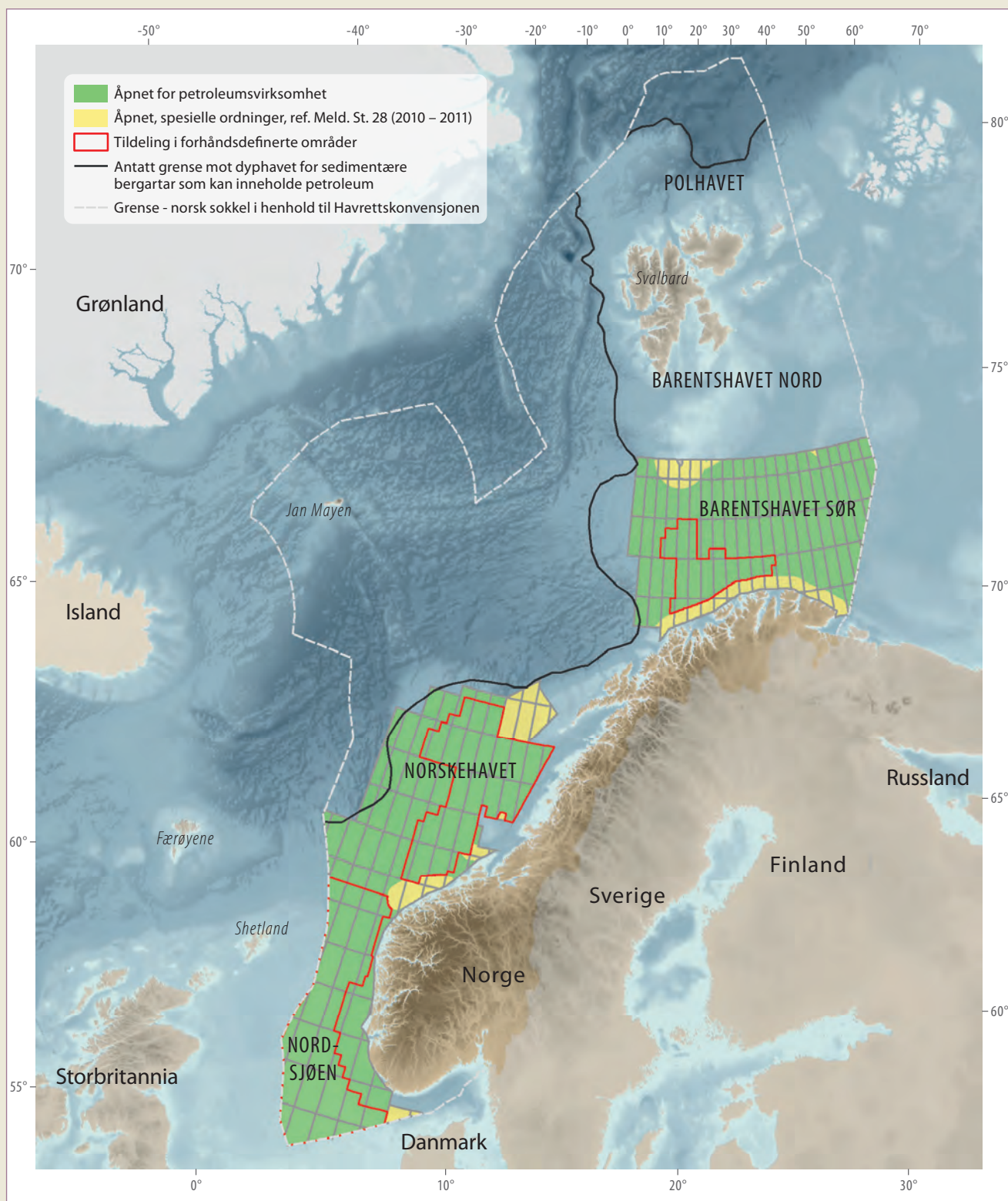


En noe yngre utgave av to av Oljedirektoratets geologer, Bernt Egeland (venstre) og Harald Brekke (i midten). Svein Johnsen til høyre i bildet arbeider ikke lenger i Oljedirektoratet.

Leting på norsk sokkel

Leteaktivitet er en forutsetning for at de uoppdagede ressursene skal bidra til produksjon og skape verdier både for næringen og samfunnet.

Myndighetene gir gjennom letepolitikken selskapene tilgang til leteareal, både i modne og umodne områder. Leteaktiviteten på norsk sokkel har vært høy etter 2005. Dette har resultert i flere lønnsomme funn.



Figur 2.1 Arealstatus norsk sokkel

Norsk sokkel har et areal på om lag 2 040 000 km² og er seks ganger større enn fastlands-Norge. To tredjedeler av arealet kan ha sedimentære bergarter med potensiale for petroleum.

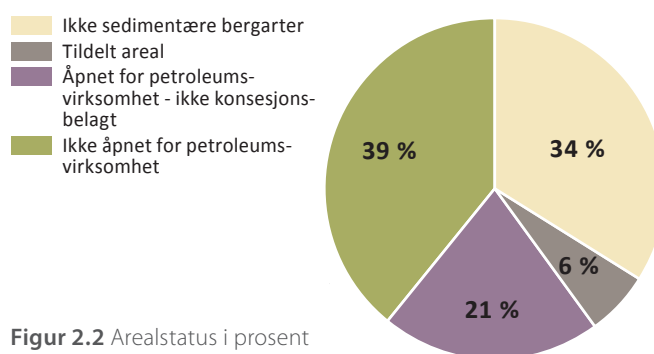
Områdene som i dag er åpnet for letevirsomhet er på 570 000 km². Om lag 130 000 km² av dette er tildelt som utvinningstillatelser, det vil si seks prosent av hele norsk sokkel og 10 prosent av arealet med sedimentære bergarter (figur 2.1 og 2.2).

Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør, med enkelte unntak, er åpnet for petroleumsvirsomhet. De områdene som ikke er åpnet er deler av Skagerrak, områder utenfor Trøndelag, Nordland, Lofoten, Vesterålen, Senja, Jan Mayen, Barentshavet nord og Polhavet.

Norsk kontinentalsokkel er gradvis åpnet for petroleumsvirsomhet. I 1965 ble oljeselskapene for første gang invitert til å søke på til sammen 278 blokker i Nordsjøen, i den første konsesjonsrunden. Det ble tildelt 78 blokker, og dette er den største tildelingen på norsk sokkel (figur 2.3).

Informasjon og kunnskap om de geologiske forholdene i Nordsjøen ble brukt da blokker i Norskehavet og Barentshavet ble utlyst for første gang i 1980. I perioden mellom 1981 og 1989 ble flere områder i Norskehavet og Barentshavet gjort tilgjengelig for petroleumsvirsomheten gjennom stegvis utlysning og tildeling.

I 1994 ble områder på dypt vann i Norskehavet og deler av Nordland VI (utenfor Lofoten) åpnet for petroleumsvirsomhet. Etter dette gikk det 20 år før Barentshavet sørøst ble åpnet i 2013.



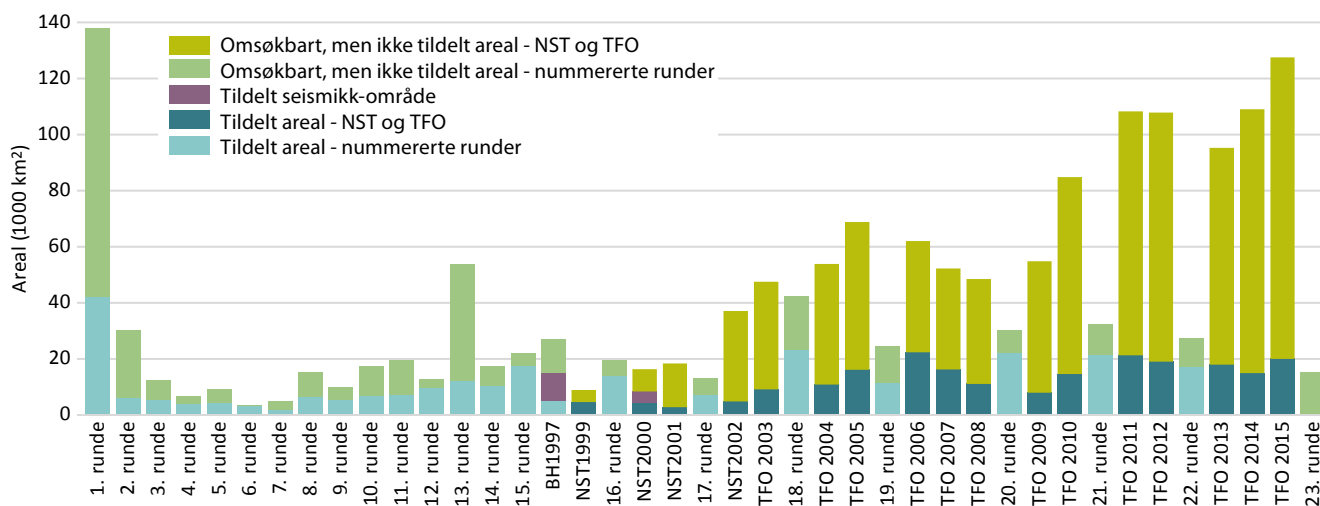
Figur 2.2 Arealstatus i prosent

I områder som er åpnet for petroleumsvirsomhet, får oljeselskapene tilgang til areal enten ved å søke om utvinningstillatelser i konsesjonsrundene, eller ved kjøp eller bytte av andeler i utvinningstillatelser.

På norsk sokkel er det utviklet et omfattende virkemiddelapparat som ivaretar hensynet til andre næringer og ytre miljø i alle faser av virksomheten; fra åpning av nye områder, tildeling, leting, utbygging og drift fram til avslutning av felt.

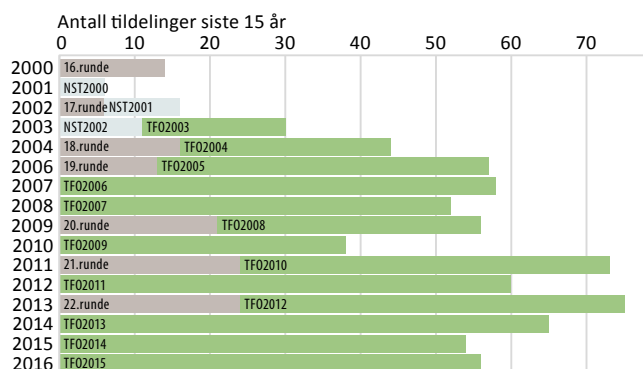
Konsesjonsrunder

På norsk sokkel er det to likeverdige typer konsesjonsrunder. I de modne områdene gjennomføres TFO-runder (Tildeling i Forhåndsdefinerte Områder) og i umodne områder gjennomføres nummererte konsesjonsrunder. Modne områder kjennetegnes av kjent geologi og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Sannsynligheten for å gjøre funn er vanligvis høyere i modne områder enn i umodne områder. Umodne områder kjennetegnes av mindre kunnskap om geologien og manglende infrastruktur. Sannsynligheten for å gjøre store funn er høyere i umodne enn i modne områder.



Figur 2.3 Utlyst og tildelt areal på norsk sokkel per 1.3.2016

Utvidet tilgang til areal har medført flere tildelinger (figur 2.4). Myndighetene har de siste 15 årene økt forutsigbarheten i tildelingssystemet ved at TFO-rundene kommer hvert år, mens de nummererte rundene som hovedregel kommer hvert annet år. Prinsippene for hva slags areal og generelle arbeidsbetingelser som gjelder for utvinningstillatelser i TFO versus nummererte runder, er også kjent på forhånd.



Figur 2.4 Antall tildelinger siden 2000 fordelt på konsesjonsrunder. NST (Nordsjøtilatelser) ble introdusert i 1999 og var en forløper for TFO

Som det går fram av figur 2.4, har det vært flest tildelinger i TFO-rundene. Ettersom disse rundene omfatter områder der geologien er godt kjent og med godt utbygd infrastruktur, er søknadsmengden større her enn i de nummererte rundene. Mulighetene for å bygge ut mindre funn mot eksisterende infrastruktur har gjort disse rundene spesielt attraktive for de nye aktørene på norsk sokkel, særlig for de mindre selskapene.

Umodne områder blir utforsket gradvis ved sekvensiell leting. Tildeling av nye tillatelser i nummererte runder vil da som regel begrenses til et mindre antall nøkkelblokker.

Det har vært mange søkere og tildelt mange utvinningstillatelser siden 2000. TFO 2013 hadde flest tildelinger med 65 utvinningstillatelser i denne perioden, tett fulgt av TFO 2011 og TFO 2006 med henholdsvis 60 og 58 utvinningstillatelser (figur 2.4).

TFO-runder

Hensikten med TFO-ordningen er å sikre effektiv utforskning av modne områder og å påvise tidskritiske ressurser nær planlagt og eksisterende infrastruktur. I tillegg er det viktig at kjente områder blir utforsket på nytt med nye øyne, og at nye ideer blir testet. Funnet av Johan Sverdrup-feltet i et godt utforsket område er et eksempel på dette. For øvrig ventes de fleste funnene i modne områder å være små. Det

vil oftest være nødvendig å knytte disse funnene opp mot eksisterende felt for at de skal bli lønnsomme å bygge ut. Infrastruktur har begrenset levetid, og det er derfor viktig å påvise ressursene i nærliggende områder i god tid før feltene stenges ned.

Fra den første TFO-runden i 2003 er TFO-arealet utvidet hvert år (figur 2.5).

Arealet som lyses ut i TFO-rundene er fortsatt attraktivt for oljeselskapene. Dette viser både TFO 2014 og 2015, med søknader fra henholdsvis 47 og 43 selskaper.

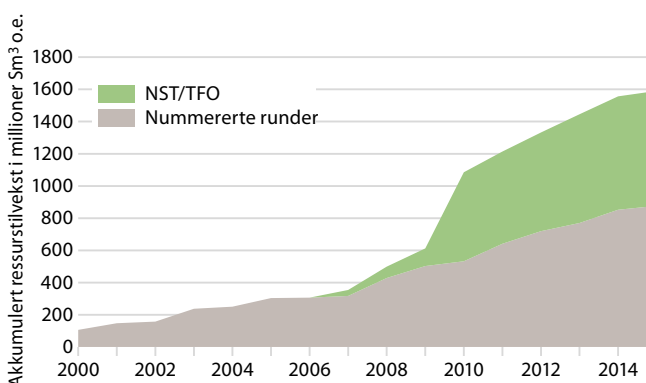
Nummererte konsesjonsrunder

Nummererte konsesjonsrunder kunngjøres som hovedregel annet hvert år. Sekvensiell leting er en viktig del av letestrategien for konsesjonsrunder i umodne områder. Dette innebærer at resultater fra brønner i et område bør foreligge og være evaluert før det bores brønner i nye tildelinger i det samme området. På den måten blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre leting.

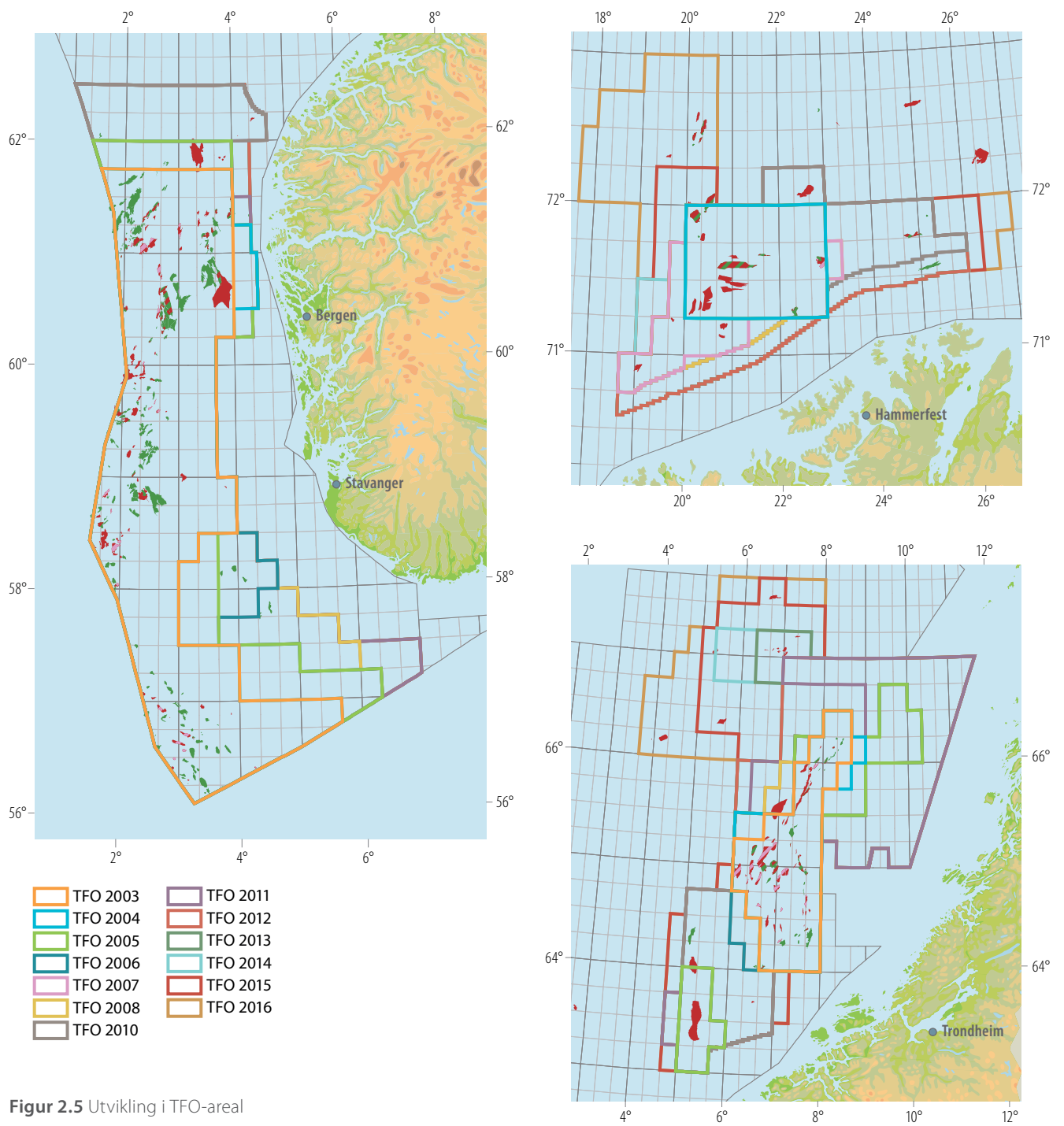
Antall tildelinger har variert siden år 2000, fra seks tildelinger i 17. runde til 24 i 22. runde (figur 2.4).

Deler av Barentshavet sørøst, som ble åpnet for letevirksomhet i 2013, er inkludert i 23. runde. Runden omfatter 57 blokker eller deler av blokker. Disse fordeler seg på 34 blokker i Barentshavet sørøst, 20 blokker i øvrige deler av Barentshavet og tre blokker i Norskehavet. Ved søknadsfristen 2. desember 2015 kom det inn søknader fra 26 selskaper. Regjeringen tar sikte på tildeling av nye utvinningstillatelser før sommeren 2016.

Den totale ressurstilveksten fra funn i nummererte og årlige TFO-runder har omtrent vært like stor siden år 2000 (figur 2.6).



Figur 2.6 Akkumulert ressurstilvekst fordelt på konsesjonsrunder (2000-2015)

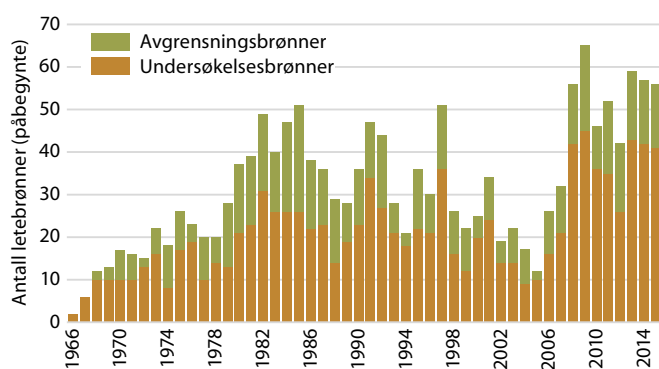


Figur 2.5 Utvikling i TFO-areal

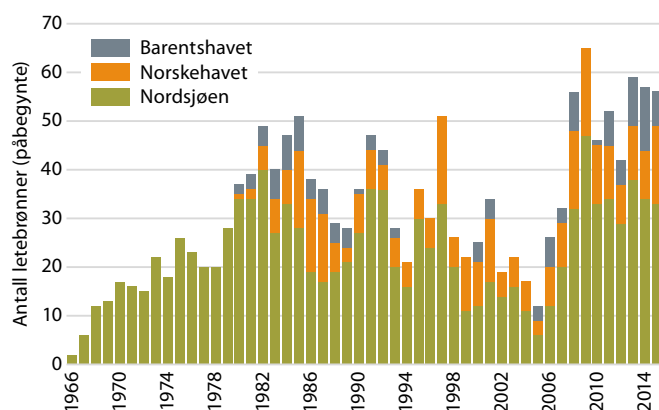
Leteaktiviteten

Letebrønner

Leteaktiviteten målt i antall letebrønner har variert mye siden 1966 (figur 2.7). På 1980-tallet var aktiviteten høy, med opptil 50 brønner årlig. I 2005 ble det bare boret 12 brønner, men fra 2006 tok leteaktiviteten seg opp og nådde en rekord med 65 påbegynte brønner i 2009. Etter 2009 har aktiviteten vært høy, og det er boret over førti brønner per år i perioden 2009-2015. I 2014 og 2015 ble det påbegynt henholdsvis 57 og 56 brønner. Leteaktiviteten har alltid vært høyest i Nordsjøen (figur 2.8). Nedgangen i oljepris bidrar til at det i 2016 planlegges om lag 30 brønner på hele norsk sokkel.



Figur 2.7 Antall påbegynte letebrønner per år (1966-2015)



Figur 2.8 Antall påbegynte letebrønner per år fordelt på havområder (1966-2015)

Funn

Den høye leteaktiviteten har resultert i mange funn. Det er i hovedsak gjort flest funn i Nordsjøen, men i 2014 ble det for første gang gjort flest funn og påvist mest ressurser i Barentshavet. Da ble det gjort ni funn i Barentshavet, åtte i Nordsjøen og fem i Norskehavet. I 2015 ble det ikke gjort funn i Barentshavet, men det ble gjort 10 funn i Nordsjøen og seks i Norskehavet (figur 2.9).

