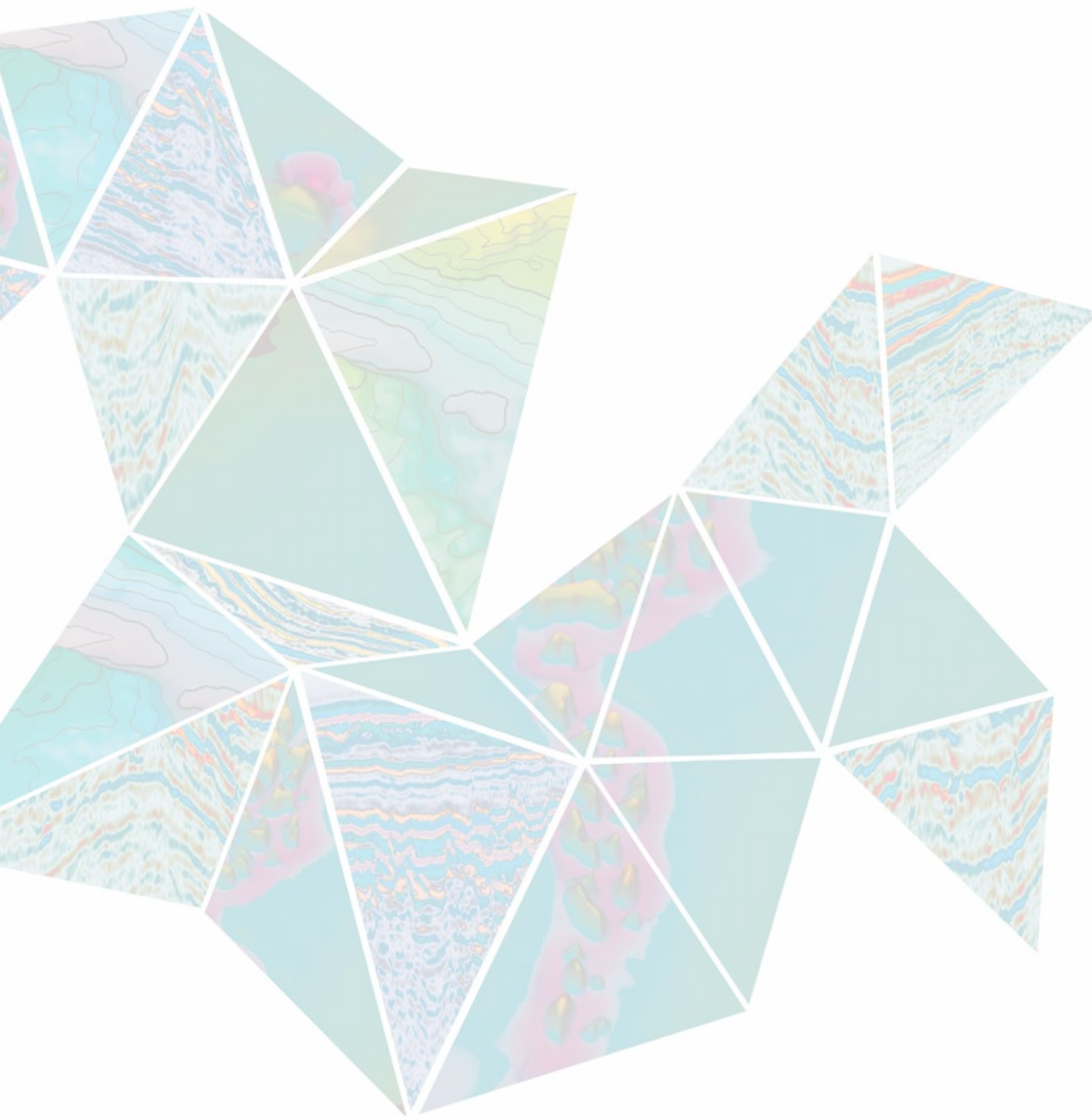




OLJEDIREKTORATET

RESSURSRAPPORT LETING 2018





KAPITTEL 1: INNLEDNING OG SAMMENDRAG	5-12
KAPITTEL 2: LETING NORSK SOKKEL	13-24
KAPITTEL 3: UOPPDAGEDE RESSURSER	25-32
KAPITTEL 4: LØNNSOMHET AV LETING	33-38
KAPITTEL 5: AKTØRBILDET I LETEFASEN	39-44
KAPITTEL 6: NY LETETEKNOLOGI OG NYE ARBEIDSPROSESSER	45-53
KAPITTEL 7: LETEANALYSER	55-65
KAPITTEL 8: RESSURSER FOR FRAMTIDEN: HAVBUNNSMINERALER OG GASSHYDRATER	67-72



Produksjonen av olje og gass fra norsk sokkel ventes å øke de nærmeste årene. Økningen skyldes bidrag fra funn som er under utbygging, men også produksjonsvekst fra allerede produserende felt. Fra midten av 2020-tallet synker produksjonen fra disse, og produksjon fra ressurser som ennå ikke er oppdaget vil begynne å gjøre seg gjeldende. Det tar flere år fra det gjøres funn til et felt kommer i drift. For å opprettholde produksjonen på samme nivå etter midten av 2020-tallet, er det derfor behov for raskt å gjøre nye og større funn.

Oljedirektoratets hovedoppgave er å bidra til størst mulige verdier for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom en effektiv og forsvarlig ressursforvaltning, der det tas hensyn til helse, miljø, sikkerhet og til andre brukere av havet. Et godt fakta og kunnskapsgrunnlag er en forutsetning for at myndighetene skal kunne spille en avgjørende rolle i ressursforvaltningen.

I denne rapporten legger Oljedirektoratet fram en oppdatert oversikt over uoppdagede petroleumressurser på norsk kontinentalsokkel. Denne viser at etter over 50 års virksomhet er rundt 55 prosent av forventede olje- og gassressurser ennå ikke produsert, og av disse er litt under halvparten ennå ikke funnet.

Oljedirektoratets oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser er på 4000 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på nærmere 40 prosent siden forrige estimat fra 2016. Den store økningen er et resultat av Oljedirektoratets ressurskartlegging nordover i Barentshavet nær avgrensingslinjen mot Russland. I den åpne delen av Barentshavet, i Nordsjøen og i Norskehavet er anslaget for de uoppdagede ressursene om lag som sist. Nesten to tredjedeler av de uoppdagede ressursene ligger i Barentshavet mens resten er fordelt på Norskehavet og Nordsjøen. Oppsidepotensialet er størst i Barentshavet der store områder ennå ikke er utforsket.

Tallene forteller oss at mulighetene på norsk sokkel fortsatt er store og kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår. Myndighetene legger til rette for jevnlig tilgang på leteareal gjennom regelmessige konsesjonsrunder som bidrar til viktig forutsigbarhet

for næringen. Det har vært stor interesse fra industrien i de siste konsesjonsrundene, og etter et par år med lavere leteaktivitet ser vi nå at aktiviteten tar seg opp igjen. Dette er viktig for at ressurspotensialet skal bli påvist og produsert.

De siste årene har funnene vært mindre enn tidligere. I områder med eksisterende infrastruktur kan selv svært små funn knyttes opp til felt i produksjon og bidra til betydelig verdiskaping. Våre analyser av lønnsomheten på norsk sokkel viser at leteaktiviteten har vært lønnsom i alle havområder. Derfor er det viktig at det fortsatt letes aktivt både i kjente og mindre kjente områder. Et mangfoldig aktørbilde bidrar til dette.

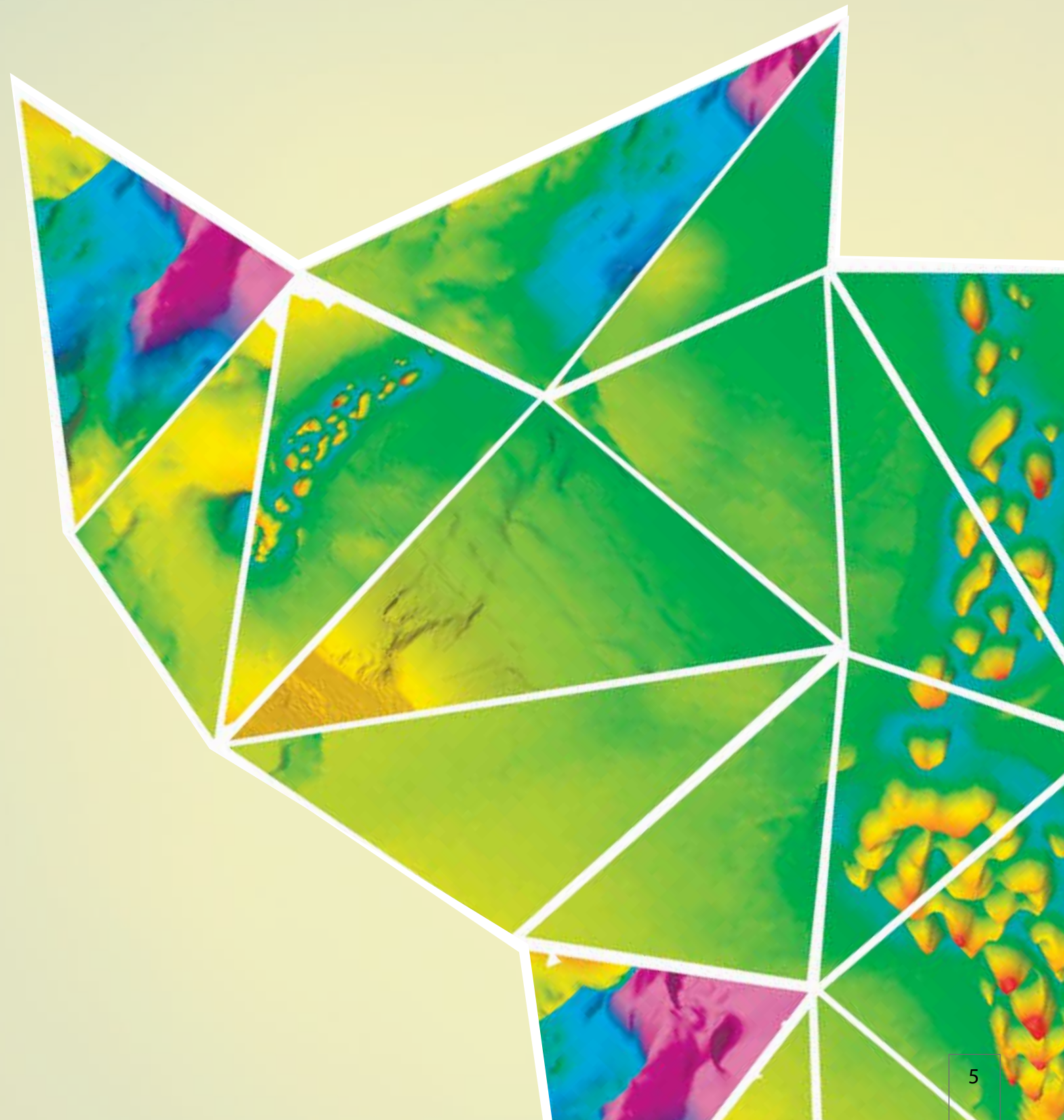
Olje- og gassforekomstene blir stadig vanskeligere å finne. Teknologiutviklingen har gitt bedre data og bedre verktøy som har bidratt til ny innsikt og gjort det mulig å identifisere nye letekonsepter. Denne utviklingen vil fortsette i årene som kommer. Integrasjonen av bred og dyp geofaglig kompetanse og digital teknologi blir trolig nøkkelen til å identifisere nye ressurser i årene framover.

Rapporten sammenstiller informasjon og presenterer en rekke analyser som vil være en del av kunnskapsgrunnlaget til både myndighetene og næringen. Analysene er ment å danne grunnlag for læring og gode letebeslutninger som kan bidra til å opprettholde leteaktiviteten og produksjonsnivået utover i tid.

Det er forekomster av mineraler med sjeldne jordarter på havbunnen mange steder i verden, og det er en begynnende interesse for kommersiell utnyttelse av slike. På norsk kontinentalsokkel er det kjent at havbunnsmineraler finnes i de dype delene av Norskehavet. Sommeren 2018 skal Oljedirektoratet sette i gang egne undersøkelser. Dette kan bli et nytt kapittel i historien om Norges havressurser.

Stavanger, juni 2018

Torgeir Stordal
Letedirektør



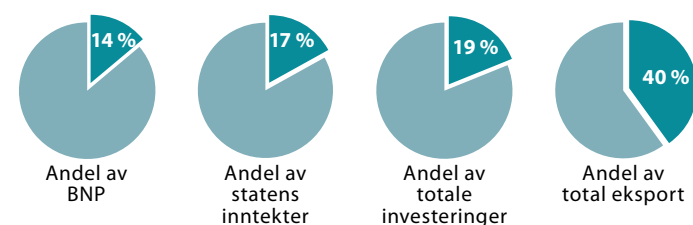
Store gjenværende ressurser på norsk sokkel gir fortsatt store muligheter både i modne og mindre utforskede områder. Økt kunnskap, bedre datadekning, nye arbeidsmetoder og ny teknologi åpner for nye letemuligheter og kan gi flere lønnsomme funn. Selskapene må lete og finne mer for å opprettholde aktivitet og produksjon over tid.

Til neste år er det 50 år siden Ekofisk ble funnet sør i Nordsjøen. Ekofisk-funnet førte til stor interesse for å lete i norske områder, og i løpet av de neste 20 årene ble det gjort flere betydelige funn. Om lag 70 prosent av påviste ressurser ble funnet i perioden fram til 1990 (figur 1.1).

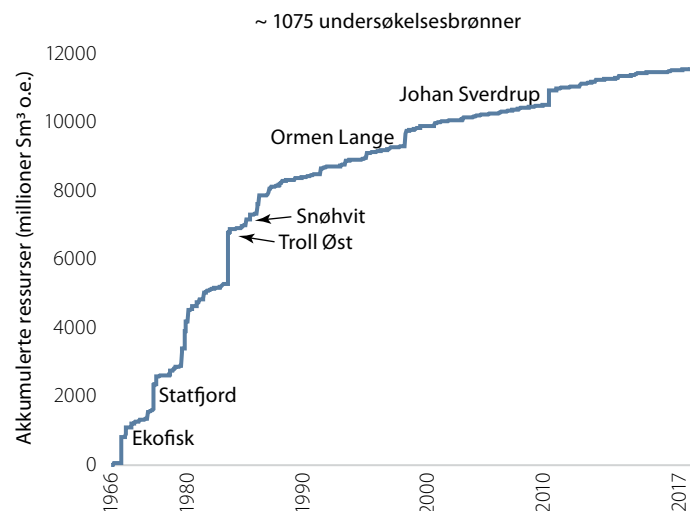
Siden de første lønnsomme oljefunnene ble gjort, har Norge etablert seg som en viktig aktør i de internasjonale olje- og gassmarkedene.

BETYDELIGE VERDIER

Olje og gass fra norsk sokkel har gitt store inntekter som har bidratt til at Norge i dag er et svært rikt land. Petroleumsvirksomheten er landets største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter, investeringer og eksportverdi.



Figur 1.2 Makroøkonomiske indikatorer for petroleumsektoren 2017 (Kilde: norskpetroleum.no)

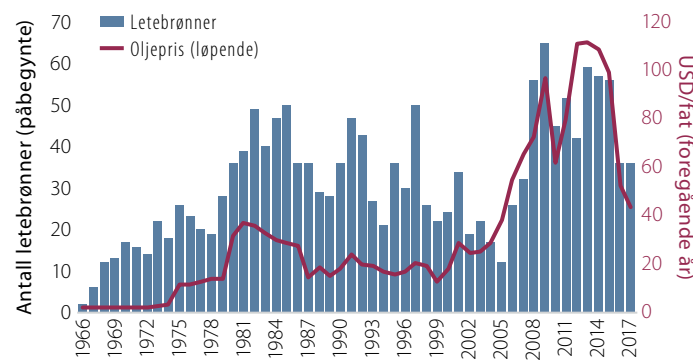


Figur 1.1 Ressurstilvekst på norsk sokkel 1966 – 2017

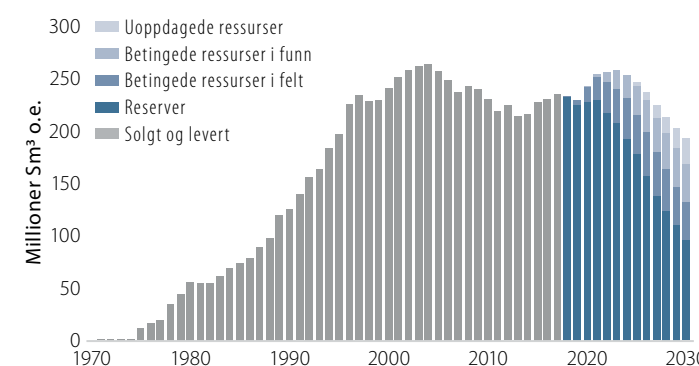
Olje- og gassvirksomheten utgjorde i 2017 om lag 14 prosent av landets samlede verdiskaping, brutto nasjonalprodukt (BNP) (figur 1.2). Investeringene utgjorde 19 prosent av totale investeringer, og sektoren sto for 17 prosent av statens inntekter. Salgsinntekter fra olje og naturgass sto for rundt 40 prosent av den samlede eksportverdien dette året.

MÅLRETTEDE TILTAK

Leteaktiviteten, målt i antall letebrønner, har blant annet svingt i takt med utviklingen i oljepris (figur 1.3). Fra slutten av 1990-tallet sank leteaktiviteten og var på sitt laveste i 2005 med 12 letebrønner. Den lave leteaktiviteten førte til at myndighetene satte i gang målrettede tiltak for å stimulere aktiviteten og øke mangfoldet og konkurransen på sokkelen. Sammen med stigende oljepris førte tiltakene til en kraftig økning i antall letebrønner. Nye selskap kom inn, og det ble gjort flere lønnsomme funn, med 16/2-6 Johan Sverdrup som det største.



Figur 1.3 Utvikling i antall påbegynte letebrønner



Figur 1.4 Historisk og forventet framtidig produksjon fra norsk sokkel fram til 2030

MYK LANDING

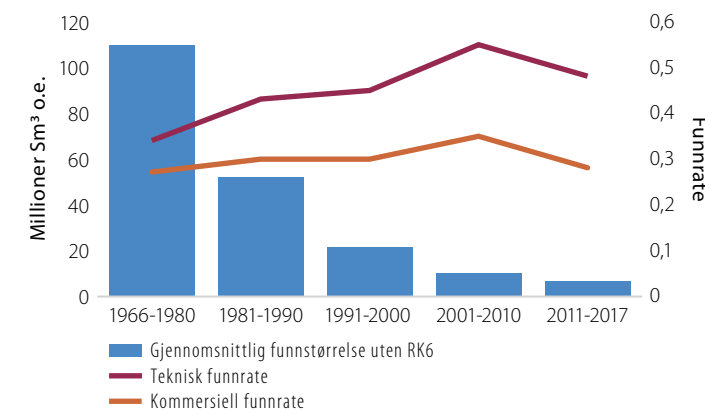
Etter kraftig vekst i antall letebrønner og letekostnader fra 2005 til 2014 førte kostnadsnivået og oljeprisfallet seinhøsten 2014 til kutt i letebudsjetter, utsatte investeringer og nedgang i antall letebrønner som falt fra 57 i 2014 til 36 i 2016. Industrien satte også i verk tiltak for å øke produktiviteten og effektiviteten og redusere kostnadsnivået. I 2017 flatet nedgangen ut, og leteaktiviteten i 2018 forventes å bli høyere enn de to foregående årene. I et historisk perspektiv er leteaktiviteten fortsatt relativt høy.

BETYDELIG RESSURSPOTENSIAL

Til tross for over 50 år med letevirksomhet, er det etter Oljedirektoratets (OD) vurdering fortsatt store muligheter på sokkelen. Ressursregnskapet indikerer at om lag halvparten av de totale petroleumsressursene er igjen å produsere. Av de forventede gjenværende ressursene ligger rundt 53 prosent i felt og funn, mens 47 prosent gjenstår å finne.

ODs oppdaterte kartlegging har medført en økning i estimatet for uoppdagede ressurser fra rundt 2900 til 4000 millioner Sm³ oljeekvivalenter (o.e.). Estimater har en betydelig usikkerhet, spesielt for de lite utforskede områdene i Barentshavet og Jan Mayen.

De totale gjenværende ressursene gir grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover. Dagens prognose for framtidig petroleumsproduksjon viser en økning fram til midten av 2020-tallet, før den gradvis



Figur 1.5 Utviklingen i gjennomsnittlig funnstørrelse og gjennomsnittlig teknisk og kommersiell funnrate.¹ Funnstørrelsen er basert på dagens estimat, ikke estimatet rapportert på funntidspunktet.

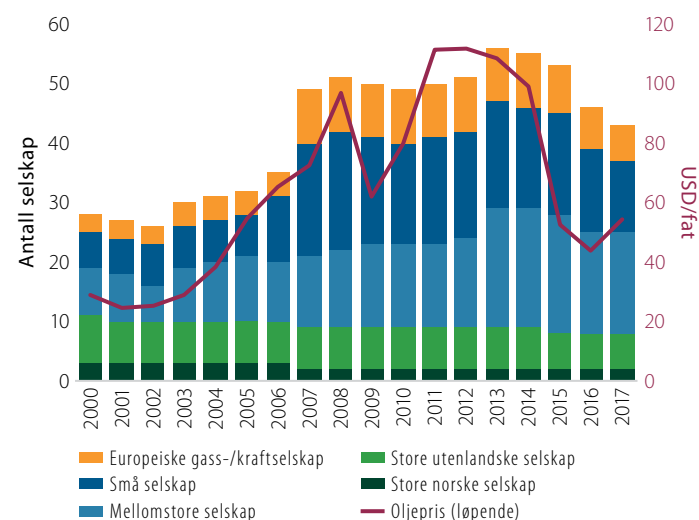
avtar. Fra rundt 2025 må en stadig større del av produksjonen komme fra uoppdagede ressurser (figur 1.4). Skal produksjonen og aktivitetsnivået opprettholdes på dagens nivå, må det derfor letes mer og påvises nye ressurser.

UTVIKLINGSTREKK

Funnene er mindre: Funnene de seineste årene er gjennomsnittlig mindre enn tidligere (figur 1.5). Dette er en naturlig utvikling i en moden petroleumsprovinns. Modne områder kjennetegnes ved at det er kjent geologi, normalt færre og mindre tekniske utfordringer, samt godt utbygd eller planlagt infrastruktur. Størstedelen av det arealet som er åpnet for petroleumsvirksomhet er nå modne områder. Det er fortsatt store uoppdagede ressurser igjen i modne områder som kan gi grunnlag for nye funn. Disse ressursene kan representere betydelige verdier.

Utvikling i teknisk funnrate viser at økt kunnskap, bedre og mer data samt teknologiutvikling har bidratt til at letevirksomheten er blitt mer effektiv siden første brønn i 1966. Selv om gjennomsnittlig funnrate er noe redusert de siste årene, har den holdt seg på et høyt nivå siden tidlig på 1990-tallet. Den kommersielle funnraten har holdt seg på om lag samme nivå siden petroleumsvirksomheten startet, til tross for at gjennomsnittlig funnstørrelse har vært avtakende. Det er fortsatt lønnsomt å lete på norsk sokkel.

¹ Funn hvor utvinning er lite sannsynlig, Ressursklasse 6 (RK6), er ikke inkludert i den gjennomsnittlige funnstørrelsen. I beregning av teknisk funnrate er alle funn inkludert. I kommersiell funnrate er funn i ressursklasse seks (RK6) ikke inkludert. Det er også foretatt en skjønsmessig vurdering av nye funn i ressursklasse sju (RK7), dvs funn som ikke evaluert (se figur 1.10 for ODs ressursklassifiseringssystem).



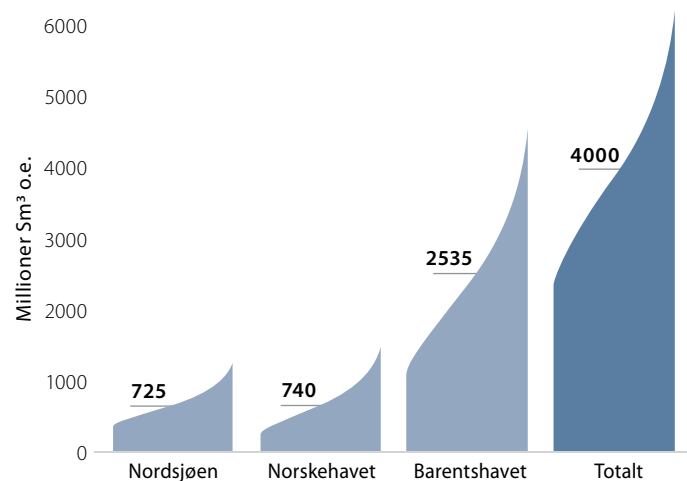
Figur 1.6 Antall aktører på norsk sokkel inndelt etter størrelse, 2000-2017

Selv svært små funn kan bli lønnsomme når de fases inn til andre felt eller bygges ut samordnet med andre funn. Samordnet utbygging av flere funn gir normalt lavere enhetskostnader og senker terskelen for leting og utbygging. Det er mer krevende å få lønnsomme utbygginger av mindre funn som ligger langt fra eksisterende infrastruktur.

Mangfold skaper konkurranse: Et stort mangfold av selskap, både små og store, skaper konkurranse som fremmer effektivitet og idemangfold i letefasen.² Antall aktører på norsk sokkel har økt fra midten av 2000-tallet, blant annet som følge av tiltak for å skape et større mangfold. Antallet er imidlertid noe redusert siden 2013, men mangfoldet er fortsatt stort (figur 1.6).

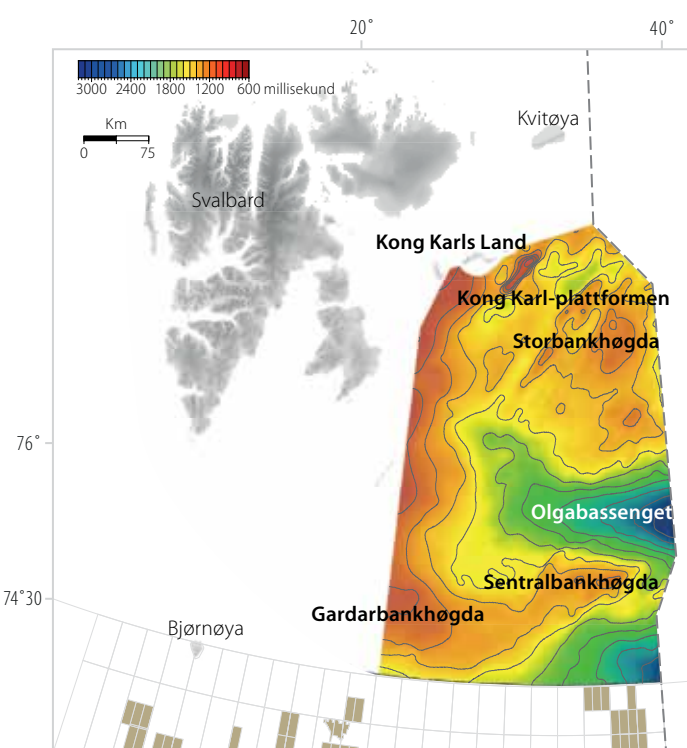
Det har vært en trend de siste årene at de store utenlandske selskapene er mindre aktive innenfor leting og trapper ned eller trekker seg ut fra sokkelen. Dette kan sees i sammenheng med blant annet fallet i oljeprisen og at forventet funnstørrelse er redusert. Når de store selskapene reduserer leteaktiviteten, blir de mellomstore og små aktørene stadig viktigere. For en fortsatt effektiv utforskning av sokkelen er det viktig å opprettholde en god kombinasjon av erfarne og aktive store og mellomstore selskap, mer rendyrkede leteselskap og nyetableringer innen både leting og produksjon.

² Se Ressursrapporten 2017 for analyser av aktørbildet i utbygging- og driftsfasen på www.npd.no



Figur 1.7 Estimert for uoppdagede ressurser fordelt på havområder

Det meste og de største er i nord: Mesteparten av de uoppdagede ressursene forventes å ligge i Barentshavet (figur 1.7). Mulighetene for å gjøre større funn er størst i lite utforskede områder. Nye funn i Barentshavet blir stadig viktigere etter hvert som produksjonen i sør begynner å falle fra rundt 2025.



Figur 1.8 Kartet viser store strukturer og utstrekningen av kartlagte områder i Barentshavet nord (tidskart topp perm alder)³

³ ODs rapport *Geologisk vurdering av petroleumssystemer i østlige deler av Barentshavet nord 2017*

Halvparten av de uoppdagede ressursene i Barentshavet ligger i uåpnede områder i nord. ODs kartlegging av deler av de uåpnede områdene har avdekket store strukturer som kan inneholde store mengder olje og gass (figur 1.8).

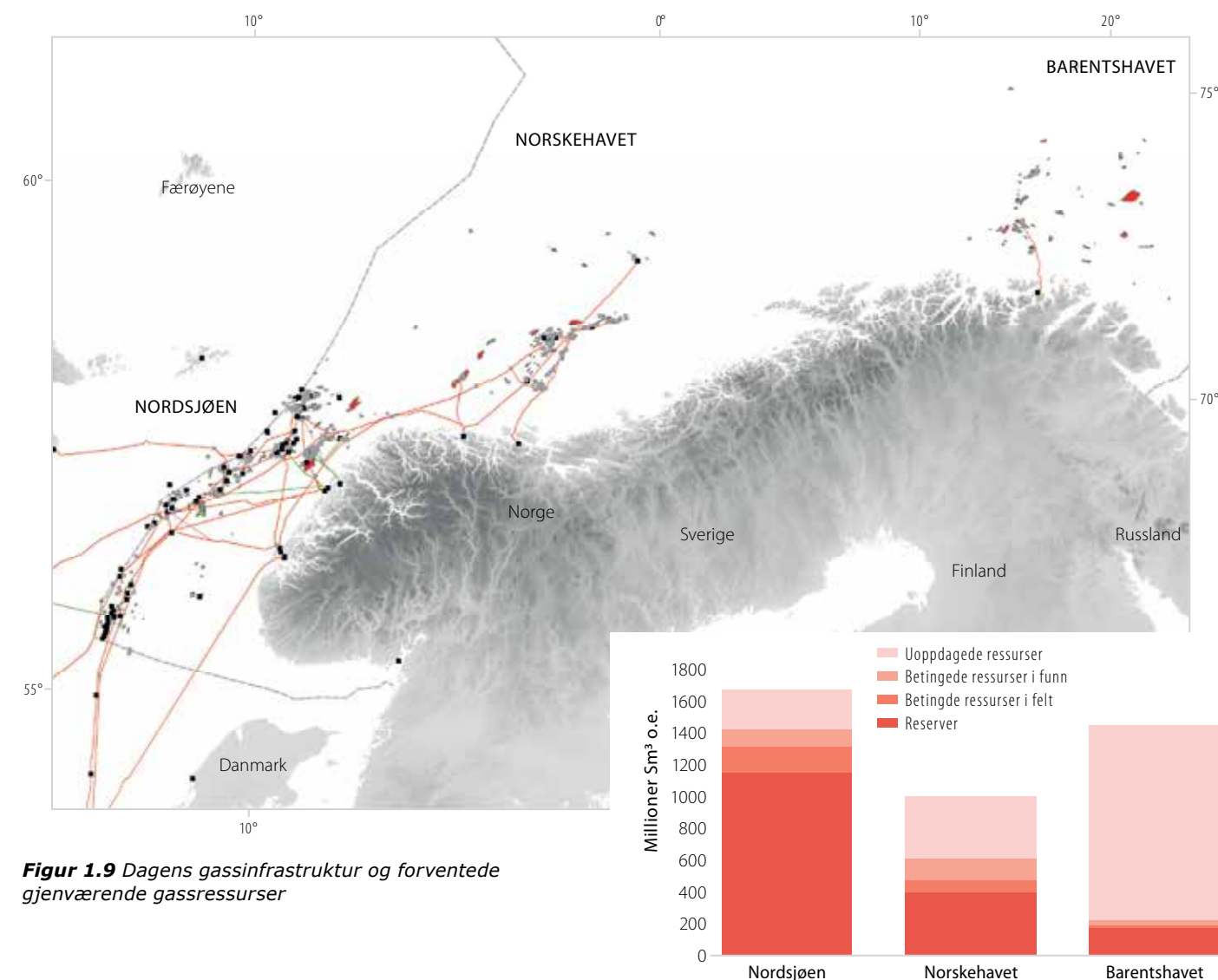
Ressursene er vanskeligere å finne – krever teknologi og kompetanse: Det blir stadig vanskeligere å finne nye petroleumsressurser i områder med lang letehistorie. Letingen foregår i stor grad i områder som har vært åpnet i en årrekke, så nye data må samles inn eller gamle data må analyseres på nytt for å etablere ny innsikt. Seismikk og data fra letebrønner er geologenes viktigste grunnlag for å etablere nye modeller. Den teknologiske utviklingen har gitt nye og bedre verktøy som har bidratt til stadig bedre forståelse av undergrunnen.

Sammenstilling og integrasjon av alle tilgjengelige data er også svært viktig for å gjøre nye funn. Her er kompetanse og erfaring av avgjørende betydning. I et

langsiktig perspektiv er det derfor bekymringsfullt at søkertallet til petroleumsfagene har hatt en betydelig nedgang de siste årene, i takt med selskapenes kostnadskutt og oppsigelser.

Gass krever samhandling og fellesløft: Rundt halvparten av de uoppdagede ressursene er gass. Ettersom gjennomsnittlig funnstørrelse er avtakende, kan det i de åpne områdene forventes mange mindre gassfunn. I Nordsjøen og Norskehavet er infrastrukturen godt utbygd (figur 1.9). Etter hvert som det blir mer ledig kapasitet, kan selskapenes interesse for å lete også etter mindre gassforekomster øke.

Nesten to tredjedeler av de uoppdagede gassressursene forventes å ligge i Barentshavet. Dette understreker betydningen av Barentshavet for den langsiktige produksjonen. Dagens gasstransportkapasitet fra Barentshavet er begrenset til LNG-anlegget på Melkøya, som etter planen vil være fullt utnyttet fram til begynnelsen av 2040-tallet. Mangel



Figur 1.9 Dagens gassinfrastruktur og forventede gjenværende gassressurser

på infrastruktur og ledig gasstransportkapasitet påvirker leteaktiviteten. For selskapene ligger det liten verdi i å finne gass som ikke forsvarer en selvstendig eksportløsning. Funn av gass i Barentshavet er derfor i større grad avhengig av samordning og koordinert utbygging. Dersom selskapene ikke leter etter gass, vil det samtidig bli vanskeligere å finne ressurser nok til å løfte ny gassinfrastruktur.

HARDT ARBEID OG SMARTE VALG

Det er store muligheter igjen på norsk sokkel. Over halvparten av de forventede ressursene ligger fortsatt i undergrunnen, og halvparten av disse er ennå ikke oppdaget. Ny teknologi og bedre datakvalitet åpner for nye muligheter, også i modne områder. Ledig kapasitet i eksisterende infrastruktur og reduksjon i lete- og utbyggingskostnader har senket terskelen for å lete etter og utvinne mindre funn.

Skal produksjonen opprettholdes, må det også gjøres større funn. Det er fortsatt mulig å gjøre relativt store funn i kjente og modne områder. Potensialet for å gjøre større funn som kan løfte ny infrastruktur og bidra til høy produksjon, er imidlertid størst i lite utforskede områder, spesielt i områder som ennå ikke er åpnet.

Men ressursmulighetene kommer ikke av seg selv. Hardt arbeid og smarte valg må til for at ressursene både i modne og mindre utforskede områder skal bidra til å opprettholde produksjonen og skape verdier også i framtiden.

SAMMENDRAG

KAPITTEL 2: LETING PÅ NORSK SOKKEL

I dette kapitlet presenteres trender for lettevirkomheten på sokkelen og leting i de ulike havområdene. Etter flere år med høy leteaktivitet, er antall letebrønner redusert fra 57 brønner i 2015 til 36 brønner i 2016 og 2017. I 2018 er det forventet 40 til 50 letebrønner.

Det har vært stor interesse for nytt leteareal i de siste konsesjonsrundene. Dette er trolig blant annet et resultat av ny innsikt basert på bedre seismikk og brønnresultater som har resultert i nye letekonsepser. Kostnadsreduksjoner og tilgang til kapasitet i infrastruktur er også viktige faktorer.

Funnene de siste årene er i gjennomsnitt mindre enn tidligere. Mindre funn og færre brønner gjør det krevende å opprettholde produksjonen over tid. Det må bores flere brønner og gjøres større funn enn det som har vært gjennomsnittet de siste ti årene for at produksjonen skal opprettholdes på et høyt nivå. Mulighetene for å gjøre større funn er trolig størst i mindre utforskede områder.

KAPITTEL 3: UOPPDAGEDE RESSURSER

De totale uoppdagede ressursene er estimert til mellom 2330 (P95) og 6200 (P05) millioner Sm³ o.e. Forventningsverdien er 4000 millioner Sm³ o.e. Forventningsverdien i 2015 var 2920 millioner Sm³ o.e. Dette gir en økning på 37 prosent. Økningen skyldes hovedsakelig nytt estimat for Barentshavet nord i 2017. Her har ODs kartlegging avdekket store strukturer som kan gi store olje- og gassfunn. Oppdatering av estimatet for uoppdagede ressurser viser at de totale gjenværende ressursene kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår framover.

KAPITTEL 4: LØNNSOMHET AV LETING

Letevirkomheten de siste ti årene har tilført samfunnet betydelige verdier. Netto nåverdi fra leting de siste 10 årene er om lag 930 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate og om lag 560 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrate. Letevirkomheten har vært lønnsom i alle havområder.

KAPITTEL 5: AKTØRBILDET I LETEFASEN

Et stort mangfold av selskap skaper konkurranse som fremmer effektivitet og verdiskaping i letefasen. Dette bidrar til økt idémangfold og interesse for ulike letemodeller, teknologier og letekonsepser. Antall aktører på norsk sokkel har økt fra midten av 2000-tallet, blant annet som følge av tiltakene for å skape et større mangfold. Antall aktører er imidlertid noe redusert siden 2013, men mangfoldet er fortsatt stort.

KAPITTEL 6: NY LETETEKNOLOGI OG NYE ARBEIDSPROSESSER

For å få bedre forståelse av hvordan utviklingen innenfor leteteknologi og geologiske metoder har bidratt til effektiv leting, har OD gjennomført en undersøkelse i samarbeid med konsulentselskapet Westwood Global Energy Group. I denne undersøkelsen ble det identifisert flere områder innenfor et utvidet leteteknologibegrep, som omfatter datainnsamling, geovitenskap og arbeidsmetoder som enten har vært eller forventes å bli viktige for lettevirkomheten på norsk sokkel.

KAPITTEL 7: LETEANALYSER

Tidligere OD-analyser har vist at selskapene overestimerer ressursforventningene og underestimerer funnsannsynligheten. Dette medfører at selskapenes leteportefølje systematisk underleverer i forhold til forventningene.

Industrien har over lang tid arbeidet målrettet for

å unngå forventningsskjevheter i beslutningsgrunnlaget, men flere analyser viser at det fortsatt er et forbedringspotensial. ODs analyser, som presenteres i dette kapitlet, understreker dette.

KAPITTEL 8: RESSURSER FOR FRAMTIDEN: HAVBUNNSMINERALER OG GASSHYDRATER

Sterkere fokus på energiproduksjon med lavt karbonavtrykk forventes å medføre økt behov for naturgass og økende etterspørsel etter metaller og sjeldne jordarter.

På norsk kontinentalsokkel er det kjent at havbunnsmineraler finnes i de dype delene av Norskehavet. Kartlegging har blant annet påvist manganskorper og sulfider.

Gasshydrater kan også bli en framtidig energikilde. Det finnes store mengder gasshydrater like under havbunnen i enkelte områder i Norskehavet og Barentshavet. Så langt er det ingen løsning på hvordan gasshydrater kan produseres lønnsomt, men det forskes internasjonalt på utvinningsmetoder.

RESSURSKLASSIFISERING OG RESSURSREGNSKAP PER 31. DESEMBER 2017

ODS RESSURSKLASSIFISERINGSSYSTEM

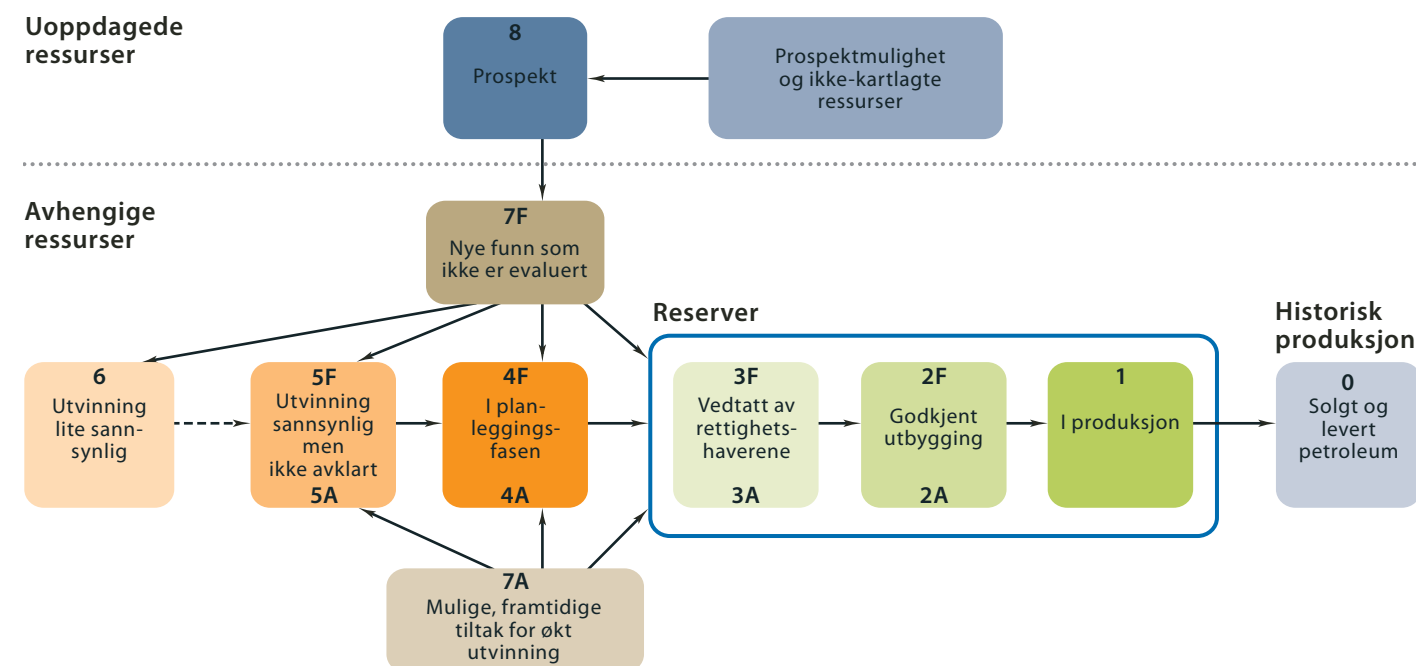
Petroleumsressursene inndeles i klasser som gjenspeiler kunnskapen om petroleumsmengdene og modenhet til utvinningsprosjektene. Klassene samsvarer i stor grad med dem som er brukt i internasjonalt anerkjente klassifiseringssystemer.

Ressursklassene er

- Reserver
- Betingede ressurser
- Uoppdagede ressurser

Reserver og betingede ressurser utgjør totale oppdagede utvinnbare ressurser. Disse er igjen inndelt i underklasser som reflekterer status før og etter viktige beslutningsmilepæler i prosessen med å modne prosjekt fram til utbygging og utvinning (produksjon).

Oppdagede ressurser deles inn i estimerte, men ikke påviste utvinnbare petroleumsressurser i kartlagte prospekt og estimerte, men ikke-påviste utvinnbare petroleumsressurser, knyttet til letemodeller (faktaboks 3.2).



Figur 1.10 ODs ressursklassifiseringssystem (www.npd.no)

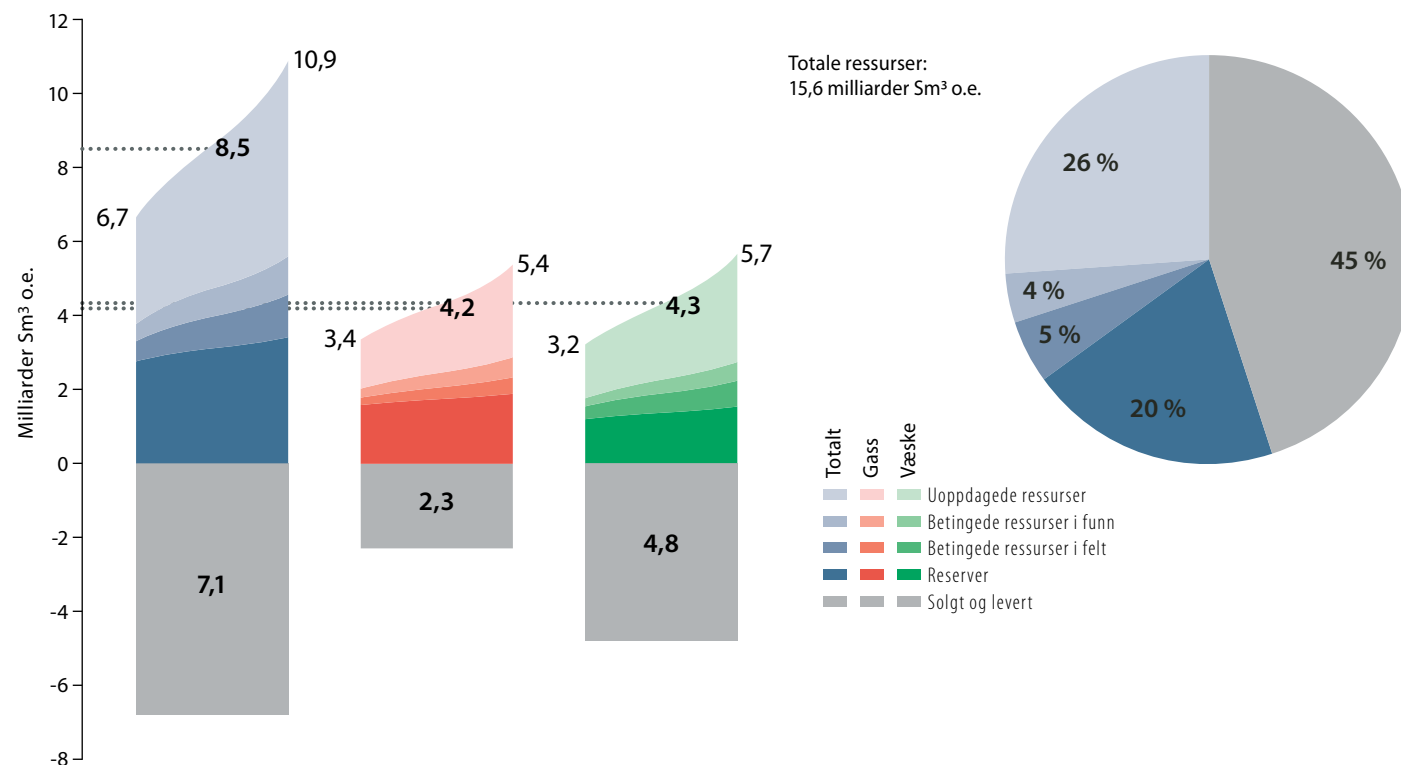
RESSURSREGNSKAP PER 31. DESEMBER 2017
ODs estimat for totale påviste og ikke påviste petroleumsressurser på norsk sokkel er om lag 15,6 milliarder Sm³ o.e. Av dette er 7,1 milliarder Sm³ o.e., eller 45 prosent, solgt og levert (tabell 1.1).

Det forventes at det er 8,5 milliarder Sm³ o.e. igjen å produsere. Av dette er 4,5 milliarder Sm³ o.e. påviste ressurser. Estimaten for ikke påviste ressurser er 4,0 milliarder Sm³ o.e. Dette tilsvarer om lag 47 prosent av det totale ressursene.

Totale petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2017					
	Olje mill. Sm ³	Gass mrd. Sm ³	NGL mill. tonn	Kondensat mill. Sm ³	Sum o.e. mill. Sm ³
Produsert	4261,4	2341,1	200,3	117,3	7100,3
Reserver*	1131,1	1729,1	109,5	20,7	3088,9
Betingede ressurser i felt	338,2	241,3	20,8	2,4	621,5
Betingede ressurser i funn	275,0	293,4	15,2	1,9	599,2
Utvinning ikke evaluert (RK 7A)	130,0	70,0			200,0
Uoppdagede ressurser	1995,0	1870,0		135,0	4000,0
Totalt	8130,7	6544,9	345,8	277,4	15610,0

* Inkluderer ressursklassene 1, 2 og 3

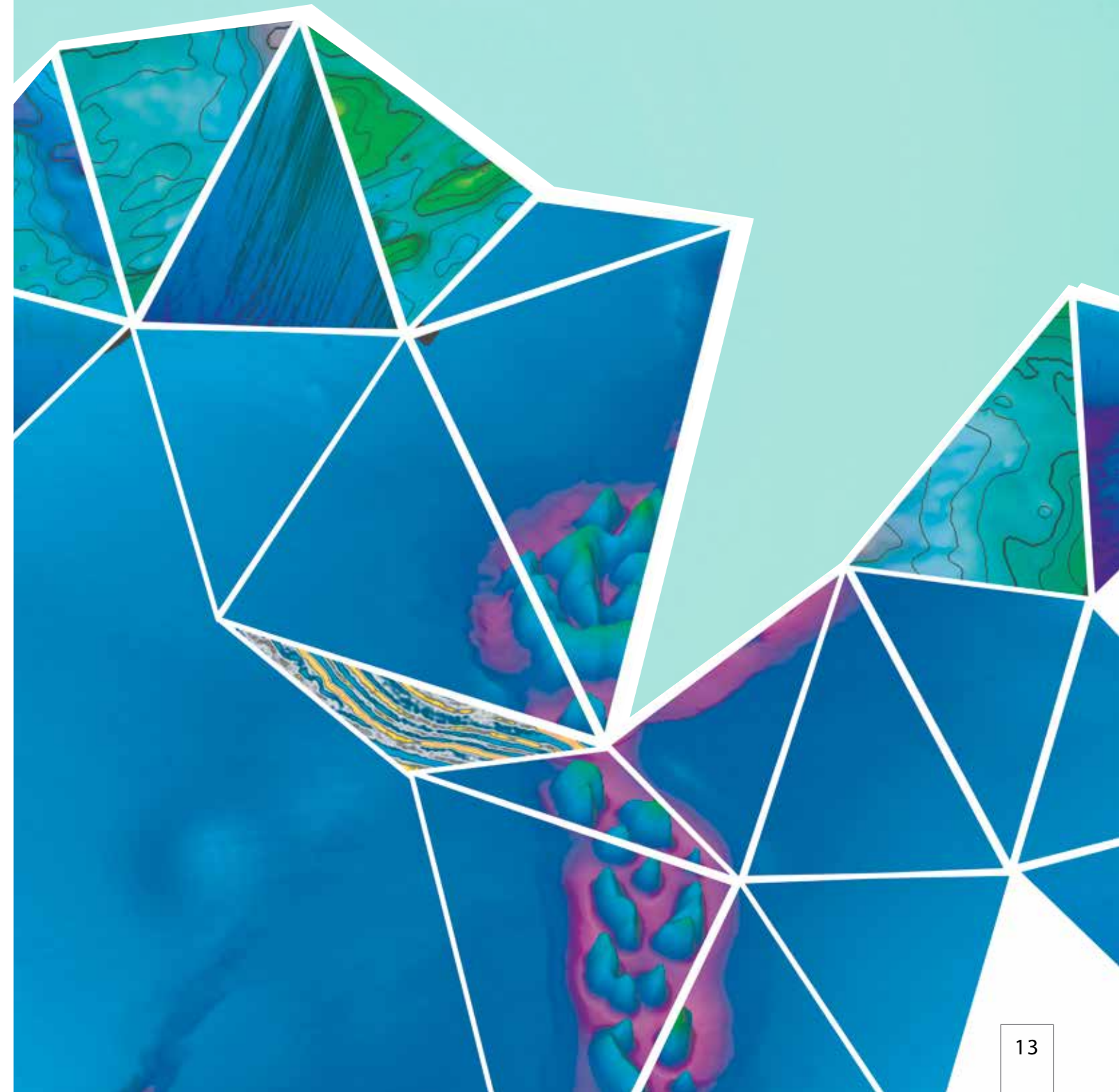
Tabell 1.1 Totale petroleumsressurser på norsk sokkel per 31.12.2017⁴



Figur 1.11 Petroleumsressurser og usikkerhet i estimatene per 31.12.2017

⁴ Olje og kondensat oppgis i millioner standard kubikkmeter. NGL oppgis i millioner tonn, og gass oppgis i milliarder standard kubikkmeter. Omregningsfaktor for NGL i tonn til Sm³ er 1,9. Sum oljeekvivalenter oppgis i millioner Sm³ o.e.

Selskapene må lete og gjøre større funn for at produksjonen på norsk sokkel skal kunne opprettholdes på et høyt nivå



Myndighetene legger til rette for jevn tilgang på leteareal gjennom regelmessige konsesjonsrunder. I de siste konsesjonsrundene har det vært stor interesse fra industrien. Etter et par år med lavere leteaktivitet tar antallet letebrønner seg opp igjen. Det er viktig at industrien opprettholder et høyt nivå på leteaktiviteten.

Leteaktiviteten påvirkes blant annet av antatt prospektivitet, tilgjengelig areal, rammebetingelser, kostnader og prisnivået på olje og gass. En langvarig oppgang i aktiviteten, som tok til i 2006, ble avbrutt i 2016 etter at oljeprisen falt betydelig. I 2015 ble det boret 56 letebrønner, mens det ble boret 36 brønner i 2016 og 2017. I 2018 er det imidlertid forventet 40 til 50 letebrønner.

Det har vært stor interesse for nytt leteareal i de siste konsesjonsrundene. Dette er blant annet et resultat av ny innsikt basert på bedre seismikk og brønnresultater som har resultert i nye letekonsepter. Kostnadsreduksjoner og tilgang til kapasitet i infrastruktur er også viktige faktorer.

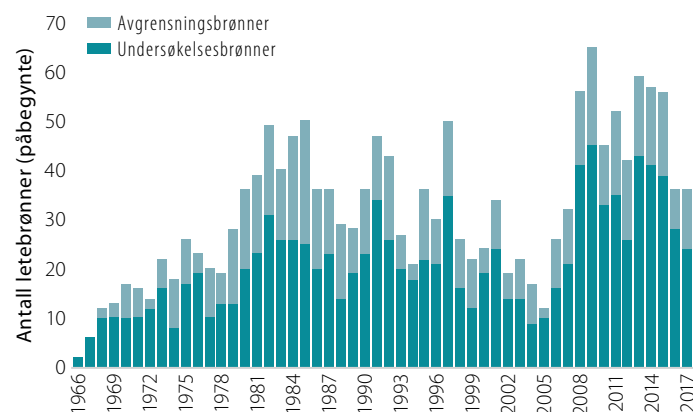
Det må gjøres større funn enn det som har vært gjennomsnittet de siste ti årene for at produksjonen skal opprettholdes på et høyt nivå. Mulighetene for å gjøre større funn er størst i lite utforskede områder.

UTVIKLINGEN I LETEAKTIVITETEN FRA 1965 TIL 2017

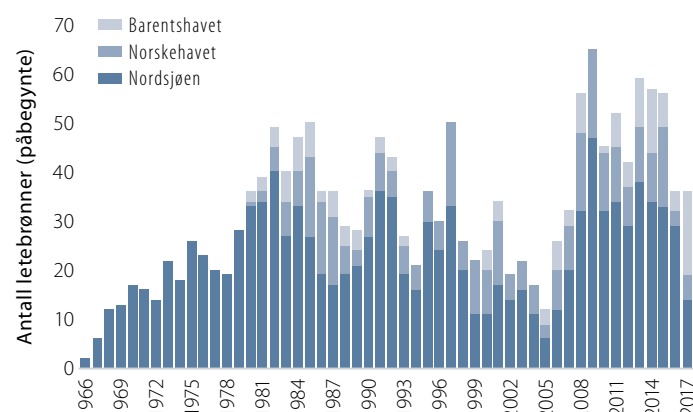
Den første letebrønningen på norsk sokkel ble boret i 1966 (se faktaboks 2.1). Det var påbegynt totalt 1654 letebrønner per 31. desember 2017 (tabell 2.1).

Leteaktiviteten har variert betydelig gjennom denne 50-årsperioden (figur 2.1). Den første toppen ble nådd midt på 1980-tallet med opptil 50 letebrønner årlig.

Fra slutten av 1990-tallet sank leteaktiviteten og var på det laveste i 2005 med 12 letebrønner. Etter dette tok leteaktiviteten seg opp igjen, og i 2009 ble det påbegynt 65 letebrønner. Økningen etter 2006 kom som et resultat av omlegging av letepolitikken kombinert med økende oljepris. Leteaktiviteten holdt seg stort sett høy fram til 2015, men det kraftige oljeprisfallet har ført til en betydelig nedgang de to siste årene. Det er likevel fortsatt relativt høy aktivitet sammenlignet med perioden 1998-2005.



Figur 2.1 Antall påbegynte letebrønner



Figur 2.2 Antall påbegynte letebrønner per havområde

Type brønner	Formål	Område		
		Nordsjøen	Norskehavet	Barentshavet
Letebrønner 1654	Undersøkelse	1092	733	117
	Avgrensning	562	453	28
Total		1186	323	145

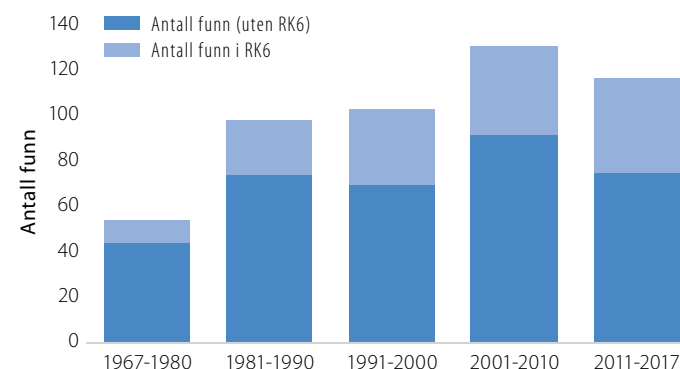
Tabell 2.1 Antall påbegynte letebrønner etter formål og fordelt på havområde per 31.12.17

Historisk er det årlig boret flest letebrønner i Nordsjøen, men i 2017 ble det for første gang boret flest i Barentshavet (figur 2.2) med 17 letebrønner, som er det høyeste noensinne. I 2018 er det forventet en nedgang i Barentshavet, mens boreaktiviteten i Nordsjøen og Norskehavet forventes å øke.

FUNNENE ER MINDRE

Høy leteaktivitet de siste årene har resultert i mange funn (figur 2.3). Funnene er gjennomsnittlig mindre enn tidligere.

Internasjonal erfaring viser at de største funnene blir gjort tidlig i utforskningsfasen i en ny petroleumsvins, og at funnstørrelsen avtar etter hvert som petroleumsvins modnes. Dette gjelder også på norsk sokkel (figur 2.4). De største funnene, med unntak av Ormen Lange i 1997 og Johan Sverdrup i 2010, ble gjort i løpet av de første 20 årene. Fra midt på 1980-tallet har funnstørrelsen avtatt. Gjennomsnittlig funnstørrelse (uten RK6, se kapittel 1 for definisjon) de siste sju årene har vært om lag sju millioner Sm³ o.e. Funnstørrelse i figur 2.4 og 2.5 er basert på dagens estimat, ikke estimat rapportert på funntidspunktet. Opprinnelig estimat for funnstørrelse kan avvike fra



Figur 2.3 Antall funn

FAKTABOKS 2.1: Letebrønner

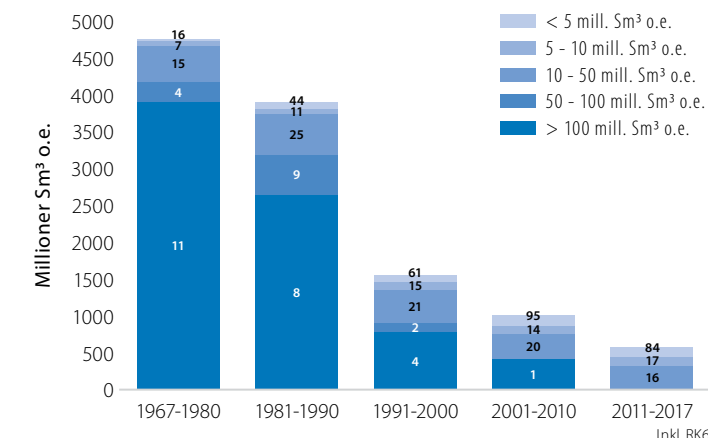
- **Letebrønn:** Brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensningsbrønner.
- **Undersøkelsesbrønn:** Letebrønn som bores for å undersøke om det finnes petroleum i en mulig forekomst.
- **Avgrensningsbrønn:** Letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsvinsforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn.

dagens estimat. Funnstørrelse kan øke eller minske over tid som følge av ny kunnskap om reservoarene.