Definisjoner av ulike typer brønner

Letebrønn er en fellesbetegnelse på undersøkelses- og avgrensningsbrønner.

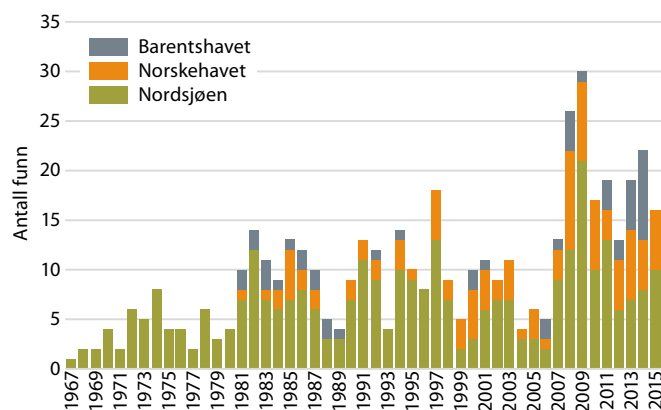
Undersøkelsesbrønn er den første brønnen som bores på en ny, klart definert geologisk struktur (et prospekt).

Avgrensningsbrønn er en brønn som bores for å bestemme utstrekning og omfang av et funn.

Funn: En eller flere petroleumforekomster som samlet er oppdaget i samme brønn og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum. Definisjonen omfatter både kommersielt og teknisk funn. Funnene får status som felt, eller inngår i et eksisterende felt, når plan for utbygging drift (PUD) er godkjent av myndighetene.

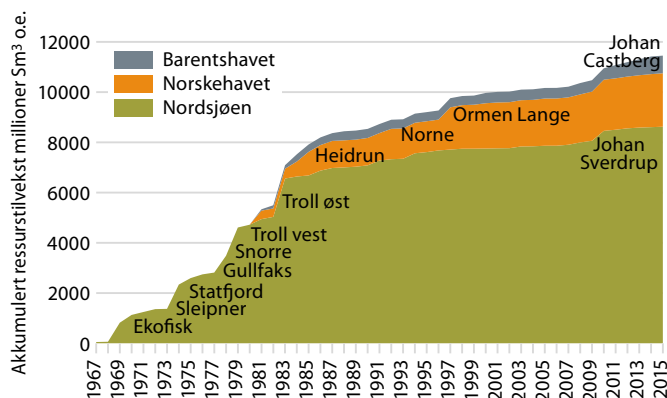
Teknisk funnrate: Forholdet mellom antall tekniske funn og antall undersøkelsesbrønner.

Økonomisk/kommersiell funnrate: Forholdet mellom antall funn som blir bygd ut, eller er klart lønnsomme i dag, og antall undersøkelsesbrønner.



Figur 2.9 Antall funn per år fordelt på havområder (1967-2015)

De største funnene er med få unntak påvist tidlig i utforskningen av norsk sokkel (figur 2.10). I 2010 ble det igjen gjort et betydelig funn, Johan Sverdrup, som var blant de største i verden dette året. I 2011 og 2012 ble det gjort to betydelige oljefunn i et område nordvest for Snøhvitfeltet i Barentshavet. Funnene 7220/8-1 (Skrugard) og 7220/7-1 (Havis), er nå deler av Johan Castberg.



Figur 2.10 Akkumulert ressurstilvekst fordelt på havområder (1967-2015)

Nordsjøen

Leting siden 2000

Nordsjøen er det mest utforskede området på norsk sokkel og her er det påvist mest ressurser. Etter mer enn 50 års utforskning og over 1140 avsluttede letebrønner, (per 31.12.15) gjøres det fortsatt mange funn.

En av hovedutfordringene i Nordsjøen er å påvise ressurser i nærheten av eksisterende og planlagt infrastruktur. Det er viktig å påvise tilleggsressurser mens de store innretningene fortsatt er i produksjon. Selv svært små funn kan bli lønnsomme dersom eksisterende infrastruktur utnyttes godt. I tillegg kan innfasing av funn til eksisterende felt bidra til å forlenge levetiden for vertsfeltet og dermed til fortsatt lønnsom produksjon og økt utvinning fra feltet.

I perioden 2000 til 2005 ble det boret relativt få brønner i Nordsjøen (figur 2.11). Fra 2005 økte imidlertid antallet betydelig, og toppen ble nådd i 2009 med 47 brønner. Fra 2010 har leteaktiviteten holdt seg høy med gjennomsnittlig 34 brønner i året.

Det er gjort 127 funn siden år 2000 (figur 2.12).

Funnraten i Nordsjøen har vært relativt høy siden 2000, med en årlig rate mellom 0,2 og 0,7 (figur 2.13).

Ressurstilveksten siden 2000 har vært høyest i Nordsjøen. De fleste funnene er imidlertid små (figur 2.14). Tilveksten var størst i perioden 2008 til 2011 på om lag 600 millioner Sm^3 o.e., hovedsakelig takket være funnet av Johan Sverdrup.

Leting siste tre år

Siden ODs forrige ressurssrapport i 2013 er det påbegynt 114 letebrønner og gjort 25 funn. Alle funnene er små og feltnære, og flere er lønnsomme.

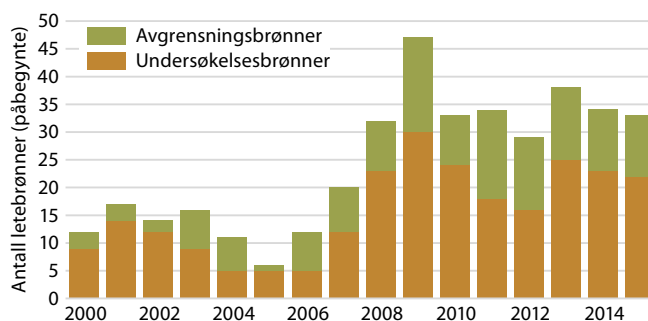
I 2013 var leteaktiviteten størst rundt den sørlige delen av Utsirahøgda. De fleste brønnene ble boret for å avgrense

feltet Johan Sverdrup. I tillegg er det gjort ett oljefunn i dette området, 16/4-6 S (Luno II).

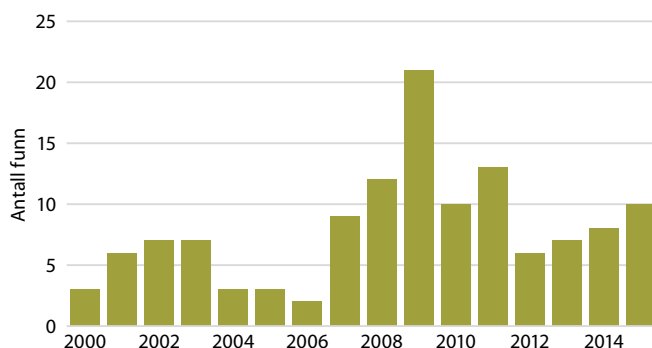
I årene 2013 og 2014 ble det påvist fire funn om lag 25 kilometer sørvest for Oseberg Sør; 30/11 – 8 A, 30/11-10 (Krafla Nord), 30/11-9 S (Askja) og 30/11-9 A (Askja Øst). I samme området ble funnet 30/11-8 S (Krafla) påvist i 2011. Til sammen er det i disse funnene påvist i overkant av 30 millioner Sm^3 o.e., og flere prospekter vil bli boret i området i 2016. Leteresultatene så langt viser at den godt utforskede delen av Nordsjøen fortsatt gir gode muligheter for verdiskaping.

Det største funnet på norsk sokkel i 2015 ble gjort i brønn 2/4-23 S (Julius), der det ble påvist om lag sju millioner Sm^3 o.e. gass og kondensat. I tillegg avgrenset brønnen et tidligere gass og kondensatfunn 2/4-21 (King Lear), som ble påvist i 2012.

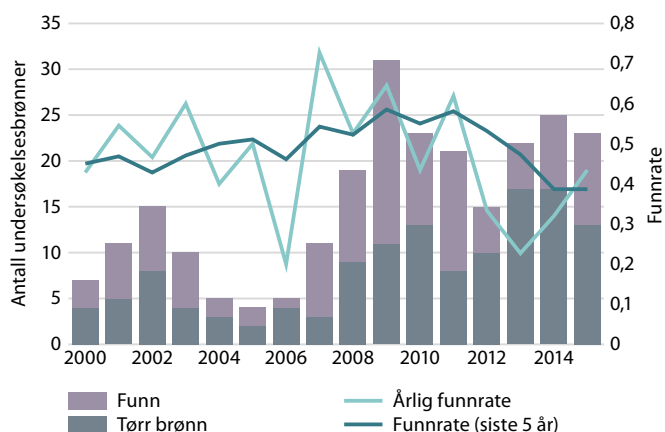
Det er planlagt mellom 15 og 20 letebrønner i Nordsjøen i 2016. I perioden 2013 til 2015 er det tildelt om lag 170 utvinningstillatelser i TFO-rundene. Dette kan bidra til å opprettholde leteaktiviteten i årene framover.



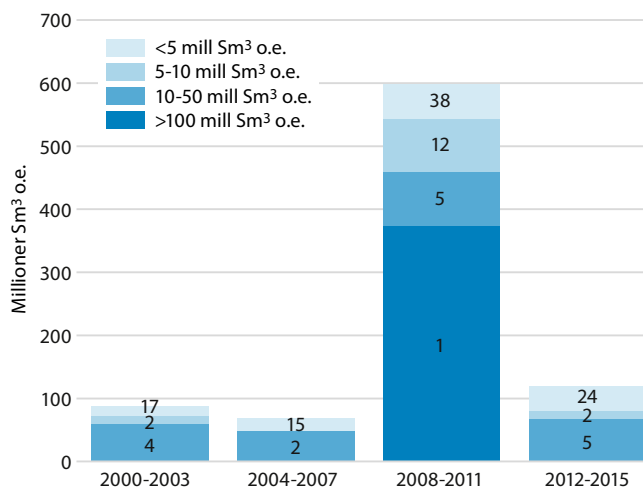
Figur 2.11 Antall påbegynte letebrønner per år i Nordsjøen (2000-2015)



Figur 2.12 Antall funn per år i Nordsjøen (2000-2015)



Figur 2.13 Antall avsluttede undersøkellesbrønner og funnrate i Nordsjøen (2000-2015)



Figur 2.14 Ressurser i funn fordelt på funnstørrelse i fireårsperioder, Nordsjøen (2000-2015). Antall funn er gitt i søylene

Norskehavet

Leting siden 2000

Leteaktiviteten har variert mye siden år 2000 (figur 2.15). Den var relativt høy de to første årene i perioden med henholdsvis ni og 13 brønner. De neste fire årene var leteaktiviteten lav. I 2005 ble det bare boret tre letebrønner, men fra 2006 tok leteaktiviteten seg opp og nådde en rekord med 18 påbegynte letebrønner i 2009. Fra 2009 var aktiviteten lavere, og det ble boret i gjennomsnitt ti brønner per år. I 2015 var leteaktiviteten igjen høy, med 16 påbegynte undersøkellesbrønner. Dette er det høyeste antallet undersøkellesbrønner siden 2000. Det bores flest brønner i de modne områdene på Halten- og Dønnterrassen. Det har vært prioritert å bore prospekter som ligger i nærheten av eksisterende infrastruktur.

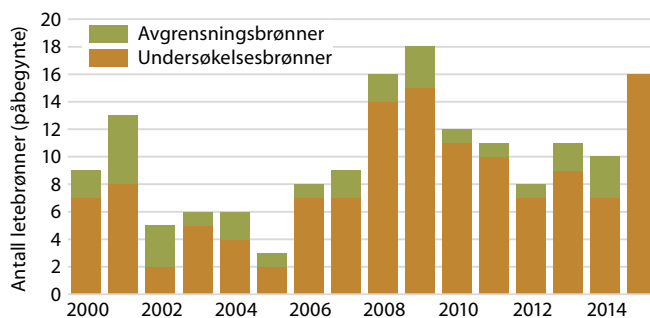
Det er gjort 74 funn siden år 2000 (figur 2.16). Funnraten i Norskehavet har, som i Nordsjøen, vært høy de siste 15 årene, med en årlig rate mellom 0,25 og 1,0 (figur 2.17). Ressurstilveksten i Norskehavet har siden 2000 variert (figur 2.18) og var størst i perioden 2008 til 2011 med en ressurstilvekst på om lag 160 millioner Sm³ o.e. Ressurstilveksten kommer hovedsakelig fra Maria og funnene 6506/9-2 S (Fogelberg), 6507/7-14 S (Zidane) og 6705/10-1 (Asterix).

Leting siste tre år

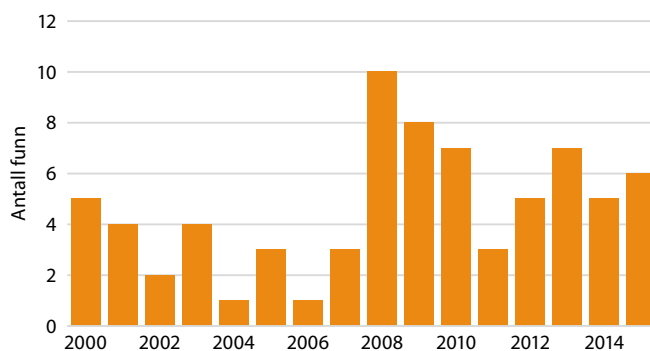
Siden ODs forrige ressursrapport i 2013 er det påbegynt 42 letebrønner og gjort 18 funn. Det mest interessante funnet ligger sørvest for Njord. Her ble det påvist olje og gass i brønn 6406/12-3 S (Pil) i Rogn- og Melkeformasjonen i jura.

Leteaktiviteten på dypt vann har vært lav de siste tre til fire årene, og alle brønnene er boret i Vøringbassenget. I 2015 ble det avsluttet tre undersøkellesbrønner i nærheten av Aasta Hansteen-feltet for å påvise mer gass. I brønn 6706/12-2 (Snefrid Nord) ble det påvist gass og en fire meter oljekolonne. Brønn 6706/12-3 (Roald Rygg) påviste et lite gassfunn. Det gjorde også brønn 6706/11-2 (Gymir). Disse funnene vurderes knyttet opp mot Aasta Hansteen-feltet sammen med andre funn i området. Øvrige funn i Norskehavet denne perioden er små og flere er feltnære.

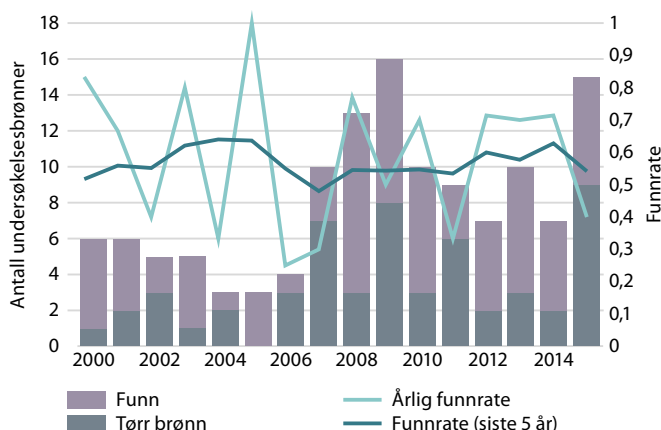
I 2016 er det planlagt en til to letebrønner i Norskehavet.



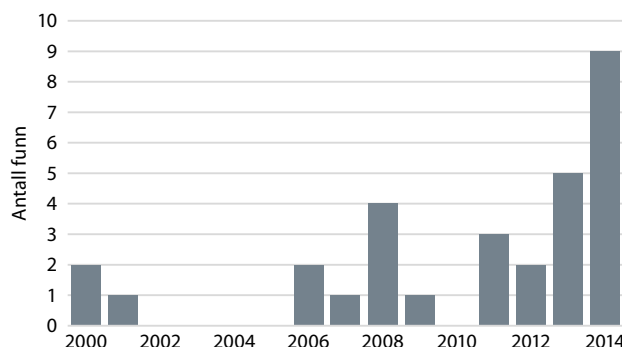
Figur 2.15 Antall påbegynte letebrønner per år i Norskehavet (2000-2015)



Figur 2.16 Antall funn per år i Norskehavet (2000-2015)

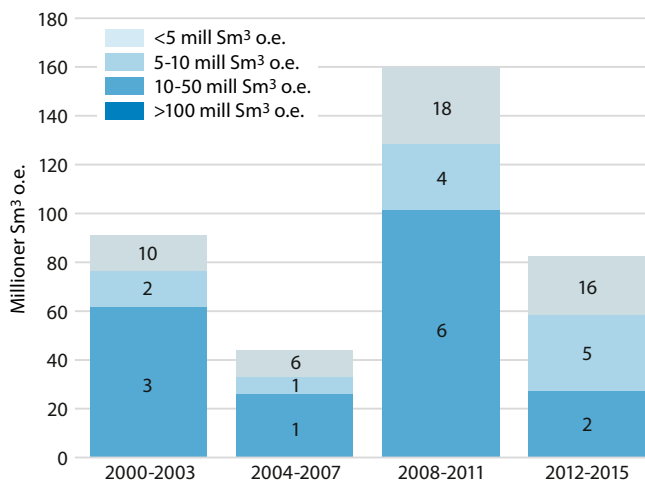


Figur 2.17 Antall avsluttede undersøkelsesbrønner og funnrate i Norskehavet (2000-2015)



Figur 2.20 Antall funn per år i Barentshavet (2000-2015)

Selv om det har vært drevet petroleumsvirksomhet i Barentshavet i mer enn 30 år, er bare to felt i produksjon; gassfeltet Snøhvit med produksjonsstart i 2007 og oljefeltet Goliat der produksjonen startet i mars 2016.

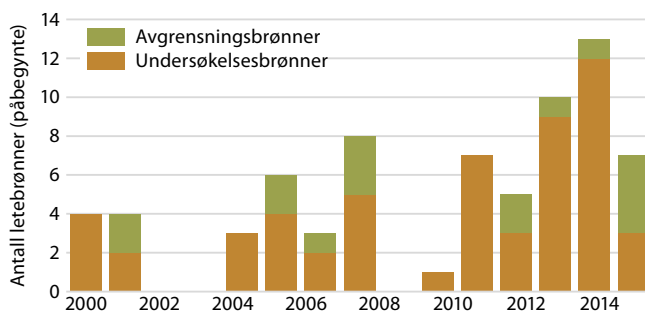


Figur 2.18 Ressurser i funn fordelt på funnstørrelse i fireårsperioder, Norskehavet (2000-2015). Antall funn er gitt i søylene

Barentshavet

Leting siden 2000

Det er totalt påbegynt 71 letebrønner siden 2000. Av disse er 55 undersøkelsesbrønner og det er gjort 30 funn (figur 2.19 og 2.20).



Figur 2.19 Antall påbegynte letebrønner per år i Barentshavet (2000-2015)

I 2000 ble både olje og gass påvist i funnet 7122/7-1 (Goliat) som ligger i overgangssonen mellom Hammerfestbassenget og Finnmarksplattformen. I 2001 stanset regjeringen petroleumsvirksomheten i Barentshavet i påvente av «Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet». I desember 2003 besluttet regjeringen å videreføre petroleumsvirksomheten i de allerede åpne områdene i Barentshavet sør. Etter aktiviteten ble gjenopptatt, ble det påvist olje i trias i 7122/7-3 (Goliat), og interessen for Barentshavet økte. Før funnet i denne brønnen var øvre jura (Hekkingenformasjonen) den eneste bekreftede kildebergarten i Barentshavet. Brønn 7122/7-3 på Goliat avdekket i tillegg at nedre og midtre trias organiske skifre er effektive kildebergarter. Dette åpner muligheter for å gjøre flere lønnsomme funn.

I 2011 og 2012 ble 7220/8-1 (Skrugard) og 7220/7-1 (Havis) funnet. 7220/8-1 (Skrugard) påviste olje og gass i midtre og undre jura reservoarbergarter. Dette er det største funnet i Barentshavet siden Goliatfunnet i 2000. 7220/7-1 (Havis) er boret omlag sju kilometer sørvest for funnet 7220/8-1 (Skrugard) og 100 kilometer nord for Snøhvitfeltet. Brønnen påviste olje og gass. 7220/8-1 (Skrugard) og 7220/7-1 (Havis) inngår i Johan Castberg. Med disse funnene ble en ny oljeprovins påvist i Barentshavet. Suksessen fortsatte i 2013 med funnet 7324/8-1 (Wisting) i "Hoop"-området nordvest på Bjarmelandsplattformen. Brønnen påviste olje i et svært grunt reservoar av jura alder, kun 250 til 300 meter under havbunnen.

I 2013 og 2014 ble det boret brønner i tidligere utforskede områder på Lophøgda som førte til oljefunnene 7120/1-3 (Gohta) og 7220/11-1 (Alta).

Ressurstilveksten har økt betydelig siden 2008, den største ressurstilveksten kom i den siste fireårsperioden (2012-2015) (figur 2.21). I denne perioden bidro funnene

7120/1-3 (Gohta), 7220/11-1 (Alta), 7220/7-1 Johan Castberg og 7324/8-1 (Wisting) mest til ressurstilveksten.

Funnraten har variert de siste 15 årene (figur 2.22). For de siste fem årene har den vært relativt høy.

Leting siste tre år

Siden ODs forrige ressursrapport i 2013 er det påbegynt 30 letebrønner og påvist 14 nye funn. Brønn 7120/1-3 (Gohta) som ble boret i 2013, påviste olje i kalksteinsbergarter i perm. Det er ikke tidligere påtruffet bevegelig olje i denne typen bergarter på norsk side i Barentshavet. Funnnet ble avgrenset i 2014, og det er planlagt å avgrense funnet ytterligere.

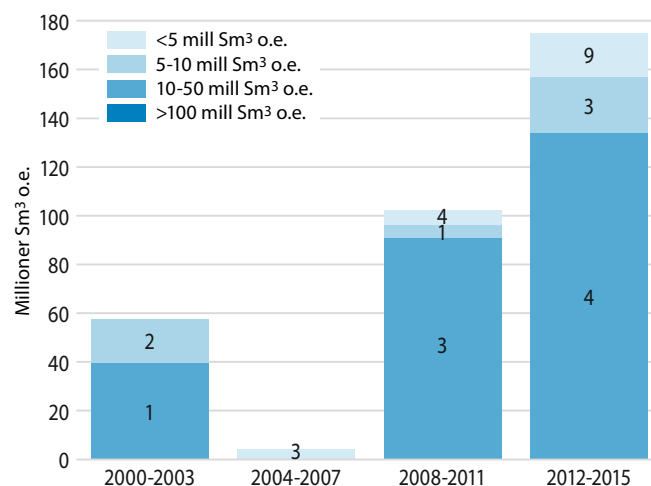
I 2014 ble 7220/11-1 (Alta) påvist (figur 2.23). Dette var det største funnet på norsk sokkel dette året og det er rangert som et av de største i verden i 2014. Funnnet ligger nord for Snøhvitområdet og har olje i blant annet kalksteinsbergarter i Gipsdalengruppen i perm. Formasjonstester viser et reservoar med gode strømningssegenskaper. Funnets størrelse er beregnet til om lag 36 millioner Sm³ o.e. Det ble avgrenset med fire brønner i 2015. Resultatene fra avgrensingsbrønnene er viktige for det videre arbeidet med å kartlegge funnet.

I "Hoop"-området er det boret seks undersøkelsesbrønner og gjort fire funn. Den første brønnen 7324/8-1 (Wisting) som ble boret i 2013, påviste en 50 til 60 meter oljekolonne på et svært grunt reservoarnivå i Realgrunnenundergruppen i jura. I 2014 ble brønn 7324/7-2 (Hanssen) boret like nord for "Wisting". Denne brønnen påviste olje i Støformasjonen i jura.

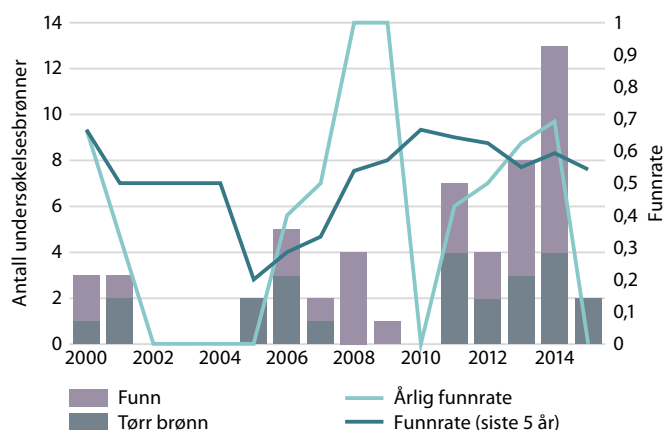
Det nordligste funnet på norsk sokkel, 7325/1-1 (Atlantis), ble gjort i 2014. Det er et lite gassfunn i bergarter av sein-trias alder. Funnnet ligger om lag 360 nord for Hammerfest. Nordvest for Johan Castberg-området, i brønn 7319/12-1 (Pingvin), er det påvist gass i en 15 meters kolonne i Torskformasjonen i paleocen. Funnnet er gjort i et lite utforsket område i en tidligere ubekreftet letemodell.

De gode boreresultatene de siste årene har bidratt til økt interesse for å lete i Barentshavet. Det ble boret henholdsvis 10 og 13 brønner i 2013 og 2014, dette er høyeste antall årlige brønner i Barentshavet. I 2015 ble det boret sju letebrønner. Fire av disse er avgrensingsbrønner på "Alta"-funnet.

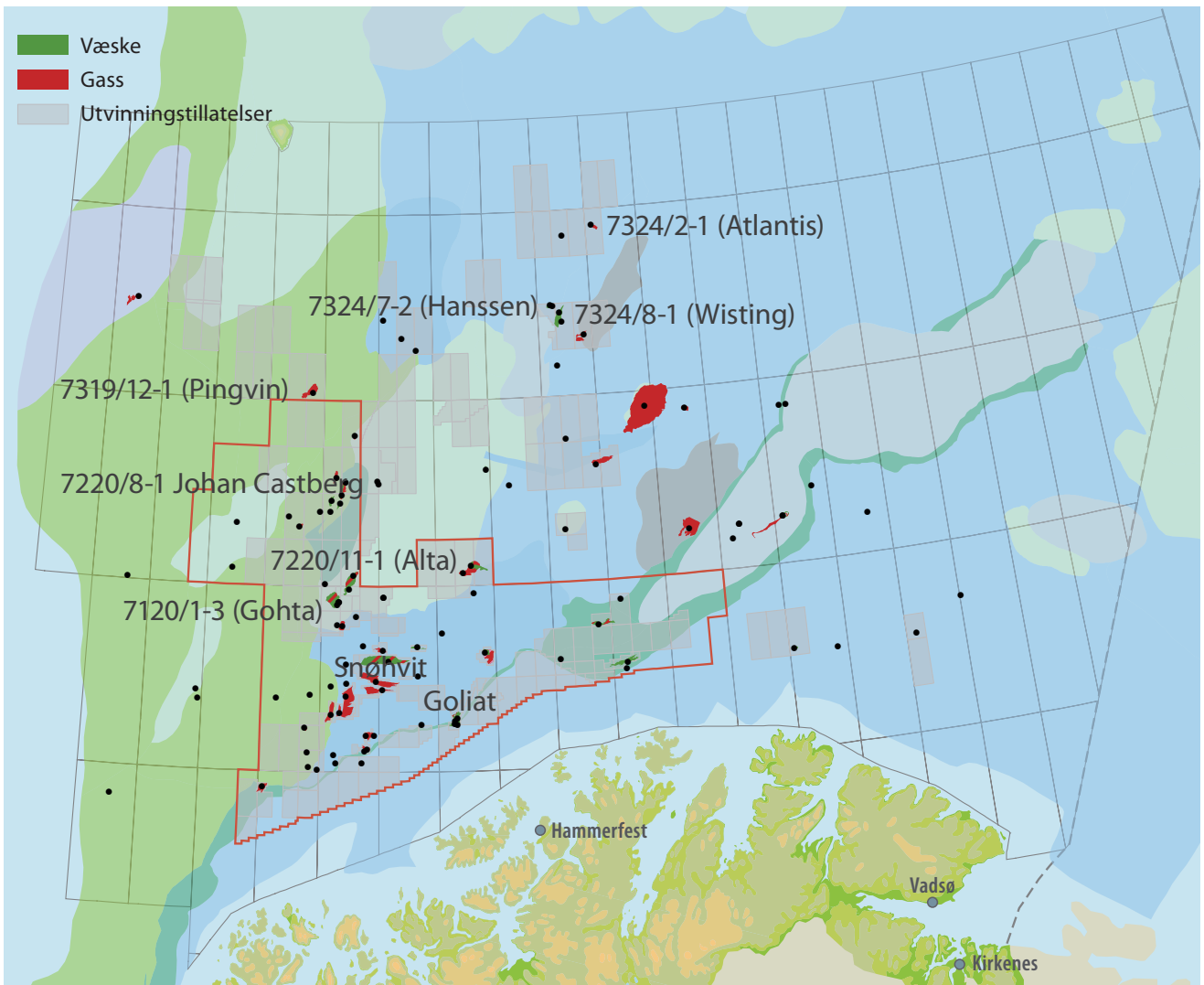
I 2016 er det planlagt mellom åtte og ti letebrønner i Barentshavet.



Figur 2.21 Ressurser i funn fordelt på funnstørrelse i fireårsperioder, Barentshavet (2000-2015). Antall funn er gitt i søylene



Figur 2.22 Antall avsluttede undersøkelsesbrønner og funnrate i Barentshavet (2000-2015)



Figur 2.23 Funn i Barentshavet

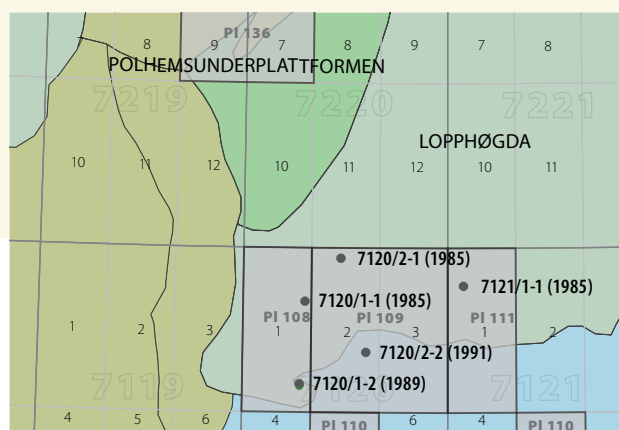
Den som leter den finner

Områdene rundt "Alta" og "Gohta"

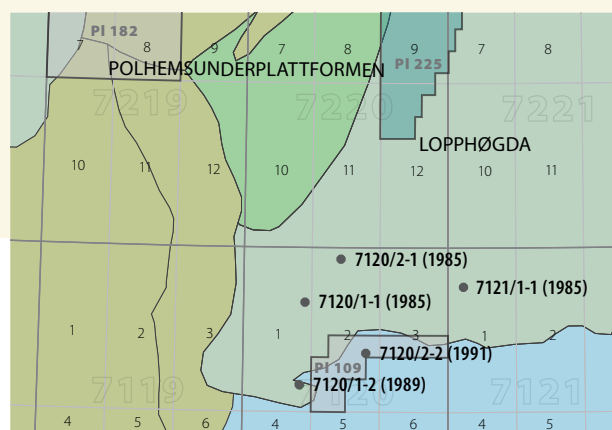
Mange av arealene der det letes i dag, har vært tildelt og tilbakelevert flere ganger. Ny teknologi, ny og bedre seismikk og nye tanker og idéer blant oljeselskapene medfører at det påvises betydelige petroleumsressurser i områder som har vært utforsket flere ganger. Det finnes flere eksempler på dette; Johan Sverdrupfeltet, 35/9-7 (Skarfjell), 6406/12-3 S (Pil), Johan Castbergfunnene, 7220/11-1 (Alta) og 7120/1-3 (Gohta) funnene er noen.

Utforskning av "Alta"- og "Gohta"-området (sørvestlige del av Loppfjorden i Barentshavet) startet i 1985, da tre utvinningstillatelser ble tildelt i 9. konsesjonsrunde. De to første brønnene, 7120/1-1 og 7120/2-1 som ble boret i 1985, påtraff gode spor av olje i karbonatbergarter av senperm alder. Det har senere vist seg at disse brønnene ligger i randsonen av "Alta"- og "Gohta"-funnene. Det ble totalt boret fem brønner i disse utvinningstillatelsene. Brønn 7120/1-2 påviste et lite oljefunn, de andre brønnene påtraff bare spor av hydrokarboner. Disse tillatelsene er senere tilbakelevert.

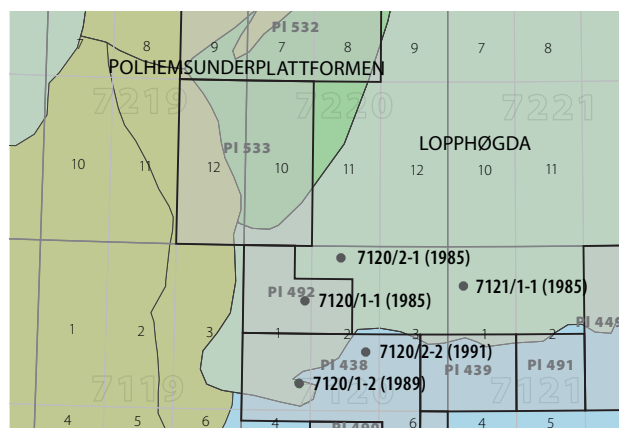
Mer enn 20 år etter første tildeling ble området igjen tildelt. Tre nye tillatelser ble tildelt i TFO2006 og TFO2007, og det ble gjort funn i to av dem. I utvinningstillatelse 438 ble det i 2011 gjort et lite gassfunn (7120/2-3 S (Skalle)). I utvinningstillatelse 492 ble det gjort et olje og gassfunn 7120/1-3 (Gohta). I dette funnet ble det påviste en brutto oljekolonne på omlag 75 meter og en brutto gasskolonne på omlag 25 meter i kalksteinsbergarter i Røyeforrasjonen. Flere nye tillatelser ble tildelt i området i 20. og 21. runde (2009 og 2011). Brønn 7220/10-1 i utvinningstillatelse 533 påviste et lite gassfunn i bergarter av kritt og jura alder. Brønn 7220/11-1 (Alta) ble boret i 2014 i utvinningstillatelsen 609. Brønnen påtraff en total oljekolonne på omlag 45 meter med en overliggende gasskolonne på 10 meter i kalksteinsbergarter med gode reservoaregenskaper. I 2015 ble det boret fire avgrensingsbrønner på "Alta"-funnet, alle med spor av petroleum. Alderen til reservoarbergartene er usikker, men antas å være av trias og/eller perm alder.



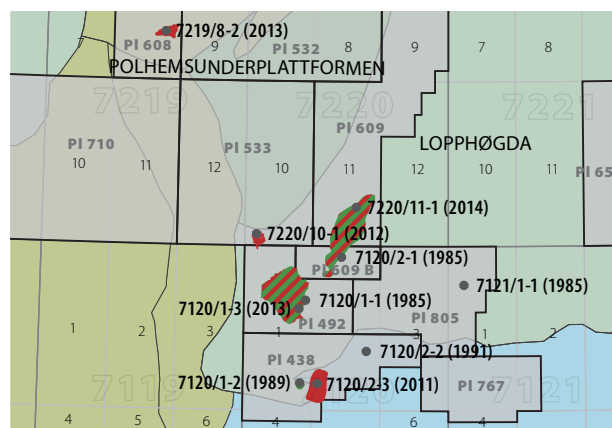
- Letebrønner påbegynt før 1992
- Utvinningstillatelser pr mars 1991



- Letebrønner påbegynt før 2006
- Utvinningstillatelser pr desember 2000
- Tildelt -97 som seismikkområde, definert som PI i 2004



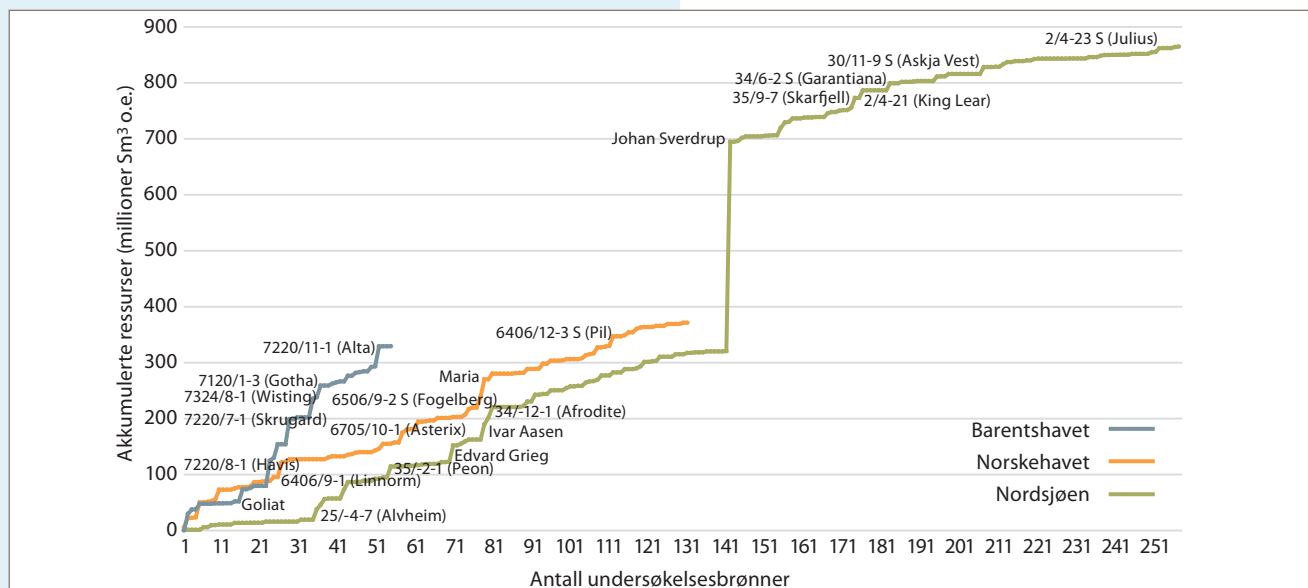
- Letebrønner påbegynt før 2010
- Utvinningstillatelser pr desember 2009



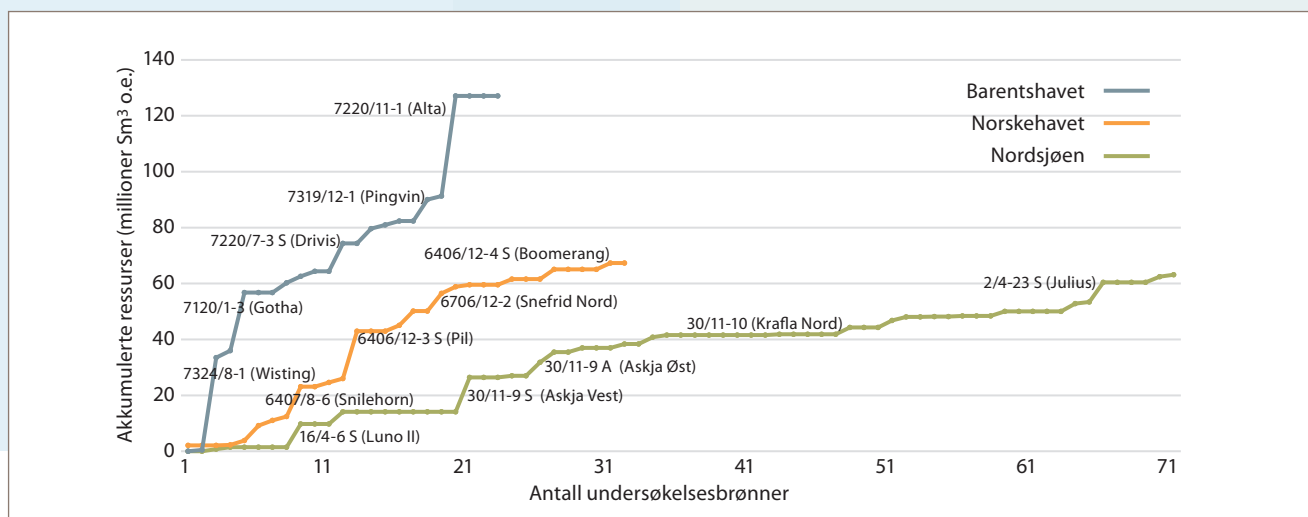
- Letebrønner påbegynt før 2016
- Utvinningstillatelser pr september 2015
- Olje
- Gass
- Olje m/ gass

Letehistorie rundt 7220/11-1 (Alta) og 7120/1-3 (Gohta)

Letekurve for norsk sokkel 2000 - 2015



Letekurve for norsk sokkel 2013 - 2015



Figurene viser akkumulert ressurstilvekst i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet mellom 2000 og 2015 og mellom 2013 og 2015.

Horisontalaksen viser antall undersøkelsesbrønner i den tidsrekkefølgen de ble boret. Når det blir gjort et nytt funn, avtegnes ressursmengden som akkumulerte verdier på den vertikale akselen. Når kurven er bratt, viser den at det er funnet mye ressurser med relativt få brønner. Når kurven har svak helning, viser den at de påviste funnene er små eller at det har vært mange tørre brønner.

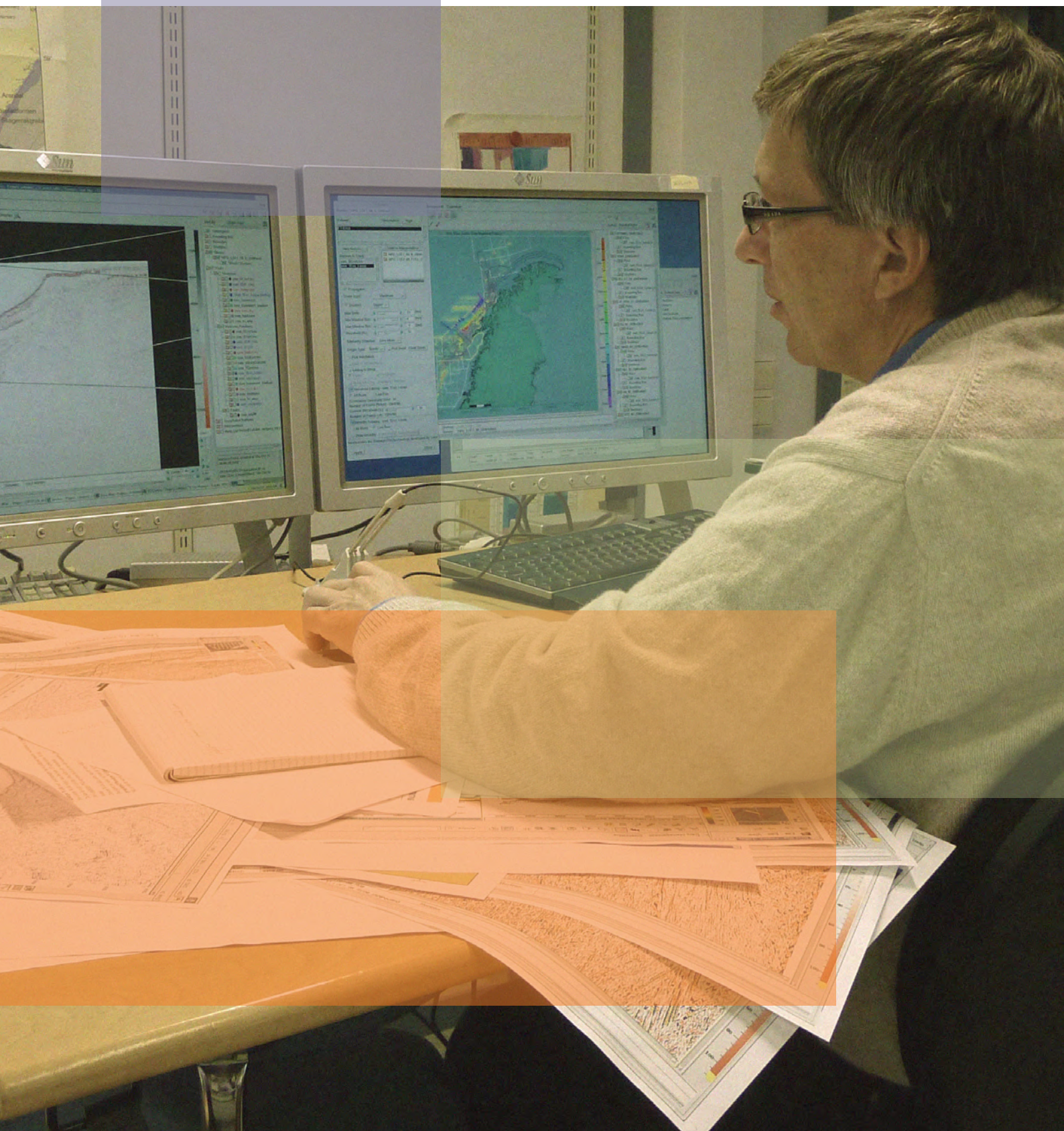
I perioden fra 2000 til 2015 har Barentshavet lavest antall undersøkelsesbrønner, men det er funnet relativt mye ressurser (kurven er bratt). De største funnene i Barentshavet i denne perioden er Goliat, Johan Castberg (7220/8-1 og 7220/7-1), 7324/8-1 (Wisting), 7120/1-3 (Gohta) og 7220/11-1 (Alta).