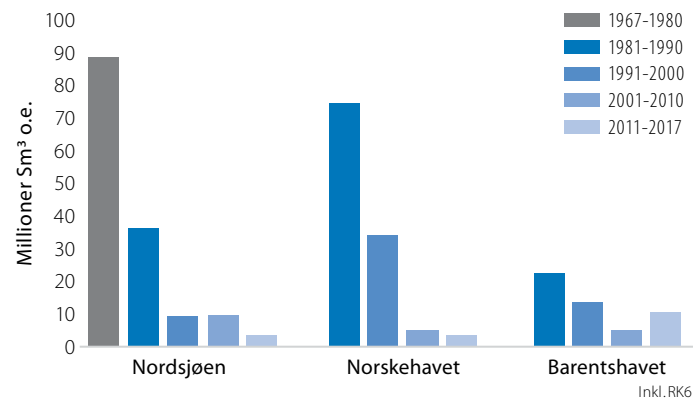
Nedgangen i gjennomsnittlig funnstørrelse reflekterer at størstedelen av norsk sokkel nå er moden (figur 2.5). Selv svært små funn kan imidlertid gi god lønnsomhet dersom eksisterende infrastruktur utnyttes effektivt (se mer i kapittel 4, Lønnsomhet av leting). Det er viktig med fortsatt høy leteaktivitet for å identifisere og bygge ut små funn mens de store innretningene fortsatt er i produksjon.

RESSURSTILVEKST OG PRODUKSJON

Nedgang i gjennomsnittlig funnstørrelse medfører også nedgang i ressurstilvekst over tid. Ressurstilveksten fra funn har vært betydelig mindre de siste 30 årene enn de første 20 årene av norsk oljehistorie. Dette er en naturlig utvikling i en moden petroleumsvins. Figur 2.4 som viser ressurstilveksten fra funn inndelt etter størrelser, illustrerer dette. Ressurstilveksten i de ulike havområdene er vist i faktaboks 2.5.



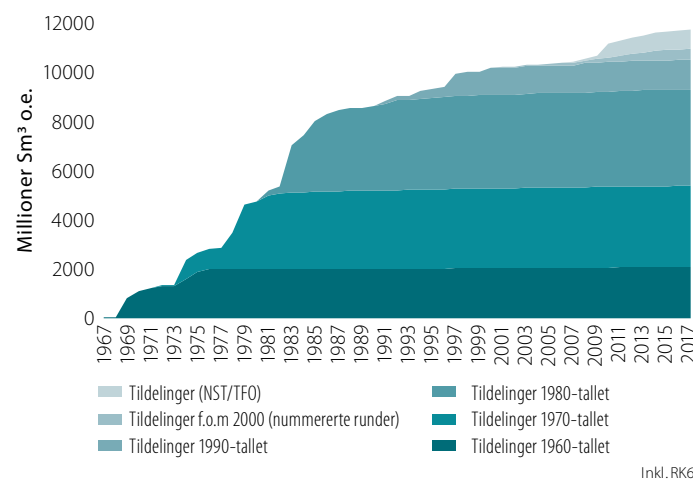
Figur 2.4 Ressurstilvekst fordelt på funnstørrelser. Antall funn er markert i søylene.



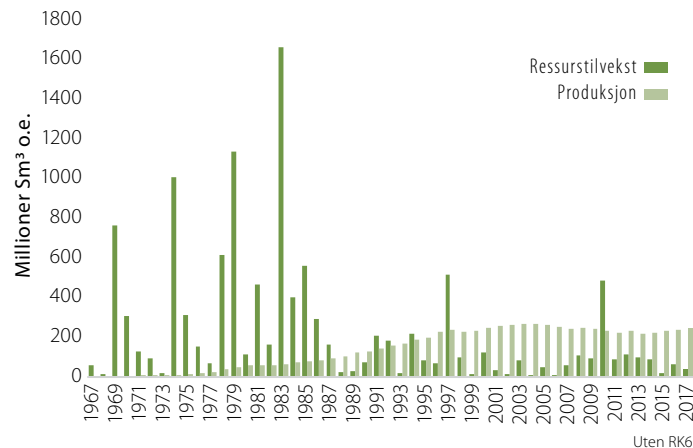
Figur 2.5 Gjennomsnittlig funnstørrelse per område

I den første tiårsperioden etter funnet av Ekofisk i 1969 ble de store feltene Statfjord, Sleipner Vest, Gullfaks og Oseberg påvist. Disse feltene er fortsatt i produksjon. I perioden 1979 til 1984 ble de fleste av de øvrige største feltene funnet (figur 2.6). Nesten 65 prosent av alle de påviste ressursene ble funnet i denne perioden. Figuren viser at med unntak av Ormen Lange (1997) og Johan Sverdrup (2010), har ressurstilveksten fra leting vært lav de siste 30 årene. De siste 20 årene har den årlige ressurstilveksten stort sett vært lavere enn produksjonen. Produksjonen har hovedsakelig kommet fra felt som er funnet i utvinningstillatelser tildelt fra 1965 til tidlig på 1990-tallet.

Figur 2.7 viser ressurstilvekst fordelt på tiår for tildeling. Nesten halvparten av den totale ressurstilveksten fra leting (fordelt på tiår fra tildeling) kommer fra funn i utvinningstillatelser som ble tildelt i 1. til 5. konsesjonsrunde (før 1980). Mange av letebrønnene som er boret de siste 10 årene er boret på areal som ble tildelt før 1980. Dette skyldes blant annet videre-



Figur 2.7 Ressurstilvekst fordelt på tiår for tildeling



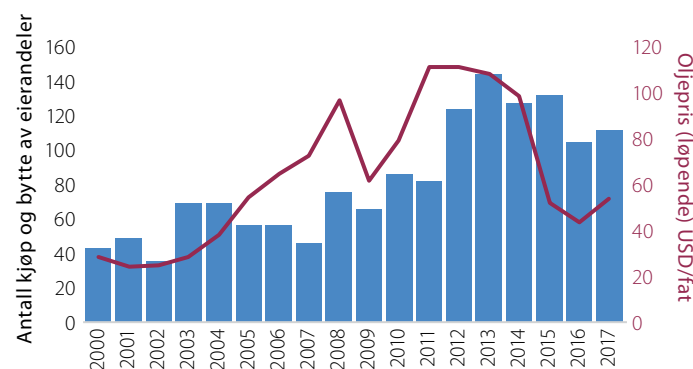
Figur 2.6 Årlig ressurstilvekst og produksjon

utvikling av kjente og nye letemodeller basert på ny seismikk og kontinuerlig leteboring, kombinert med forbedret tolkningsverktøy og -metoder (se kapittel 6). I tillegg har utbygging av infrastruktur, videreutvikling av nye utbyggingskonsepter og ny boreteknologi gjort det økonomisk interessant å utforske stadig mindre prospekt.

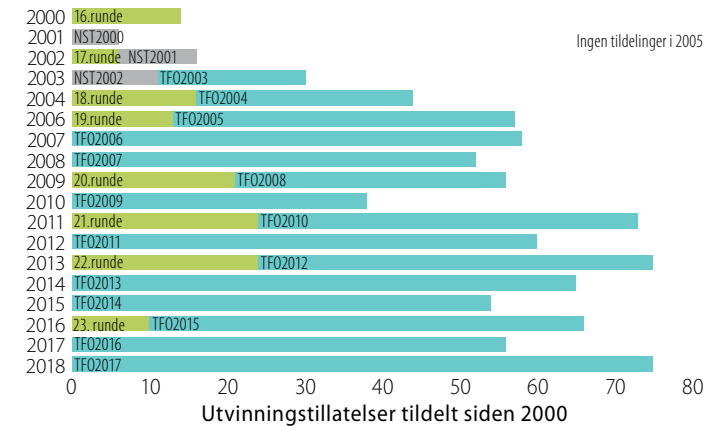
TILGANG TIL AREAL

Myndighetene legger stor vekt på jevnlig tilgang til areal, noe som er viktig for å opprettholde interessen for leting og sikre utbygging av lønnsomme funn. Selskapene får hovedsakelig tilgang til areal gjennom konsesjonsrunder, men også ved kjøp og bytte av andeler i utvinningstillatelser.

I takt med økning i antall selskap, tillatelser og utviklingen i oljepris, har annenhåndsmarkedet (kjøp, bytte og salg) for eierandeler økt betydelig siden 2007 med en topp i 2013 (figur 2.8).



Figur 2.8 Kjøp og bytte av eierandeler



Figur 2.9 Årlige tildelinger siden 2000

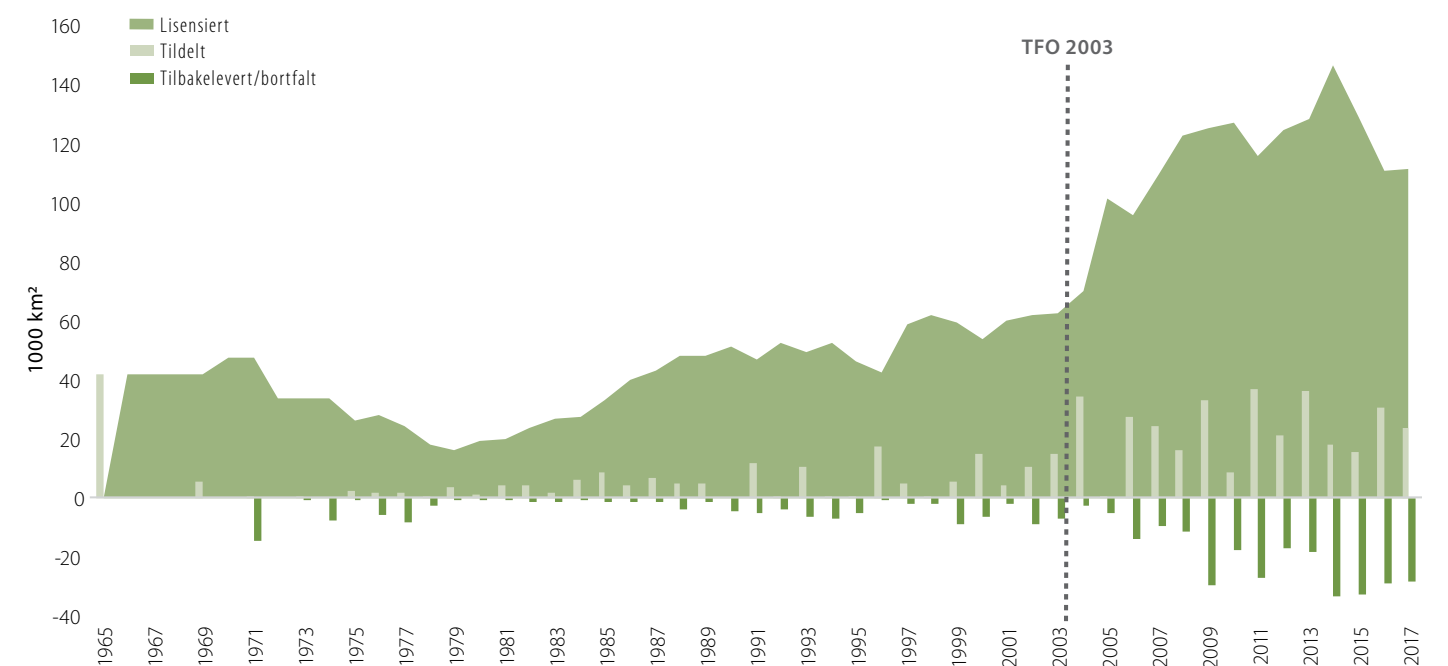
KONSESJONSRUNDER

Det er to likestilte typer konsesjonsrunder på norsk sokkel, nummererte runder og tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO)⁵. Etter 1999 har det vært årlige TFO-runder, mens de nummererte rundene i mindre utforskede leteområder som hovedregel kommer hvert annet år. De regelmessige rundene bidrar til en viktig forutsigbarhet for næringen. Omfanget av tildelinger er vist i figurene 2.9 og 2.10.

Den første konsesjonsrunden i 1965 var klart den mest omfattende med hensyn til utlyst areal. De fire første rundene omfattet bare Nordsjøen. Fra og med femte runde, som ble gjennomført i 1980-82, ble også

delene av Norskehavet og Barentshavet åpnet for letevirksomhet.

TFO-ordningen ble innført i 2003. Hensikten med ordningen er å sikre effektiv utforskning av modne områder og å påvise tidskritiske ressurser nær planlagt og eksisterende infrastruktur (faktaboks 2.3). Det er viktig at areal som tildeles blir utforsket raskt og effektivt slik at eksisterende infrastruktur kan utnyttes best mulig og at små funn som blir gjort, fases raskt inn forutsatt at det er ledig kapasitet. TFO-området er blitt utvidet i takt med at nye områder blir modne. Utvidelsen er basert på etablerte kriterier, jfr. Meld. St. 28 (2010-2011) *En næring for framtida - om petroleumsvirksomheten*. Ett av følgende kriterier må



Figur 2.10 Tildelt, lisensiert og tilbakelevert areal

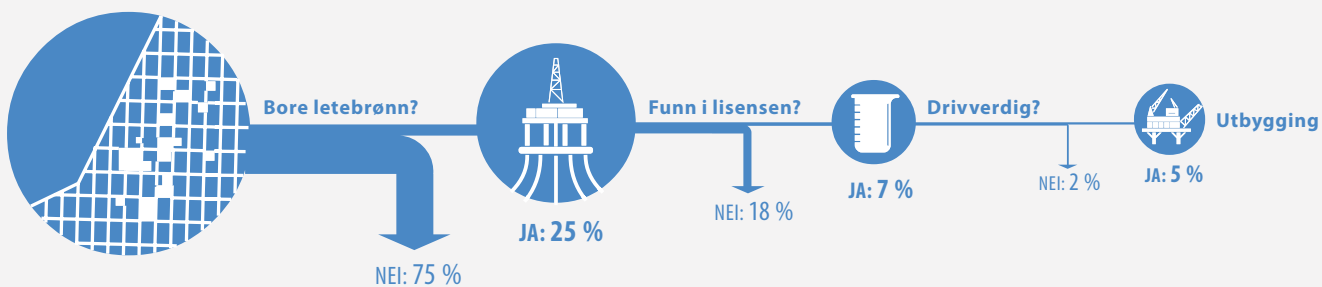
⁵ Fra 1999 t.o.m. 2002 ble disse kalt Nordsjøtildelingene, NST

FAKTABOKS 2.2: Arbeidsprogram

Myndighetene knytter forpliktelser (arbeidsprogram) til utvinningstillatelsene. Det har skjedd en utvikling i arbeidsprogrammene etter hvert som sokkelen er blitt mer moden. I de første konsesjonsrundene, da sokkelen var umoden og manglet data, ble det ofte stilt krav om seismikkinnsamling og boring av flere faste brønner. I de modne områdene, i TFO-rundene, blir det ofte krevd at utvinningstillatelsen skal anskaffe seismikk, enten ved kjøp eller innsamling. I tillegg blir det stilt betingelser om boring eller bortfall. Det betyr at rettighetshaverne har ett til tre år på seg til å beslutte om de vil børe en undersøkelsesbrønn. Dersom det fattes vedtak om boring av en undersøkelsesbrønn, videreføres utvinningstillatelsen. Hvis

ikke, faller utvinningstillatelsen bort. Dersom det blir gjort et drivverdig funn, må rettighetshaverne vedta om det skal sendes inn en utbyggingsplan, Plan for utbygging og drift (PUD). Denne prosessen, med gjennomsnittstall fra år 2000 er illustrert i figur 2.11

Det blir fortsatt tildelt utvinningstillatelser med faste brønner i TFO-runder, men i færre utvinningstillatelser enn tidligere. Grunnen til dette er at de største og best definerte strukturene allerede er boret opp. Det er vanskeligere å kartlegge gjenværende prospekt, og det er ofte nødvendig med mer omfattende geovitenskapelige analyser før det kan tas en borebeslutning.



Figur 2.11 Fra tildeling til utbygging

være oppfylt: arealet er infrastrukturnært, arealet har en letehistorie eller arealet grenser til eksisterende forhåndsdefinerte områder som ikke er omsøkt i nummererte runder. Forutsigbarhet om hvilke områder som det er mulig å søke på med jevnt tilsig av nytt areal er viktig for effektiviteten av ordningen. Etter innføringen av TFO har antall tildelte utvinningstillatelser og tildelt areal økt betraktelig (figurene 2.9 og 2.10).

Det er levert tilbake mer areal de siste ti årene enn tidligere. Hurtigere sirkulasjon av areal var nettopp en av hensiktene med TFO-ordningen. Strengere arbeidsprogram (faktaboks 2.2) og økt arealavgift medfører at rettighetshaverne må arbeide raskere med å evaluere prospektiviteten og levere tilbake areal de ikke finner interessant. Dette medfører at arealet blir raskere tilgjengelig for andre aktører med nye øyne og nye ideer.

24. KONSESJONSRUNDE

I forkant av utlysning av en nummerert konsesjonsrunde blir selskapene invitert til å nominere blokker de mener bør inkluderes i runden. Basert på dette

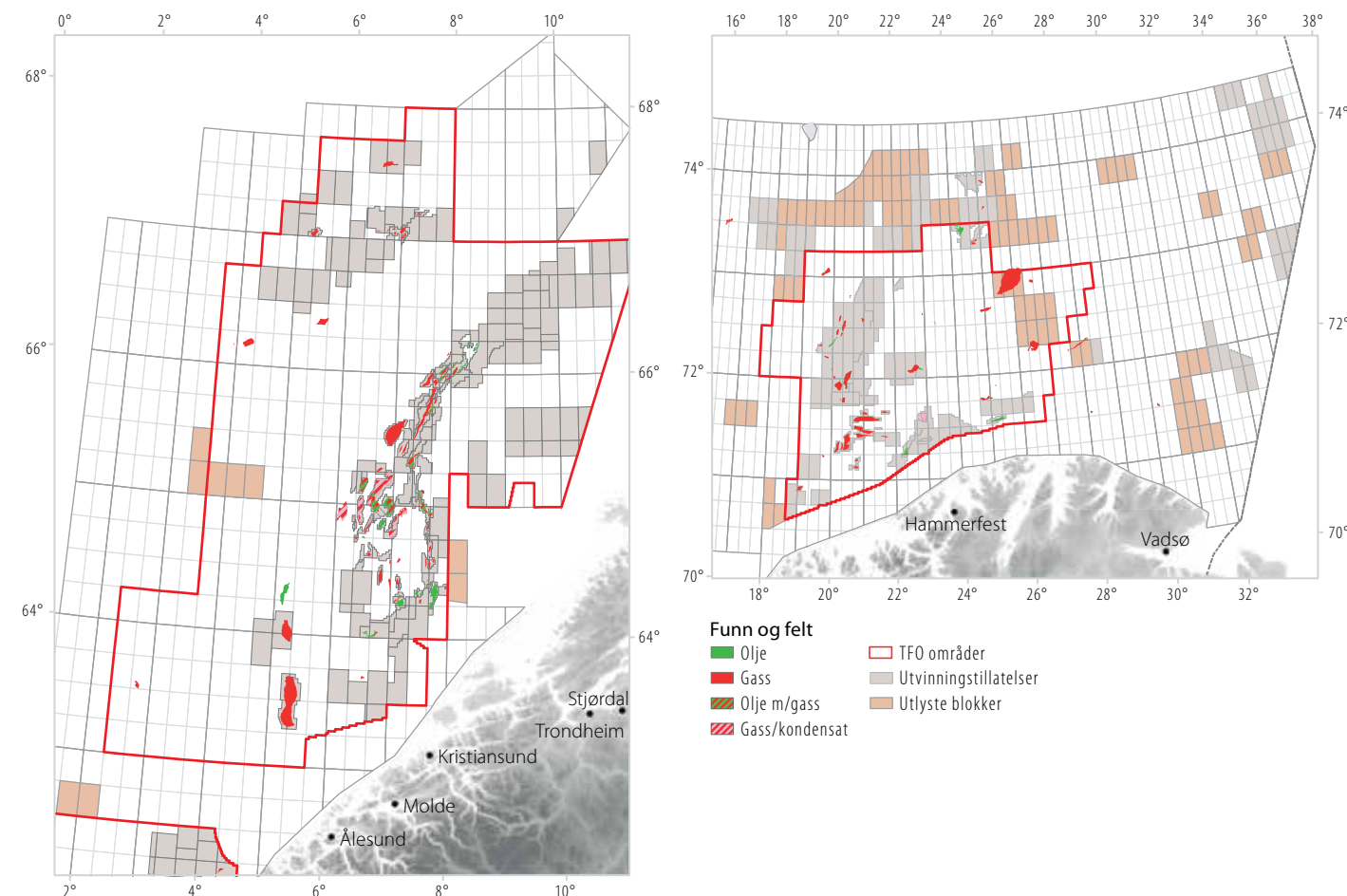
utarbeider OD en anbefaling til Olje- og energidepartementet (OED) om hvilke blokker som bør lysnes ut.

24. konsesjonsrunde ble utlyst 21. juni 2017 med søknadsfrist 30. november 2017. I denne runden ble 102 blokker/deler av blokker lyst ut, fordelt på 9 i Norskehavet og 93 i Barentshavet (figur 2.12).

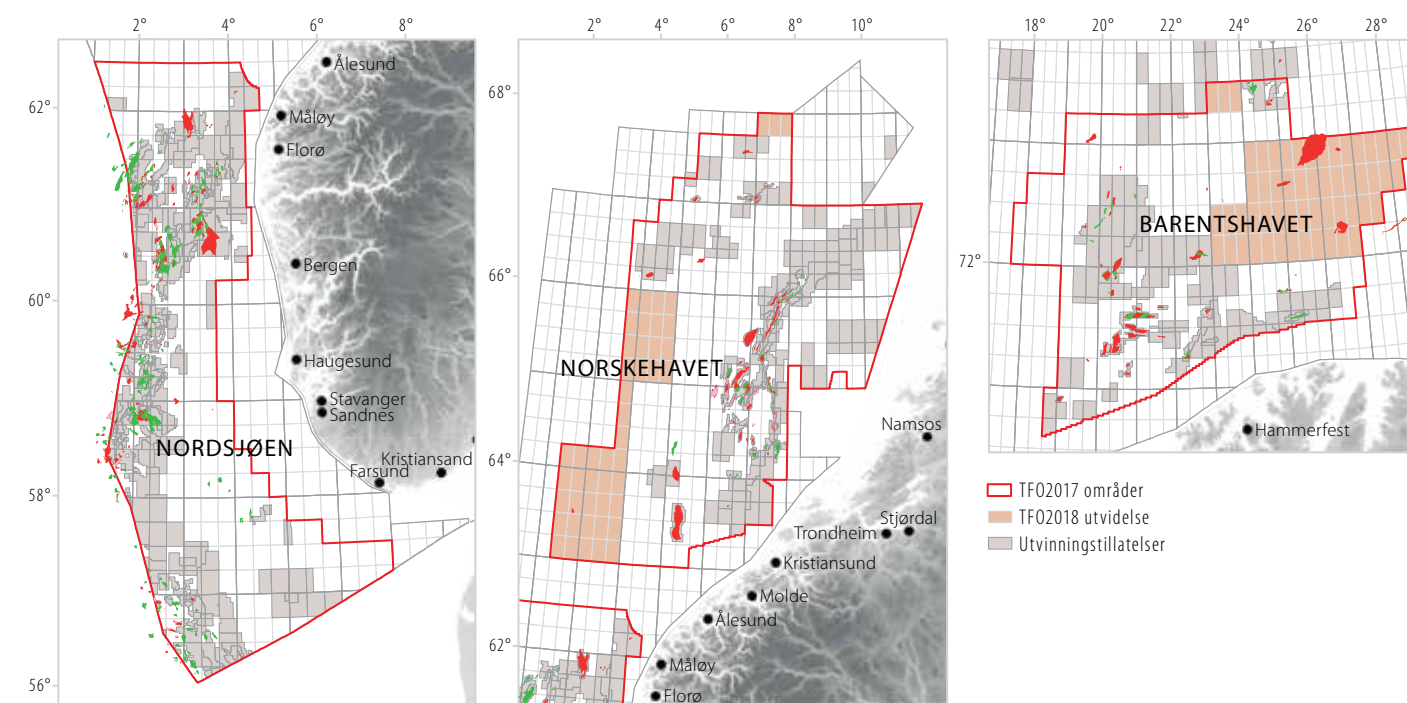
TFO 2017 OG TFO 2018

Modne områder på norsk sokkel er fremdeles attraktive. I TFO 2017 ble det satt ny rekord i antall søknader fra totalt 39 selskap. Den store interessen skyldes blant annet tilgang til nye og forbedrede seismiske data. Store deler av sokkelen, spesielt de modne områdene i Nordsjøen og Norskehavet, er nå dekket av bredbåndseismikk. Kombinert med økt datakraft og nye tolknings- og visualiseringsverktøy har dette gjort det mulig å identifisere nye letemuligheter, også i arealer som er utforsket tidligere.

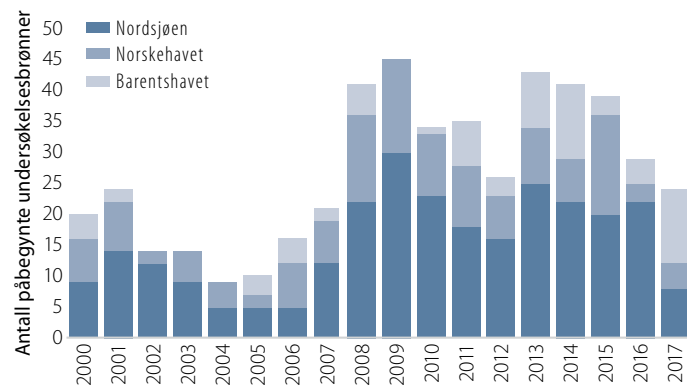
Figur 2.13 viser utvidelsen i TFO 2018. De forhåndsdefinerte områdene er siden TFO 2017 utvidet med 47 blokker i Norskehavet og 56 blokker i Barentshavet. Det kan søkes på alle ledige blokker eller deler av blokker innenfor disse områdene.



Figur 2.12 Utlyste blokker i 24. runde



Figur 2.13 Utvidelsen i TFO 2018



Figur 2.14 Undersøkellesbrønner fordelt på havområder

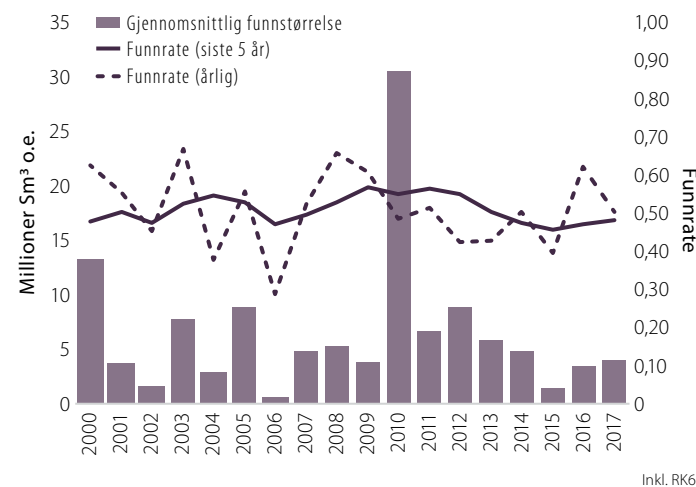
LETETRENDER I DE TRE HAVOMRÅDENE FRA 2000 TIL 2017

UNDERSØKELSEBRØNNER

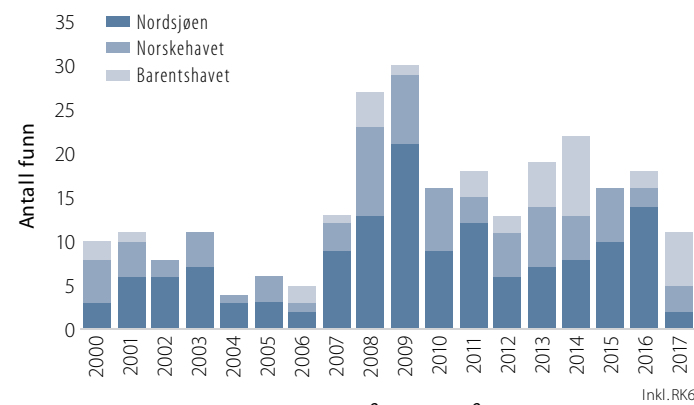
Utviklingen i antall undersøkellesbrønner fordelt på havområder i perioden 2000 til 2017 er illustrert i figur 2.14.

I Nordsjøen ble det boret relativt få undersøkellesbrønner fra 2000 til 2005, men fra 2007 økte antallet betydelig. Leteaktiviteten holdt seg høy fram til 2016 med gjennomsnittlig 21 undersøkellesbrønner i året. I 2017 ble det bare boret 8 undersøkellesbrønner i Nordsjøen.

I Norskehavet har letaktiviteten variert noe mer enn i Nordsjøen. Også her var det høy aktivitet fra 2008, men i 2016 falt den til 3 påbegynte undersøkellesbrønner.