I Norskehavet er flesteparten av de største funnene i denne perioden mindre enn i Barentshavet og Nordsjøen, men kurven

viser fortsatt en jevn ressurstilvekst. De største funnene i denne perioden er Maria og 6406/9-1 (Linnorm).

I Nordsjøen viser kurven liten ressurstilvekst i de første brønnene, så blir det gjort flere funn med betydelig størrelse og kurven blir brattere. Kurven flater ut igjen før den gjør et stort sprang med Johan Sverdrupfeltet. Etter Johan Sverdrup viser kurven kun moderat ressurstilvekst i Nordsjøen. De største funnene i denne perioden er Edvard Grieg, Ivar Aasen og Johan Sverdrup.

I perioden 2013 til 2015 har Barentshavet hatt klart høyest ressurstilvekst med lavest antall undersøkelsesbrønner (23 brønner). I Norskehavet er ressurstilveksten omtrent halvparten av Barentshavet, men det er boret flere undersøkelsesbrønner (32 brønner). I Nordsjøen er ressurstilveksten omtrent det samme som Norskehavet, men her er det boret mer enn dobbelt så mange brønner for å påvise samme mengde ressurser (71 brønner).

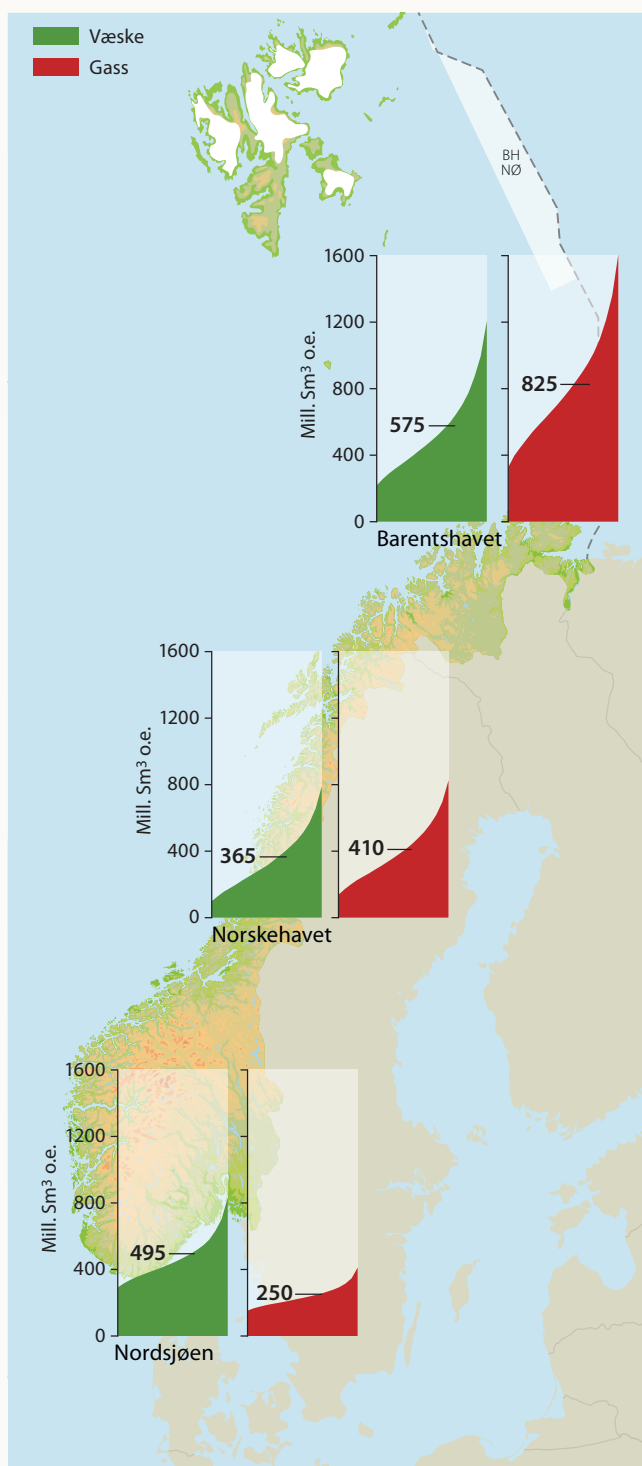


Steinulf Smith-Meyer har lang fartstid som geolog i Oljedirektoratet.

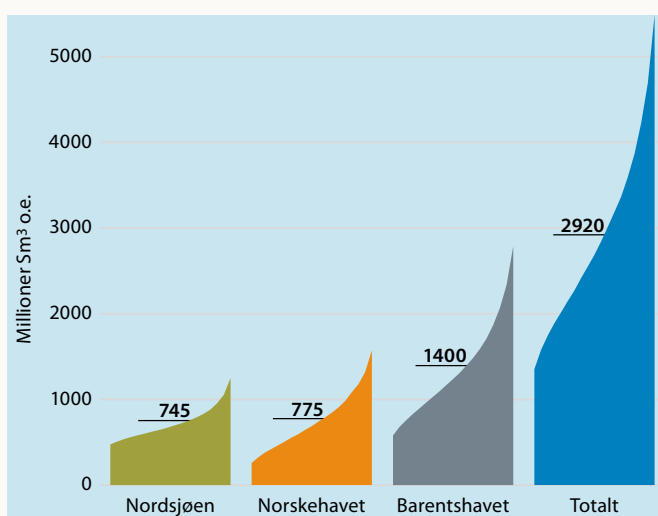
Uoppdagede ressurser

Oppdatering av estimatet for uoppdagede ressurser bekrefter at de totale gjenværende ressursene gir grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover. Det oppdaterte estimatet er om lag det samme som forrige estimat i 2013.

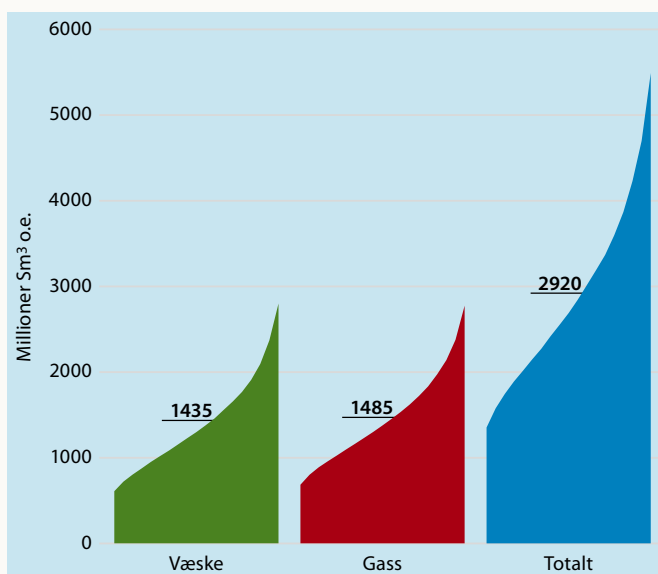
De totale uoppdagede ressursene er estimert til 2 920 millioner Sm³ o.e. Om lag halvparten av dette ligger i Barentshavet. Den største endringen i ressursestimatet er i Barentshavet. Her er det en økning på omlag 125 millioner Sm³ o.e.



Figur 3.2 Utvinnbare oppdagede ressurser for hvert havområde fordelt på væske og gass. Forventningsverdiene er angitt i figurene



Figur 3.1 Utvinnbare oppdagede ressurser totalt og for hvert havområde. Forventningsverdiene er angitt i figurene



Figur 3.3 Utvinnbare oppdagede ressurser totalt og fordelt på væske og gass. Forventningsverdiene er angitt i figurene

Oljedirektoratets oppdaterte estimat for utvinnbare uoppdagede ressurser er om lag det samme som forrige estimat i 2013. Den største endringen i ressurstematet er i Barentshavet. Her er det en økning på omlag 125 millioner Sm³ o.e.

De uoppdagede ressursene er estimert til å være mellom 1350 (P95) og 5490 (P5) millioner Sm³ o.e. (figur 3.1). Estimaten omfatter hele norsk sokkel med unntak av området i Barentshavet nordøst (BHNØ), se figur 3.2.

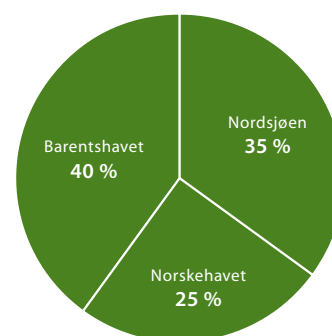
Estimatene for de uoppdagede ressursene er svært usikre. Dette reflekteres i forskjellen mellom det høye (P5) og det lave estimatet (P95). Usikkerheten er størst i områder med lite informasjon og kort letehistorie som i store deler av Barentshavet. I Nordsjøen, og i den godt utforskede delen av Norskehavet, er usikkerheten betydelig mindre (figur 3.1 og 3.2).

Om lag halvparten av de totale uoppdagede ressursene er estimert til å være væske (figur 3.3). Estimaten for væske er høyest i Barentshavet og lavest i Norskehavet. Estimaten for gass er vesentlig høyere i Barentshavet enn i de andre havområdene (figur 3.2 og 3.4).

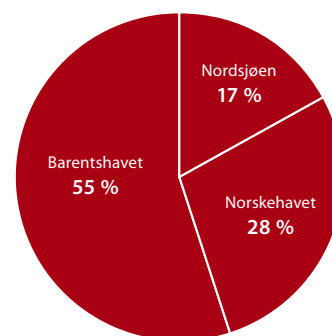
Nær halvparten av de totale uoppdagede ressursene er forventet å finne i Barentshavet, resten er fordelt omtrent likt mellom Nordsjøen og Norskehavet.

I Barentshavet finnes 70 prosent av de forventede uoppdagede ressursene i letemodeller av trias og eldre alder (figur 3.5). I Nordsjøen og Norskehavet er den øvre delen av trias inkludert i letemodellene av tidlig- til mellomjura alder, men bidrar med en mindre andel av ressursene i disse letemodellene. Letemodeller eldre enn seintrias bidrar med mindre enn to til tre prosent av de totale forventede ressursene for Nordsjøen og Norskehavet.

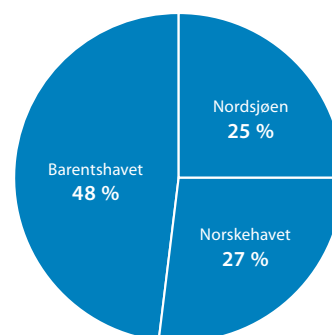
Om lag 80 prosent av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen finnes i letemodeller av seintrias og jura alder, tilsvarende tall for Norskehavet er om lag 55 prosent. I Barentshavet finnes 24 prosent av de totale uoppdagede ressursene i letemodeller av jura alder. Letemodeller i kritt og kenozoikum bidrar med seks prosent i Barentshavet, 41 prosent av de uoppdagede ressursene i Norskehavet og 17 prosent i Nordsjøen (letemodeller av kritt alder i Nordsjøen inkluderer reservoarer med krittbergarter). Dette reflekterer den ulike geologiske utviklingen i de tre havområdene.



Væske

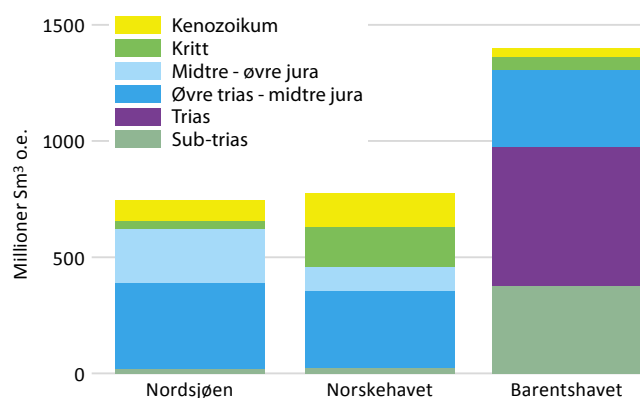


Gass



Totalt

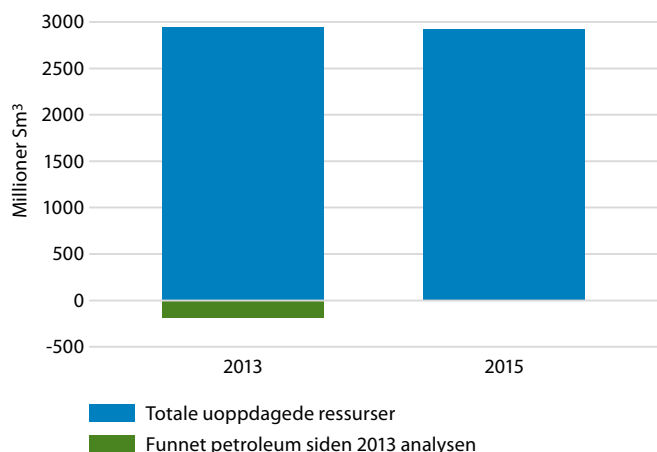
Figur 3.4 Utvinnbare uoppdagede ressurser for hvert havområde fordelt på væske, gass og totale ressurser



Figur 3.5 Utvinnbare uoppdagede ressursene for hvert havområde fordelt etter geologiske stratigrafiske nivå

Endringer siden 2013 - analysen

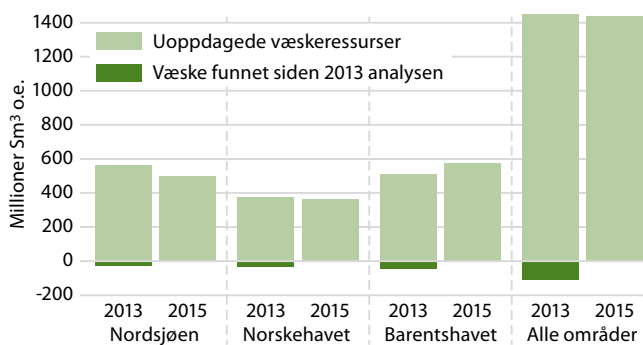
Det er små endringer i estimatet for uoppdagede ressurser per 31.12.2015 sammenlignet med estimatet fra 31.12.2013. Forventningsestimatet viser en liten reduksjon fra 2940 til 2920 millioner Sm³ o.e. (figur 3.6).



Figur 3.6 Sammenlikning mellom 2015- og 2013-analysene for totale utvinnbare uoppdagede ressurser

Væske

Estimat for væske viser en ubetydelig endring fra 2013 til 2015. Forventningsverdien for væske er redusert fra 1450 til 1435 millioner Sm³, en prosent (figur 3.7).

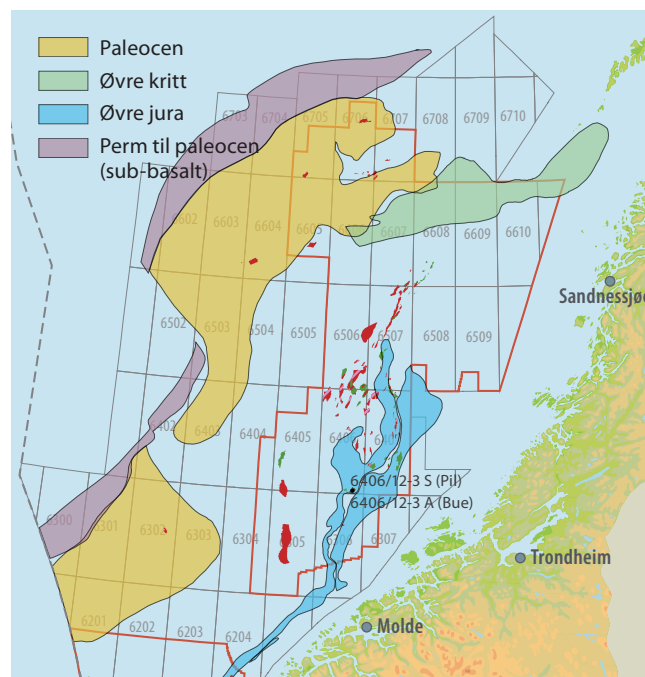


Figur 3.7 Sammenlikning av fordelingen av utvinnbare uoppdagede væskeressurser for hvert havområde og for hele sokkelen (2013- og 2015-analysene)

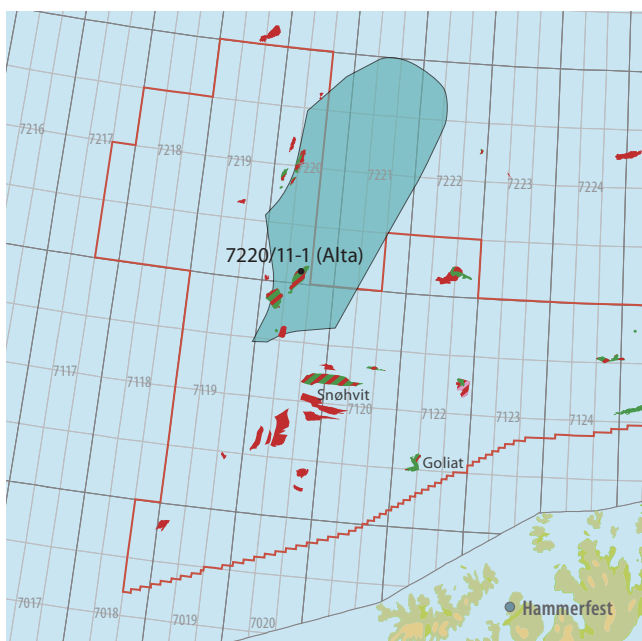
I Nordsjøen er det funnet om lag 30 millioner Sm³ væske siden 2013. Estimaten for væske er redusert fra om lag 565 til 495 millioner Sm³. Den viktigste årsaken til dette er at senere års leteresultater tilsier mindre væske enn tidligere estimert. Reduksjonen gjelder primært letemodeller med reservoar i paleocen, undre kritt og øvre jura.

I Norskehavet er det funnet om lag 35 millioner Sm³ væske siden 2013. Estimaten for væske er redusert fra om lag 375 til 365 millioner Sm³ væske, om lag 2,5 prosent. De nye estimatene viser nedgang i væske for flere av letemodellene, om lag 50 millioner Sm³. Imidlertid har senere års leteresultater og ny informasjon bidratt til oppjustering av estimatene for øvre jura letemodeller. Dette skyldes hovedsakelig en revurdering av potensialet i letemodellene som følge av blant annet 6406/12-3 S (Pil)- og 6406/12-3 A (Bue) (figur 3.8).

I Barentshavet er det en økning i estimatet fra 510 til 575 millioner Sm³, om lag 13 prosent. Økningen skyldes hovedsakelig funnet 7220/11-1 (Alta) som bidro til bekreftelse av letemodellen fra karbon til perm, og dermed en kraftig økning i ressursestimatet for denne letemodellen på Loppfugda (figur 3.9). I tillegg påviste brønnen både olje og gass, noe som bidrar til større tro på multifasefunn i området. På bakgrunn av letehistorien de siste årene, er det nå også større forventning til multifasefunn i flere letemodeller enn tidligere.



Figur 3.8 Letemodeller i Norskehavet med de største endringer i uoppdagede ressurser



Figur 3.9 Karbon til perm letemodell i Barentshavet med størst endring i uoppdagede ressurser

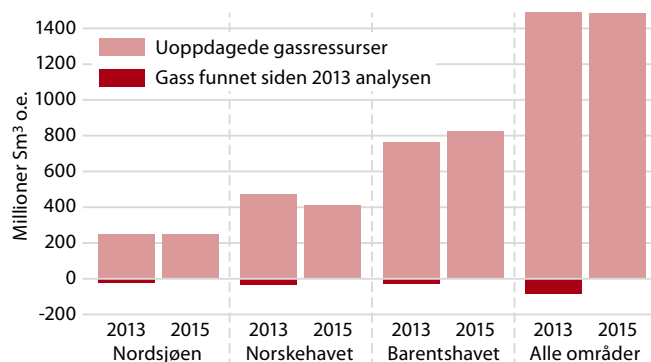
Gass

Estimatet for uoppdagede gassressurser på norsk sokkel er redusert fra 1490 til 1485 milliarder Sm³, 0,3 prosent (figur 3.10).

Det er ingen endring i estimatet for uoppdagede gassressurser i Nordsjøen. I den nye analysen er forventningen til å finne gass økt noe for letemodeller med reservoar i øvre trias til midtre jura. Dette skyldes at senere års letehistorie tilsier at framtidige funn vil inneholde mer gass enn det som var forventet i tidligere estimat. For letemodellene med reservoar i paleocen og øvre jura er gass-estimatet redusert noe. Dette skyldes at det er gjort få funn i disse modellene, og de påviste forekomstene er små. Samlet er forventningen til gass derfor uendret i Nordsjøen.

For Norskehavet er estimatet redusert fra 475 til 410 milliarder Sm³, om lag 14 prosent. Siden forrige analyse er det påvist om lag 30 milliarder Sm³ gass. I den nye analysen er gasspotensialet redusert i halvparten av letemodellene, med opptil 100 milliarder Sm³. Den største reduksjonen skyldes nedjustering av sub-basalt og paleocen letemodeller på dypt vann og øvre kritt letemodell ved Trænbassenget (figur 3.8). Dette balanseres til en viss grad av økning i et par letemodeller, særlig øvre jura letemodell, som også står for størst økning av væske.

I Barentshavet er estimatet økt fra 765 til 825 milliarder Sm³, om lag åtte prosent. Økningen reflekterer de siste års leteresultater, blant annet funnet 7220/11-1 (Alta), samt ny evaluering i forbindelse med 23. konsesjonsrunde.