Figur 2.16 Teknisk funnrate og gjennomsnittlig funnstørrelse

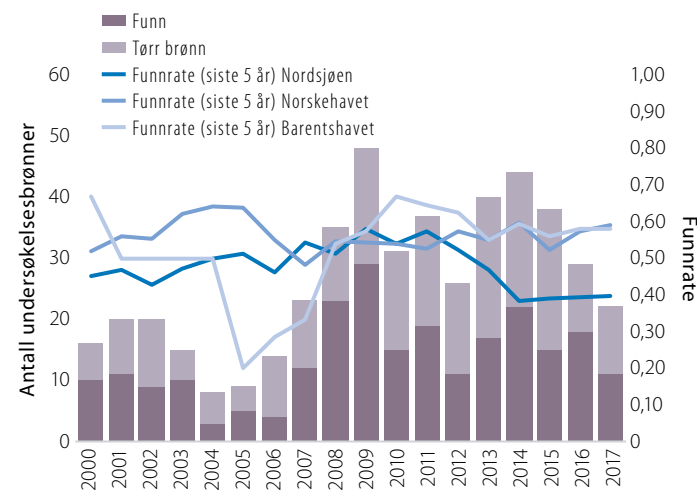


Figur 2.15 Antall funn fordelt på havområder

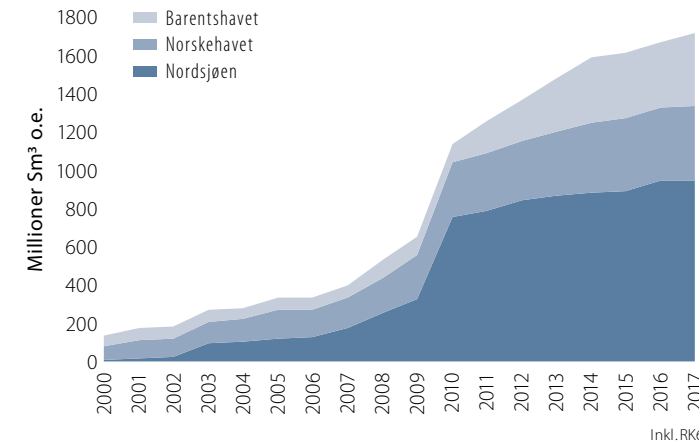
I Barentshavet har letaktiviteten variert over hele perioden. Etter 2009 har antall undersøkellesbrønner variert mellom 1 og 12. I 2017 tok letaktiviteten seg opp, og det ble boret 17 letebrønner.

FUNN

Utviklingen i antall funn etter år 2000 fordelt på havområder er illustrert i figur 2.15. Fra 2006 har den høye letaktiviteten resultert i stor økning i antall funn. De fleste funnene er gjort i Nordsjøen, med unntak av året 2013, da det ble gjort flest funn i Norskehavet, og årene 2014 og 2017, da det ble gjort flest funn i Barentshavet.



Figur 2.17 Tekniske funnrater og antall undersøkellesbrønner per havområde



Figur 2.18 Akkumulert ressurstilvekst fordelt på havområde

FUNNRATER

Den gjennomsnittlige tekniske funnraten (antall funn i forhold til antall undersøkellesbrønner) varierer over tid og mellom de ulike havområdene (figur 2.16, og 2.17). I gjennomsnitt har den ligget rundt 50 prosent de siste årene (se kapittel 6).

AKKUMULERT RESSURSTILVEKST FORDELT PÅ HAVOMRÅDE

De siste 18 årene har samlet ressurstilvekst fra Norskehavet og Barentshavet vært noe mindre enn fra Nordsjøen (figur 2.18). I perioden 2000 til 2017 er det gjort totalt 257 funn, hvorav 36 er større enn 10 millioner Sm³ o.e. Det er gjort ett virkelig stort funn i perioden, ressurstilveksten fra dette funnet (16/2-6 Johan Sverdrup) utgjør 24 prosent av den totale ressurstilveksten.⁶ 7324/8-1 (Wisting), 7220/7-1 (Havis) og 7220/8-1 (Skrugard) har bidratt mest til ressurstilveksten i Barentshavet. I Norskehavet er det blant andre 6507/5-3 (Ærfugl) og 6406/3-8 Maria som har bidratt. 175 av de totalt 257 funnene er under 5 millioner Sm³ o.e. Slike mindre funn utgjør 14 prosent av ressurstilveksten. Ressurstilveksten i de ulike havområdene er vist i faktaboks 2.5.

⁶ Ressursanslaget for Johan Sverdrup er om lag 400 millioner Sm³ o.e. Dette inkluderer fase 2 i utbyggingsprosjektet. Kilde: Equinor

FAKTABOKS 2.3: Endringer i rammebetingelser og konsesjonspolitikk

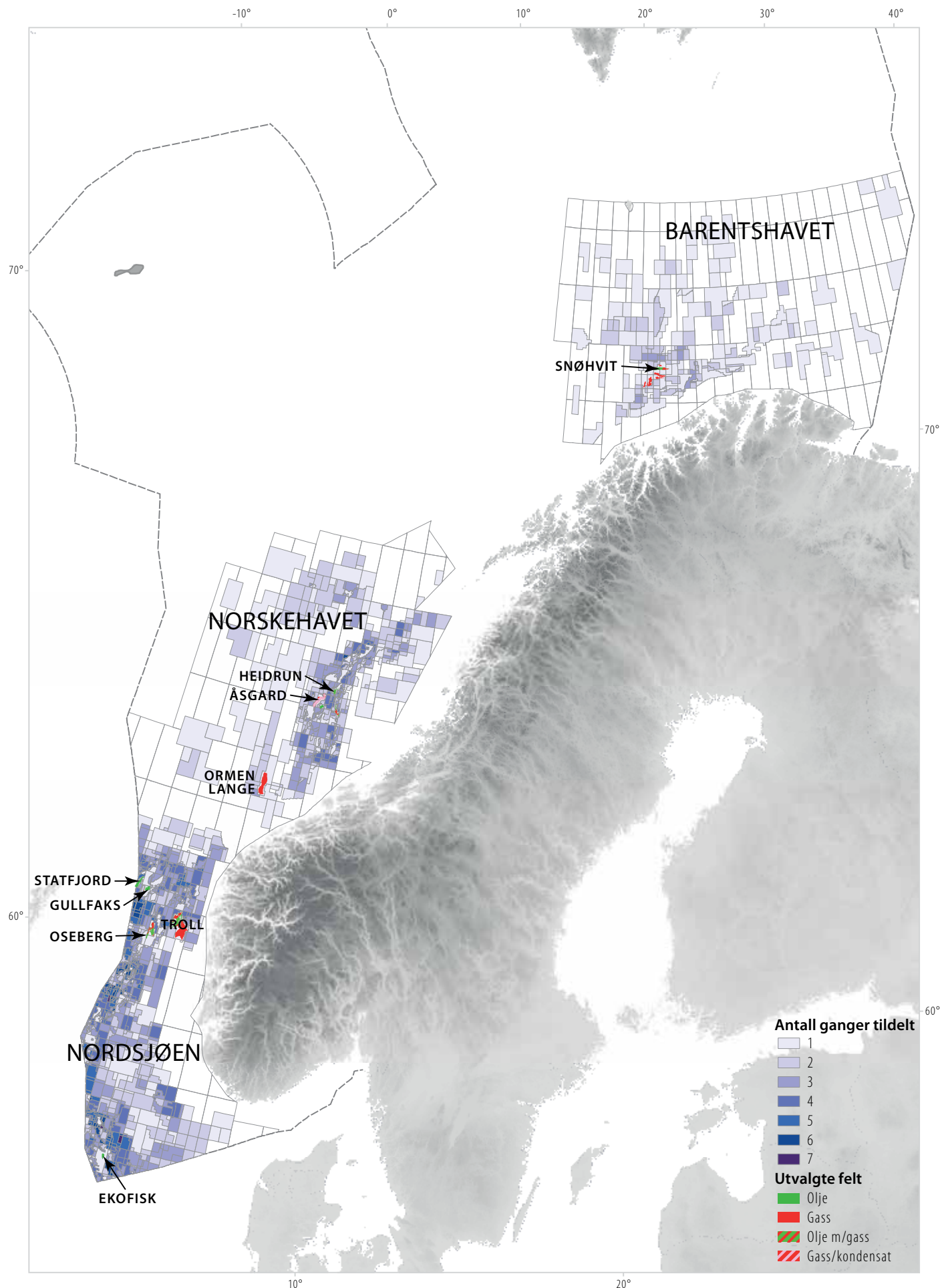
I 1999 ble tildelingspolitikken i modne områder endret ved å etablere de årlige Nordsjøtildelingene (NST), som i 2003 ble videreutviklet til tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO). Formålet var å påvise og utvinne lønnsomme ressurser i modne områder før infrastrukturen ble stengt ned. Det var også viktig å bidra til effektiv leteaktivitet i selskapene ved økt forutsigbarhet for industrien gjennom å sørge for jevnlig tilgang på nytt areal.

I 2000 la myndighetene til rette for å slippe til nye selskap, og tilbudet om prekvalifisering av operatører og rettighetshavere ble etablert. Denne ordningen hadde til hensikt å gi bidrag til forutsigbarhet for nye selskap som ønsket å etablere seg på norsk sokkel, enten gjennom tildeling eller gjennom kjøp av andeler.

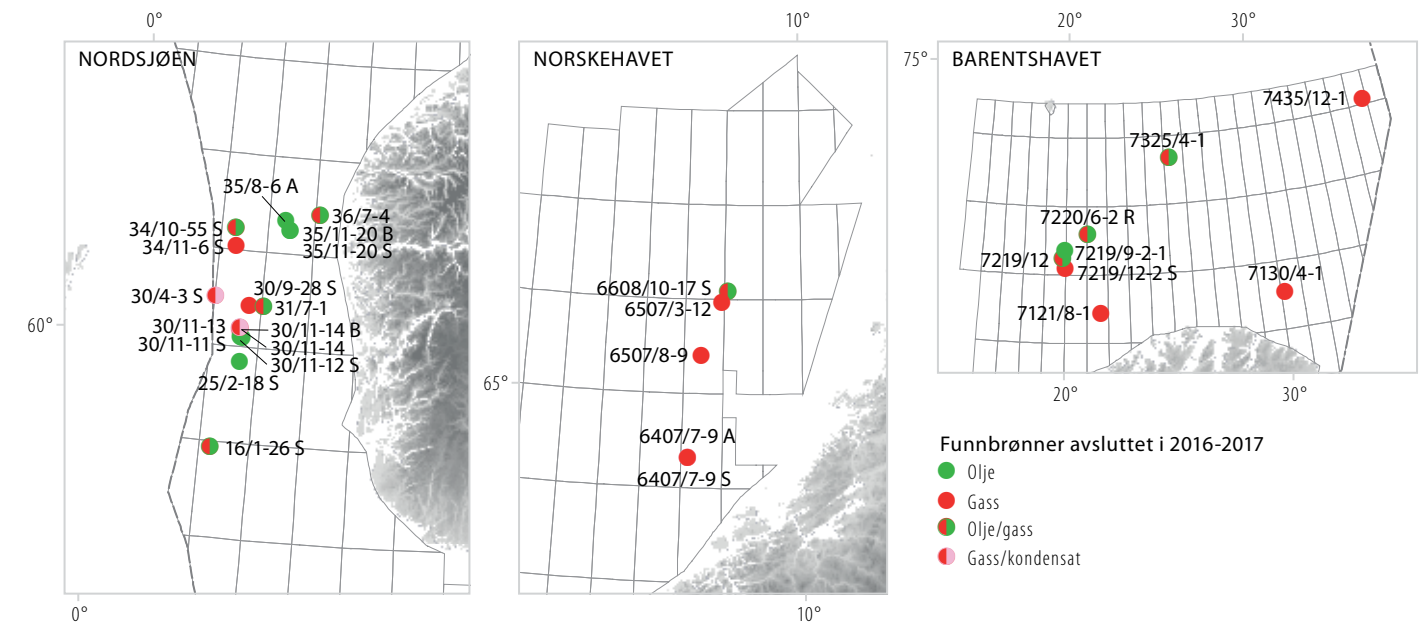
Fra og med 1. januar 2005 ble det innført en ordning (leterefusjonsordningen) som likestilte selskap i og utenfor skatteposisjon når det gjelder den skattemessige behandlingen av letekostnader. Gjennom ordningen kan selskap med skattemessig underskudd velge å få utbetalt skatteverdien (78 prosent) av letekostnadene i stedet for å framføre sitt underskudd med et rentetillegg. For Staten er de to alternativene økonomisk like. Målet med refusjonsordningen var å redusere inngangsbarrierene ved å likestille nye selskap i letefasen med etablerte selskap i skatteposisjon.

FAKTABOKS 2.4: Gjenbruk av areal

Mange av arealene der det letes i dag har vært tildelt og tilbakelevert flere ganger (figur 2.19). Bedre seismikk, informasjon fra flere brønner, ny teknologi og nye tanker og ideer medfører at det påvises petroleumsressurser i områder som har vært utforsket mange ganger tidligere. Flere av områdene innenfor TFO-arealet og rundt de store feltene i Nordsjøen og Norskehavet har vært tildelt fire til fem ganger. Selv om arealer blir tildelt flere ganger, kan det fortsatt gjøres betydelige funn. 16/2-6 Johan Sverdrup, Johan Castberg-funnene 7220/8-1 (Skrugard) og 7220/7-1 (Havis) samt 7220/11-1 (Alta) er gode eksempler på dette.



Figur 2.19 Antall tildelinger per areal



Figur 2.20 Funn på norsk sokkel i perioden 2016 og 2017

LETERESULTATER 2016-2017

I perioden 2016 og 2017 ble det avsluttet 71 letebrønner på sokkelen. Av disse er 52 undersøkelsesbrønner. Det ble gjort 29 funn, noe som gir en funnrate på 62 prosent i 2016 og 50 prosent i 2017. De største funnene i perioden var 36/7-4 (Cara) og 31/7-1 (Brasse) i Nordsjøen og 7219/12-1 (Filicudi) og 7435/12-1 (Korpfjell) i Barentshavet. Alle funn i perioden er vist i figur 2.20, og ressurstilveksten i de ulike havområdene er vist i faktaboks 2.5.

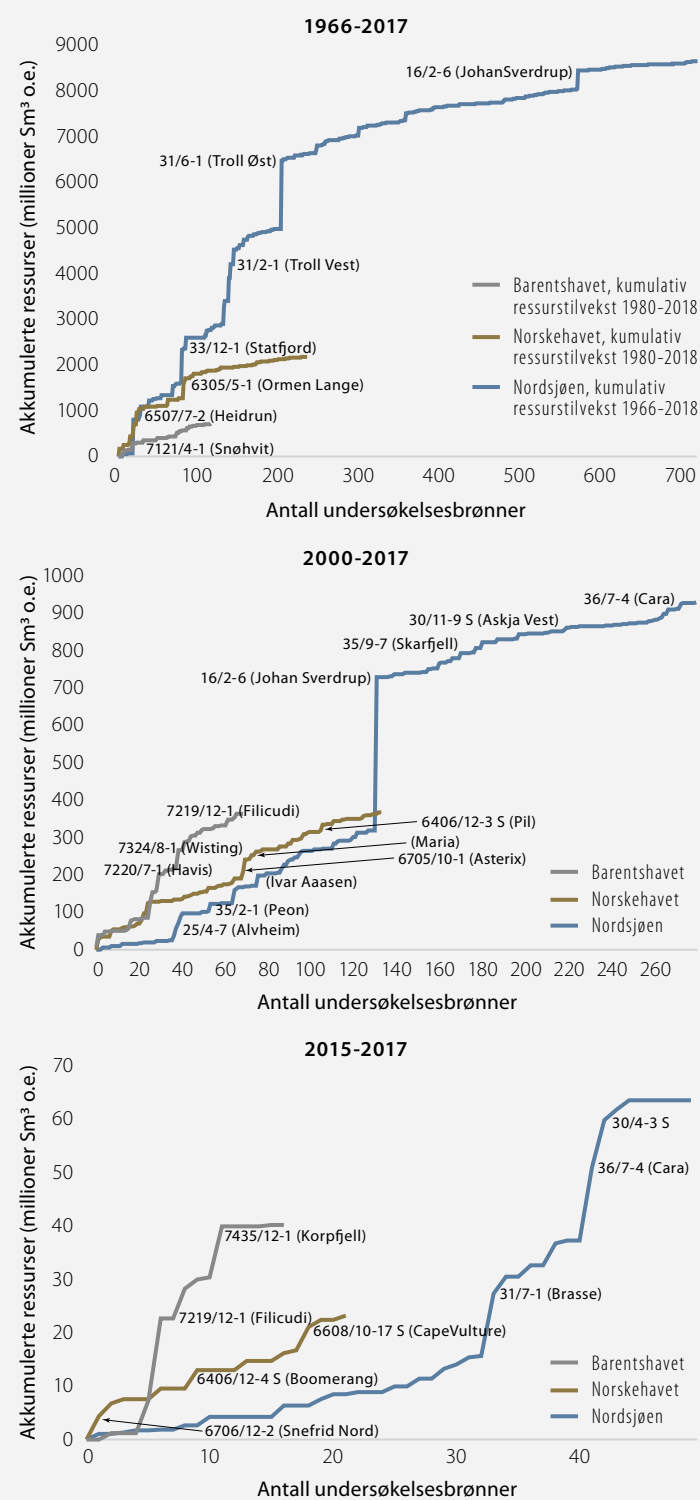
I Nordsjøen ble det avsluttet 30 letebrønner i 2016 og 12 i 2017. 12 av disse var avgrensingsbrønner. 16 av undersøkelsesbrønnene påviste hydrokarboner.

I Norskehavet var det lav leteaktivitet i 2016 med bare 3 undersøkelsesbrønner, mens det i 2017 var en svak økning til 5 letebrønner (4 undersøkelsesbrønner). Det ble gjort 5 funn i perioden 2016-2017.

I Barentshavet ble det boret 4 letebrønner i 2016,

3 undersøkelsesbrønner og 1 avgrensingsbrønn. I 2017 tok letevirksomheten seg opp, og det ble satt ny rekord med 17 avsluttede letebrønner. 5 av brønnene var avgrensingsbrønner. Det ble gjort til sammen 7 funn i 2016 og 2017.

Det var knyttet store forventninger til Statoils brønn 7435/12-1 (Korpfjell), den aller første brønnen i Barentshavet sørøst som ble åpnet for letevirksomhet i 2013. Brønnen ble boret på Haapetdomen, en stor struktur nær delelinjen mellom Norge og Russland. Mange hadde håpet på et stort oljefunn, i stedet ble det påvist små mengder gass i brønnen. Selv om resultatet var skuffende, lå gassfunnet innenfor ODs forventede utfallsrom. Foreløpig beregning av størrelsen på funnet er mellom 8 og 11,5 millioner Sm³ o.e. Funnet er per i dag ikke lønnsomt å bygge ut, men brønnen har bidratt med viktig ny geologisk kunnskap om området.



Figur 2.21 Figurene viser akkumulert ressurstilvekst i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet mellom 1966 - 2017, 2000 - 2017 og 2015 - 2017

FAKTABOKS 2.5: Letekurver

Letekurven fra perioden 1965 til 2017 viser at det er boret flest brønner og funnet mest ressurser i Nordsjøen. Norskehavet og Barentshavet ble åpnet for letevirsomhet i 1980. Det er boret flere brønner og funnet mer ressurser i Norskehavet enn i Barentshavet.

Mellom 2000 og 2017 er det også boret flest brønner og funnet mest ressurser i Nordsjøen. I Norskehavet og Barentshavet er ressursveksten om lag den samme, men det er boret nesten dobbelt så mange brønner i Norskehavet som i Barentshavet.

I perioden 2015 til 2017 har det vært flest undersøkelserbrønner og høyest ressurstilvekst i Nordsjøen. I Barentshavet er ressurstilveksten omtrent 60 prosent av tilveksten i Nordsjøen, men det er boret færre undersøkelserbrønner der. Ressurstilveksten var minst i Norskehavet, selv om det ble boret noen flere brønner her enn i Barentshavet.

Horisontalaksen viser antall undersøkelserbrønner i den tidsrekkefølgen de ble boret. Når det blir gjort et nytt funn, avtegnes ressursmengden som akkumulerte verdier på den vertikale aksene. 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.

Oppdateringen av estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende ressursene gir grunnlag for leting og olje- og gassproduksjon i flere tiår framover

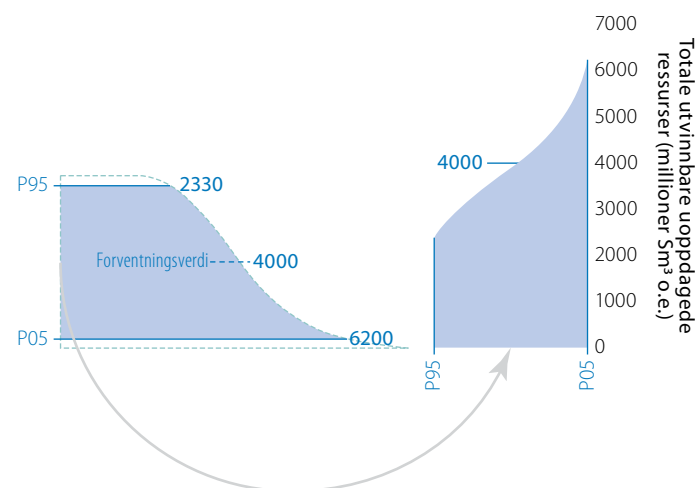


ODs oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser er 4000 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på nærmere 40 prosent siden forrige estimat. Den store økningen er et resultat av ODs ressurskartlegging i den nordlige delen av Barentshavet øst. Det nye estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende ressursene kan gi grunnlag for olje- og gassproduksjon i mange tiår.

Oljedirektoratet publiserer jevnlig oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser på norsk sokkel (se kapittel 1: Ressursklassifisering og Ressursregnskap per 31. desember 2017). Forrige estimat ble utarbeidet i 2015 (ODs *Ressursrapport 2016*). Beregningsmetoden har vært den samme siden midt på 1990-tallet. Dette gir et godt grunnlag for sammenligning av estimatene over tid.

OPPDATERT ESTIMAT FOR UOPPDAGEDE RESSURSER

De totale uoppdagede ressursene er estimert til mellom 2330 (P95) og 6200 (P05) millioner Sm³ o.e. Forventningsverdien er 4000 millioner Sm³ o.e. (faktaboks 3.1 og figur 3.1). Dette er en økning på 37 prosent sammenlignet med forventningsverdien i 2015, som var 2920 millioner Sm³ o.e. Den store økningen skyldes hovedsakelig nytt estimat for Barentshavet nord i 2017.



Figur 3.1 Estimat for uoppdagede ressurser – forventningsverdi og usikkerhetsspenning

OMRÅDEVIS FORDELING

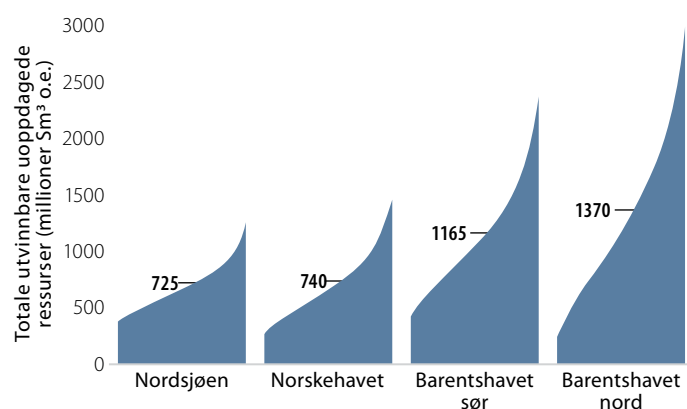
Estimatet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør per 31. desember 2017 (figur 3.2) er tilnærmet det samme som i 2015.

Usikkerheten i estimatene er størst i områder med lite informasjon og kort letehistorie som i store deler av Barentshavet. Det gjelder spesielt i Barentshavet sørøst og nord. I Nordsjøen og i den godt utforskede delen av Norskehavet er usikkerheten betydelig mindre.

Estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende ressursene kan gi grunnlag for leting og olje- og gassproduksjon i flere tiår framover.

Over 60 prosent av de uoppdagede ressursene forventes å ligge i Barentshavet, resten er fordelt omtrent likt mellom Nordsjøen og Norskehavet (figur 3.3).

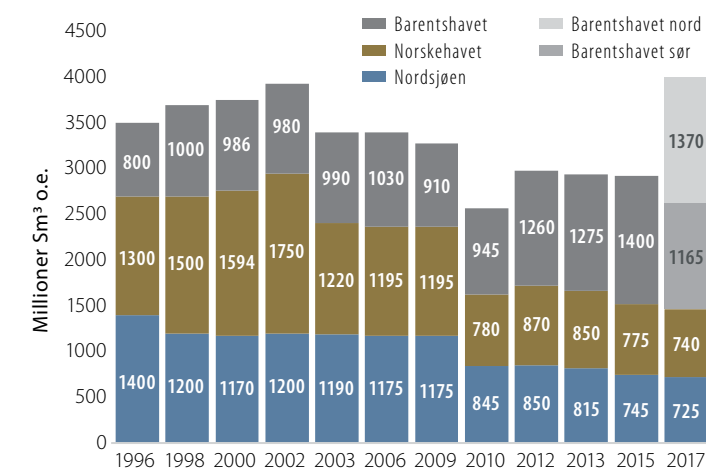
Litt over halvparten av de uoppdagede ressursene forventes å være væske. Som det går fram av figurene 3.3 og 3.4, varierer fordelingen mellom væske og gass i de ulike havområdene.



Figur 3.2 Uoppdagede ressurser fordelt på havområdene med spredning fra P95 til P05. Forventningsverdien er vist med tall.

FAKTABOKS 3.1: Forventningsverdien

Estimat for uoppdagede ressurser er usikre. Det er stor usikkerhet knyttet til de kartlagte prospektene, og antall og størrelse på de prospektene som ennå ikke er kartlagt er enda mer usikre. Metoden OD bruker for å estimere uoppdagede ressurser (faktaboks 3.2) kvantifiserer usikkerheten. Ressursestimatene kommer fram som sannsynlighetsfordelinger, ikke som ett enkelt tall. Når estimat i denne rapporten angis som ett tall, er det forventningsverdien i sannsynlighetsfordelingen som brukes. Eksempellet viser at det er 95 prosent sannsynlighet for at det finnes mer enn 2330 millioner Sm³ o.e. og 5 prosent sannsynlighet for at det finnes mer enn 6200 millioner Sm³ o.e. (figur 3.1).



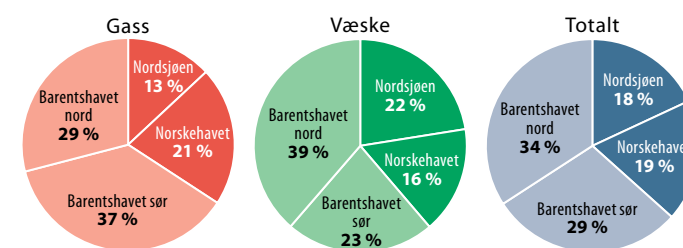
Figur 3.5 Utviklingen i anslag for uoppdagede ressurser over tid. I 2017 er estimatet for den østlige delen av det norske Barentshavet nord tatt med.

HISTORISKE ENDRINGER

Estimatet for totale uoppdagede ressurser har variert over tid (figur 3.5). Ny kunnskap fra kartlegging og letebrønner kan medføre betydelig endring av estimatene, både i positiv og negativ retning. Over tid vil estimatene imidlertid reduseres naturlig, etterhvert som prospekt bores.

Estimatene økte fra 1996 fram til 2002, for deretter å avta fram til 2017. Etter funnet av Ormen Lange i 1997, var det høye forventninger til flere store strukturer i dypvannsområdene i Norskehavet. Skuffende undersøkelsesbrønner medførte imidlertid at estimatene ble nedjustert i 2003. Dette gjaldt spesielt gasspotensialet i dyphavsområdene.

Mens estimatet for Barentshavet økte i 2010, ble estimatene i Nordsjøen og Norskehavet redusert. Reduksjonen skyldes primært lavere forventning til gass. I Norskehavet var hovedårsaken enda flere skuffende leteresultater på store strukturer i dypvannsområdene.

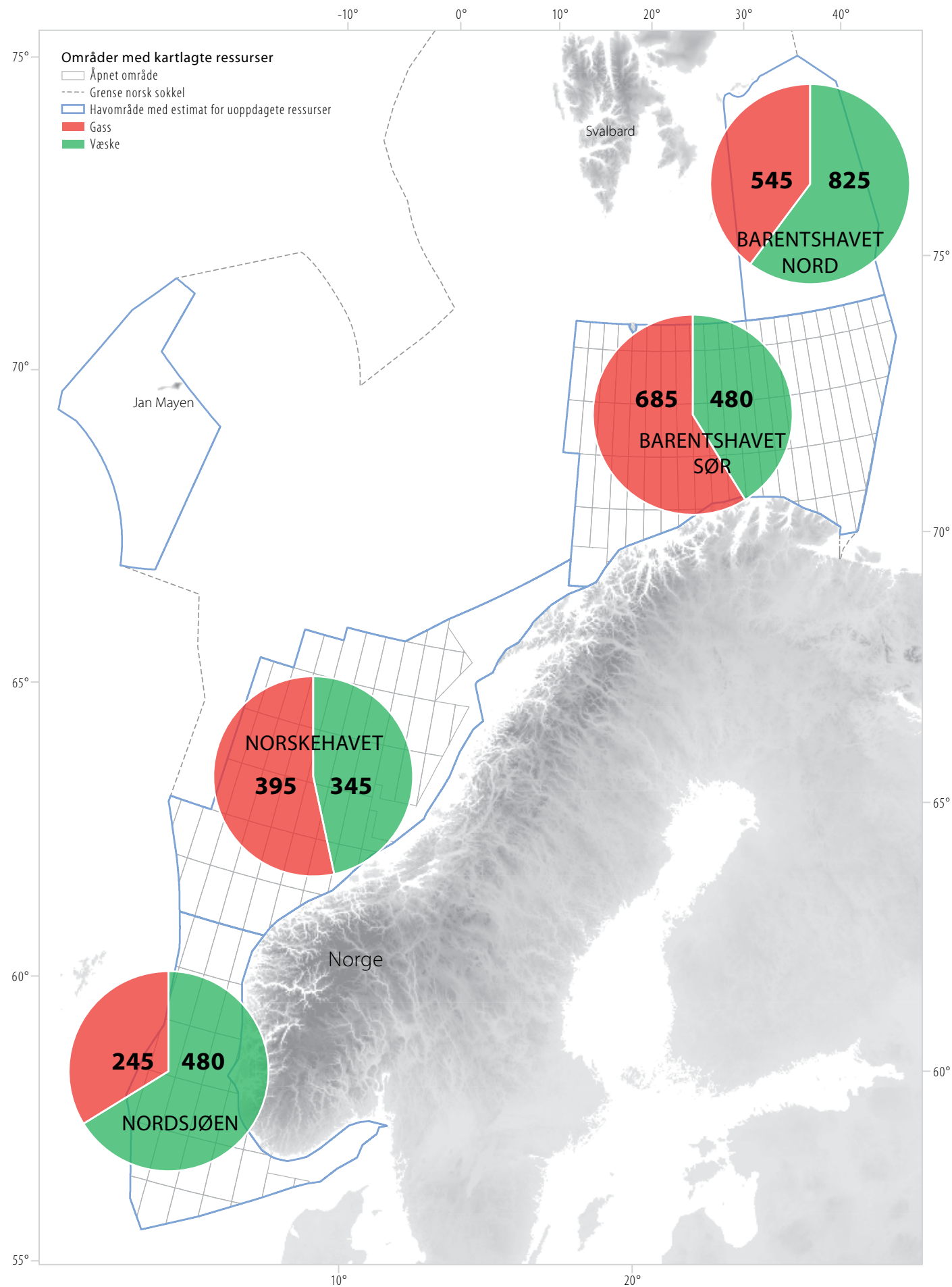


Figur 3.3 Fordeling av uoppdagede ressurser for hvert havområde; gass, væske og totalt

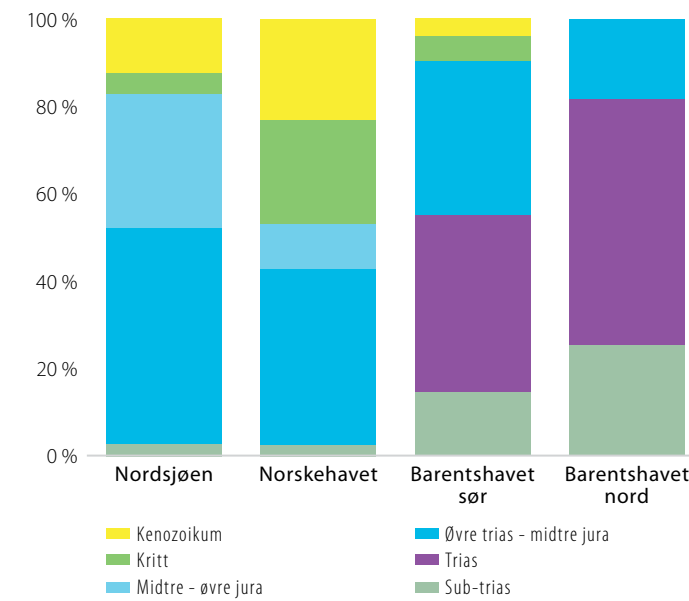
Endrede forventninger til potensialet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja basert på ODs seismikkinnsamling og kartlegging påvirket også anslagene (ODs rapporter *Petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja* og *Geofaglig vurdering av petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja*, 2010).

Bakgrunnen for økningen i Barentshavet i 2012 er ODs kartlegging og inkludering av Barentshavet sørøst. Området ble norsk etter at delelinjeavtalen med Russland trådte i kraft i 2011. Samme år ble havområdene utenfor Jan Mayen inkludert i estimatet for Norskehavet. Dette førte til en økning i det totale estimatet for uoppdagede ressurser.

Ressursestimatet i Barentshavet før 2017 omfattet i hovedsak uoppdagede ressurser i Barentshavet sør inkludert ressurser i letemodeller som strekker seg inn i Barentshavet nord. Etter ODs kartlegging av Barentshavet nord i 2016/17 er anslaget for den østlige delen av Barentshavet nord skilt ut med eget ressursestimater (ODs rapport *Geologisk vurdering av petroleumsressursene i østlige deler av Barentshavet nord 2017*). Ressursene i dette området utgjør om lag 35 prosent av de uoppdagede ressursene, og er dermed den største andelen av totale uoppdagede ressurser på norsk sokkel. Det er ikke gjort tilsvarende kartlegging av øvrige deler av Barentshavet nord.



Figur 3.4 Forventet forhold mellom uoppdaget væske og gass i de ulike havområdene. Tallene er oppgitt i millioner Sm³ o.e.



Figur 3.6 Utvinnbare uoppdagede ressurser i hvert havområde fordelt etter stratigrafiske nivå. Den prosentvise fordelingen gjenspeiler den geologiske utviklingen i de enkelte havområdene.

ESTIMAT FORDELT ETTER STRATIGRAFISKE NIVÅ

Ressursbidragene fordelt på de geologiske tidsperiodene varierer mellom havområdene. Dette reflekterer den geologiske utviklingen i de forskjellige havområdene.

Figur 3.6 viser at om lag 80 prosent av de uoppdagede ressursene i Nordsjøen forventes å ligge i letemodeller av jura alder, mens tilsvarende tall for Norskehavet er om lag 50 prosent⁷, for Barentshavet sør om lag 35 prosent og for Barentshavet nord 18 prosent. I Norskehavet er det større innslag av yngre bergarter, mens i deler av Barentshavet er yngre bergarter (senjura, kritt og paleocen) erodert bort. Dette har medført at eldre bergarter, fortrinnsvis trias, ligger på dyp som er gunstig for dannelse av petroleum.

I Barentshavet sør forventes 55 prosent av de uoppdagede ressursene å ligge i letemodeller av trias alder og eldre, mens det tilsvarende estimatet er om lag 80 prosent i Barentshavet nord.

Faktaboks 3.2: Uoppdagede ressurser er estimert for hver letemodell

Estimat for uoppdagede ressurser er basert på ODs analyser av tilgjengelige data fra kontinentalsokkelen. Disse omfatter selskapenes og ODs tolkning av seismiske data, kartlegging, studier og evaluering av prospektiviteten både i åpne områder og i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Sentralt i dette arbeidet er data fra brønner, funn, felt og kartlagte prospekt. OD bruker denne informasjonen til å definere letemodeller og deretter å utarbeide ressurstestimat for hver enkelt letemodell.

En letemodell er 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 pe-

troleum 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 må være lønnsom. Er det ennå ikke påvist produserbar petroleum i en letemodell, er den ubekreftet.

Et prospekt er en mulig petroleumsfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

For en mer utfyllende beskrivelse av metodikken, se *Ressursrapport 2016*.

⁷ I Nordsjøen og Norskehavet er den øvre delen av trias inkludert i letemodellene av tidlig- til mellomjura alder, men bidrar med en liten andel av ressursene i disse letemodellene.

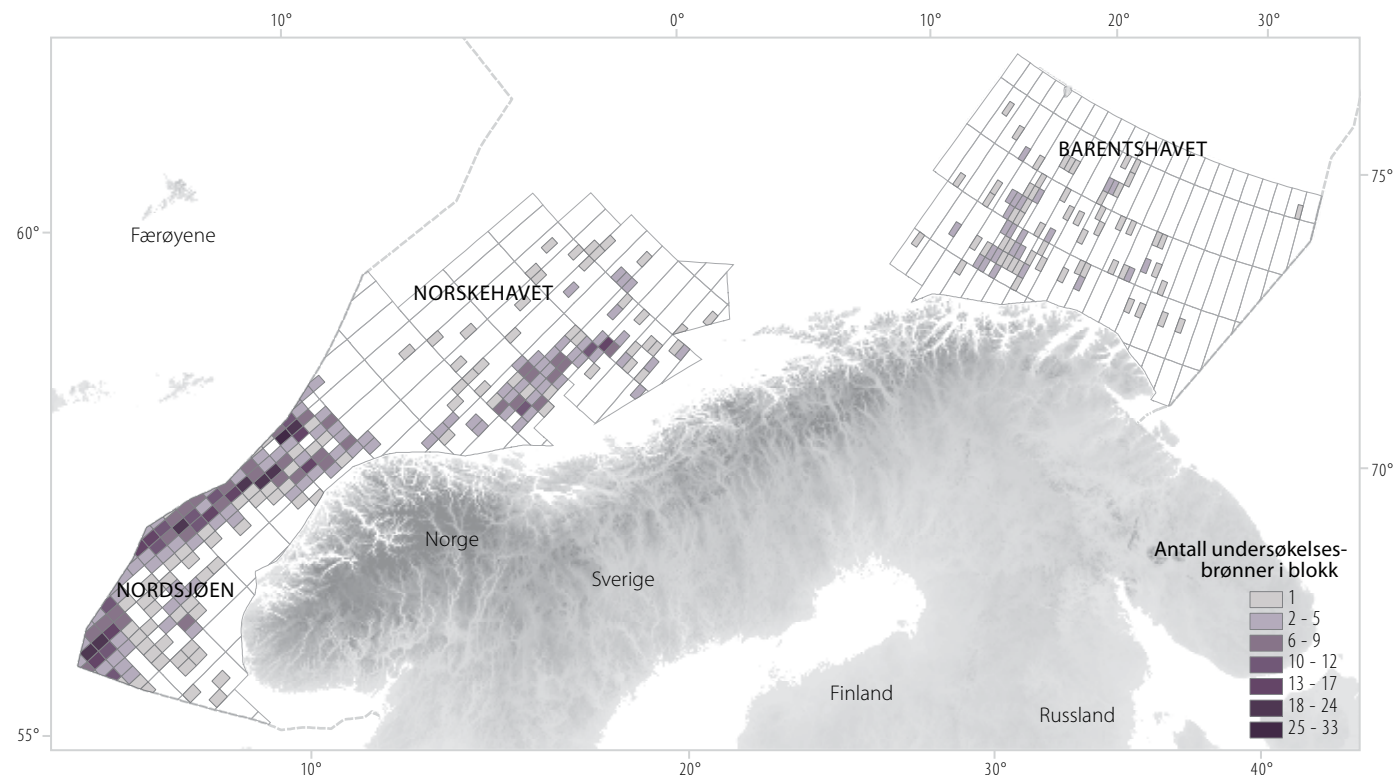


Fig 3.7 Antall undersøkellesbrønner per blokk

BRØNN- OG RESSURSTETTHET

Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet. De åpne områdene utgjør rundt 579 000 km². Til sammenlikning er Fastlands-Norge om lag 324 000 km². Ved utgangen av 2017 var det avsluttet 731 undersøkellesbrønner i Nordsjøen, 241 i Norskehavet og 116 i Barentshavet sør. I figur 3.7 vises antall undersøkellesbrønner per blokk som en illustrasjon på graden av utforskning.

Den totale ressurstettheten (påviste og uoppdagede) i den norske delen av Nordsjøen er svært høy med 66 millioner Sm³ o.e. per 1000 km². Dette er høyt også i global sammenheng, og er sammenlignbart med de beste petroleumsprovinsene i Midtøsten.

Norskehavet og Barentshavet kan ikke sammenlignes med Nordsjøen, som er en unik petroleumsprovins (figur 3.8). Gjennomsnittlig total ressurstetthet i Norskehavet er 10 millioner Sm³ o.e. per 1000 km². I Barentshavet sør er den 5,5 millioner Sm³ o.e. per 1000 km². Estimater for de uoppdagede ressursene i den kartlagte delen av Barentshavet nord gir relativt høy gjennomsnittlig ressurstetthet, om lag 10 millioner Sm³ o.e. per 1000 km².

Årsaken til at Nordsjøen er en unik petroleumsprovins, er kombinasjonen av en svært rik kildebergart med stor utbredelse og gode reservoarbergarter av ulike geologiske alder. Den viktigste kilden til olje og gass er organisk rike skifre av senjura alder. I store deler av Nordsjøen ligger disse bergartene på et dyp som er fordelaktig for generering av hydrokarboner. Dessuten ble fellene dannet på et gunstig tidspunkt i forhold til migrasjonen av hydrokarboner. Det finnes tilsvarende forhold på Halten- og Dønнатerrassene i Norskehavet. Tradisjonelle letemodeller med jura kilde- og reservoarbergarter har imidlertid vist seg å ikke fungere i dypvannsområdene mot vest. Her ligger jurabergartene for dypt. Potensialet ligger derimot i yngre bergarter av kritt og paleocen alder.

Den geologiske utviklingen i Barentshavet har vært svært ulike utviklingen i Nordsjøen. Området er sterkt påvirket av flere faser av begravning, oppløst og påfølgende erosjon. Resultatet er at jura kildebergarter bare i enkelte områder ligger på gunstig dyp for generering av hydrokarboner. I tillegg har oppløst og erosjon ført til at petroleum ikke alltid blir bevart i fellene, hovedsakelig på grunn av lekkasje. I områdene der jurabergartene ikke finnes eller ligger

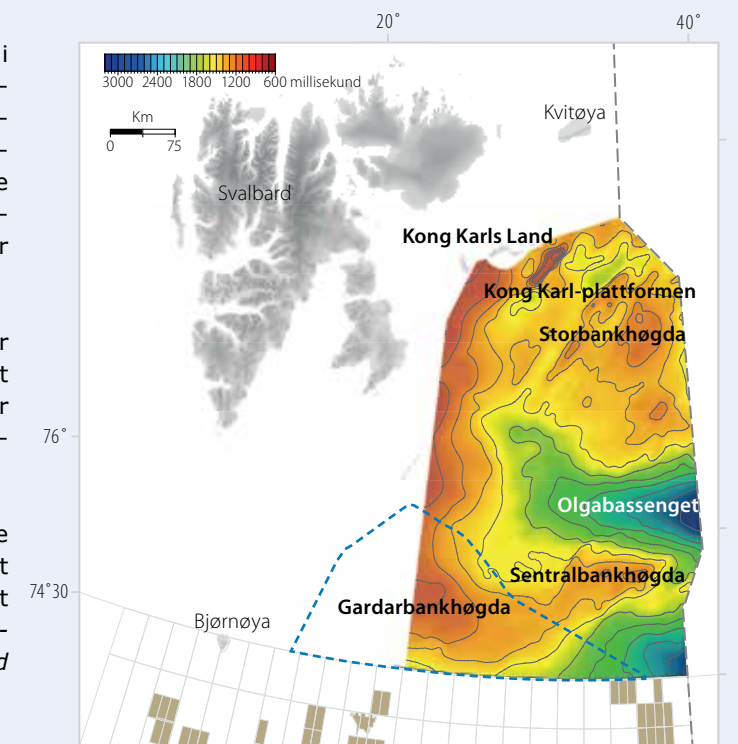
Faktaboks 3.3: Seismikkinnnsamling på Gardarbankhøgda

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

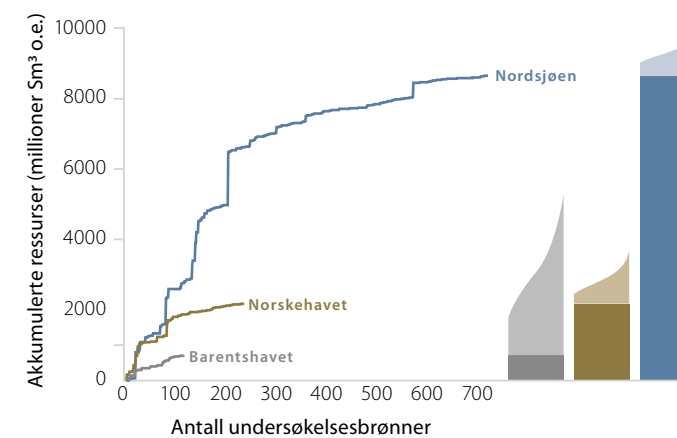
Høsten 2017 samlet OD inn om lag 4500 kilometer 2D-seismikk på Gardarbankhøgda øst og nordøst for Bjørnøya i Barentshavet. Gardarbankhøgda er et geologisk høydedrag som ligger mellom Spitsbergenbanken og Hopendjupet.

I perioden 2012 til 2016 gjennomførte OD seismiske undersøkelser i den østlige delen av Barentshavet nord. Resultatene av dette arbeidet ble presentert våren 2017 (kilde: *Geologisk vurdering av petroleumssystemene i østlige deler av Barentshavet nord 2017*).

Innsamlingen på Gardarbankhøgda høsten 2017 var en fortsettelse av disse undersøkelsene mot vest og ga betydelig bedre datadekning i området. Arbeidet med prosesseringen av de nye seismiske dataene skal etter planen være ferdig i 3. kvartal 2018. Deretter vil de inngå i ODs evalueringsprosjekter.



Figur 3.9 Topp perm tidskart som viser utstrekningen av kartlagte områder (kilde: *Geologisk vurdering av petroleumssystemene i østlige deler av Barentshavet nord 2017*). Den stiplede linjen viser innsamlingsområdet rundt Gardarbankhøgda høsten 2017.



Figur 3.8 Akkumulerte ressurser per havområde. Ressurser som allerede er funnet vises i mørke farger. Uoppdagede ressurser vises med usikkerhetsspenn i lysere farge på toppen.⁸

for grunt, kan kildebergarter av trias alder eller eldre generere hydrokarboner. Disse kildebergartene synes ikke å være like rike som kildebergartene av jura alder i Nordsjøen.

Barentshavet er et meget stort område, og store deler er relativt lite utforsket. Den geologiske historien er mer komplisert enn i de andre havområdene, og hver eneste brønn, enten den gir funn eller er tørr, gir ny kunnskap om geologien og petroleumssystemene. De fleste prospektene som skal bores i 2018 er geologisk uavhengig av prospektene som ble boret i 2017, og vil utvide kunnskapen om de ulike delene av Barentshavet.

⁸ Figuren viser ikke usikkerheten i påviste ressurser.

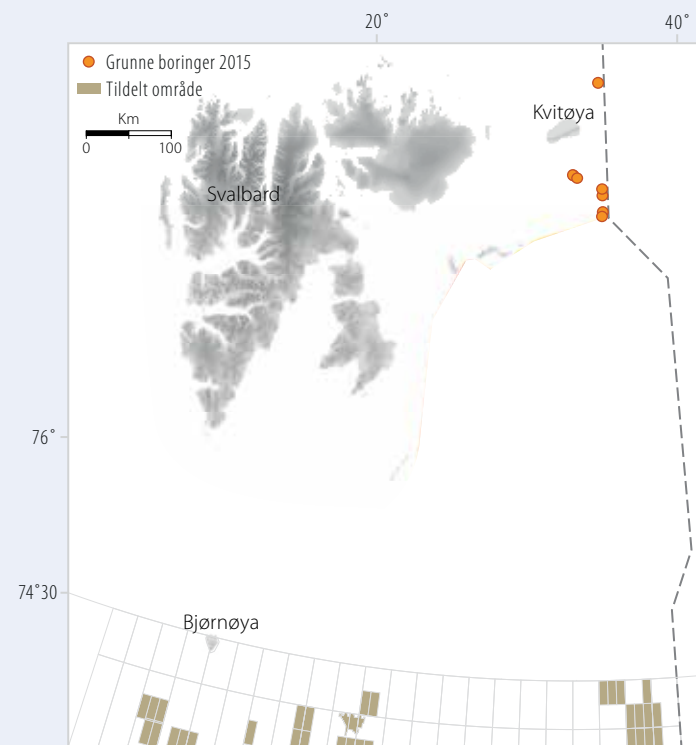
Faktaboks 3.4: Grunne boringer i Barentshavet nord

Grunne boringer brukes for å hente inn data om de sedimentære lagene. Borekjernene er mellom fem og sju centimeter i diameter. De gir informasjon om bergartstype og sedimentære strukturer. I tillegg kan de gi grunnlag for å indikere potensialet bergarten har til å fungere som kilde-, reservoar- eller kappebergart. Kjernene gir et godt grunnlag for regional korrelasjon og økt forståelse for den geologiske utviklingen. Borelengden på denne type brønner er begrenset til 200 meter under havbunnen.

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 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.

I statsbudsjettet for 2015 ble det bevilget midler til grunne boringer, og det ble hentet geologisk materiale fra inntil 200 meter lange kjerner. Det primære området for innsamling var sør og nord for Kvitøya. OD boret sju borehull og valg av borelokaliteter var basert på 2D-seismiske data (figur 3.10). 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 meter kjerner med geologisk materiale, og kunnskap fra kjernene har økt den geologiske forståelsen av nordlige deler av Barentshavet.

Resultater av de seks grunne boringene sør for Kvitøya viser at de eldste bergartene er karbonater og skifer av karbon og perm alder. Overgangen mellom perm og trias er godt bevart i kjernene. Det ble tatt kjerner av en mørk skifer fra midtre trias. I en



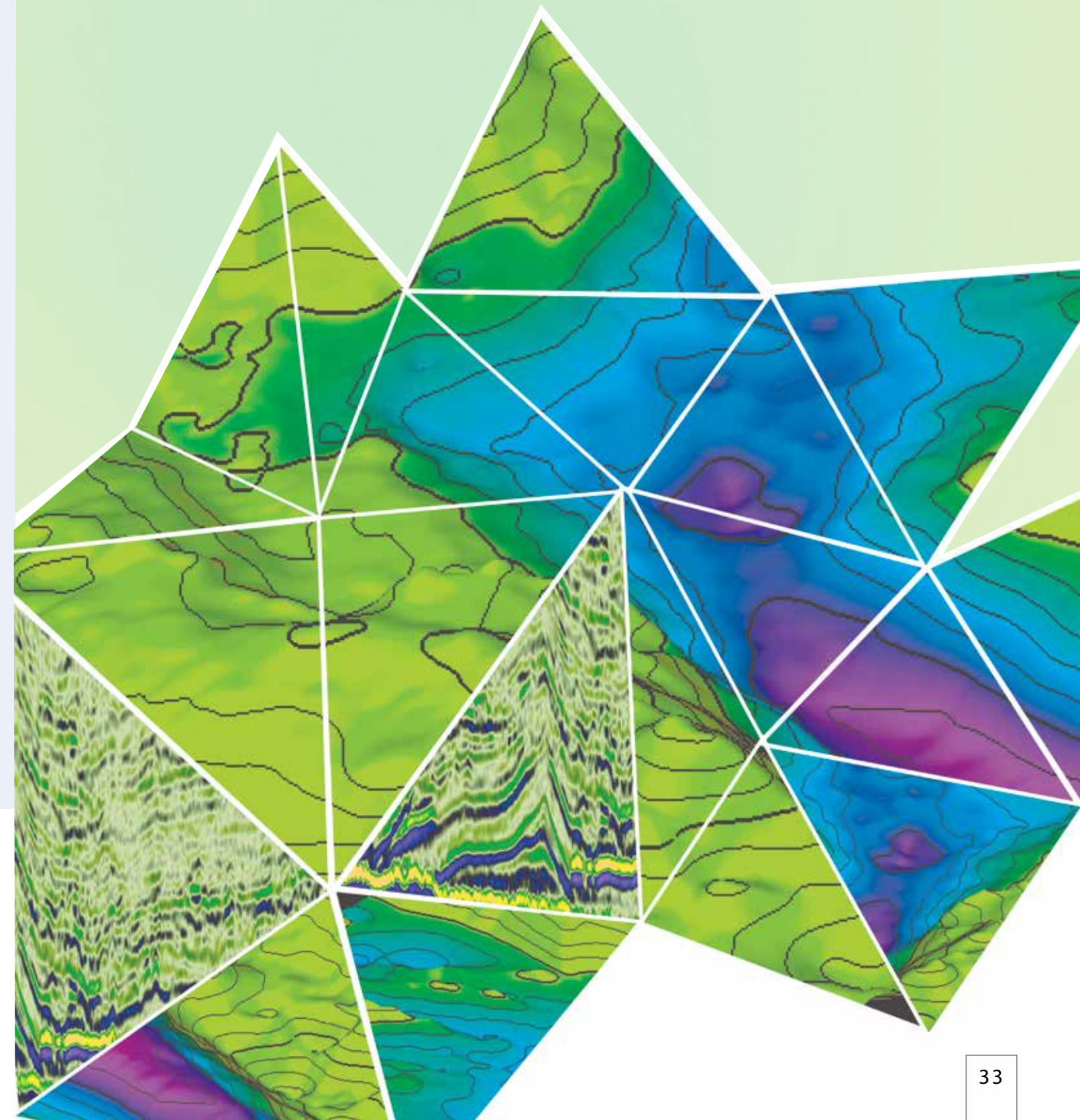
Figur 3.10 Grunne boringer ved Kvitøya i 2015

boring nord for Kvitøya er det påvist dolomitt som antagelig er avsatt i karbon.

Det er gjennomført detaljerte geokjemiske analyser i kjernene fra de sju borehullene. I de seks sørligste borehullene ble det påvist bergarter med godt til svært godt kildepotensial. Gassanalyser viser også at området har en fungerende kildebergart. Oljeprovør fra brønn 7933/4-U-3 viser en marin kildebergart, sannsynlig av trias alder.

(Se *Ressursrapport 2016* og rapporten *Geologisk vurdering av petroleumsressursene i østlige deler av Barentshavet nord 2017* for mer informasjon om ODs innsamling av geologiske data og kartlegging i uåpnede områder av sokkelen.)

Letevirksomheten har tilført samfunnet betydelige verdier de siste ti årene, og det har vært lønnsomt å lete i alle havområder

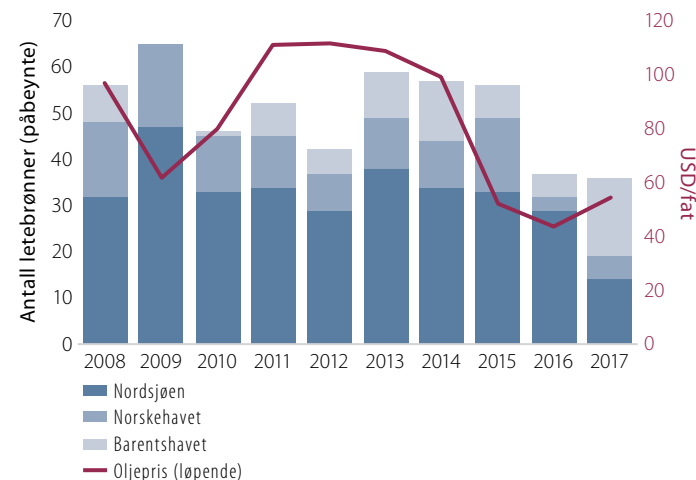


OD har gjennomført en lønnsomhetsberegning for leteaktiviteten på norsk sokkel de siste ti årene. Beregningen viser at letevirksomheten er lønnsom i alle havområder, og at den har tilført samfunnet betydelige verdier. Selv svært små funn kan bli lønnsomme når de knyttes til eksisterende infrastruktur.

Letevirksomheten de siste ti årene har tilført samfunnet betydelige verdier. Dette går fram av ODs analyse, som viser den direkte økonomiske verdiskapingen fra letevirksomheten fra og med 2008 til og med 2017. Alle lønnsomhetsanalysene er før-skatt-beregninger. Lønnsomhetsberegningene inkluderer ikke de indirekte økonomiske virkningene som konsekvenser av forlenget produksjon på felt og ringvirkninger for resten av økonomien. Geologisk informasjonsverdi av letevirksomheten er heller ikke kvantifisert i denne analysen. Metodikk og forutsetninger for analysen er beskrevet i faktaboks 4.1.

LETEAKTIVITET OG LETEKOSTNADER I PERIODEN

Leteaktiviteten målt i antall påbegynte letebrønner har vært høy i tiårsperioden, med et gjennomsnitt på 51 letebrønner årlig. Aktiviteten var høyest i 2009 med 65 påbegynte brønner og lavest i 2017 med 36 påbe-



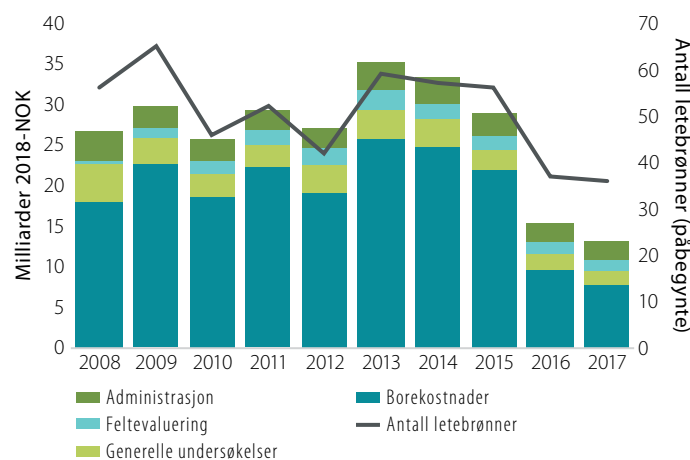
Figur 4.2 Påbegynte letebrønner fordelt på havområder, 2008-2017

gynte brønner (figur 4.2). Det ble boret flest undersøkelsesbrønner i Nordsjøen i perioden.

Det høye aktivitetsnivået i perioden fram til 2015 bidro, sammen med høye olje- og gasspriser, til en betydelig kostnadsvekst. Selskapene satte derfor i verk tiltak for å redusere kostnader, effektivisere driften og begrense kapitalutlegg og investeringer. Fallet i oljeprisen forsterket behovet for kostnadsreduksjoner.

Oljeprisfall og påfølgende kapitalrasjonalisering førte til et kraftig fall i leteinvesteringene fra 2016 (figur 4.3). Letekostnader er utgifter som påløper i utvinningstillatelsen fra tildeling til et eventuelt funn bygges ut, og består av kostnader til seismikk, letebrønner, feltevaluering og administrasjon. Det er borekostnadene som utgjør den viktigste enkeltfaktoren i de totale letekostnadene. Utgifter til leie av rigg er den største utgiftskomponenten.

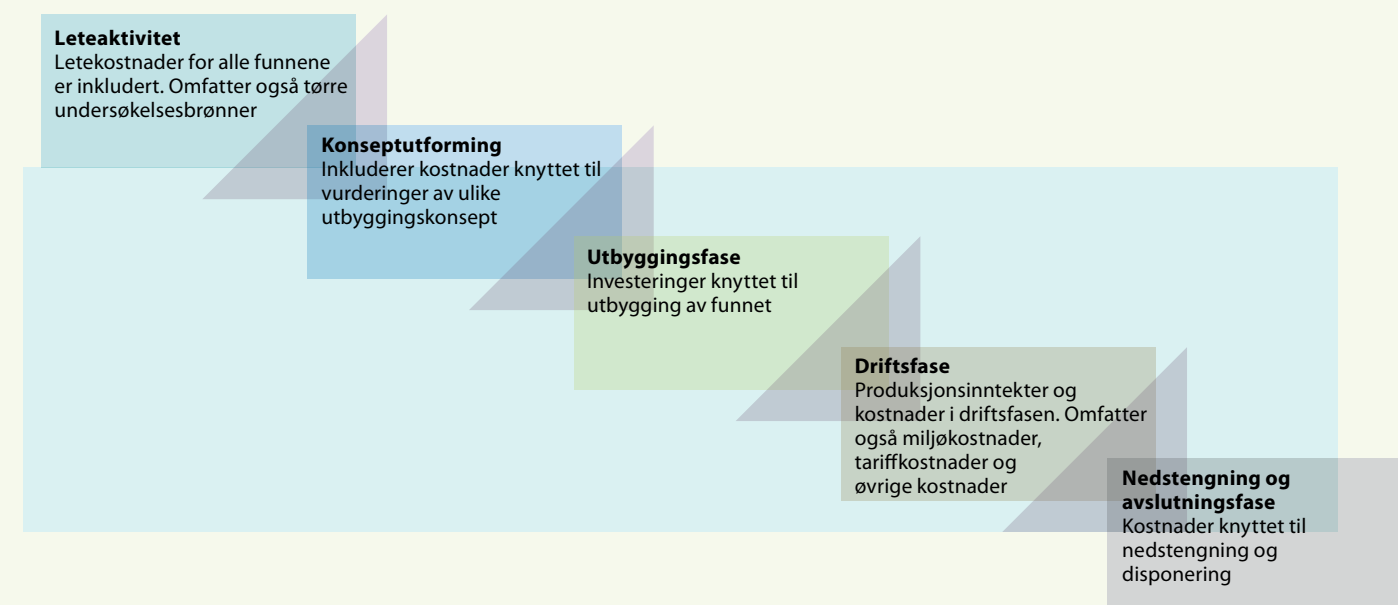
Figur 4.4 viser reduksjonen i borekostnad per brønn (brønnkostnad) i perioden. Figuren viser at kostnadene per brønn er lavest i Nordsjøen og høyest i Barentshavet, selv om dette varierer noe over tid.