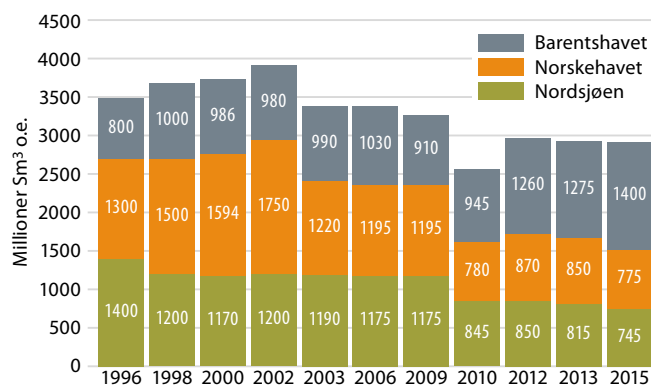
Figur 3.10. Sammenligning av fordelingen av utvinnbare uoppdagede gassressurser for hvert havområde og for hele sokkelen (2013- og 2015-analysene)

Historiske endringer

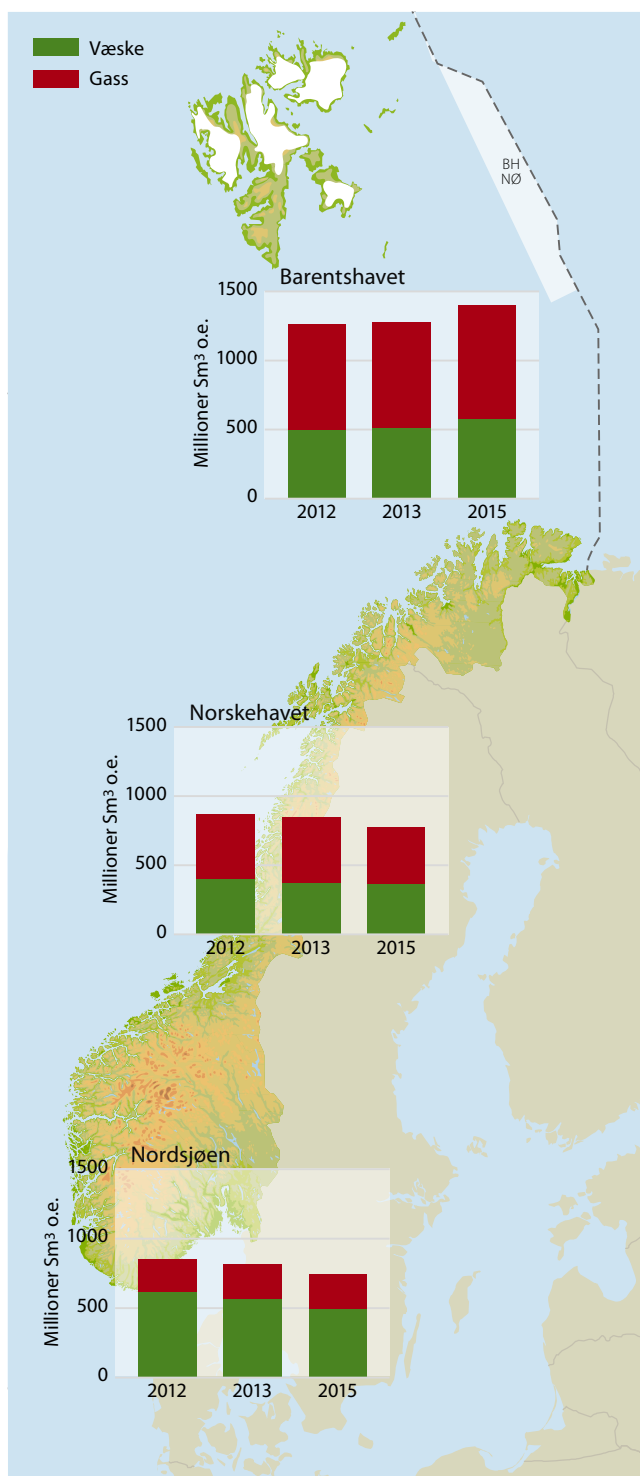
Oljedirektoratet publiserer jevnlig nye tall for uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Metoden har vært den samme siden midten av 1990-tallet, noe som gir et godt grunnlag for sammenligning av estimatene. Sammenligning av estimatene fra 1996 til 2015 viser en økning fram til 2002 og deretter en nedgang fram til 2010 (figur 3.11).

Nedgangen i 2003 skyldes i hovedsak reduksjon i estimatene for flere letemodeller i Norskehavet. Dette gjaldt spesielt gasspotensialet.

Nedgangen i 2010 skyldes primært reduksjon til forventning om gassfunn både i Nordsjøen og Norskehavet. I Norskehavet er en av årsakene endret forventning til potensialet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja basert på Oljedirektoratets kartlegging som ble publisert i 2010. I tillegg førte leteresultatene på dypt vann til en reduksjon i forventningen til letemodellene i området.



Figur 3.11 Totale utvinnbare uoppdagede ressurser over tid for hvert havområde



Figur 3.12 Væske versus gass i estimatene fra 2012, 2013 og 2015 for hvert havområde

I 2012 ble Barentshavet sørøst og havområdene utenfor Jan Mayen inkludert i estimatet for henholdsvis Barentshavet og Norskehavet, noe som førte til en økning i estimatet for de totale uoppdagede ressursene.

Andelen gass har økt i Nordsjøen siden 2012. Det er liten endring i forholdet mellom væske og gass i Norskehavet og Barentshavet (figur 3.12).

Metode

Det finnes flere metoder for å anslå hvor mye væske og gass som er dannet og oppbevart i et område. Valg av metode avhenger blant annet av hvor mye kunnskap som finnes om området. Oljedirektoratet benytter metoden letemodell-analyse.

Det er usikkert om en letemodell inneholder petroleum før det er gjort funn. Dersom det ikke er påvist bevegelig petroleum, er letemodellen ubekreftet. For disse letemodellene er det knyttet usikkerhet til en eller flere av de geologiske faktorene som må være tilstede for at petroleum kan påvises. I en bekreftet letemodell er det gjort minst ett funn. Det er ikke en forutsetning at funnet er lønnsomt.

Oljedirektoratet har definert og analysert 74 letemodeller. 44 av disse er bekreftet ved funn (tabell 3.1).

OMRÅDE	ANTALL	Ubekreftet	Bekreftet siden forrige analyse
Nordsjøen	24	4	0
Norskehavet	21	9	1
Barentshavet	29	17	1
Totalt	74	30	2

Tabell 3.1 Letemodellene fordelt på områder og status

Estimat for én letemodell

Følgende variabler er grunnlaget for estimering av de uoppdagede ressursene i én letemodell:

- **Arealet til letemodellen**
Letemodellen har et avgrenset areal.
- **Antall prospekter per arealenhet**
Estimatet for antall prospekter er basert på vurdering av tettheten av prospektene i ett eller flere kalibreringsområder hvor alle relevante elementer kan telles. De relevante elementene er antall funn, tørre brønner, kartlagte prospekter, prospektmuligheter og antall prospekter som kan bli kartlagt i framtiden (postulerte prospekter).
- **Størrelsen på framtidige funn**
Estimatet av størrelsen på mulige framtidige funn fra postulerte prospekter og prospektmuligheter, bygger som oftest på størrelsen av kartlagte prospekter i letemodellen. I bekreftede letemodeller er informasjon fra funn viktig. For samtlige letemodeller er informasjon fra relevante letemodeller av stor betydning. For mindre utforskede letemodeller er også data fra analoge letemodeller viktig. Estimering av størrelsen på framtidige funn bygger på estimater av volum- og fluidparametre (væske- og gassparametre). Av de ulike volumparametrene vil estimatet for brutto bergartsvolum ha størst betydning for estimatet for ressurser i prospekter. For å beskrive sammenhengen mellom ulike parametre er det lagt inn korrelasjoner mellom volum- og fluidparametre.
- **Funnsannsynlighet**
Sannsynligheten for framtidige funn er sammensatt av sannsynligheten for at en letemodell blir bekreftet (letemodellsannsynligheten) og sannsynligheten for at ett prospekt blir til ett funn gitt at letemodellen er bekreftet. Den historiske funnraten for letemodellen og for sammenlignbare letemodeller er viktig informasjon for estimering av funnsannsynlighet.
- **Sannsynlighet for fase petroleum**
Evaluering av kildebergart og migrasjon benyttes for å vurdere sannsynligheten for å påvise enten olje, gass eller både olje og gass (multifasefunn). Informasjon fra relevante funn er også viktig i denne vurderingen.

Oljedirektoratet bruker en stokastisk beregningsmetode med grunnlag i variablene beskrevet ovenfor for å estimere de totale ressursene innenfor hver letemodell. Alle variablene blir gitt med sannsynlighetsfordeling med unntak av funnsannsynligheter og sannsynlighet for fase petroleum. Variablene, og korrelasjonene mellom enkelte volum- og fluidparametre på tvers av forekomster, gir estimat for ressursene innenfor hver letemodell.

Korrelasjon mellom parametre og forekomster har betydning for spredningen i ressursfordelingen. Positiv korrelasjon øker spredningen for de totale ressursestimatene. Totale ressurser i en letemodell er summen av ressurser i postulerte prospekter, prospektmuligheter og kartlagte prospekter når det er tatt hensyn til funnsannsynligheten.

Estimat for hvert havområde

Oljedirektoratet bruker en stokastisk beregningsmetode for å estimere ressurser innenfor hvert havområde. Inngangsdata i beregningene er:

- Ressursfordelingen til samtlige letemodeller innenfor havområdet. Ett havområde inneholder flere letemodeller (se tabell 3.1).
- Avhengighet mellom letemodellsannsynligheter i ubekreftede letemodeller. I umodne områder kan det for eksempel være avhengighet mellom flere letemodeller med hensyn til tilstedeværelse av kildebergart. Dersom en brønn bekrefter en letemodell, vil dette kunne gi økt sannsynlighet for andre letemodeller med samme kildebergart.
- Korrelasjoner i volum- og fluidparametre på tvers av letemodeller.

Avhengighet og korrelasjon mellom letemodellene har betydning for spredningen til ressursfordelingen i de enkelte havområdene. Forventede ressurser for et havområde er lik summen av forventningen til hver letemodell. Spredningen i ressursestimatet er større for et havområde med avhengigheter og positive volumkorrelasjoner enn for havområder med liten eller ingen avhengighet og volumkorrelasjoner mellom letemodellene.

Estimat for norsk sokkel

Oljedirektoratet bruker en stokastisk beregningsmetode for å estimere de totale uoppdagede ressursene med utgangspunkt i letemodellene i alle havområdene. Estimatet for forventningen til de totale uoppdagede ressursene er lik summen av forventningen fra hvert havområde. Spredningen i det totale estimatet er resultat av spredningen for hvert havområde og avhengigheter i funnsannsynligheter og korrelasjoner på tvers av havområdene.

Definisjoner

Uoppdagede ressurser: De mengder petroleum som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Letemodell: Et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises.

Disse faktorene er:

- 1) Reservoarbergart, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av gitte litostratigrafisk nivå.
- 2) Felle, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.
- 3) Kildebergart, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet. Det må være en migrasjonsvei som betyr at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten. En letemodell er bekreftet når det er påvist produserbar petroleum i letemodellen. Det er ikke en forutsetning at produksjonen nå være lønnsom. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum i en letemodell er den ubekreftet.

Letemodellsannsynlighet: Den antatte sannsynligheten for at det faktisk kan påvises produserbar petroleum i en letemodell. Sannsynligheten antas ved geologisk vurdering av sannsynligheten for at letemodellen fungerer, det vil si tilstedeværelse av reservoar, kilde og felle.

Prospekt: En mulig petroleumsfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

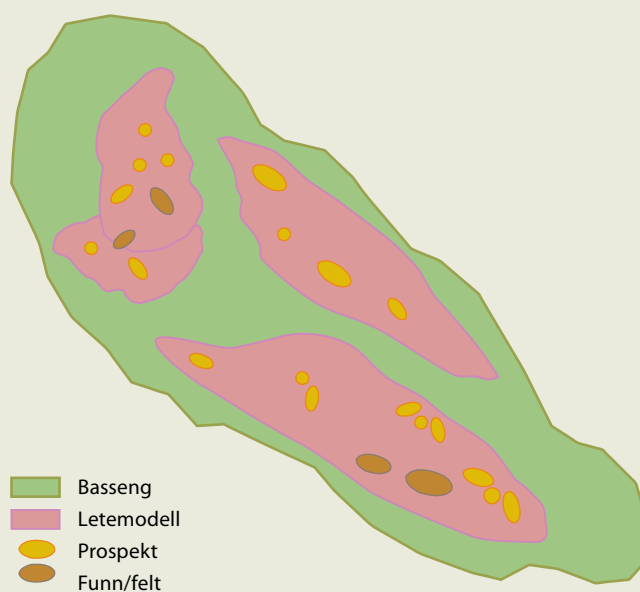
Funnsannsynlighet: Beskriver muligheten for ved boring å påvise petroleum i et prospekt. Funnsannsynligheten framkommer ved produktet av sannsynlighetene for at letemodellen eksisterer, tilstedeværelse av reservoar, av felle, av migrasjon av petroleum inn i fellen og av oppbevaring av petroleum i fellen (se letemodell).

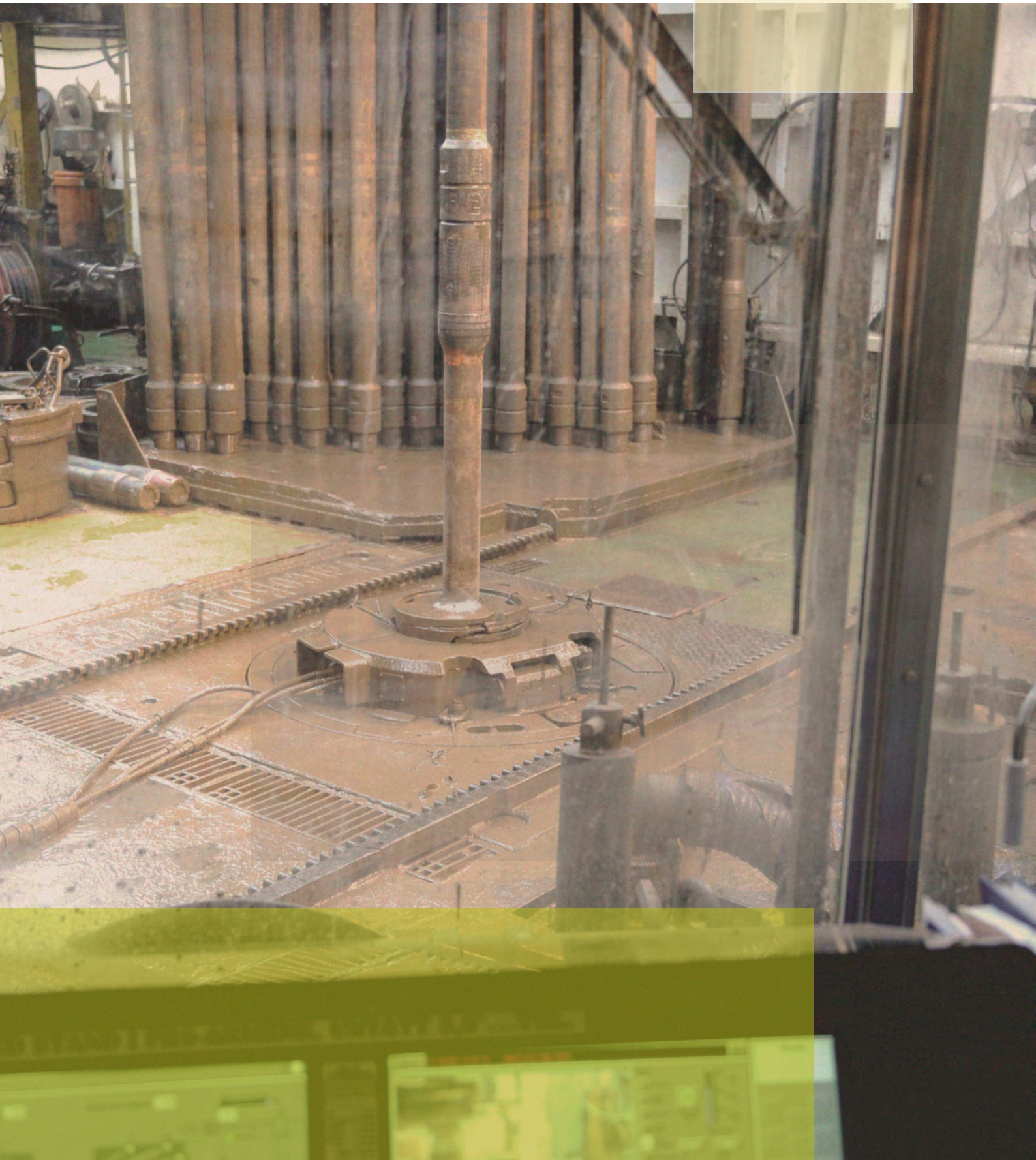
Prospektmulighet: En mulig petroleumsfelle der tilgjengelig datadekning og -kvalitet ikke er tilstrekkelig for å kartlegge eller avgrense bergartsvolumet.

Usikkerheten: Uttrykker spennet av mulige utfall eller resultater. Det kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt anslag (Eksempel: Oljedirektoratet anslår at det er mellom 1350 og 5490 millioner Sm³ o.e. totale utvinnbare uoppdagede ressurser igjen å finne på norsk kontinentalsokkel).

Som oftest er usikkerheten beregnet ved statistiske metoder, for eksempel ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Da kan det høye og det lave estimatet beskrives med statistiske begrep. For uoppdagede ressurser bruker Oljedirektoratet som hovedregel P95 for det lave anslaget. Dette innebærer at det, basert på analysens forutsetninger, vil være 95 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P95-verdien. For det høye anslaget brukes P5, det vil si at det er fem prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P5-verdien.

Forventningsverdien: Gjennomsnittsverdien. Den defineres gjerne som det aritmetiske gjennomsnittet av alle utfallene i den statistiske fordelingen. Den er mye brukt, og har den egenskap at forventningsverdien for ulike fordelinger kan summeres til summen av fordelingene.





Lønnsomhet av leting

Letevirksomheten har fra 2000 til 2014 tilført samfunnet betydelige verdier. Dette viser Oljedirektoratets analyse av lønnsomheten av letевirksomheten i denne perioden. Samlet netto kontantstrøm av funnene i perioden er anslått til om lag 2000 milliarder kroner, etter fratrukk av letetekostnader.

Analysen viser at letevirksomheten har bidratt positivt til verdiskapingen i alle havområdene. Både letaktiviteten og ressurstilveksten har vært klart størst i Nordsjøen, der Johan Sverdrup er den største bidragsyteren til verdiskapingen. Letaktiviteten i Norskehavet og Barentshavet har også skapt betydelige verdier.

Letevirksomheten har fra 2000 til 2014 tilført samfunnet betydelige verdier. Dette viser Oljedirektoratets analyse av letevirksomhetens lønnsomhet i denne perioden.

Samlet netto kontantstrøm av funnene i perioden er anslått til om lag 2000 milliarder kroner, etter fratrukk av leteteknader.

Analysen viser at letevirksomheten har bidratt positivt i alle havområdene. Både leteaktiviteten og ressurstilveksten har vært klart størst i Nordsjøen, der Johan Sverdrup er den største bidragsyteren til verdiskapingen, men også i Norskehavet og Barentshavet er det skapt betydelige verdier. En stor del av disse verdiene vil tilfalle staten gjennom skattesystemet og statens direkte økonomiske engasjement (SDØE).

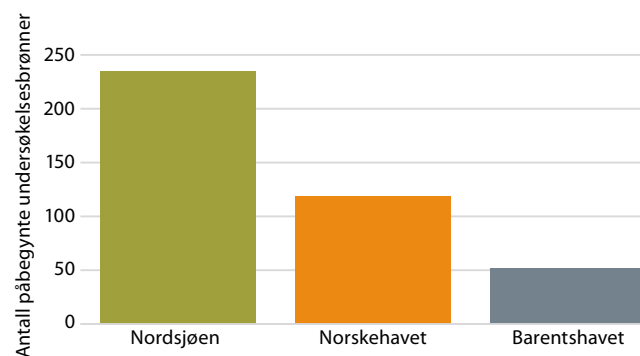
Elementer som ikke er inkludert i analysen:

- Letevirksomheten i 2015 er ikke inkludert fordi ressurstallene for de nye funnene er usikre. I 2015 ble det gjort 16 nye funn. Ressurstilveksten fra disse funnene er i størrelsesorden 8 til 20 millioner Sm³ olje og 14 til 40 milliarder Sm³ utvinnbar gass/kondensat. Funnene er gjennomgående små og feltnære. Det er ikke estimert verdier på disse funnene. Det ble brukt mellom 25 og 30 milliarder kroner på leting i 2015.
- Undersøkelingsbrønner gir informasjon om bergartenes type, egenskaper og alder. I områder med få brønner, vil informasjonen fra hver brønn ha stor geologisk informasjonsverdi. Informasjonsverdien av å lete er ikke kvantifisert i denne analysen.
- I analysen er det for framtidige feltutbygginger ikke tatt hensyn til den betydelige kostnadsreduksjonen det siste året. Kostnadsestimatene som ligger til grunn for analysen kan dermed være noe høye.
- De fleste funnene er antatt bygd ut som satellitter til eksisterende felt. Innfasing til eksisterende infrastruktur er i mange tilfeller kostnadseffektiv, og den eneste økonomisk lønnsomme utbyggingsløsning for små funn. Uten denne muligheten ville mange små funn ikke kunne bli bygd ut, eller de ville hatt betydelig lavere lønnsomhet. Innfasing av funn til eksisterende felt kan bidra til å forlenge levetiden for vertsfeltet og dermed til fortsatt lønnsom produksjon og økt utvinning fra feltet. Disse tilleggsverdiene kan være betydelige, men er ikke kvantifisert i analysen.

- En forlengelse av infrastrukturens levetid gir incentiver til ytterligere felt-nær leting fordi flere funn kan produseres mens infrastrukturen er på plass og i drift. Slike positive eksterne effekter er ikke verdsatt i analysen.
- Det er relativt lite utbygd infrastruktur i Barentshavet, og dette gjør usikkerheten stor – både om verdien av ressursene og valg av utbyggingsløsninger. Særlig gjelder dette gassressursene. Etablering av samordnede utbyggings- og transportløsninger vil kunne redusere kostnadene, og/eller øke ressursuttaket fra en utbygging, og dermed kunne øke verdien av funnene. Slike samordningsgevinster er i liten grad inkludert i denne analysen.
- Aktiviteten på sokkelen gir betydelige ringvirkninger til andre deler av næringslivet. Det må forventes at utbygging av funnene som er gjort i perioden 2000 til 2014 også vil medføre betydelige ringvirkninger. Disse ringvirkningene og mulige samfunnsøkonomiske verdier er ikke kvantifisert i analysen.