Figur 4.3 Letekostnader og antall letebrønner, 2008-2017

Faktaboks 4.1: Metodikk og forutsetninger

Analysen omfatter alle faser av virksomheten; fra leting til nedstengning og fjerning (figur 4.1).



Figur 4.1 Illustrasjon av de ulike elementene som er inkludert i analysen

Lønnsomhet av leting er definert som beregnede inntekter fra funnene i perioden fratrukket alle kostnader, inkludert letecostnader og nedstengningskostnader. Letekostnadene omfatter både leting som har gitt funn og leting som ikke har påvist ressurser. Inntekts- og kostnadsstrømmene er diskontert til samme år.

Det er gjort 190 funn i perioden. 73 av disse er kategorisert i ressursklasse 6 (RK6), det vil si funn hvor utvinning er lite sannsynlig (figur 1.10 Ressursklassifisering). Funnene 7319/12-1 (Pingvin) fra 2014 og 7435/12-1 (Korpfjell) fra 2017 er eksempler på funn som er plassert i denne ressursklassen, og som derfor ikke er med i denne analysen. Analysen omfatter de resterende 117 funnene.

Av disse er 48 allerede i produksjon (RK0 og RK1), i planleggingsfase (RK2 til RK4) eller i en fase der utvinning er sannsynlig, men ikke avklart (RK5). For disse er det benyttet produksjons- og kostnadsprofiler som er rapportert av operatør i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett (RNB). Eksempler på dette er 16/1-9 Ivar Aasen fra 2008 som er et felt hvor produksjonen allerede er i gang (RK0 og RK1), 16/2-6 Johan Sverdrup fra 2010 som er avklart og i planleggingsfase (RK2 til RK4) og 7220/11-1 (Alta) fra 2014 hvor utvinning er sannsynlig men uavklart (RK5).

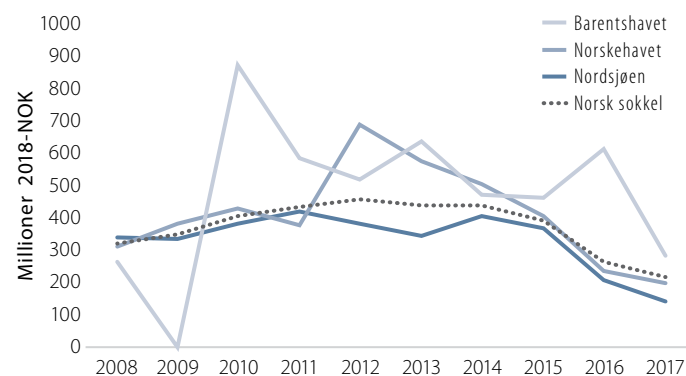
For 39 av funnene i analysen er det lagt til grunn at de er eller vil bli bygd ut sammen med andre funn i samordnede utbygginger (RK0 til RK5). Disse funnene har ingen egen innrapportering, men er en del av andre totalprofiler. For å få fram produksjons- og kostnadsprofiler per funn, er de beregnet som en andel av totalprofilene som operatøren har rapportert i forbindelse med RNB. Basisestimatet for ressursanslaget per funn legges til grunn for denne

andelsberegningen. Et eksempel på dette er funnene i Noaka-området (North of Alvheim, Krafla, Askja).

For 30 av funnene har OD utarbeidet egne produksjons- og kostnadsprofiler. Dette gjelder funn som er eller vil bli faset inn til samordnede utbygginger som startet før analyseperioden (11 funn), som for eksempel funnet 15/9-B-1 fra 2009 som allerede er i produksjon som en del av Sleipner Vest-feltet. I tillegg gjelder det funn som ikke var evaluert (RK7F) ved utgangen av 2017 og som ikke har egne innrapporteringer (19 funn), som for eksempel funnet 6707/10-3 (Ivory) fra 2014, nordøst for Aasta Hansteen.

Som framtidig oljepris er det lagt til grunn 523 kroner per fat (målt i faste 2018-kroner). Med dagens dollarkurs tilsvarer dette i underkant av 65 dollar per fat. Som framtidig gasspris er det lagt til grunn 1,9 kroner per Sm³. Dette er i samsvar med RNB 2018 (Meld. St. 2, 2017-2018, Finansdepartementet). For perioden før 2018 er historiske priser for olje, gass og NGL lagt til grunn. Det er benyttet reelle diskonteringsrater på fire og sju prosent. Kostnadsanslag for 2018 og framover reflekterer kostnadsnivået i 2017 med en økning på totalt 17,5 prosent fram til 2029 (i henhold til RNB 2018).

Anslagene for lønnsomhet av leting er usikre. Dette skyldes usikkerhet i både ressursestimat, kostnadsanslag og prisutvikling for olje og gass. En vesentlig andel av funnene fra perioden 2008 til 2017 er ikke besluttet utbygd ennå. Det varierer hvor langt planene for disse funnene er kommet, derfor er anslag for produksjon og kostnader av varierende modenhet. I tillegg er det usikkerhet knyttet til tidspunkt for produksjonsstart, noe som i betydelig grad også påvirker nåverdi. Dette gjelder spesielt for funn i Barentshavet, hvor det er lite infrastruktur.



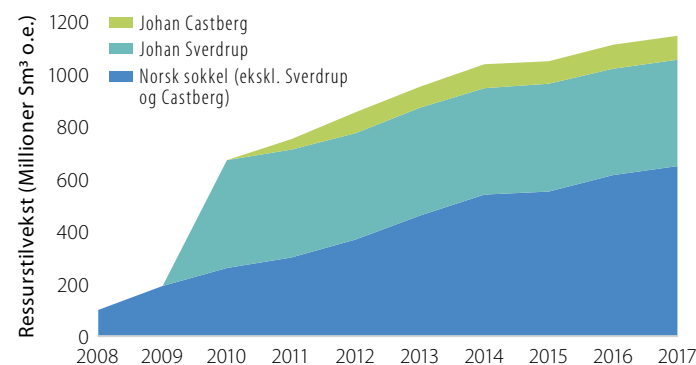
Figur 4.4 Gjennomsnittlige letebrønnskostnader (borekostnader per brønn) fordelt på havområder, 2008-2017

Den viktigste årsaken til de høye borekostnadene i Barentshavet de siste tre årene er flere kompliserte brønner. Det er viktig å understreke at det er boret vesentlig flere brønner i Nordsjøen enn i Barentshavet i perioden. Det betyr at ekstremverdier gir større utslag for gjennomsnittskostnadene i Barentshavet enn i Nordsjøen.

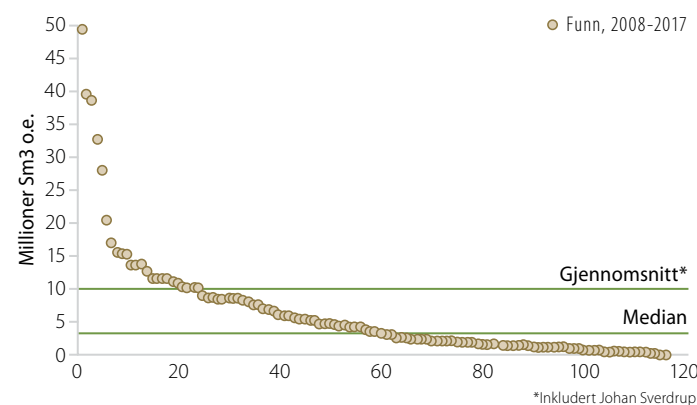
FUNN OG RESSURSTILVEKST I PERIODEN

De 117 funnene som ligger til grunn for denne analysen representerer en total ressurstilvekst på om lag 1150 millioner Sm³ o.e. Funnstørrelsene varierer fra det største funnet (16/2-6 Johan Sverdrup) på om lag 400 millioner Sm³ o.e. til de minste på under 1 million Sm³ o.e.

Figur 4.5 viser størrelsen på funnene i analysen. Gjennomsnittlig funnstørrelse (inkludert 16/2-6 Johan



Figur 4.6 Ressurstilvekst på norsk sokkel i analyseperioden fra 2008 til 2017

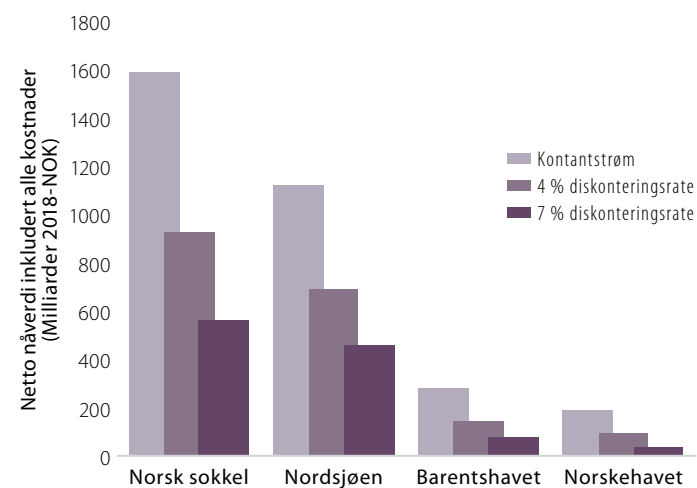


Figur 4.5 Funnstørrelse per funn, 2008-2017. Johan Sverdrup-funnet på om lag 400 millioner Sm³ o.e. ligger utenfor figuren.

Sverdrup) er om lag 10 millioner Sm³ o.e., og medianstørrelse er i underkant av 4 millioner Sm³ o.e. At gjennomsnittlig funnstørrelse er vesentlig større enn medianen, forteller at de største funnene er vesentlig større enn den typiske funnstørrelsen. Det vil si at de største funnene utgjør en stor andel av ressurstilveksten, noe som kommer tydelig fram i figur 4.6.

VERDISKAPING I PERIODEN

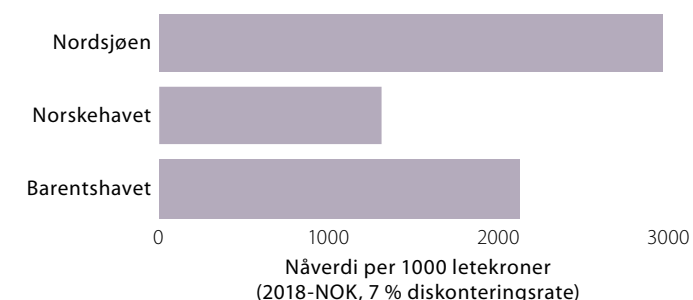
Lønnsomhet av leting er beregnet med diskonteringsrate på fire og sju prosent. Netto nåverdi er om lag 930 milliarder kroner med 4 prosent diskonteringsrate og om lag 560 milliarder kroner med 7 prosent diskonteringsrate. Samlet netto kontantstrøm er anslått til nærmere 1600 milliarder kroner. Anslagene viser at letevirksomheten har vært lønnsom i alle havområdene (figur 4.7).



Figur 4.7 Netto nåverdi av leting i perioden 2008 til 2017 med ulike diskonteringsrater

VERDISKAPING FRA DE ULIKE HAVOMRÅDENE

Figur 4.8 viser at nåverdien per letekroner er høyest i Nordsjøen. 1000 letekroner som investeres i Nordsjøen gir nærmere 3000 kroner tilbake. Leteaktiviteten i Barentshavet gir 2100 kroner og i Norskehavet 1300 kroner per investerte 1000 kroner. Dette er verdier utover 7 prosent avkastning.



Figur 4.8 Nåverdi (7 prosent diskonteringsrate) per 1000 letekroner

Faktaboks 4.2: 25/1-11 R Skogul



Figur 4.9 Prosesseringen av olje og gass fra Skogul skal skje på den flytende produksjonsinnretningen Alvheim FPSO (Illustrasjon: Aker BP).

Ved å benytte eksisterende infrastruktur kan også svært små funn bli lønnsomme. Denne type utbygging er en viktig del av fremtiden på norsk sokkel. Et eksempel på dette er Skogul, som ble påvist i 2010. Skogul (tidligere kalt Stor-klakken) i den midtre del av Nordsjøen blir et av de minste feltene på norsk sokkel med et reservegrunnlag på ca. 1,5 millioner Sm³ olje (ca. 9,4 millioner fat). Skogul skal utvikles med en togrensbrønn. Denne børes fra en havbunnsramme som er knyttet til installasjonene på Vilje-feltet, og

produksjonen skal transporteres i rørledningen fra Vilje til Alvheim-feltet. Prosesseringen av olje og gass fra Skogul skal skje på den flytende produksjonsinnretningen Alvheim FPSO. Alvheim er også feltcenter for feltene Volund og Bøyla. Planlagt produksjonsstart er 1.kvartal 2020, og det er Aker BP som er operatør for feltet. Investeringen forventes å bli opp mot 1,5 milliarder kroner. Funnet hadde ikke vært lønnsomt å bygge ut dersom det ikke kunne knyttes opp til eksisterende infrastruktur.

SENSITIVITETSANALYSE

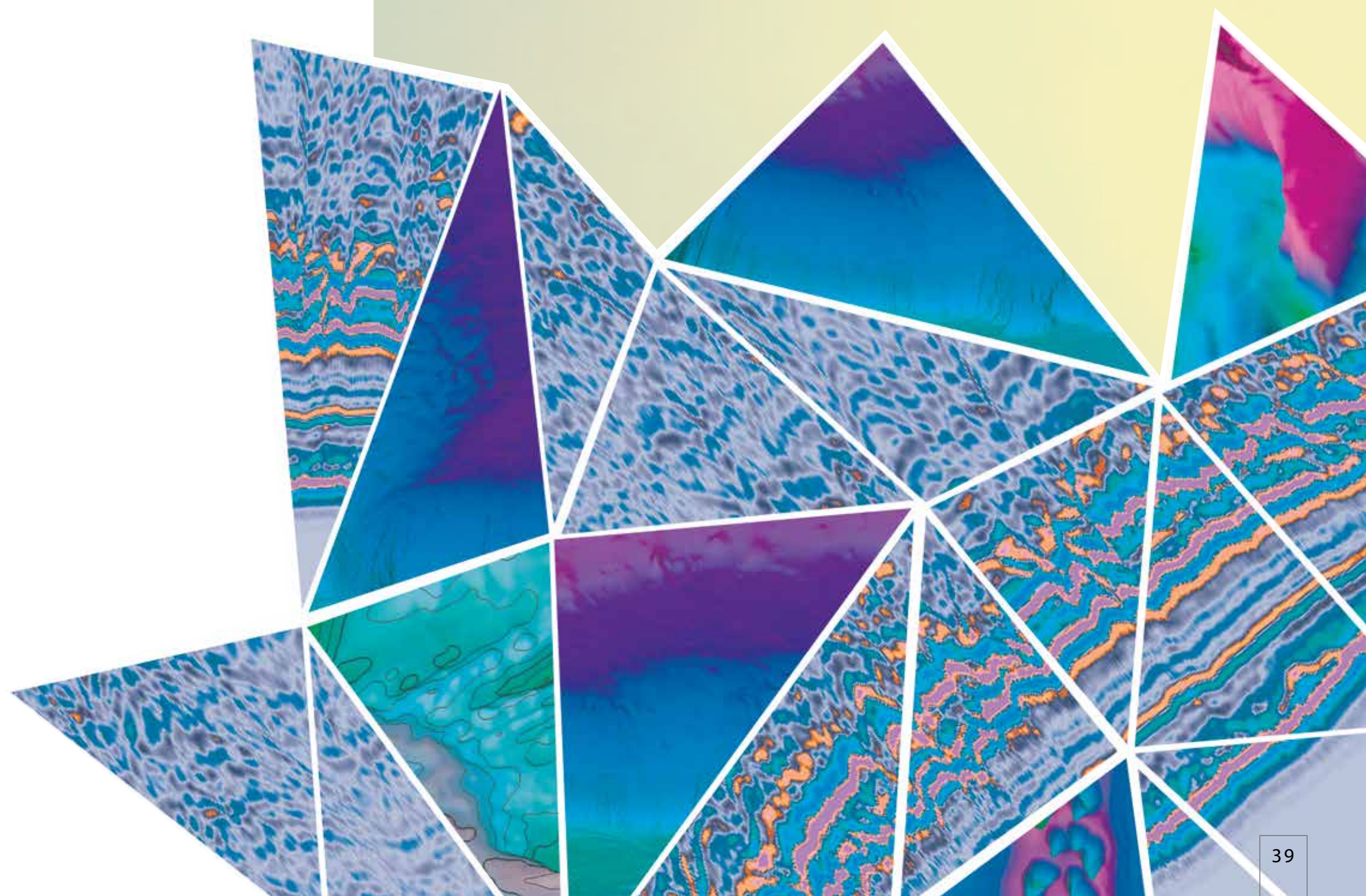
OD har gjort sensitivitetsanalyser av lønnsomheten med endringer i olje- og gasspriser. En 20 prosent økning i olje- og gasspriser vil gi nærmere 900 milliarder kroner i netto nåverdi med 7 prosent diskonteringsrate. En 20 prosent nedgang vil gi om lag 250 milliarder kroner i netto nåverdi (figur 4.10). Kostnadsnivået er det samme i beregningene.

Lønnsomhetsanalysen er også testet for en tilsvarende økning i driftskostnader, som også inkluderer miljøkostnader. Dette vil ikke ha avgjørende innvirkning på resultatene.



Figur 4.10 Netto nåverdi av leting i perioden 2008 til 2017 med ulike priser og 7 prosent diskonteringsrate

Et stort mangfold av selskap skaper konkurranse som fremmer effektivitet og verdiskaping i letefasen



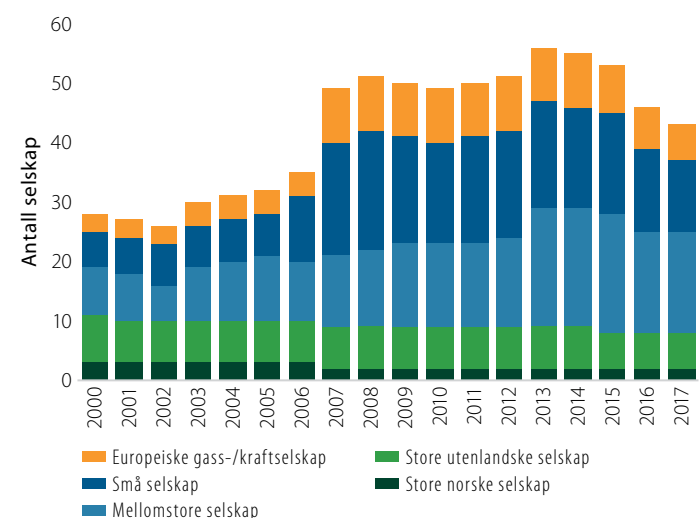
Et stort mangfold av aktører skaper konkurranse og ulike letekonsepter som fremmer effektivitet og verdiskaping. Selv om antall aktører er noe redusert siden 2013, er mangfoldet fortsatt stort i letefasen. Gjennom en kombinasjon av erfarne og aktive store og mellomstore selskap, rendyrkede leteselskap og nyetableringer både innen leting og produksjon ligger forholdene til rette for fortsatt effektiv utforskning av ressurspotensialet på norsk sokkel.

I takt med at norsk sokkel er blitt en mer moden petroleumsprovinns, har det vært viktig for myndighetene å legge til rette for et aktørbilde som sikrer effektiv utforskning, utbygging av funn og god ressursforvaltning.

Et stort mangfold av selskap skaper konkurranse som fremmer effektivitet i leteaktiviteten. Samtidig sikrer dette økt idémangfold og interesse for ulike letekonsepter, i tillegg til at ulike teknologier og arbeidsmetoder blir tatt i bruk.

UTVIKLINGEN I ANTALL AKTØRER

Tidligere var leteaktiviteten dominert av få aktører, hovedsakelig store norske og større internasjonale selskap.⁹ Antall og mangfold av aktører har økt fra midten av 2000-tallet, blant annet som følge av målrettede tiltak for å skape et større mangfold (figur 5.1 og tabell 5.1). Dette var tiltak som innføring av prekvalifisering av nye operatører og rettighetshavere i 2000, TFO-ordningen i 2003 og refusjonsordningen i 2005.



Figur 5.1 Utviklingen i antall selskap på norsk sokkel, 2000-2017

VAKTSKIFTE?

Situasjonen i industrien de siste tre årene, med fallende oljepris, avtakende leteaktivitet og lav ressurstilvekst, har medført endringer i antall aktører. I 2013 hadde 56 selskap eierandeler i utvinningstillatelser på norsk sokkel. Siden oljeprisfallet i 2014 er antallet redusert til 43 i 2017 (figur 5.2).

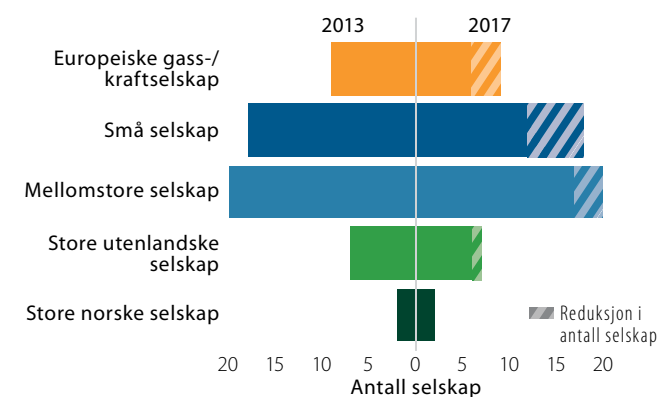
Reduksjonen har vært størst for europeiske gass-/kraftselskap og små selskap. Flere av de europeiske gass- og kraftselskapene har valgt å slutte med oppstrømsaktivitet for å konsentrere seg om nedstrømsaktivitet og fornybar energi. De har derfor solgt seg ned eller ut. Eksempelvis har Dong (2017) og Engie (2018) solgt sin olje- og gassvirksomhet til henholdsvis Ineos og Neptune (mellomstore selskap), mens olje- og gassvirksomheten til Centrica og den norske virksomheten til Bayerngas er slått sammen til Spirit Energy.

Blant små selskap er det flere som har avsluttet virksomheten eller blitt kjøpt opp. I tillegg fusjonerte

Store norske selskap	Statoil, Petoro
Store utenlandske selskap	Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total
Europeiske gass-/kraftselskap	Edison, Engie, PGNiG, Spirit Energy, VNG
Mellomstore selskap	Aker BP, Capricorn, DEA, DNO, Idemitsu, Ineos, Inpex, Kufpec, Lotus, Lukoil, Lundin, Maersk, MOL, OMV, Point Resources, Repsol, Suncor, Wintershall
Små selskap	CapeOmega, Concedo, Faroe, Fortis, Lime, M Vest, Okea, Pandion, Petrolia, Production Energy, Skagen 44, Wellesley

Tabell 5.1 Rettighetshavere per 31.12.2017 fordelt på ulike selskapstyper

⁹ I denne rapporten brukes begrepet aktører om rettighetshavere (operatører og partnere) i utvinningstillatelser.



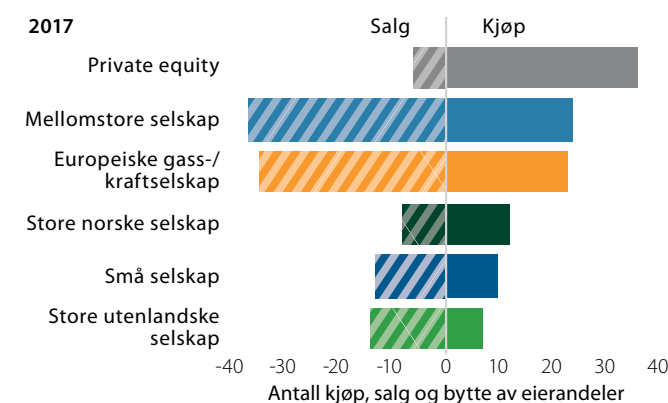
Figur 5.2 Endringer i aktørbildet siden 2013

Pure E&P, Core Energy og Spike Exploration i 2016 og dannet Point Resources.

Blant de mellomstore selskapene solgte det amerikanske oljeselskapet Hess hele den norske virksomheten til Aker BP.

Av de store internasjonale selskapene fusjonerte BP Norge med Det norske oljeselskap og dannet Aker BP. Total kjøpte olje- og gassvirksomheten til Maersk. I 2017 solgte ExxonMobil sine andeler i de egenopererte feltene Balder og Ringhorne Øst til Point Resources. ExxonMobil har i dag ikke operatøroppgaver på felt i drift. Salget medførte at Point Resources i dag er kategorisert som et mellomstort selskap.

Selskap som er finansiert av private equity-selskap eller -fond (PE)¹⁰ har de siste årene foretatt betydelige oppkjøp både på norsk og britisk sokkel. Transaksjonsaktiviteten i 2017 indikerer at PE-finansierte selskap



Figur 5.3 Antall kjøp, salg og bytte av eierandeler på norsk sokkel i 2017

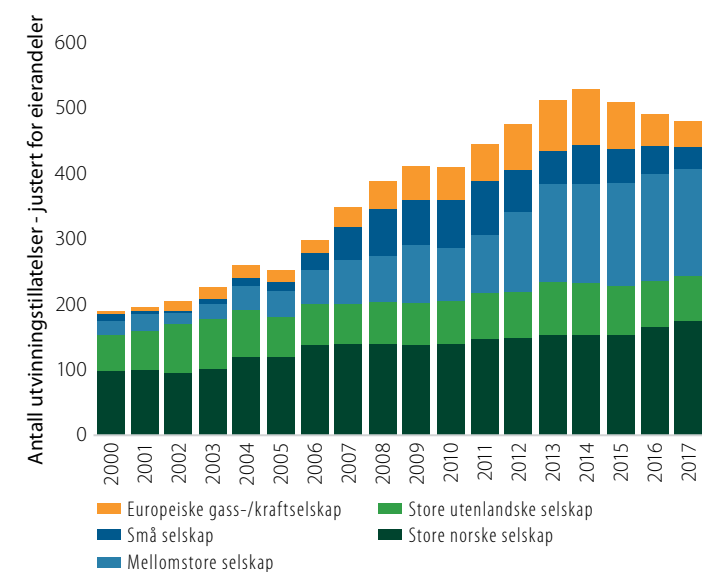
¹⁰ Private equity er et samlebegrep på en spesiell type fond og selskap som investerer i bedrifter som ikke er notert på børs. I Norge brukes ofte begrepet «aktiv eierkapital» som en erstatning for private equity, da PE-eiere tradisjonelt er direkte involvert i bedriftenes utvikling (St.meld. nr. 7 (2008-2009) Et nyskapende og bærekraftig Norge).

har stor tro på norsk sokkel (figur 5.3). I denne kategorien inngår to mellomstore og fem små selskap.

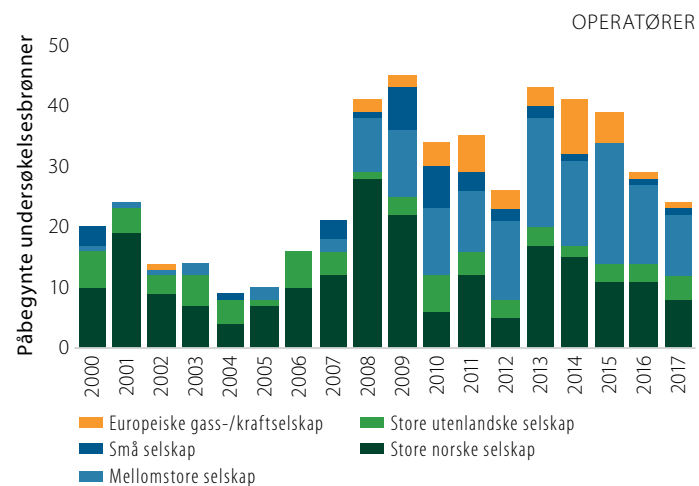
Figuren illustrer også at resterende små og mellomstore selskap, europeiske gass-/kraftselskap og store utenlandske selskap selger flere andeler enn de kjøper.

De store internasjonale selskapene har vært viktige for utviklingen på norsk sokkel siden 1960-tallet. Denne typen selskap sto for det meste av all leting de første 10-15 årene. De hadde kompetanse, kapasitet, finansiell styrke og erfaring til å bygge ut flere av de første feltene, og bidro samtidig til å bygge kompetanse i den norske olje- og gassnæringen. De siste årene har disse selskapene boret færre letebrønner. Årsakene til dette kan være manglende leteinteresse og -suksess, moden portefølje, optimalisering av egen internasjonal portefølje og behov for økt likviditet.

Samtidig som noen av de store utenlandske selskap-



Figur 5.4 Antall utvinningstillatelser fordelt på selskapstype, 2000-2017



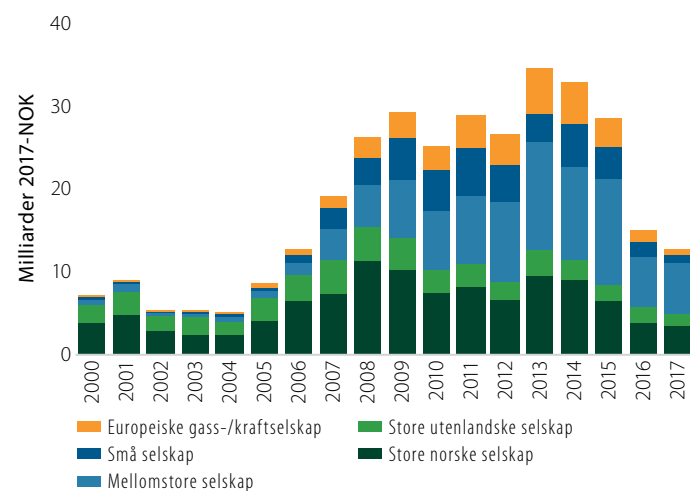
Figur 5.5 Antall påbegynte undersøkelsesbrønner fordelt på selskapstype (operatører)

ene har redusert aktiviteten, har andre selskap vært mer aktive i de siste konsesjonsrundene. Flere selskap har som resultat av denne prosessen kommet styrket ut. Det gjelder spesielt mellomstore selskap som satser aktivt på norsk sokkel.

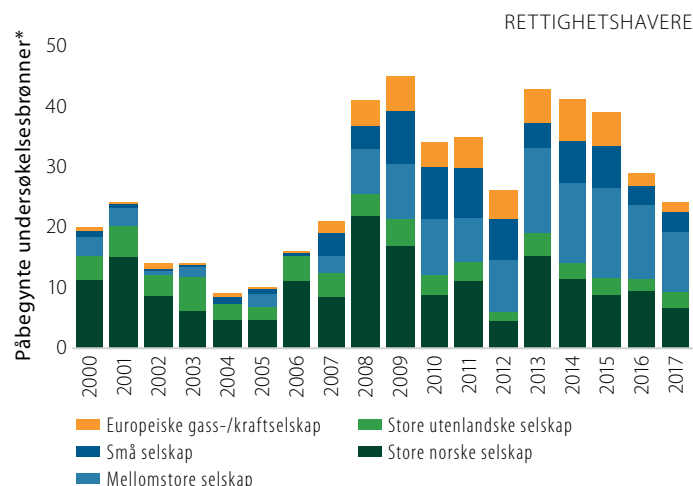
I 2018 forventes leteaktiviteten å bli noe høyere enn de to foregående årene. Gjennom fortsatt kombinasjon av erfarne og aktive store og mellomstore selskap, mer rendyrkede leteselskap og nyetableringer innen både leting og produksjon, legges det til rette for at mangfold og konkurranse bidrar til effektiv utforskning av norsk sokkel.

LETEAKTIVITET FORDELT PÅ SELSKAPSTYPER

Antall utvinningstillatelser er mer enn doblet siden år 2000 (figur 5.4). Mellomstore selskap har hatt størst økning, og sammen med store norske selskap hadde de om lag 70 prosent av utvinningstillatelsene i 2017.

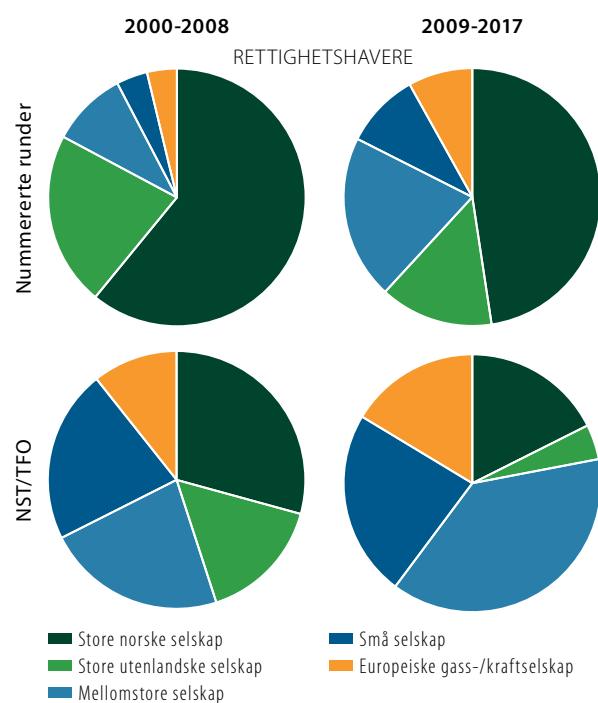


Figur 5.7 Investering i leting i perioden 2000 til 2017 fordelt på selskapstyper (rettighetshavere)

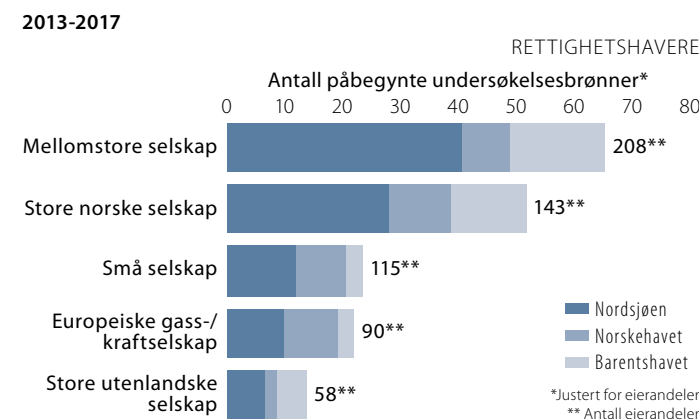


Figur 5.6 Antall påbegynte undersøkelsesbrønner fordelt på selskapstype (rettighetshavere)

Selskapenes leteaktivitet, målt i leteinvesteringer og antall letebrønner, forteller noe om hvor aktivt selskapene deltar i leting. Fra 2000 til 2007 var det store norske selskap og store utenlandske selskap som bidro mest til leteaktiviteten, både som operatører og som rettighetshavere (figur 5.5, 5.6 og 5.7). I takt med økningen av antallet aktører, økte leteaktiviteten betraktelig fra 2007, og aktørbildet ble mer differensiert. I årene fra 2007 har mellomstore selskap og store norske selskap hatt størst leteaktivitet. Europeiske gass-/kraftselskap og små selskap har også bidratt til leteaktiviteten. Det er imidlertid disse selskapstypene



Figur 5.8 Andel undersøkelsesbrønner fordelt på selskapstype (rettighetshavere) for henholdsvis nummererte runder og TFO i periodene 2000-2008 og 2009-2017



Figur 5.9 Antall undersøkelsesbrønner i perioden 2013-2017, fordelt på selskapstype (rettighetshavere)

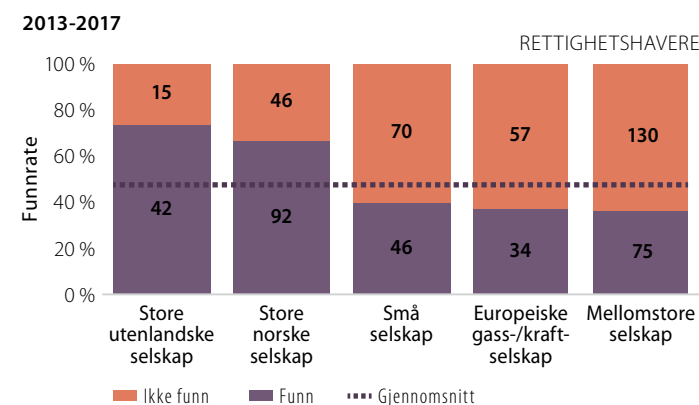
som har redusert leteaktiviteten mest de siste to tre årene.

Leteinvesteringer er sterkt sammenfallende med antall letebrønner. Derfor har mellomstore selskap og store norske selskap dominert investeringsbildet de siste ti årene (figur 5.7). Etter oljeprisfallet i 2014 falt leteinvesteringene betydelig, og i 2017 var de om lag en tredjedel sammenlignet med toppåret 2013. Det er i gruppen europeiske gass-/kraftselskap den prosentvise nedgangen har vært størst.

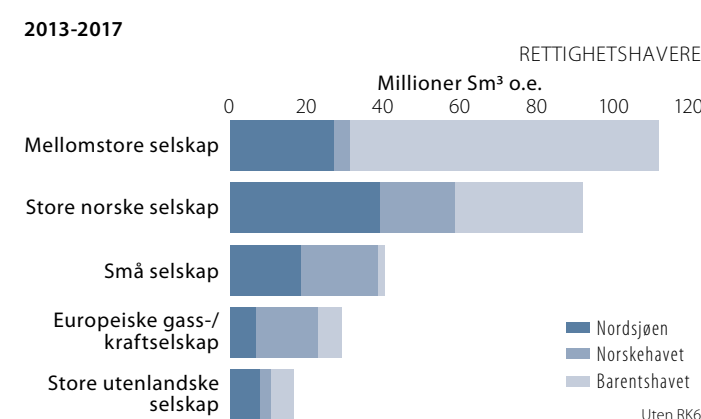
AKTØRBILDET I TFO OG NUMMERERTE RUNDER

Økningen i både antall og bredde av aktører har medført et mer differensiert aktørbilde innenfor leteaktiviteten. Figur 5.8 viser en større bredde i boreaktiviteten i perioden 2009-2017 enn i 2000-2008, både i TFO og nummererte runder.

I nummererte runder i første halvdel av 2000-tallet var det store norske selskap og store utenlandske selskap som boret flest undersøkelsesbrønner. I andre



Figur 5.11 Funnrate for perioden 2013 til 2017 fordelt på selskapstyper (rettighetshavere)



Figur 5.10 Ressurstilvekst (ekskl. RK6) i perioden 2013-2017, fordelt på selskapstype (rettighetshavere)

halvdel har det vært store norske og mellomstore selskap som har boret flest.

I TFO sto store norske og store utenlandske for rundt 45 prosent av undersøkelsesbrønnene i perioden 2000-2008. I den siste perioden har denne andelen blitt redusert til om lag 20 prosent. I samme periode har de mellomstore og de små selskapene stått for rundt 60 prosent av boreaktiviteten innenfor TFO-området.

RESULTATER FRA LETING DE SISTE FEM ÅRENE

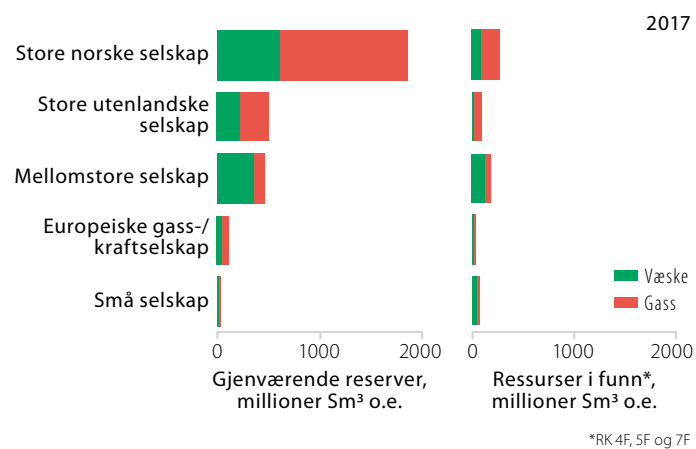
Leteresultatene avhenger av flere faktorer; prospektiviteten i tildelt areal, hvor det letes og omfang og kvalitet på leteaktiviteten. Figur 5.9-5.10 viser sammenhengen mellom antall undersøkelsesbrønner og ressurstilvekst for siste femårsperiode.

Mellomstore selskap har boret flest undersøkelsesbrønner i perioden 2013 til 2017 og har hatt den største ressurstilveksten. Ressurstilveksten har vært størst i Barentshavet og inkluderer funn som 7324/8-1 (Wisting), 7220/11-1 (Alta), 7120/1-3 (Gohta) og 7219/12-1 (Filicudi).

Mellomstore, store norske og små selskap har hatt relativt høy ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn. Store utenlandske selskap og europeiske gass-/kraftselskap har hatt den laveste ressurstilveksten og relativt lav ressurstilvekst per undersøkelsesbrønn. Store utenlandske selskap har imidlertid sammen med store norske selskap, hatt den høyeste funnraten (figur 5.11).

LANGSIKTIGHET

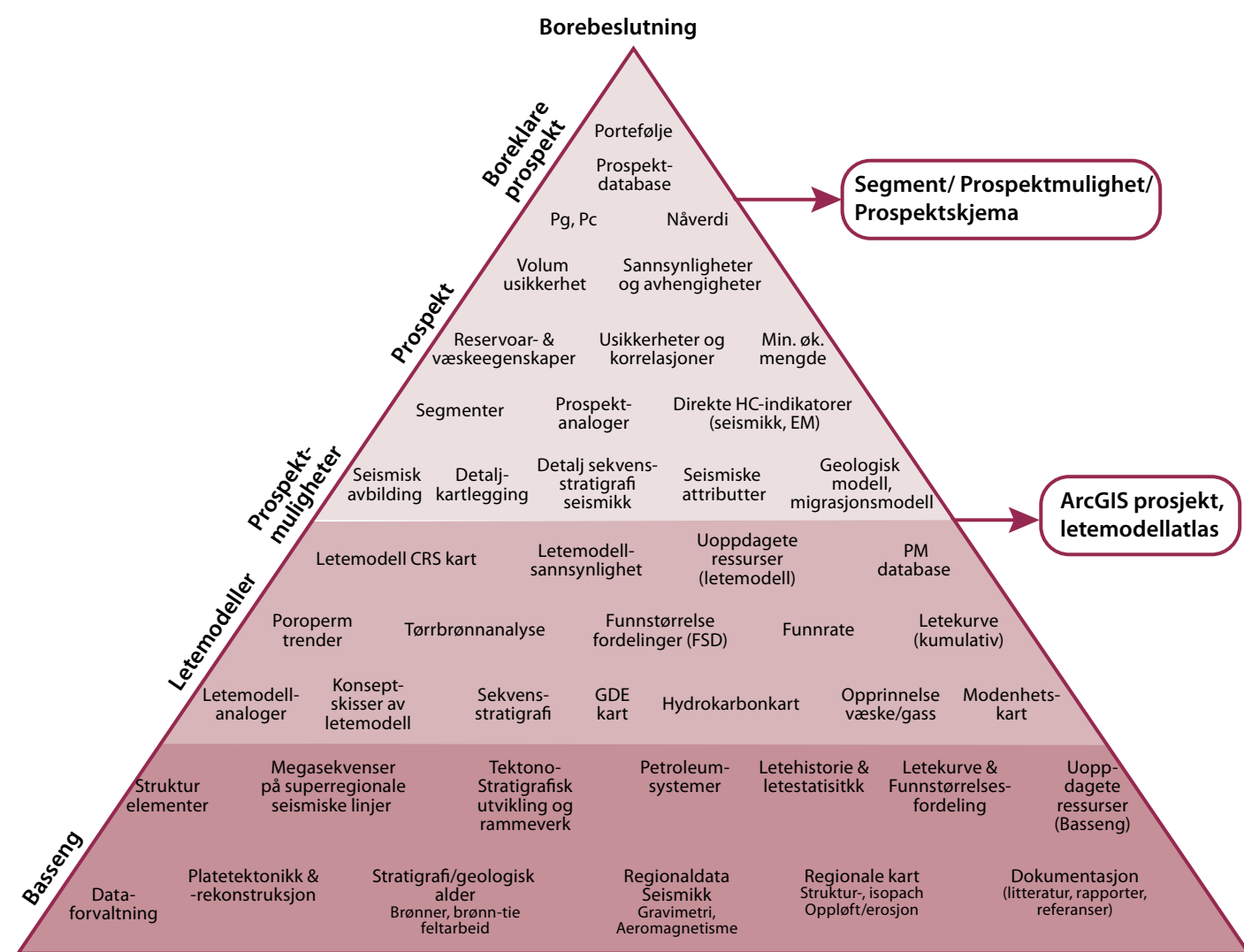
Ved utgangen av 2017 var det fremdeles store norske selskap og store utenlandske selskap som hadde mest gjenværende reserver (gjenværende ressurser i felt og funn som er besluttet å utvinne) på norsk sokkel (figur 5.12). Mellomstore selskap har imidlertid styrket sin posisjon og er den selskapsgruppen som har hatt størst økning i antall tillatelser og høyest leteaktivitet de siste årene. Dette har gitt flere funn og medført økning både i reserver og i ressurser i funn som ennå ikke er besluttet utbygget. Sammen med store norske selskap står de for nesten 70 prosent av ressursene i funn som ennå ikke er besluttet utbygget.



Figur 5.12 Gjenværende reserver og ressurser i funn på norsk sokkel per 31.12.2017 fordelt på olje og gass

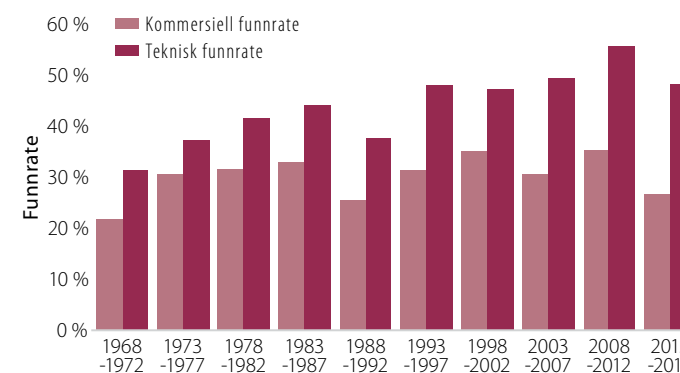
Bedre data, økt kunnskap og ny teknologi reduserer risiko og skaper verdier

Olje- og gassforekomstene blir stadig vanskeligere å finne. Teknologit utvikling har gitt bedre data og bedre verktøy som har bidratt til økt forståelse av geologien og gjort det mulig å identifisere nye letetekonsepser. Dette kan bidra til redusert leterisiko og flere funn. Industrien må utnytte mulighetene som ligger i integrasjon av geofaglig kompetanse og digital teknologi for å identifisere nye ressurser.



Figur 6.1 Illustrasjon av leteprosessen (basert på Milkov¹¹, 2015)

¹¹ Milkov, A V (2015): Risk tables for less biased and more consistent estimation of probability of geological success (PoS) for segments with conventional oil and gas prospective resources. Earth-Science Reviews, vol. 150, pp. 453-476.



Figur 6.2 Utvikling i teknisk og kommersiell funnrate (gjennomsnitt i femårsperioder)

Teknologit utvikling, bedre kartlegging, mer data og økt forståelse av geologien kan bidra til å redusere leterisikoen og til at det gjøres flere funn. I tillegg kan teknologit utvikling gjøre det billigere å lete etter olje og gass, og dermed gjøre flere og mindre prospekt interessante å lete på. Begge disse forholdene kan bidra til at ressursbasen økes.

Grunnlaget for å finne og utvikle olje- og gassressurser legges gjennom det faglige undergrunnsarbeidet, hovedsakelig innenfor geofag. Det foregår en kontinuerlig utvikling av fagfeltet, supplert med ny teknologi og nye arbeidsprosesser.

Figur 6.1 gir en oversikt over data som samles inn, genereres eller evalueres for at det skal kunne tas kunnskapsbaserte letebeslutninger.

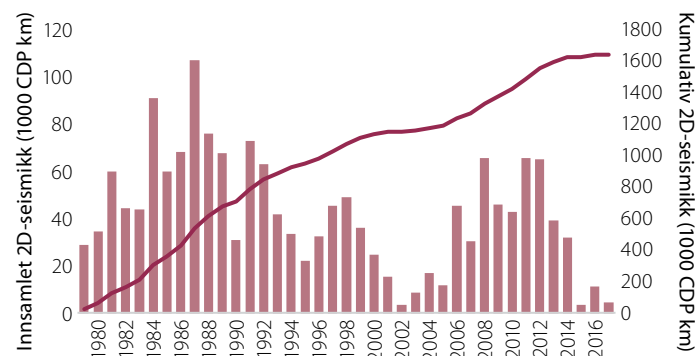
Leting omfatter blant annet å forstå hvor og hvordan olje og gass dannes, migrerer, fanges opp i feller og bevares i reservoarbergartene i undergrunnen. For å få til gode letebeslutninger som resulterer i funn, er det nødvendig med teknologi og geofysiske målemetoder som gir god avbildning av undergrunnen. Til dette er innsamling av seismikk avgjørende, mens elektromagnetiske metoder og annen teknologi kan være verdifulle supplement.

Videreutvikling av teknologi for seismisk datainnsamling og databehandling har resultert i en markant forbedring av avbildningen av undergrunnen de siste årene. Dette har, sammen med utviklingen i geoviten-skapen, gjort geologene og geofysikerne i stand til å utarbeide bedre modeller av undergrunnen og slik identifisere nye letemuligheter. Dette kan stimulere til

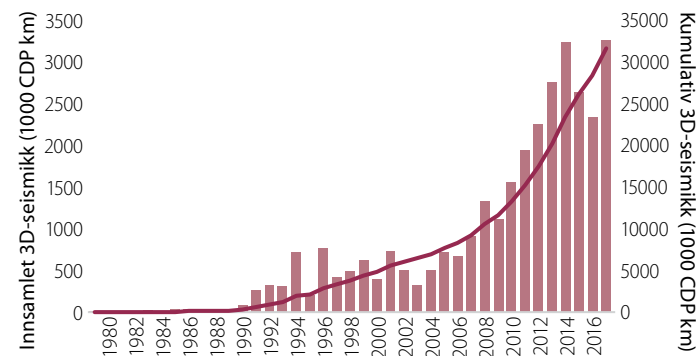
økt leteaktivitet og resultere i flere funn.

Utviklingen i teknisk funnrate viser at letevirksomheten blir stadig mer effektiv (figur 6.2). Funnraten har holdt seg på et høyt nivå siden tidlig på 1990-tallet. Ettersom funnstørrelsen avtar, er det en tendens til at gapet mellom teknisk og kommersiell funnrate øker.

For å bedre forståelsen av hvordan utviklingen innenfor leteteknologi og geologiske metoder har bidratt til effektiv leting, har OD gjennomført en undersøkelse i samarbeid med konsultantselskapet Westwood Global Energy Group. I undersøkelsen ble det identifisert flere viktige områder innenfor et utvidet leteteknologibegrep, som datainnsamling, geovitenenskap og arbeidsmetoder. Disse har vært og vil fortsatt være viktige for letevirksomheten på norsk sokkel. OD har gruppert disse i seks hovedområder; (1) seismisk innsamling, avbildning og analyse, (2) elektromagnetiske metoder, (3) bassengmodellering, (4) boreteknologi, (5) den menneskelige faktor og (6) visualisering, stor-data og maskinlæring.



Figur 6.3 Innsamling av 2D-seismikk på norsk sokkel



Figur 6.4 Innsamling av 3D-seismikk på norsk sokkel

FAKTABOKS 6.1: Seismisk innsamling på norsk sokkel

Seismiske (geofysiske) undersøkelser: Innsamling av seismiske data skjer ved at lydbølger sendes fra en kilde fem-ti meter under havoverflaten. Lydbølgene forplanter seg gjennom bergartslagene og reflekteres opp til sensorer like under havoverflaten, på havbunnen, eller nede i et borehull. Dataene blir deretter prosessert, noe som gjør det mulig å danne seg et bilde av geologien i undergrunnen. Den seismiske kartleggingen av norsk kontinentalsokkel startet i 1962.

Ulike typer seismiske undersøkelser:

2D-seismikk samles inn med én lyttekabel. Dette gir en todimensjonal seismisk linje/tverrsnitt av undergrunnen.

3D-seismikk samles inn ved hjelp av flere parallelle lyttekabler. Dette gir et tredimensjonalt og detaljert bilde av undergrunnen.

Bredbåndseismikk er en teknologi som gir et bredere spektrum av frekvenser enn konvensjonell seismikk. Det er spesielt de svært lave frekvensene som framhever strukturer mye bedre. Bredbåndmetodikken i forbindelse med seismisk prosessering kan gi mer detaljert seismikk med skarpere oppløsning og en bedre avbildning av undergrunnen.

SEISMISK INNSAMLING, AVBILDNING OG ANALYSE

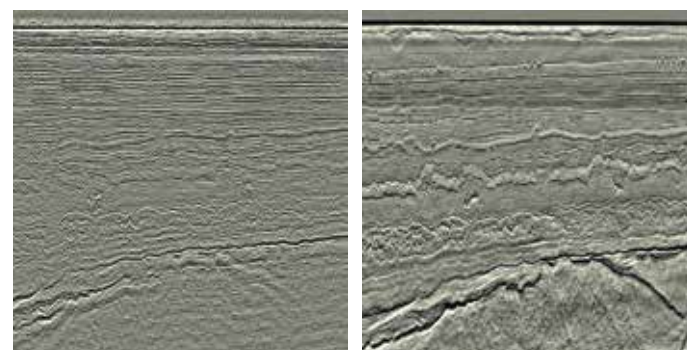
SEISMISK INNSAMLING

Seismiske data (faktaboks 6.1) benyttes til å kartlegge geologiske forhold under havbunnen og er grunnleggende for å utforske mulighetene for å finne petroleum. De aller fleste beslutninger om leteboringer er i dag basert på 3D-seismikk.

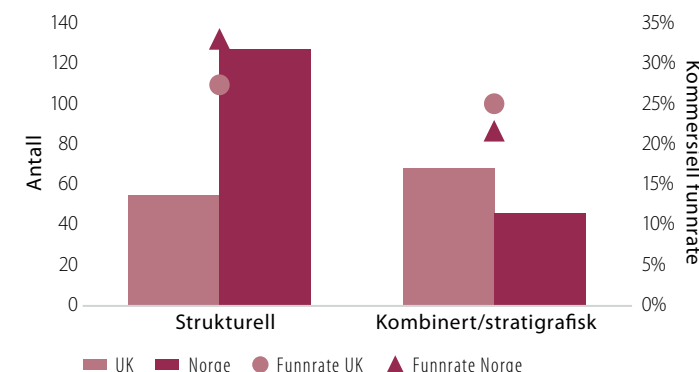
Ved utgangen av 2016 var det samlet inn til sammen 1.600.000 CDP km (Common Depth Point) 2D-seismikk på norsk sokkel (figur 6.3). De siste årene er innsamling av 2D-seismikk betydelig redusert.

De første kommersielle 3D-seismiske undersøkelser på norsk sokkel ble gjennomført på slutten av 1970-tallet. Den første undersøkelsesbrønnen som ble boret på grunnlag av innsamlet 3D-seismikk, var funnbrønnen 30/6-17 ved Oseberg-feltet i 1985.

Omfanget av innsamlet 3D-seismikk varierte lite mellom 1994 og 2006, men økte betydelig fra rundt 2007-2008 og fram til 2014 (figur 6.4).



Figur 6.5 Eksempel på forbedring av seismisk datakvalitet fra 2007 (til venstre) til 2013 (til høyre). Eksempelet er fra Edvard Grieg-feltet. Illustrasjon: WesternGeco.



Figur 6.6 Felletyper og kommersielle funnrater i Norge og UK, 2008-2017 (kilde: Westwood)

BEDRE AVBILDNING

Den seismiske datakvaliteten er gradvis forbedret de siste årene (figur 6.5). Forbedringene har skjedd innenfor både innsamlingsmetodik og dataprosessering. Det største teknologispranget på 2000-tallet er utvikling og implementering av bredbåndseismikk (faktaboks 6.1). I tillegg har det vært betydelige forbedringer av prosesseringsalgoritmene, spesielt innenfor tredimensjonal migrasjon. Dette har gjort avbildningen skarpere og posisjoneringen mer nøyaktig, spesielt i områder med kompleks geologi.

Store deler av sokkelen, spesielt de modne områdene i Nordsjøen og Norskehavet, er dekket av bredbånd 3D-seismikk de siste årene. Kombinert med økt datakraft og nye tolknings- og visualiseringsverktøy har dette gjort det mulig å identifisere nye letemuligheter, også i arealer som er utforsket tidligere.

En stor del av disse letemulighetene ligger nær eksisterende infrastruktur og kan representere betydelige verdier gjennom rask innfasing. Ressurser rundt dagens felt må finnes mens det fortsatt er infrastruktur tilstede. Ny seismikk og nye innfallsvinkler kan også gi de gamle feltene flere leveår og legge grunnlag for beslutning om utbygging av brakke funn.

Anvendelse av bredbåndsteknologi vil trolig øke i omfang. Utviklingen av algoritmer innen prosessering av seismiske data forventes å fortsette, og gjør det mulig for industrien å oppnå bedre resultater ved å reprocessere eksisterende datasett.

Bedre seismisk avbildning kombinert med forbedret seismisk dataanalyse kan også bidra til å identifisere flere stratigrafiske feller. Interessen har vært stor for

injektitter som er en spesiell form for stratigrafisk felle. Eksempler på slike feller er funnene 24/9-5 (Vølund), 25/4-10 S (Viper) og 25/7-5 (Kobra). Prospekt med stratigrafiske felletyper har vært mindre utforsket på norsk sokkel enn på britisk sokkel som er mer moden (figur 6.6). Det har også vært høyere funnrate for denne typen prospekt på britisk sokkel. Det kan indikere at det er et potensial på norsk sokkel som enda ikke er realisert og erfaringsoverføring mellom britisk og norsk sokkel kan bli viktig.

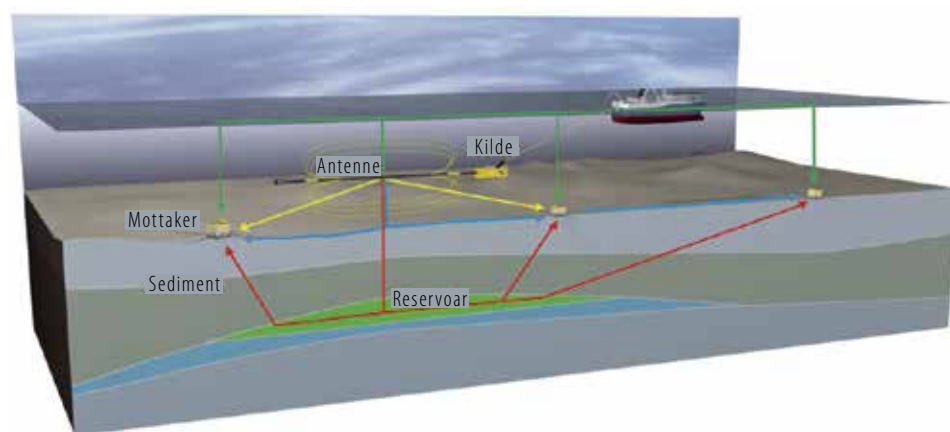
SEISMISK DATAANALYSE

Siden 1990 har økt omfang av innsamlet seismikk og bedring i den seismiske datakvaliteten bidratt til utvikling av nye og bedre analyseverktøy. Dette har resultert i store framskritt innenfor kvantitativ seismisk dataanalyse. I tillegg har økt datakraft gjort beregningene betydelig raskere og mer detaljerte.

Dette har åpnet for mer avanserte seismiske analysemetoder, spesielt innen AVO og Inversjon.

I følge Westwood ser det ut til at industrien ikke utnytter alle mulighetene som ligger i å integrere seismiske dataanalyser med geologisk kunnskap og erfaring. Metodene må bli bedre integrert i den geologiske evalueringprosessen (figur 6.1).

Mer integrering betyr at mennesker med ulik faglig spesialisering må samarbeide på nye måter og mye tettere enn før. Teknologien og metodene er nyttige og avanserte verktøy. Kombineres teknologien med geologisk erfaring og kunnskap, øker sannsynligheten for å gjøre de store funnene.