Leteaktivitet og ressurstilvekst i perioden

I perioden 2000 til 2014 ble det boret 583 letebrønner, av disse er 407 undersøkelsesbrønner og 176 er avgrensingsbrønner. De fleste undersøkelsesbrønnene er boret i Nordsjøen (figur 4.1). For hele analyseperioden er 63 prosent av alle brønnene boret i Nordsjøen. Barentshavet hadde laveste antall undersøkelsesbrønner med 52 brønner, 13 prosent.



Figur 4.1 Antall påbegynte undersøkelsesbrønner 2000 til 2014 spesifisert på område

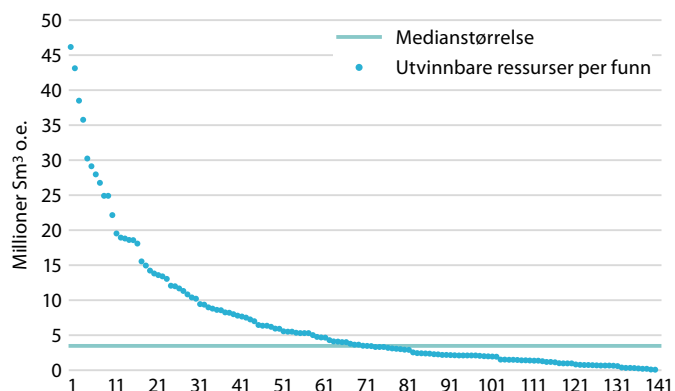
Det er gjort 215 funn i de 407 undersøkelsesbrønnene. Det gir en funnrate på 0,53 i hele perioden.

Størrelsen på utvinnbare ressurser, reservoarkompleksiteten og/eller beliggenheten i forhold til etablert infrastruktur, kan for enkelte av funnene medføre at utbygging er blitt vurdert som lite sannsynlig, selv på lang sikt. Det vil kreve

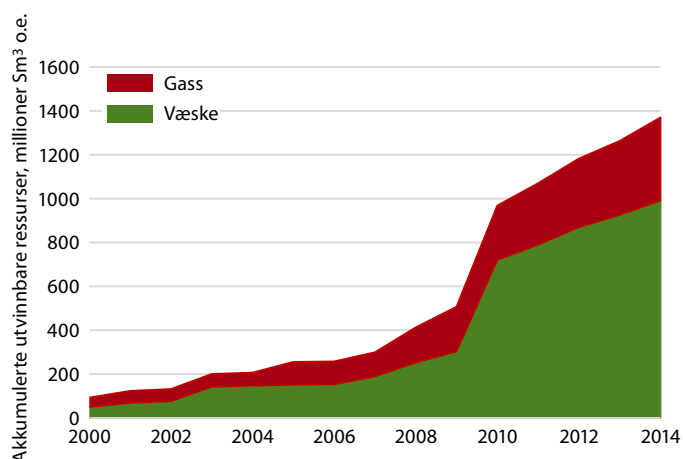
betydelige endringer i teknologi eller pris for at disse ressursene skal bli lønnsomme å utvinne. Dette omfatter 64 funn som ikke er inkludert i lønnsomhetsanalysen. I tillegg er det gjort ni funn der ressursene er inkludert i eksisterende felt, hovedsakelig på grunn av at de er små. Disse er heller ikke inkludert. Letekostnadene for begge typer funn er inkludert i analysen.

Samlet ressursanslag for hele perioden er 1.370 millioner Sm^3 o.e., henholdsvis 378 millioner Sm^3 o.e. gass og 991 millioner Sm^3 o.e. væske (figur 4.2).

De største funnene som er gjort i perioden er Johan Sverdrup, Johan Castberg (7220/8-1 og 7220/7-1), Goliat og 7220/11-1 (Alta). Til tross for at det er gjort flere store funn er de fleste funnene mindre enn 10 millioner Sm^3 o.e. (figur 4.3).



Figur 4.3 Oversikt over utvinnbare ressurser per funn gjort i perioden 2000 til 2015 rangert etter størrelse ekskl. Johan Sverdrup



Figur 4.2 Akkumulert utvinnbare ressurser fra funn i perioden 2000 til 2014 (millioner Sm^3 o.e.)

Metodikk og forutsetninger

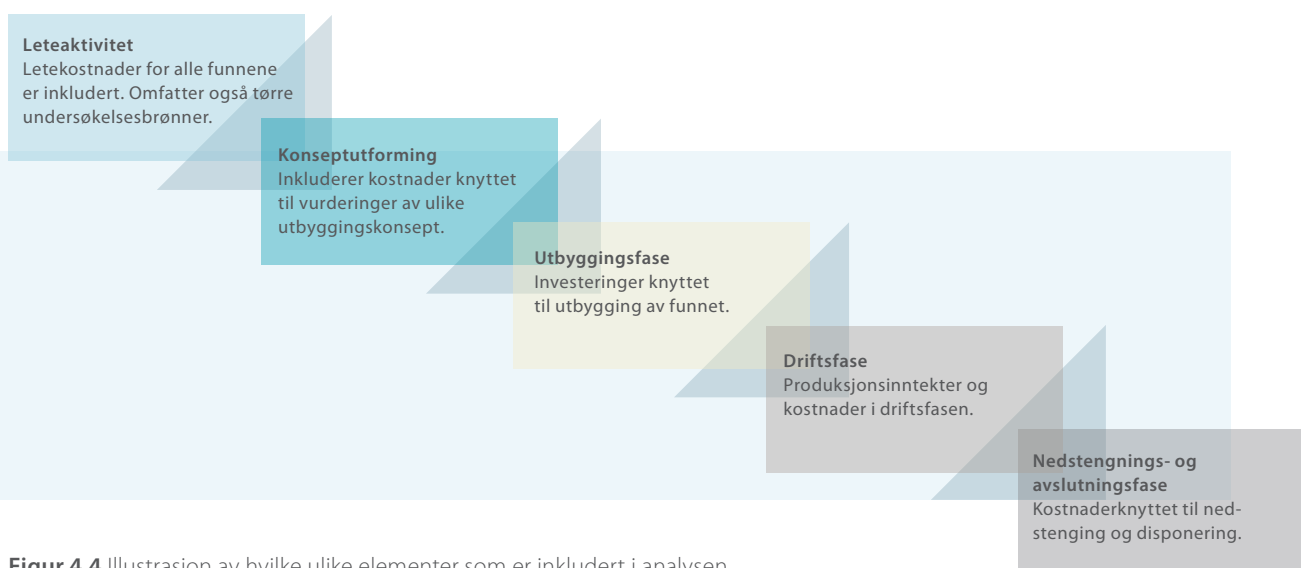
Analysen omfatter alle faser av virksomheten; fra leting til nedstengning og fjerning (figur 4.4). Lønnsomhet av leting er definert som inntektene fra funnene i perioden fratrukket alle kostnader, fra og med letetekostnader til og med nedstengningskostnader. Inntekts- og kostnadsstrømmene er diskontert til samme år.

For de aller fleste funn er produksjons- og kostnadsanslag innrapportert av operatør benyttet. For et fåtall funn som ikke var evaluert ved utgangen av 2014 er anslagene laget av Oljedirektoratet. Produksjonsstart er sammenfallende med forutsetningene for prognosen til Revidert Nasjonal Budsjett 2015 (RNB2015).

Analysen er gjort i en periode med stor usikkerhet om prisutvikling. Basert på en vurdering av ulike prisprognoser er det lagt til grunn en nedjustert oljeprisutvikling i forhold til tre av fire scenarier i IEAs World Energy Outlook 2015. I Oljedirektoratets analyse er det lagt til grunn en gradvis vekst i oljeprisen fra dagens nivå fram til 2020, deretter er prisen forutsatt å ligge på samme nivå, 90 USD/fat, målt i faste 2014-priser. Tilsvarende er gjort for prisen på naturgass. Anslaget for gasspris i 2020 er satt til to kroner per Sm³ i faste 2014-priser. Lønnsomheten er beregnet med en diskonteringsrate på både fire og sju prosent.

Kostnadsanslag for 2016 og framover reflekterer kostnadsnivået i 2014. I likhet med produktprisutvikling, og ikke upåvirket av denne, er det en betydelig usikkerhet om hvordan kostnadsnivået vil utvikle seg. Det er lagt til grunn at kostnadsnivået som er reflektert i prognosen grovt sett samstemmer med en oljepris på om lag 90 USD/fat. I analysen er det for framtidige feltutbygginger ikke tatt hensyn til den betydelige kostnadsreduksjonen som er funnet sted siden 2014. Kostnadsestimaterne som ligger til grunn for analysen kan dermed være noe høye.

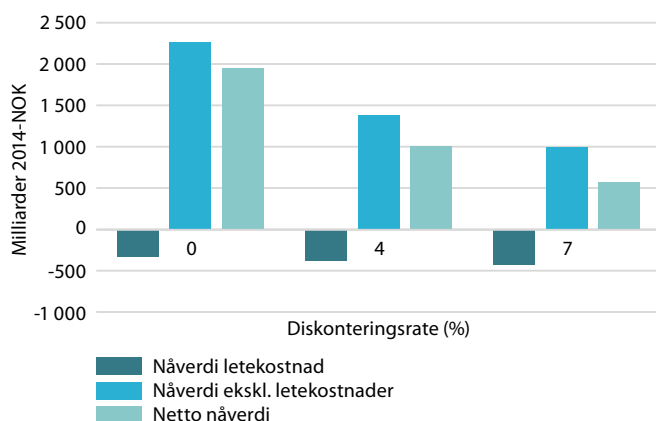
Anslagene for lønnsomhet av leting er usikre. Dette skyldes dels usikkerhet i ressursestimatene og usikkerhet om utviklingen av produktpriser og kostnadsnivå. En betydelig andel av funnene som er gjort i perioden 2000 til 2014 er ikke besluttet utbygd ennå. Det varierer hvor langt planene for disse funnene er kommet i planleggingsprosessen, derfor er anslag for produksjon og kostnader av varierende kvalitet. I tillegg er tidspunkt for produksjonsstart svært usikkert, noe som i betydelig grad også påvirker nåverdi.



Figur 4.4 Illustrasjon av hvilke ulike elementer som er inkludert i analysen

Beregnet lønnsomhet

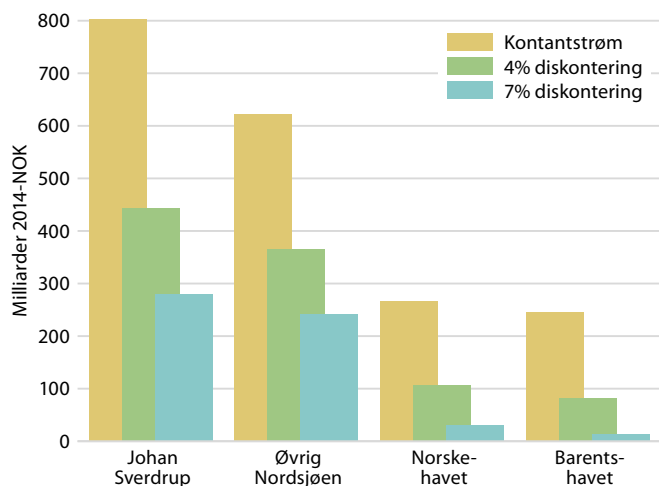
Samlet netto kontantstrøm av funnene i perioden er anslått til om lag 2000 milliarder kroner, etter fratrekk av lete-kostnader. Netto nåverdi er om lag 1000 milliarder kroner med fire prosent diskonteringsrate og tilnærmet 600 milliarder med sju prosent diskonteringsrate (figur 4.5).



Figur 4.5 Verdiskaping ved ulike diskonteringsrater

Anslagene viser at letevirksomheten har vært lønnsom i alle havområdene (figur 4.6). Verdien av leting har vært klart størst i Nordsjøen. Samlet netto kontantstrøm av funnene i Nord-sjøen i perioden er anslått til om lag 1400 milliarder kroner, etter fratrekk i lete-kostnader. Netto nåverdi er om lag 800 milliarder kroner med fire prosent diskonteringsrate og tilnærmet 500 milliarder med sju prosent diskonteringsrate.

Letevirksomheten i Norskehavet og Barentshavet har også skapt betydelige verdier. Samlet netto kontantstrøm fra disse to havområdene er på rundt 500 milliarder kroner.



Figur 4.6 Anslått netto nåverdi av leting i perioden 2000 til 2014 fordelt på ulike havområder



Utsnitt av det aller første Sokkelkartet som ble laget i 1965 i forbindelse med første konsesjonsrunde. Dette er en oversikt over selskapene som fikk de første utvinningstillatelsene på norsk sokkel.

Aktørbildet

Et aktørbilde som gjenspeiler de utfordringene virksomheten står overfor, både i modne og mindre modne områder, er viktig for realisering av ressurs- og verdipotensialet.

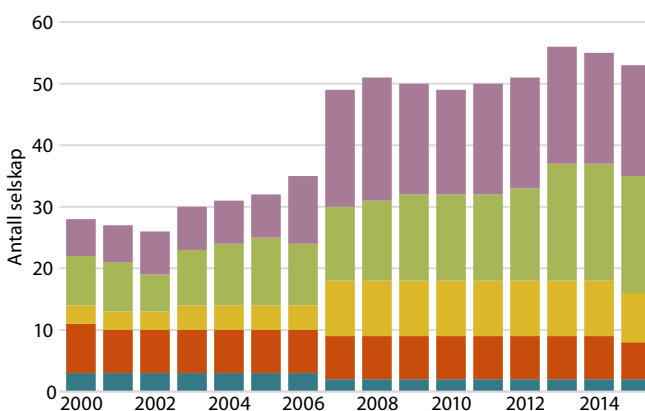
Det er i dag et stort mangfold av selskap i letefasen. Dette har medført høy aktivitet, økt konkurranse og økt idé mangfold som har gitt mange funn og tilført samfunnet betydelige verdier. Det økte antall selskap i letefasen har også gitt en økning i antall operatører for funn og felt.

De mange fusjonene blant de store oljeselskapene sent på 1990-tallet og rundt årtusenskiftet førte til at de internasjonale selskapene ble færre og enda større. Samtidig hadde norsk sokkel, særlig Nordsjøen, utviklet seg til en mer moden petroleumsprovinns, som med avtakende funnstørrelse ga andre utfordringer enn tidligere. Mulighetene i modne deler av sokkelen var av begrenset interesse for flere av de store selskapene.

Myndighetene iverksatte flere tiltak, både for å øke forutsigbarheten i tildelingene og for å øke antall selskap, blant annet prekvalifiserings- og TFO-ordningen og innføring av leterefusjonsordningen (se boks). Disse tiltakene, sammen med økende oljepris, har bidratt til flere selskap og større mangfold. Mange mindre og mellomstore olje- og gasselskap og europeiske gass-/kraftselskap etablerte seg på norsk sokkel. Det samme gjorde flere nye norske selskap. Antallet aktører ble nesten fordoblet i perioden 2002 til 2007 (figur 5.1)*. Ved utgangen av 2015 var det 53 selskap på norsk sokkel.

Mangfoldet av aktører i letefasen er en viktig forutsetning for at verdiskapingen skal bli størst mulig. Til tross for mange nye selskaper, er fortsatt norsk sokkel attraktiv for de store selskapene.

Det er tegn som tyder på at industrien nå går inn i en ny konsolideringsfase, som den gjorde på slutten av 1990-tallet. Signalene er de samme som i tidligere perioder med lav oljepris, der selskapene først kuttet kostnader og reduserte investeringer før det ble sammenslåinger. I 2014 og 2015 har antall selskap gått litt ned (figur 5.1).



Figur 5.1 Utviklingen i antall selskap på norsk sokkel siden 2000

Selskapene er gruppert i fem selskapstyper

Oljedirektoratet har delt aktørene på norsk sokkel fra 1965 fram til 31. desember 2015 inn i fem selskapstyper: Store norske selskap, Store utenlandske selskap, Mellomstore selskap, Europeiske gass-/kraftselskap og Små selskap.

Tabell 3.1 viser inndeling av aktører som er aktive som rettighetshavere på norsk sokkel per 31.12.2015. Petoro er definert som Store norske selskap selv om Petoro ikke er et oljeselskap i vanlig forstand, men rettighetshaver på vegne av staten. Inndelingen i grupper er basert på en kombinasjon av størrelse, nasjonalitet og fase (strategi). Størrelse er definert ut fra selskaperes markedsverdi på børsen. Selskaperes overgang mellom ulike selskapstyper er ivaretatt historisk, siden de hovedsakelig endrer selskapstype som følge av sammenslåinger og fusjoner. I løpet av de siste femten årene er det kun Det norske som har endret selskapstype på bakgrunn av funn som har gitt økt markedsverdi på børsen.

Små selskap	Atlantic, CapeOmega, Concedo, Core, Dana, Explora, Faroe, Fortis, Kufpec, Lime, Noreco, North Energy, Origo, Petrolia, Pure, Skagen44, Skeie, Spike
Mellomstore selskap	BG, Capricorn, DEA, Det norske*, Hess, Idemitsu, Lotos, Lukoil, Lundin, Maersk, MOECO, MOL, OMV, Premier, Repsol, Rosneft, Suncor, Tullow, Wintershall
Europeiske gass-/kraftselskap	Bayerngas, Centrica, DONG, E.ON, Edison, GDF Suez, PGNiG, VNG
Store utenlandske selskap	BP, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total
Store norske selskap	Statoil, Petoro

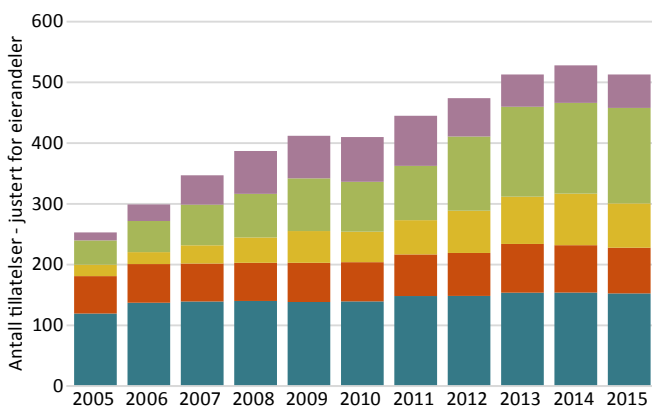
*Det Norske var "Små selskap" fram t.o.m 2011

Tabell 5.1 Gruppering av selskap som er rettighetshavere på norsk sokkel per 31.12.2015

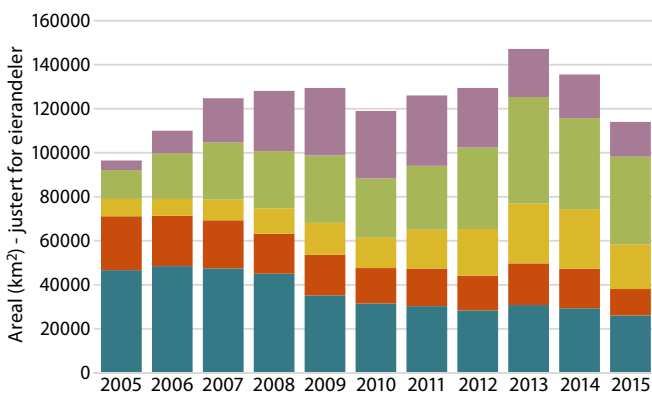
* Utviklingen er grundig beskrevet i Ressursrapporten 2013

Utvinningstillatelser

Store norske selskap og Mellomstore selskap har flest utvinningstillatelser og mest areal på norsk sokkel (figur 5.2 og 5.3). Store Norske selskap har imidlertid redusert sin andel av de totale utvinningstillatelsene og om lag halvert sin andel av konsesjonsbelagt areal siden 2005. Mellomstore selskap har siden 2005 økt sin andel av både utvinningstillatelser og areal. Økningen i 2012 skyldes delvis at Det Norske skiftet selskapstype fra Små selskap til Mellomstore selskap.



Figur 5.2 Antall tillatelser fordelt på de ulike selskapstypene i perioden 2000 til 2015



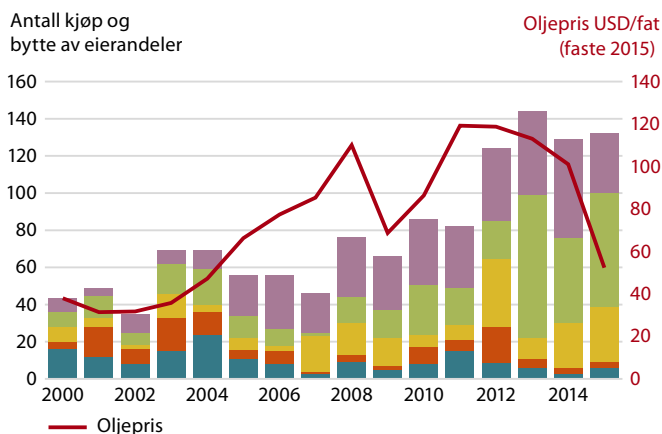
Figur 5.3 Areal i km² fordelt på de ulike selskapstypene i perioden 2005 til 2015

Kjøp, salg og bytte av eierandeler

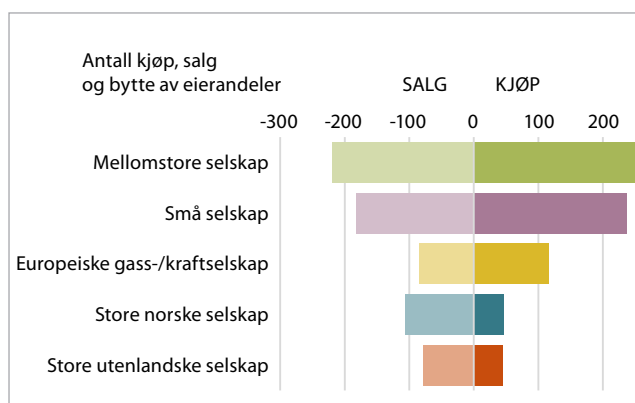
Et velfungerende annenhåndsmarked for kjøp og salg av eierandeler er viktig for å få til en effektiv utforskning av ressurspotensialet på norsk sokkel.

I tråd med økningen i antall selskap og tillatelser og utviklingen i oljepris, har annenhåndsmarkedet for eierandeler økt betydelig siden 2000 (figur 5.4).

Små selskap og Mellomstore selskap er mest aktive i annenhåndsmarkedet. Store norske selskap og Store utenlandske selskap er nettoselgere (figur 5.5), mens de øvrige selskapstypene er nettokjøpere.



Figur 5.4 Kjøp og bytte (til) av andeler i utvinningstillatelser i perioden 2000 til 2015, fordelt på selskapstyper



Figur 5.5 Antall kjøp, salg og bytte av eierandeler i perioden 2010 til 2015, fordelt på selskapstyper

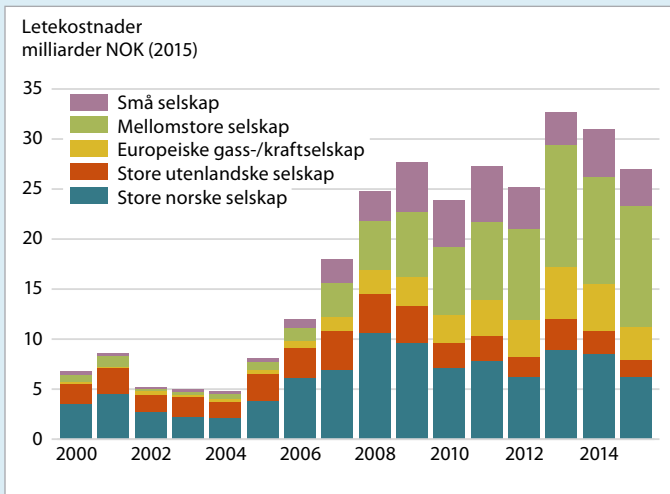
Leteaktivitet og resultat av leting

Selskapenes leteaktivitet, målt i leteinvesteringer og antall letebrønner, kan si noe om i hvilken grad selskapene deltar aktivt i letingen. Ressurstilvekst og lønnsomhet kan si noe om selskapenes prestasjon på norsk sokkel.

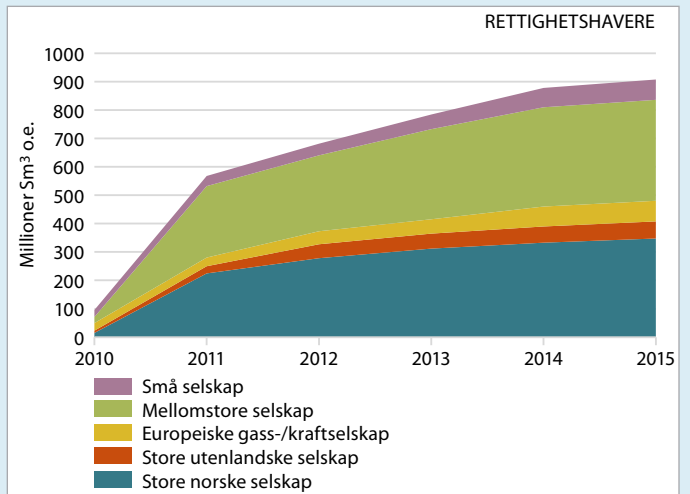
Leteaktivitet og leteresultater er imidlertid også et resultat av hvor på norsk sokkel selskapene leter og prospektiviteten på tildelt areal. Det er vanskelig å sammenligne selskap som leter i modne områder med selskap som leter i umodne områder. Dette skyldes at de umodne områdene i gjennomsnitt har lavere funnsannsynlighet og høyere sannsynlighet for at det blir gjort store funn enn i modne områder. Hvor selskapene leter, er et resultat både av selskapsstrategi og myndighetenes tildelingspolitikk.

Leresultater som ressurstilvekst og lønnsomhet av leting er målbare og kan si noe om selskapenes innsats. Dette fanger imidlertid ikke opp selskapenes bidrag i form av gode letekonsepter og aktiv deltakelse i utvinningstillatelsene.

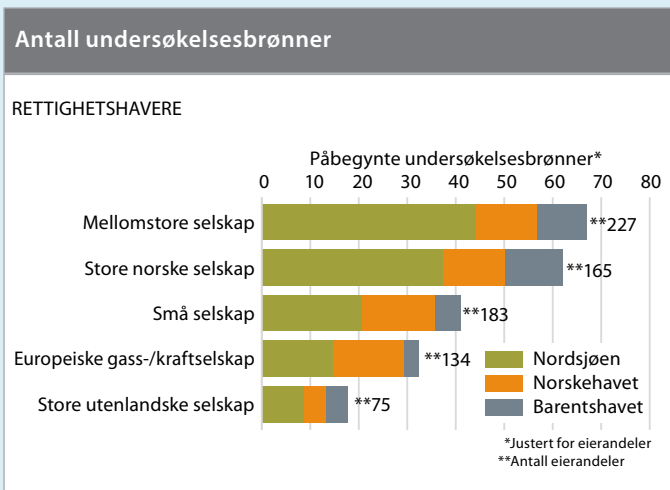
Store norske selskap og Mellomstore selskap har hatt størst leteaktivitet i perioden, målt i leteinvesteringer og antall



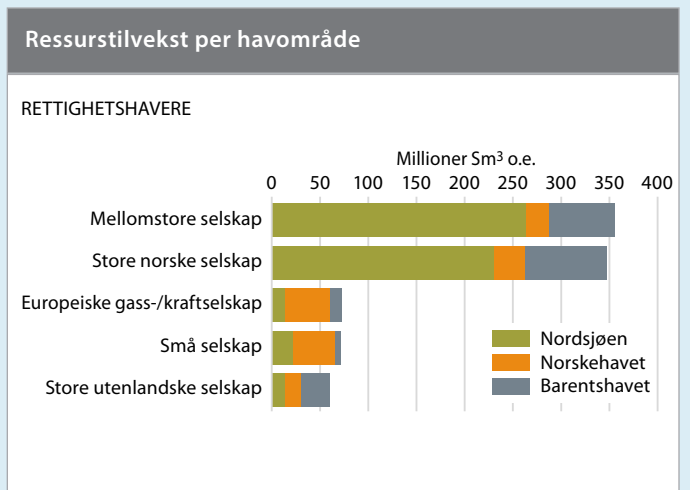
Figur 5.6 Investering i leting siste fem år fordelt på selskapstyper



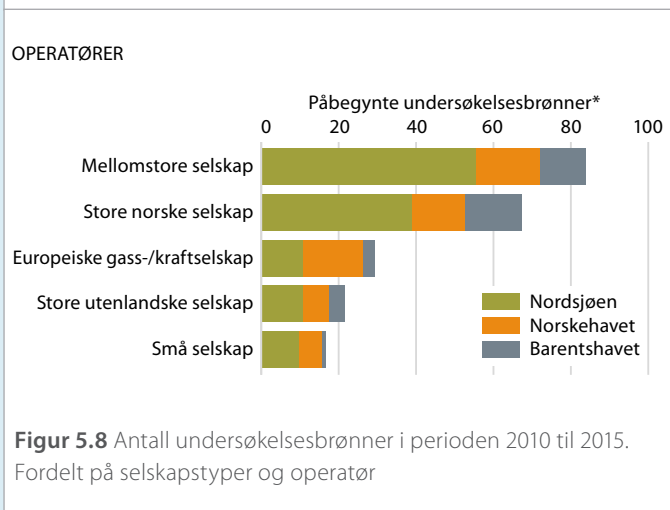
Figur 5.9 Akkumulert ressurstilvekst i perioden 2010 til 2014 fordelt på selskapstyper. Funn som per i dag ikke antas å bli bygd ut, er ikke inkludert (RK 6)



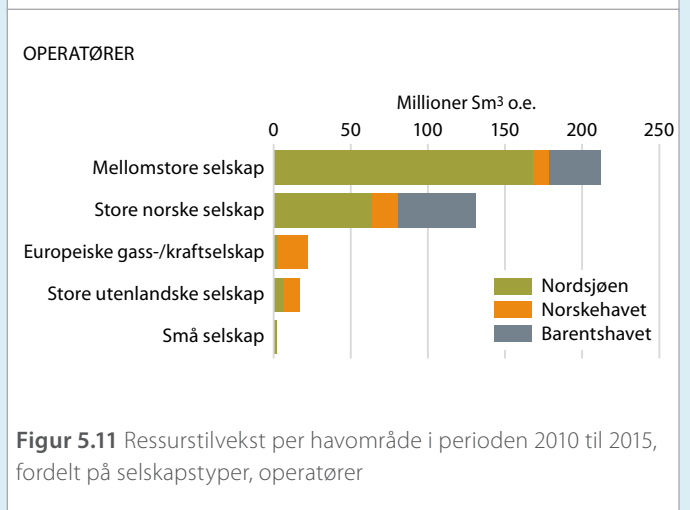
Figur 5.7 Antall undersøkelsesbrønner i perioden 2010 til 2015. Fordelt på selskapstyper og rettighetshaver



Figur 5.10 Ressurstilvekst per havområde i perioden 2010 til 2015, fordelt på selskapstyper, rettighetshaver



Figur 5.8 Antall undersøkelsesbrønner i perioden 2010 til 2015. Fordelt på selskapstyper og operatør



Figur 5.11 Ressurstilvekst per havområde i perioden 2010 til 2015, fordelt på selskapstyper, operatører

undersøkellesbrønner både som rettighetshaver og operatør (figur 5.6, 5.7 og 5.8). Disse selskapene har også fått flest utvinningstillatelseter og mest areal de siste årene.

I første halvdel av 2000-tallet var det Store norske selskap og Store utenlandske selskap som investerte mest i leting. Siden 2005 har leteinvesteringene økt betydelig, og andre typer selskap har økt sin andel av de totale investeringene. De siste årene er det Mellomstore selskap som står for den største andelen av leteinvesteringer.

Store norske selskap og Mellomstore selskap har påvist mest ressurser i perioden 2010 til 2015 både som rettighetshaver og operatør (figur 5.9, 5.10 og 5.11).

Disse selskapene står for den største andelen av ressurstilveksten gjennom eierskap i Johan Sverdrup. Det vesentligste bidraget til ressurstilveksten for Små selskaper kommer fra feltet Maria og funnet 6406/12-3S (Pil). Tilsvarende har eierskap i 7220/8-1 Johan Castberg bidratt vesentlig til ressurstilveksten for Store utenlandske selskap. Funnene 35/9-7 (Skarfjell) og 7220/11-1 (Alta) har gitt vesentlig bidrag til ressurstilveksten for Europeiske gass-/kraftselskap.

Store norske selskap og Store utenlandske selskap eide per 31.12.2015 om lag 85 prosent av gjenværende reserver, det vil si ressurser som er besluttet å bygge ut, og om lag 60 prosent av ressursene som ennå ikke er besluttet utbygd. Aktørbildet for ressurser i funn er mer balansert enn for gjenværende reserver (figur 5.12).

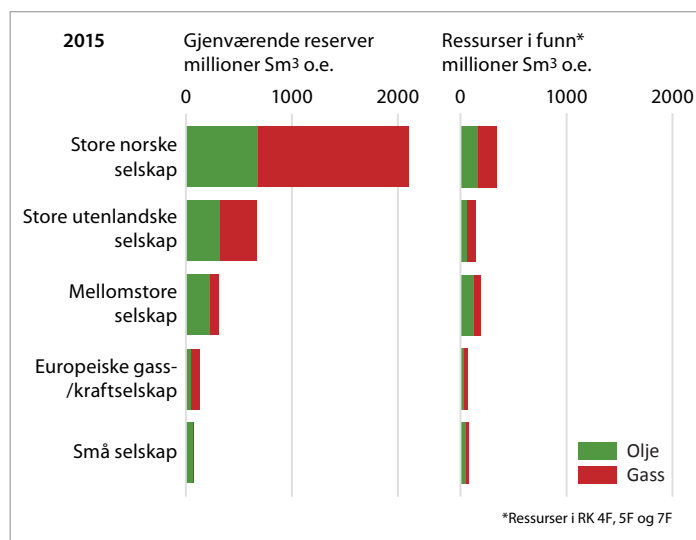
Letevirksomheten har de siste 15 årene tilført samfunnet betydelige verdier. Dette viser Oljedirektoratets analyse av letевirksomhetens lønnsomhet i perioden 2000 til 2014, som er beskrevet i kapittel 4.

Lønnsomheten er beregnet for letevirksomheten i perioden 2000 til 2014. Denne analysen, brutt ned på de ulike selskapsgruppene, viser at verdien av leting har vært spesielt høy for Store norske selskap og Mellomstore selskap (figur 5.13). Dette skyldes i stor grad bidraget fra Johan Sverdrup. Leting har vært lønnsomt for alle selskapstyper.

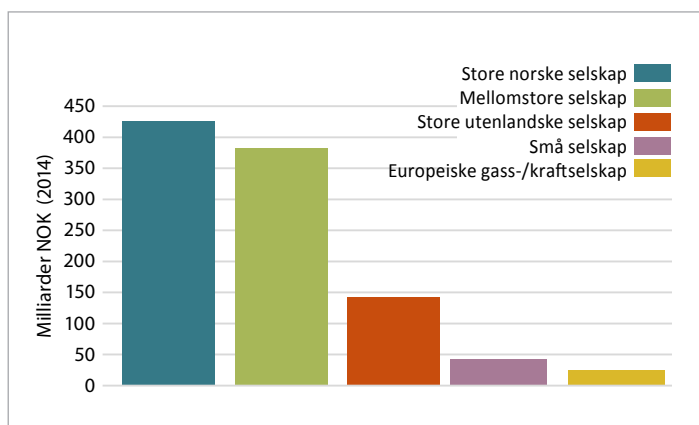
Aktørbildet i utbyggings- og driftsfasen

45 av 53 selskap på sokkelen hadde i 2015 eierinteresser i funn og felt. Antallet rettighetshavere med eierinteresser i funn og felt har økt gjennom 2000-tallet (figur 5.14).

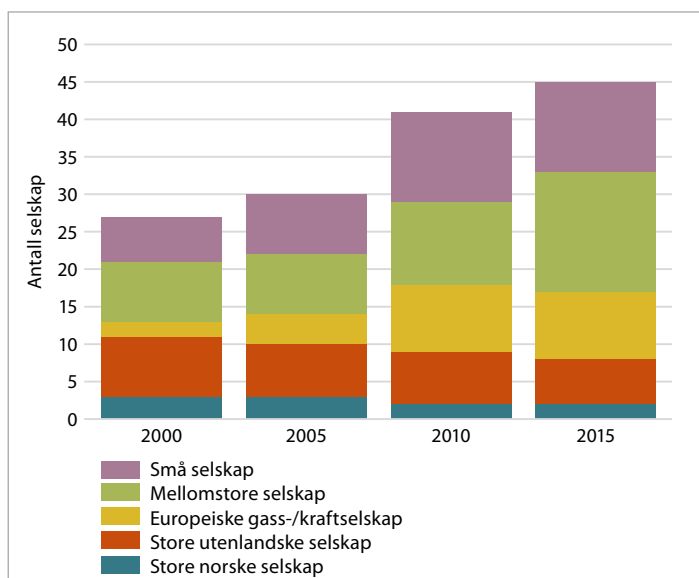
Ved årtusenskiftet var det 27 rettighetshavere med eierinteresser i funn og felt. Fra 2005 til 2010 skjedde veksten hovedsakelig blant Små selskap og Europeiske gass- og kraftselskap. Fra 2010 fram til utgangen av 2015 har veksten hovedsakelig skjedd blant Mellomstore selskap. Før den store veksten i antall selskap mellom 2005 og 2010, var nesten alle selskapene på sokkelen medeiere i felt eller funn. I perioden etterpå har denne andelen falt til om lag 80 prosent.



Figur 5.12 Gjenværende reserver og ressurser i funn på norsk sokkel per 31.12.2015 fordelt på olje og gass



Figur 5.13 Lønnsomhet av leting i perioden 2000 til 2014, fordelt på selskapstyper



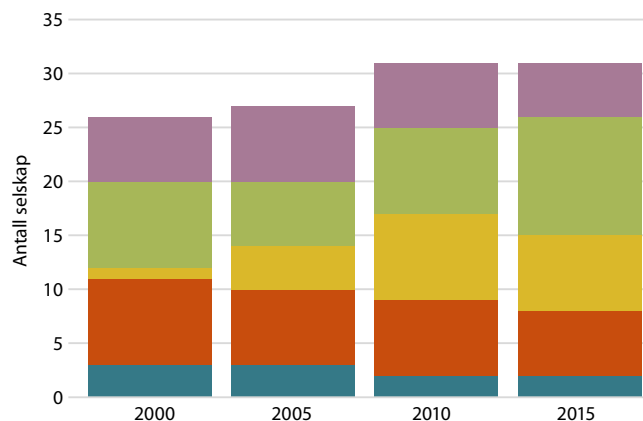
Figur 5.14 Antall rettighetshavere for funn og felt i drift

I 2015 var 31 av 53 selskap rettighetshaver i felt (figur 5.15). Om lag 90 prosent av selskapene i 2000 hadde andeler i felt, ved utgangen av 2015 var andelen om lag 55 prosent. Årsakene til dette kan være at et flertall av de nyere selskapene på sokkelen definerer seg som leteselskap, og at det har vært enklere å gjøre nye funn enn å kjøpe seg inn i etablerte felt.

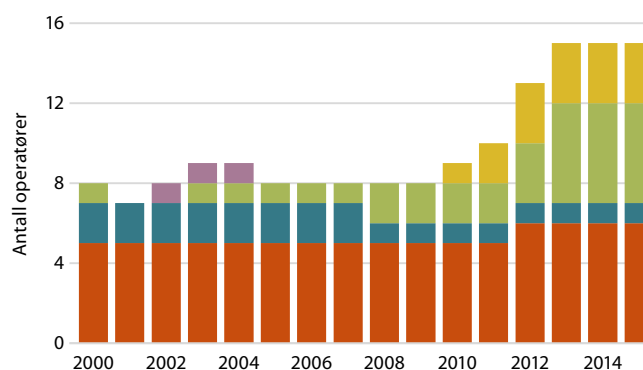
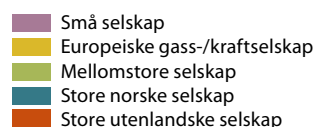
Operatører av funn og felt

Ved utgangen av 2015 var 22 av 45 rettighetshavere for funn og felt også operatører. 15 av disse var operatører på felt i drift. Dette er nesten en fordobling de siste 15 årene. I perioden 2009 til 2013 etablerte en rekke Mellomstore selskap og Europeiske gass- og kraftselskap seg som operatører. Siden 2013 har antall operatører ligget stabilt (figur 5.16).

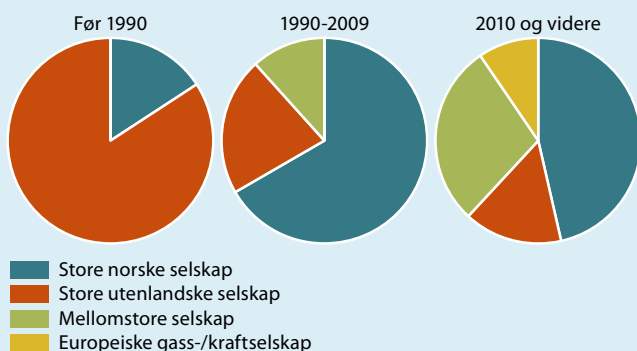
Veksten i antall operatører skyldes blant annet at Statoil har overdratt operatørskap til andre, og at Mellomstore selskap og Europeiske gass/kraftselskap har bygget ut felt der de er operatør.



Figur 5.15 Antall rettighetshavere i felt



Figur 5.16 Antall operatører på felt i drift på norsk sokkel



Hvem bygger ut funn?

Figuren viser utviklingen i type operatørselskap for felt-utbygginger i tre perioder.

I den første perioden dominerte Store utenlandske selskap. Senere, før og etter årtusenskiftet dominerte Hydro og Statoil utbyggingsaktiviteten. Nå har flere selskap ansvar for utbyggingsprosjekter. Den siste perioden inkluderer også planlagte utbygginger.

Justeringer av rammebetingelsene

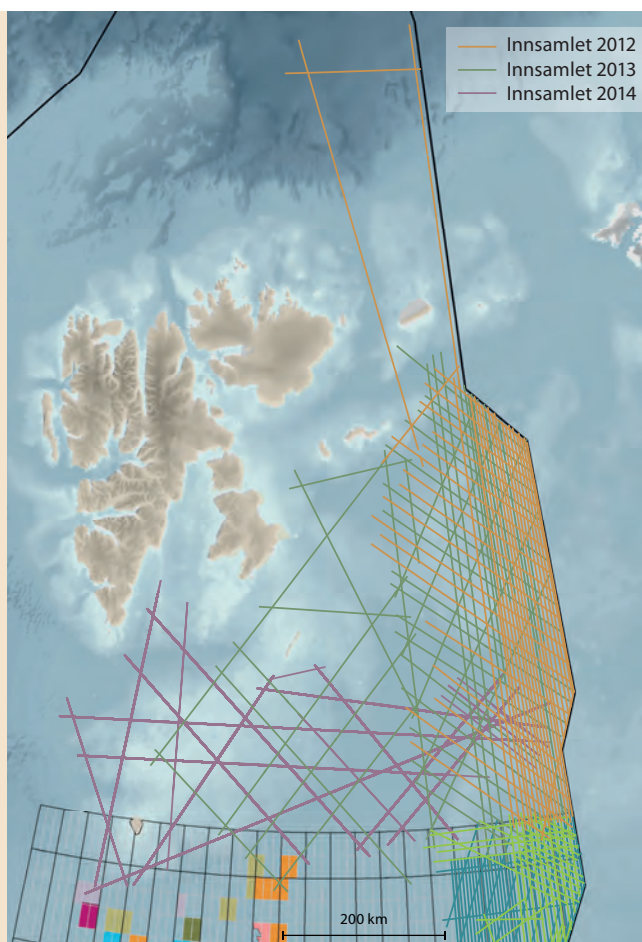
I første halvdel av 2000-tallet ble det gjennomført flere tiltak for å stimulere konkurransen og øke selskapsmangfoldet på sokkelen. Særlig tre justeringer i rammebetingelsene har vært viktige:

- Prekvalifiseringsordningen ble etablert for å gi selskap et tilbud om evaluering av deres egnethet for deltakelse på norsk kontinentalsokkel før de eventuelt bruker ressurser på å vurdere konkrete forretningsmuligheter. Interessen for prekvalifisering har vært stor siden ordningen ble innført, og det er fortsatt et jevnt tilsig av selskap som ønsker å gjennomgå en slik forhåndsvurdering.
- TFO-ordningen, sammen med justeringer i utformingen av arbeidsprogrammer, gir selskapene muligheter til jevn tilgang til leteareal og sikrer at det drives aktiv leting. Ordningen legger på denne måten også til rette for effektiv bruk av ressursene i oljeselskapene og sikrer at areal som tidligere er levert tilbake av andre selskaper blir tilgjengelig for selskaper med nye ideer. Dermed vil også tidligere tildelt areal være gjenstand for nye vurderinger.
- Gjennom leterefusjonsordningen kan selskapene velge om de ønsker å få refundert 78 prosent av letekostnadene påfølgende år eller å trekke fra letekostnadene i skattegrunnlaget. Ordningen ble innført for å sikre skattemessig likebehandling av letekostnader for selskaper i og utenfor skatteposisjon og dermed redusere eventuelle inngangsbarrierer for nye aktører og legge til rette for lønnsom leting. Etablerte selskaper i skatteposisjon kan løpende fradragføre letekostnader og dermed oppnå 78 prosent reduksjon i sin skattebetaling. Selskaper utenfor skatteposisjon kan alternativt få framført underskudd med rente (eventuelt få refundert skatteverdien av underskudd ved opphør av aktivitet på norsk sokkel). For små selskaper som ennå ikke er i skatteposisjon, gir refusjonsordningen en lavere kapitalbinding og dermed en bedret kontantstrøm.



Oljedirektorates geologiske kartlegging

Oljedirektoratets geologiske kartlegging i uåpnede og umodne deler av norsk sokkel bidrar til å øke forståelsen av geologien i områdene og øke datadekningen. Midlene til kartleggingen gis over statsbudsjettet.



Figur 6.1 Innsamling av seismikk i Barentshavet nord og nordøst

Geofysiske undersøkelser:

Seismiske undersøkelser: Innsamling av seismiske profiler skjer ved at lydbølger sendes fra en kilde over eller i undergrunnen. Lydbølgene forplanter seg gjennom bergartslagene som så reflekteres tilbake til sensorer på havbunnen, i overflaten eller til sensorer nede i et borehull. Dermed kan det dannes et bilde av geologien i undergrunnen. Den seismiske kartleggingen av norsk kontinentalsokkel startet i 1962.

2D-seismikk: Seismiske data som er innsamlet, prosessert og presentert som separate seismiske linjer / tverrsnitt gjennom undergrunnen.

3D-seimikk: Seismiske data innsamlet som tettliggende separate linjer, men prosessert og presentert som et tredimensjonalt volum av undergrunnen.

Gravimetrisk undersøkelse: Måling av variasjonen av gravitasjonsfeltet (tyngdekraften) for å avdekke sammensetningen av undergrunnen.

Magnetometriske data: Måling av variasjonen i jordskorpens magnetfelt for å avdekke sammensetningen av undergrunnen.

Grunne borehull:

Borehull som bores for å hente inn opplysninger om bergartenes karakteristika og/eller for å utføre geotekniske undersøkelser for plassering av innretninger, og som ikke bores for å påvise eller avgrense en petroleumforekomst eller for å produsere eller injisere petroleum, vann eller annet medium. (rf § 2). Grunne borehull er kjerneboringer boret maksimalt 200 meter ned i undergrunnen. For boring dypere enn 200 meter må det søkes samtykke fra Petroleumstilsynet, jf styringsforskriften § 25.

Oljedirektoratets innsamling av geologiske data og kartlegging i uåpnede og umodne deler av norsk sokkel bidrar til å øke forståelsen av geologien i områdene og øke datadekningen. Et godt data- og kunnskapsgrunnlag er en forutsetning for at myndighetene skal kunne spille en avgjørende rolle i ressursforvaltningen. Midlene til Oljedirektoratets kartlegging gis over statsbudsjettet.

Innsamling av seismikk i Barentshavet nord og nordøst

I perioden 2012 til 2014 samlet Oljedirektoratet inn seismiske 2D-data i Barentshavet nord og nordøst, til sammen 32 600 km. I hovedsak er datainnsamlingen utført i området nord for 74° 30' N som ikke er åpent for petroleumsaktivitet.

Fra 2012 ble det systematisk samlet inn lange linjer i et relativt tett nett i det nye området i øst mot grensen til Russland, totalt 13700 km. Tidligere var det bare samlet inn få linjer i dette området. På grunn av gunstige isforhold var det også mulig å samle inn tre seismiske linjer helt opp til 81 grader nord (figur 6.1).

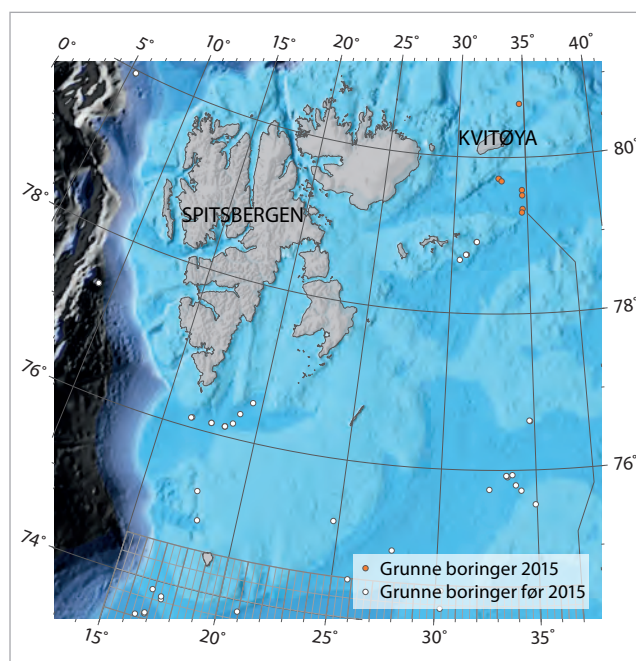
Datainnsamlingen fra 2013 og 2014 foregikk hovedsakelig i den østlige delen av Barentshavet nord, også mot grensen til Russland. Det ble samlet inn 13200 kilometer i 2013 og 5700 kilometer i 2014. Vest for området der Norge og Russland hadde overlappende krav finnes det eldre data fra perioden 1971 til 1997. Disse dataene har for det meste dårlig kvalitet, og de er samlet inn med eldre teknologi. Det har derfor vært viktig å samle inn ny seismikk for å få en bedre geologisk forståelse av området.

Samtidig med de seismiske innsamlingene fra 2012 til 2014 ble det samlet inn gravimetrisk og magnetometrisk data. Dette vil kunne bidra til å øke forståelse av geologien i området.

Alle seismiske data fra 2012 til 2014 er prosessert. Hard og ujevn havbunn og grunt vann har gjort prosesseringen svært krevende. Spesielt gjelder det områdene rundt Bjørnøya og opp mot Svalbard. Derfor blir dataene reprocessert.

Grunne borer i Barentshavet nord

Den geologiske utforskningen av Barentshavet nord startet med innsamling av 2D-seismikk midt på 1970-tallet. Etter hvert ble det behov for å innhente geologisk prøvemateriale for å forstå hvilke bergarter som ga de seismiske signalene (reflektorene) som ble vist på seismikken. Det

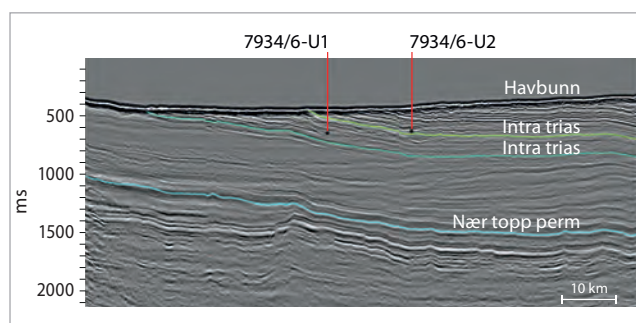


Figur 6.2 Grunne borer i Barentshavet nord

var også viktig å få kunnskap om bergartenes alder for å forstå den geologiske utviklingen i Barentshavet nord over tid. På slutten av 1980-tallet ble det boret flere vitenskapelige grunne borehull for å øke kunnskapen om geologien i området. Den siste av disse undersøkelsene ble gjennomført i 2005 øst for Kong Karls Land.

I årene etter at grenseavtalen med Russland ble ratifisert i 2011, fikk Oljedirektoratet midler over statsbudsjettet til innsamling av 2D-seismikk i de nye områdene. Det er begrenset kunnskap om bergartene, særlig nord i de nye områdene. Innhenting av nytt geologisk prøvemateriale er derfor avgjørende for kartlegging av nordområdene mot grensen til Russland.

I statsbudsjettet for 2015 ble det bevilget midler til grunne borer, og det ble hentet geologisk materiale fra inntil 200 meter lange kjerner. Det primære området for innsamlingen var sør og nord for Kvitøya (figur 6.2). Her opptrer utgående bergarter av forskjellig alder opp mot havbunnen, og særlig lagrekken i trias og kontakten til underliggende perm er av stor geologisk interesse (figur 6.3). Vanddyptet er mellom 230 og 360 meter.



Figur 6.3 Seismisk snitt som viser utgående bergartsgrenser

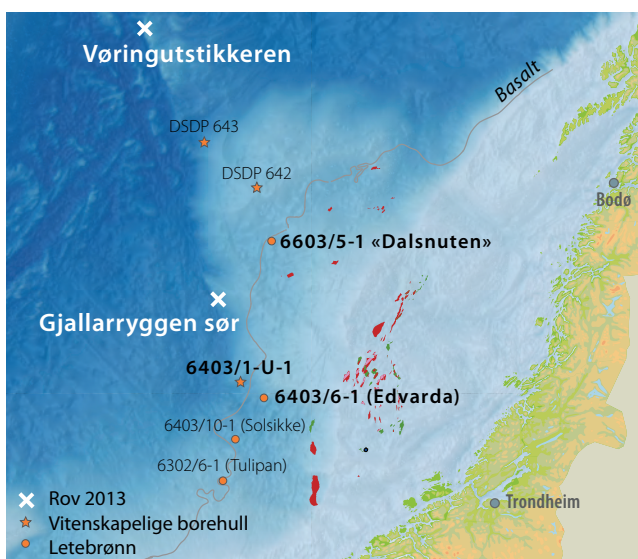
Det ble boret sju vellykkede grunne hull, og de varierte i boredyp fra 52 til 200 meter. Valg av lokaliteter var basert på 2D-seismiske data, og målet var å ta kjerner i bergartsgrenser som i hovedsak opptrer på dypt nivå i Barentshavet, men som av ulike geologiske årsaker opptrer på grunt nivå i undersøkelsesområdet. Totalt ble det tatt 1048 m kjerner med geologisk materiale, og kunnskap fra kjernene vil øke den geologiske forståelsen av nordlige deler av Barentshavet.

Foreløpige resultater av de grunne boringene sør for Kvitøya viser at de eldste bergartene er fra karbon og perm med avsetning av karbonater og skifer. Overgangen mellom perm og trias er godt bevart i kjernene. Det er kjernetatt en mørk skifer fra midtre trias som er antatt å være rik på organisk materiale. I en boring nord for Kvitøya er det påvist dolomitt som antagelig er avsatt i karbon.

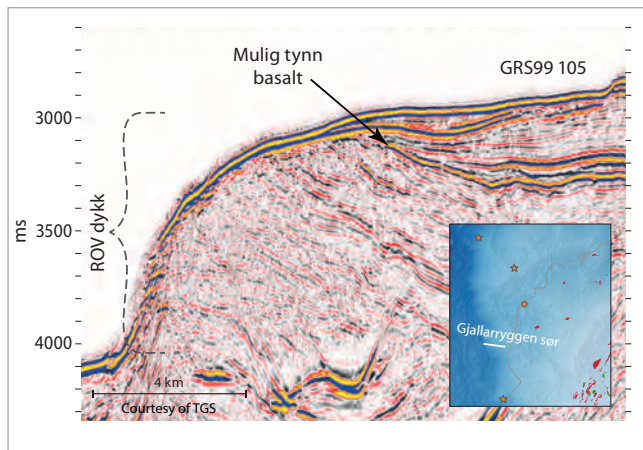
I seintrias er det avsatt store mektigheter av sandsteiner med innslag av kull-lag. En foreløpig tolkning er at disse lagene er avsatt som en stor elveslette langt nord i Barentshavet. Denne elvesletta ble oversvømt av havet med avsetning av marin skifer før en ny puls av sandsteiner ble avsatt på overgangen mellom trias og jura. En mer nøyaktig aldersdatering av kjernematerialet og undersøkelse av kjemiske egenskaper av bergartene vil gi viktig informasjon for videre geologisk tolkning i området.

Tokt med miniubåt

I 2013 gjennomførte Oljedirektoratet, i samarbeid med Universitetet i Bergen, et tokt med en miniubåt (Remotely Operated Vehicle, ROV) i nordvestlige deler av Norskehavet på havdyp i underkant av 3500 meter. Hensikten var å innhente prøver av bergarter som ligger under basalten (vulkansk bergart) på en kostnadseffektiv måte. Dette ble utført med en ROV som hadde påmontert en motorsag for å skjære ut bergartsprøver på bratte utgående lag. Lokalitetene var basert på informasjon fra seismiske- og



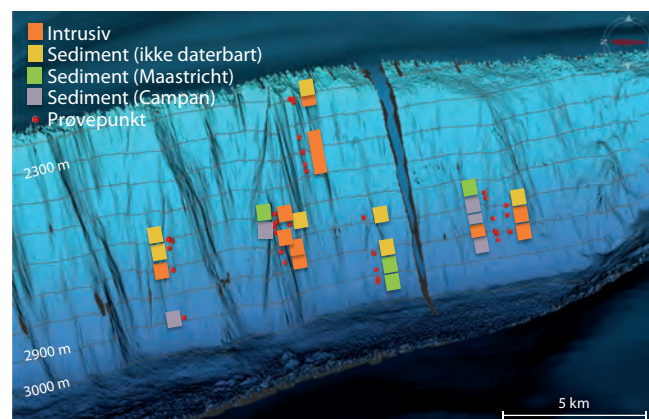
Figur 6.4 Lokalitet for områder som ble undersøkt av ROV i 2013.



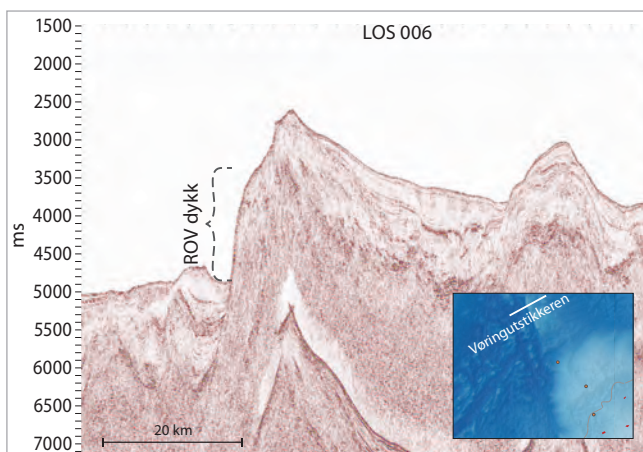
Figur 6.5 Seismisk linje som illustrerer hvor ROV-dykk ble gjennomført på den sørlige forlengelsen av Gjallarryggen

batymetriske data. Materialet som ble hentet opp ved den sørlige delen av Gjallarryggen (figur 6.4, 6.5 og 6.6), viser tilstedeværelse av flere mektige gangbergarter (intrusjoner) som har størknet som søyler. Gangbergartene er aldersbestemt til seinpaleocen ved U/Pb (uran/bly) datering (57 millioner år) og har intrudert finkornete sedimenter fra øvre kritt (maastricht og campan). Det ble ikke påtruffet eldre sedimentære bergarter enn seinkritt, noe som er i overensstemmelse med resultatet fra letebrønnen 6603/5-1 (Dalsnuten).

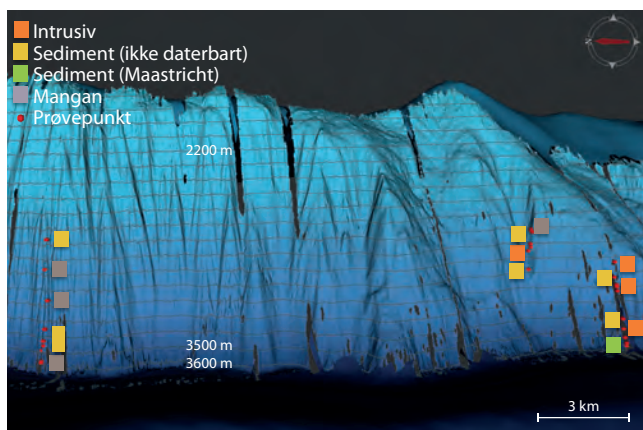
På samme tokt ble det hentet opp geologiske prøver på Vøringutstikkeren (figur 6.4, 6.7 og 6.8). Her ble det påvist vulkanske bergarter og finkornete sedimenter av seinkritt alder. I dette området ble det også påvist forekomster av mangan.



Figur 6.6 Gjallarryggen – med prøvepunkter og 100 meter konturer for havdyp



Figur 6.7 Seismisk linje som illustrerer hvor ROV-dykk ble gjennomført på Vøringutstikkeren

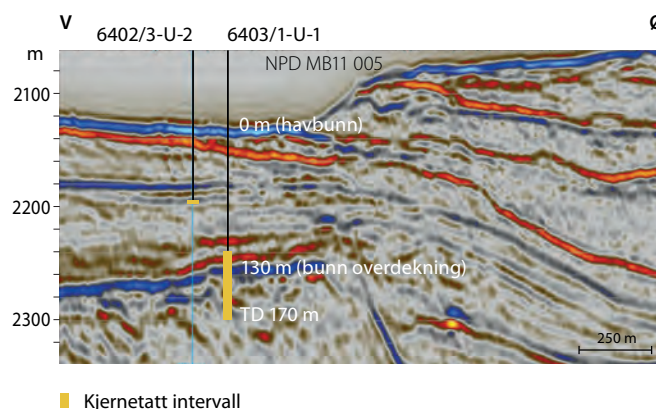


Figur 6.8 Vøringutstikkeren - med prøvepunkter og 100 meter konturer for havdyp

Grunne borer i vestlige deler av Mørebasenget

I de vestlige delene av Mørebasenget er det tidligere samlet inn lite data. For å øke den geologiske forståelsen, ble det boret grunne borehull på Mørerandhøgda i 2014, 40 km nordvest for brønnen 6403/6-1 (Edvarda) (figur 6.4).

Havdyppet i undersøkelsesområdet er om lag 2100 m, og boreddybden var begrenset til 200 m under havbunnen. Det primære målet med toktet var å ta kjerneprøver av skråstilte reflektorer dypere enn 130 meter under havbunnen for å avklare om dette er sedimentære bergarter og/eller vulkanske bergarter (figur 6.9). Resultater viser at de skråstilte reflektorene består av vulkanske bergarter dannet ved hurtig avkjøling av lava som kommer i kontakt med havvann. Resultatene av boringene gir viktig informasjon om den geologiske utviklingen i denne delen av Norskehavet. Boringen gir ikke informasjon om mulige letemål under basalten.



Figur 6.9 Seismisk snitt som viser skråstilte reflektorer fra 130 m til 170 meters dyp



Nye strukturelementer i Barentshavet sørøst

Oljedirektoratets kartlegging i Barentshavet sørøst har medført at flere store geologiske strukturer i dette området er definert. Så langt er fire nye strukturelementer definert og formelt godkjent av Norsk Stratigrafisk Komite (Mattingsdal med flere, 2015). Strukturene har fått navn etter fartøy som er brukt til forskning i arktiske strøk.

Haapetdomen: "Haapet" var seilskuten som ble brukt av geolog Balthazar Mathias Keilhau til det som er beskrevet som den første virkelige vitenskapelige ekspedisjonen til Svalbard i 1827. Strukturen er en stor lav-relieff hvelving med diameter på rundt 40 km.

Veslekaridomen: "Veslekar" (bygd i 1918) var den tredje mest solide ishavsskuta bygd av tre etter "Fram" og "Maud", og den ble brukt til en rekke vitenskapelige ekspedisjoner i arktiske strøk. Strukturen er en stor ellipse-formet hvelving som er rundt 50 km lang og 25 km bred.

Signalhorn-domen: "Signalhorn" (bygd i 1914) var en ishavsskute som ble brukt til både vitenskapelige ekspedisjoner i Arktis og til oljeleting ved Svalbard. Strukturen er en stor og avlang ellipse-formet lav-relieff hvelving, rundt 60 km lang og 15 km bred.

Polstjernaforkastningskomplekset: "Polstjerna" (bygd i 1949) ble blant annet brukt til vitenskapelige ekspedisjoner rundt Svalbard og er i dag Norges best bevarte ishavsskute, utstilt på Tromsø Museum. Strukturelementet representerer en forkastningssone som avgrensner Bjarmelandsplattformen fra den nordøstlige delen av Nordkappbassenget.

Referanser:

Mattingsdal, R., Høy, T., Simonstad, E., Brekke, H., 2015, "An updated map of structural elements in the southern Barents Sea". Poster presentert på det 31. Geologiske Vintermøtet, 12.-14. januar 2015, Stavanger.

Omregningstabell

	1 Sm ³ olje	=	1,0 Sm ³ o.e.
	1 Sm ³ kondensat	=	1,0 Sm ³ o.e.
	1000 Sm ³ gass	=	1,0 Sm ³ o.e.
	1 tonn NGL	=	1,9 Sm ³ NGL = 1,9 Sm ³ o.e.
Gass	1 kubikkfot		1 000,00 Btu
	1 kubikkmeter		9 000,00 kcal
	1 kubikkmeter		35,30 kubikkfot
Råolje	1 Sm ³		6,29 fat
	1 Sm ³		0,84 toe
	1 tonn		7,49 fat
	1 fat		159,00 liter
	1 fat/dag		48,80 tonn/år
	1 fat/dag		58,00 Sm ³ per år

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

Se også oljeordlisten på vårt nettsted; <http://www.npd.no/no/om-od/informasjontjenester/oljeordliste/>



OLJEDIREKTORATET

Professor Olav Hanssensvei 10
Postboks 600
4003 Norge
Telefon: 51 87 60 00
www.npd.no
postboks@npd.no