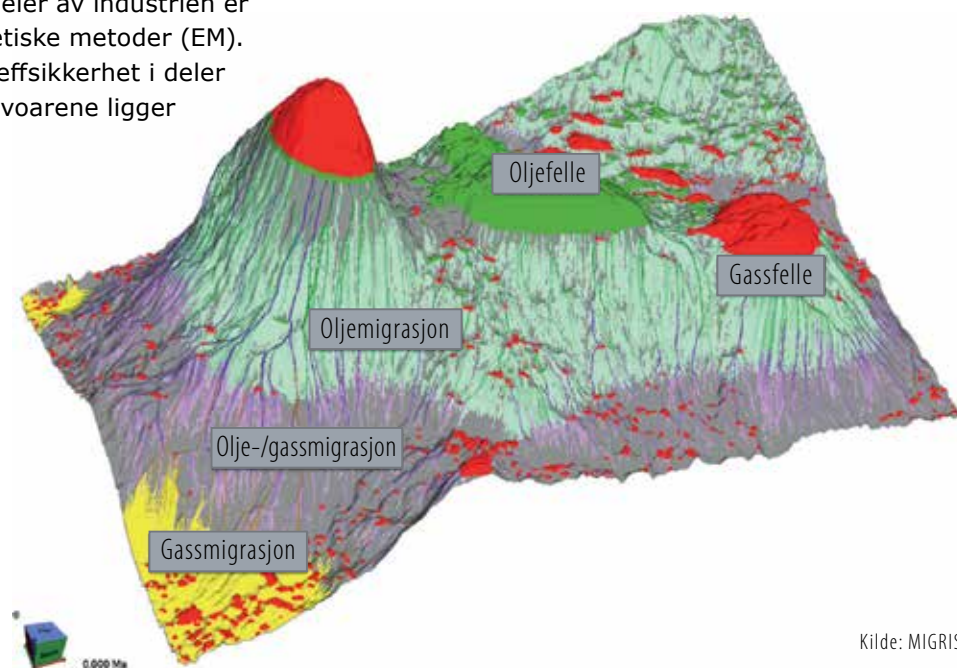
Figur 6.7 Elektromagnetiske metoder (illustrasjon: EMGS)

ELEKTROMAGNETISKE METODER

Elektromagnetiske metoder (CSEM – kontrollert kilde elektromagnetisk metode) ble introdusert og kommersialisert tidlig på 2000-tallet. Denne metoden gjør det mulig å måle elektrisk motstand i bergartene og sammenlikne det med målinger i borehull. Høy elektrisk motstand kan blant annet gi indikasjoner på om det er hydrokarboner tilstede. Utfordringen er at i en rekke områder er det andre elementer i undergrunnen som kan gi tilsvarende respons. For eksempel har salt og bergarter med mye organisk materiale høy motstand og kan gi «falsk» respons. Treffsikkerheten til denne målemetoden er derfor noe variabel, og det kan være avgjørende å ha god kalibrering mot eksisterende felt og funn for å forbedre metoden (figur 6.7).

Siden introduksjonen tidlig på 2000-tallet har tidvis manglende treffsikkerhet gjort at deler av industrien er skeptisk til nytten av elektromagnetiske metoder (EM).

EM-data har vist seg å ha god treffsikkerhet i deler av Barentshavet, spesielt der reservoarene ligger



Figur 6.8 Visualisering av 3D bassengmodellering

Kilde: MIGRIS

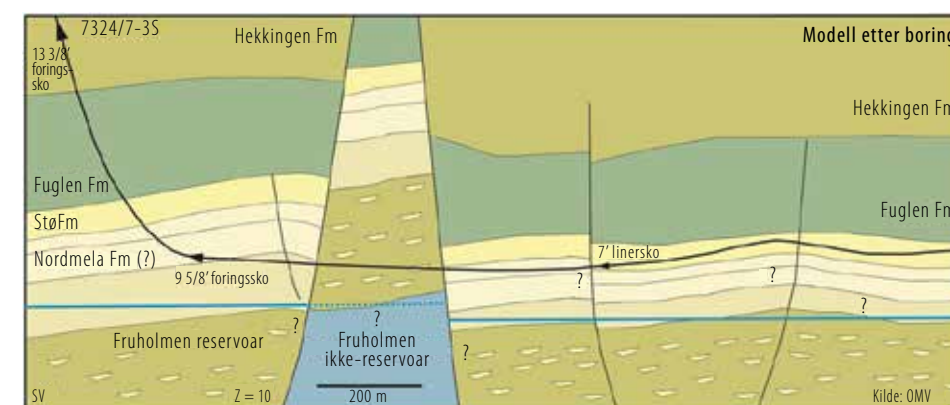
grunt. Funnet 7324/8-1 (Wisting) ligger svært grunt, om lag 250 meter under havbunnen, og er ideelt for å måle elektromagnetisk respons. I dette området har bruk av EM-data vært nyttig.

I løpet av de siste årene er teknologien videreutviklet med bruk av 3D-innsamling, forbedrede inversjonsteknikker og kraftigere kilder som kan nå dypere reservoarer. Det forventes mer bruk av CSEM både på norsk sokkel og internasjonalt.

BASSENGMODELLERING

Det har vært betydelig økning i beregningskapasitet for tredimensjonal bassengmodellering (figur 6.8).

Evnen til å måle geokjemiske parametere har vist betydelige framskritt. Dette gjelder gassanalyser under boring, mer detaljert måling av biomarkører og



Figur 6.9 Høyavviksboring på oljefunnet 7327/8-1 (Wisting) (med avgrensingsbrønn 7324/7-3 S)

gjennomføring av kerogenanalyser ved hjelp av skanning-elektronmikroskop (SEM).

Økt datakraft og store datamengder vil trolig bidra til å utvikle og forbedre mulighetene som ligger i 3D-bassengmodellering. Innenfor geokjemi vil nye måter å analysere gass i boreslam bli viktig for å forstå migrasjonen av hydrokarboner bedre.

Økt tilgang på seismiske data av høy kvalitet fra enkelte bassenger andre steder i verden har ført til bedre forståelse av sedimentære systemer i undergrunnen. Denne forståelsen og kunnskapen brukes på norsk sokkel, særlig i forbindelse med letemodeller i dypvannsområdene.

BORETEKNOLOGI

Utviklingen innenfor boreteknologi har medført at verken vanddyb eller trykk er til hinder for å kunne bore sikre letebrønner.

I andre deler av verden bores det nå letebrønner på vanddyb opp mot 4000 meter. Den brønnen som er boret på dypest vann på norsk sokkel er undersøkelsesbrønn 6403/6-1 i Norskehavet. Den ble boret i 2006 av Statoil på 1721 meter vanddyb med boreriggen Eirik Raude.

Dagens boreteknologi og utblåsningsventiler (blowout preventer, BOP) gjør det mulig å bore høyt trykk og høy temperatur (HTHT)-brønner¹² med trykk på opptil 1050 bar.

En annen boreteknologi, høyavviksboring, er nå standard praksis i feltutvikling, og gjør det mulig å undersøke letemål fra eksisterende infrastruktur og knytte opp eventuelle funn for rask produksjon.

De siste årene er det gjort flere funn så grunt som om lag 200 meter under havbunnen. Det mest kjente eksempelet er 7324/8-1 (Wisting) som ble boret 250 meter under havbunnen i Barentshavet. Før operatøren OMV utførte en vellykket høyavviksbrønn i 2017, var det tvil om det ville være mulig å basere en feltutvikling på horisontale brønner i så grunne reservoarer (figur 6.9).

DEN MENNESKELIGE FAKTOR

Studier som er gjennomført av offentlige myndigheter som OD i Norge og Oil and Gas Authority (OGA) i Storbritannia, viser at oljeselskapene overestimerer volumet i prospekt, både i sine søknader i konsesjonsrunder og ved tidspunkt for borebeslutning. I tillegg har estimatene ofte et for snevert usikkerhetsspenn.

Det er også en tendens til at selskapene undervurderer funnsannsynligheten. I sum gir dette flere, men mindre funn enn prognosert. Mange oljeselskap har gjort studier basert på sine egne data og publisert liknende konklusjoner, ofte med utgangspunkt i globale datasett. Problemstillingen er ikke ny, og allerede i ODS ressursrapport for 1997 ble dette beskrevet (kapittel 7).

Årsaken til problemet er sammensatt, men det handler sannsynligvis mer om psykologi enn om geologisk kunnskap, metodikk, programvare og data. Problemet er heller ikke unikt for prospektevaluering. Det kan oppstå i alle situasjoner hvor mennesker tar beslutninger eller gir prognoser basert på egne vurderinger av tilgjengelig informasjon. Psykologene Daniel Kahneman og Amos Tversky skrev på 1970 og -80 tallet flere artikler om temaet. De påviste en rekke

¹² Brønner med trykk over 690 bar og/eller bunnhullstemperatur over 150 grader Celsius

såkalte kognitive bias (skjevheter, systematiske feil) som oppstår som følge av måten mennesker vurderer informasjon. Det er seinere identifisert en rekke andre typer bias enn de som Kahneman og Tversky beskrev.

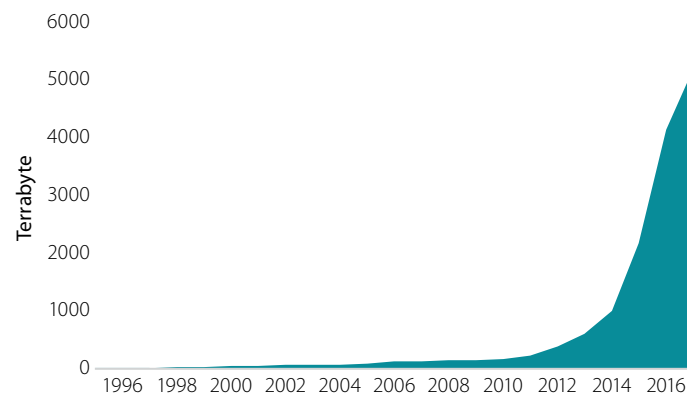
For å kunne fjerne ulike bias må de først erkjennes, og det må skapes forståelse for hvorfor og hvordan de oppstår. Mange selskap arbeider i dag systematisk med å etterprøve sine estimater mot de faktiske resultatene. De fleste har i tillegg ulike grupper for kollegastøtte (peer assist) i evalueringsfasen og kvalitetssikringsgrupper med erfarne medarbeidere som ser evalueringer på tvers av selskapet. Mange driver også systematisk opplæring i prospekterevaluering, også hvordan bias i estimatene skal unngås.

Historisk har kanskje selskapene hatt større fokus på rangering av prospektene sine basert på andre kriterier enn absolutt forventningsrette estimat for volum og funnsannsynlighet. Til tross for dette har leting på norsk sokkel vært, og er fremdeles lønnsom. Etter hvert som norsk sokkel blir mer moden og funnene blir mindre, blir det imidlertid stadig viktigere at estimatene er forventningsrette, slik at det ikke blir tatt beslutning om boring av ulønnsomme prosjekter.

VISUALISERING, STORDATA OG MASKINLÆRING

De tidligste tolke- og arbeidsstasjonene for seismikk ble tilgjengelig fra midten av 1980-tallet. Disse var utviklet i forskningsinstitusjoner eller som proprietær programvare i store oljeselskap. Fra midten av 1990-tallet ble datateknologi og arbeidsstasjoner i større grad tilpasset behovet for å tolke store mengder 3D-seismiske data. Desktop 3D-visualisering av seismiske, geologiske og brønnrelaterte data ble mulig fra 1990-tallet, men ble først effektivt tidlig på 2000-tallet. Etter den tid har funksjonaliteten blitt stadig bedre.

Visualisering av undergrunnsdata via virtuelle virkelighetssystemer blir stadig utviklet, slik at for eksempel geologiske feltturer nå kan utføres i virtuell virkelighet (Virtual Reality, VR). Etter hvert blir skybaserte løsninger med tilgang fra hvor som helst i verden viktigere. Integrasjon av undergrunnsdata fra ulike disipliner er nå ofte tilgjengelig på en felles plattform.



Figur 6.10 Utviklingen i datamengde i Diskos

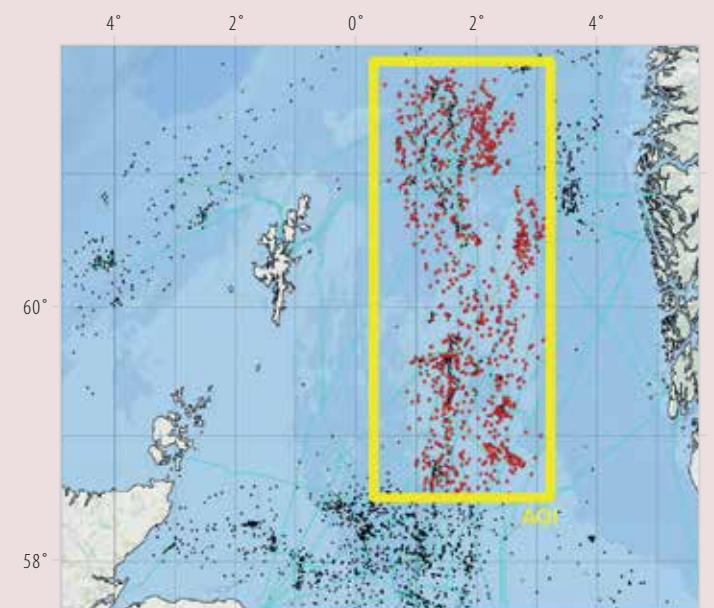
Ordene «Big Data» eller stordata, maskinlæring og kunstig intelligens ble en del av leteindustriens vokabular rundt 2012. Undergrunnsdata fra seismikk og brønner inneholder enorme mengder informasjon der det kan tenkes at stordataanalyser kan brukes til å bringe fram ny informasjon. Industrien prøver nå å forstå hvordan dette vil kunne påvirke letevirkomheten. Mange selskap har satt i gang store digitaliseringsprosjekt. I tillegg er flere tiltak satt i gang av blant annet OD, OGA og OGTC (Oil and Gas Technology Centre). Hensikten er å forstå hvordan stordata og maskinlæring kan bidra til bedre og mer effektiv leting (faktaboks 6.2).

På norsk sokkel er seismikk og brønndata lett tilgjengelig gjennom Diskos, og mye av dataene er frigitt. Datamengden i Diskos har vokst eksponensielt siden 2010 (figur 6.10). Flere funn er gjort på grunn av tilgang til historiske data som er reevaluert med nye teknikker og teknologier, og ved å sammenstille data på nye måter. Det kan tenkes at stordataanalyser kan gi ny innsikt her.

I dag er mye av dataene vanskelig tilgjengelig for analyser, fordi de er lagret i ulike formater på forskjellige medier (for eksempel i form av scannede papirdokumenter). I Diskos blir det nå arbeidet med bedre tilrettelegging av data, slik at de lettere kan brukes i slike analyser.

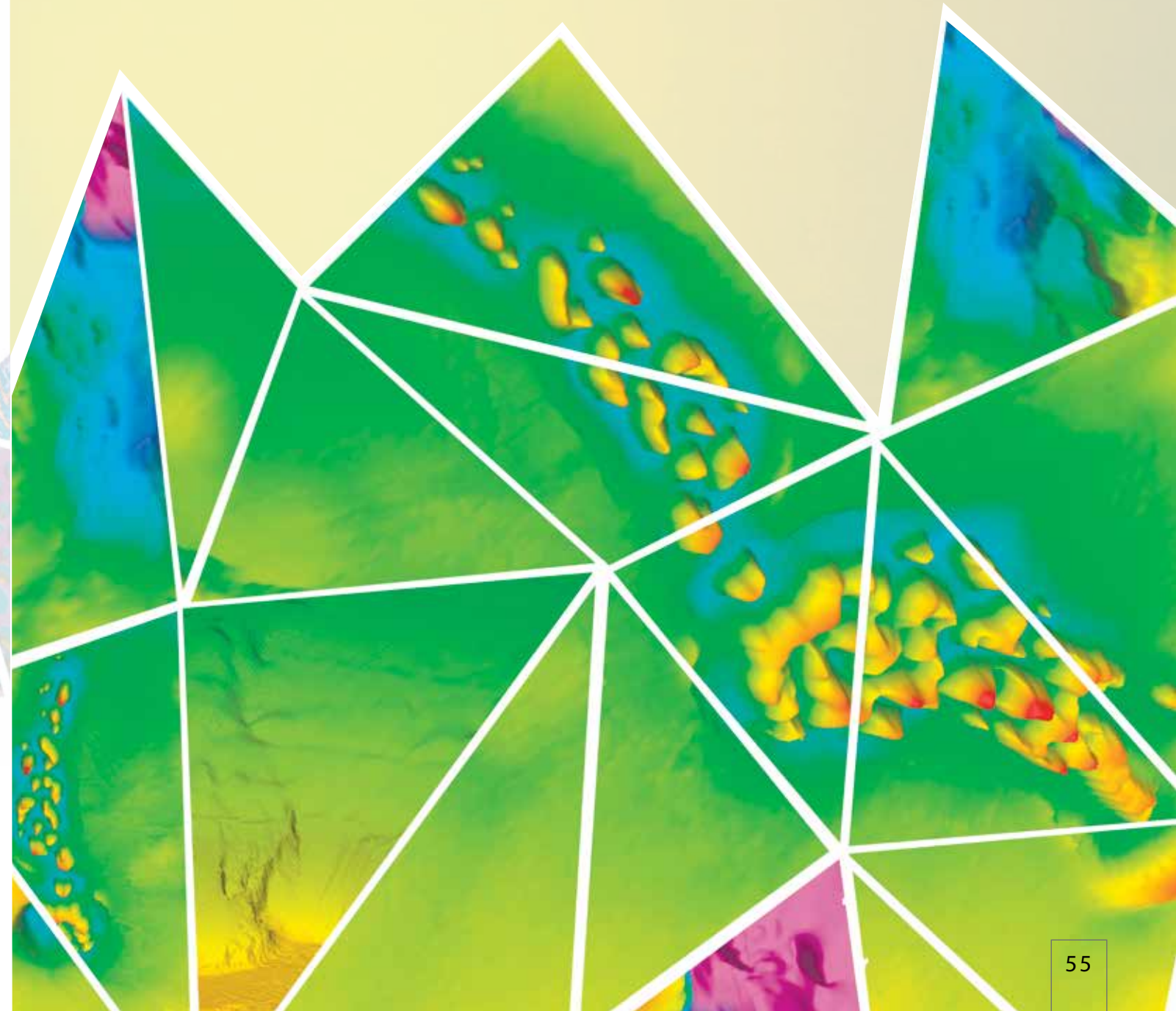
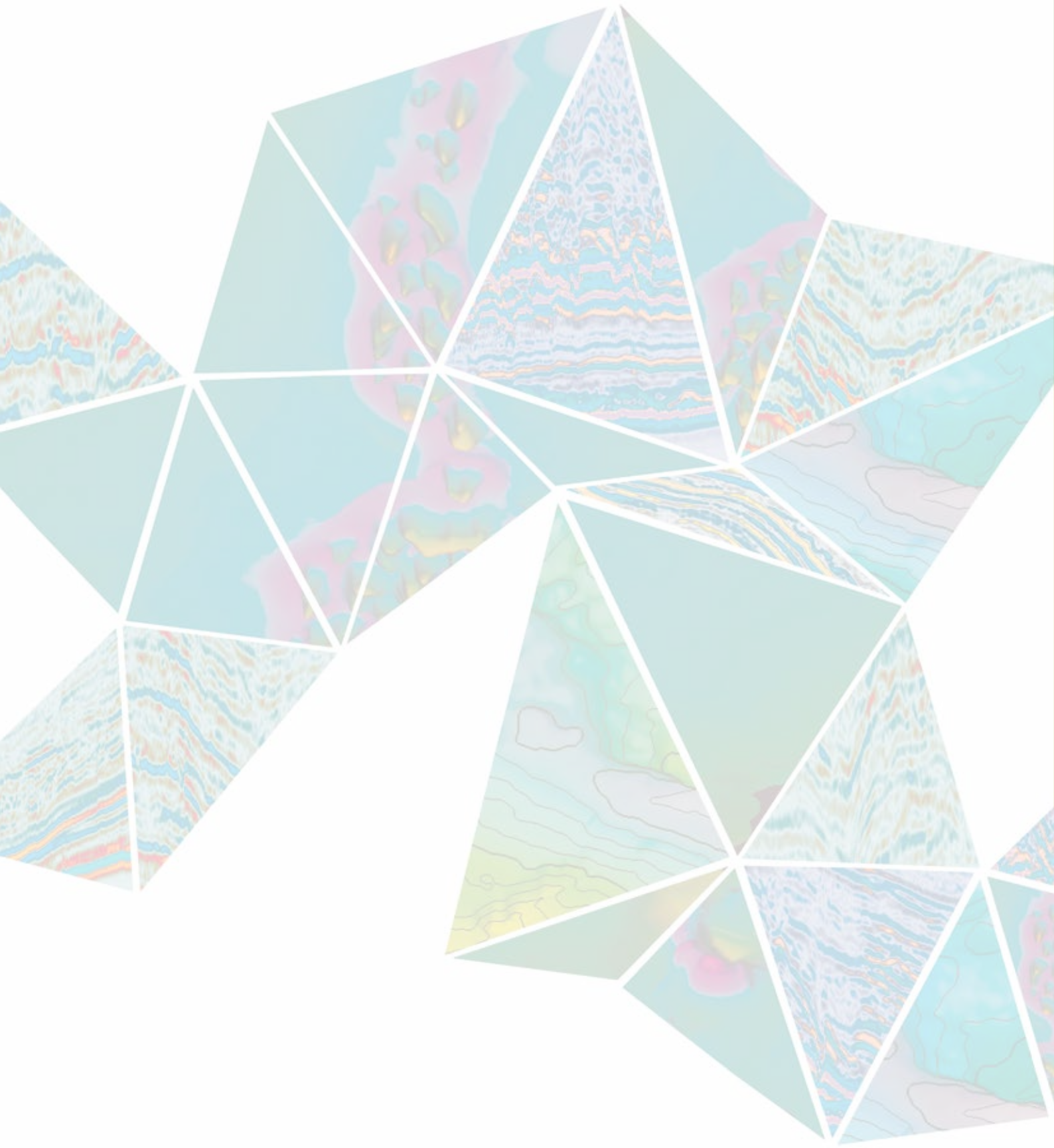
FAKTABOKS 6.2: Cross-border Machine Learning Project

I Nordsjøen er det i over 50 år samlet inn store datamengder fra brønner. I disse dataene ligger det informasjon som kan gi nye funn. Ulempen er at dataene har ulike formater, er av variabel kvalitet og at det kan være tidkrevende å bearbeide dem slik at de kan brukes i analyser. Oil and Gas Technology Center (OGTC) i Aberdeen er overbevist om at avanserte algoritmer, som maskinlæring, kan bidra til å redusere denne utfordringen. Sammen med OGA (Oil and Gas Authority) i Storbritannia og OD startet OGTC derfor et prosjekt som er på jakt etter analysemetoder som kan levere vurderinger av strukturerte og ustrukturerte brønndata, raskt og nøyaktig. Målet er å bruke dataene til å identifisere og klassifisere intervaller som kan indikere tilstedeværelse av tidligere uoppdagede eller oversette petroleumforekomster. Prosjektet er etablert under OGTCs Open Innovation Program og retter seg mot kommersielle organisasjoner, akademiske institusjoner, innovatører og entreprenører fra og utenfor olje- og gassindustrien som kan ha ideer om hvordan disse utfordringene kan løses. For de beste forslagene vil OD sammen med OGA og OGTC stille til disposisjon store mengder brønndata fra nordlige deler av Nordsjøen. Prosjektet vil bli gjennomført i løpet av 2018.



Figur 6.11 Kart over området som omfattes av prosjektet (gult område)

Leting er læring



Det er kjent at oljeindustrien overestimerer volum i prospekter og underestimerer funnsannsynligheten. Dette bekreftes av ODs analyser. Industrien har over lang tid arbeidet med å få mer forventningsrette estimater. Feilvurderinger kan medføre dårlige letebeslutninger som kan redusere verdiskapingen for samfunnet. Industrien bør i enda større grad enn tidligere samarbeide om metode og dele erfaringer.

Et godt fakta- og kunnskapsgrunnlag er en forutsetning for at myndighetene skal kunne spille en avgjørende rolle i ressursforvaltningen. Med bakgrunn i ODs unike datagrunnlag ser direktoratet det som en del av samfunnsoppdraget å lage helhetlige analyser av letevirksomheten som kan bidra til effektiv leting. Erfaringen fra norsk sokkel så langt er at læring fra historien kan bidra til bedre vurderinger og estimater og dermed bedre beslutninger. God forståelse av hvilke faktorer som styrer selskapenes beslutninger er en del av dette kunnskapsgrunnlaget.

I *Ressursrapporten 1997* presenterte OD en analyse som sammenlignet selskapenes vurderinger av funnstørrelse og funnsannsynlighet for kartlagte prospekt med funnstørrelsen og funnraten etter boring. Analysen viste, ikke overraskende, at industrien overestimerte ressursforventningene og underestimerte funnsannsynligheten. Resultatene var i tråd med studier basert på data utenfor norsk sokkel.

Underestimering av funnsannsynlighet og overestimering av funnstørrelse medfører at selskapenes leteportefølje underleverer i forhold til forventningene. Dette kan medføre uriktige vurderinger og letebeslutninger, noe som gir lavere verdiskaping for samfunnet enn ønskelig.

Flere forhold kan føre til underestimering av funnsannsynlighet og overestimering av funnstørrelse. Slike forhold blir i litteraturen kalt for «bias» eller forventningsskjevheter og deles gjerne inn i kognitiv bias eller motivasjonsbias¹³, og de er godt kjent i industrien (kapittel 6).

¹³ Se for eksempel Tversky, A and Kahneman, D (1981): *The framing of decisions and the psychology of choice: Science*, vol. 211, p. 453-458.; Rose, P R (2001): *Risk Analysis and management of Petroleum Exploration Ventures*, AAPG Methods in Exploration Series, no.12; Milkov A V (2015): *Risk tables for less biased and more consistent estimation of probability of geological success (PoS) for segments with conventional oil and gas prospective resources*, *Earth-Science Reviews* 150, p. 453-476.

Industrien har lenge arbeidet målrettet for å unngå forventningsskjevheter i beslutningsgrunnlaget, men flere analyser viser at det fortsatt er et forbedringspotensial. ODs analyser som presenteres i dette kapitlet, understreker dette.

ESTIMERING AV FUNNSTØRRELSE

SAMMENLIGNING AV PROGNOSE FØR TILDELING OG RESULTATER ETTER BORING

Når oljeselskapene søker om nye tildelinger, må søknaden blant annet inneholde informasjon om ressurspotensialet i de omsøkte blokkene og ressursestimat i kartlagte prospekt.

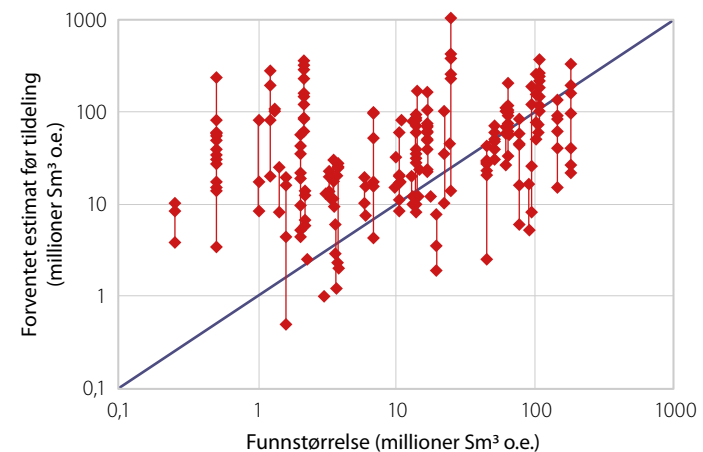
Resultater 8. til 14. konsesjonsrunde

I *Ressursrapporten 1997* presenterte OD en analyse som sammenlignet selskapenes forventningsverdi for kartlagte prospekt i 8. til 14. runde med funnstørrelsen. Analysen viste at selskapene overestimerte ressursforventningene med en gjennomsnittlig faktor på 2,2 (figur 7.1).

Prospektestimatene angis som regel med spredning. Selv om det ble tatt hensyn til dette, lå funnstørrelsen innenfor spredningsområdet i bare to av ti tilfeller.

Resultater 16. til 22. konsesjonsrunde og TFO 2003 til TFO 2011

Industrien har lenge arbeidet med prosesser som skal bidra til å korrigere for overestimeringen. På bakgrunn av dette gjennomførte OD en analyse av funn i TFO-rundene fra og med 2003 og til og med 2011, og i 16. til 22. konsesjonsrunde (figur 7.2). OD presenterte



Figur 7.1: Selskapenes forventningsverdi før tildeling, sammenliknet med (forventet) funnstørrelse (8.-14. tildelingsrunde). Vertikale røde linjer knytter sammen ulike forventningsestimater fra forskjellige selskap for samme funn. Enkelte funn har estimat fra bare ett selskap. Kilde: ODs Ressursrapport 1997.

analysen i mai 2016 på konferansen *NCS Exploration 2016 – Recent Discoveries*. I analysen er selskapenes forventningsverdi til kartlagte prospekt sammenliknet med estimatene etter boring. Også denne analysen viste at selskapene overestimerte funnstørrelsen.

SAMMENLIGNING AV PROGNOSE FØR BORING MED RESULTATER ETTER BORING

Resultater 1990 til 1997

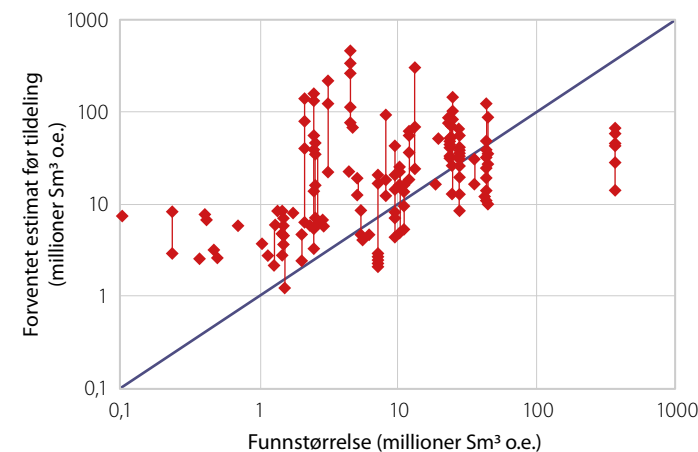
En begrensning i analysen av selskapenes ressursestimater i rundesøknadene er at estimatene kan være påvirket av strategiske hensyn, noe som tilfører en ekstra «bias» eller forventningsskjevhet. For å ta hensyn til denne skjevheten, initierte OD i 1997 et industriprosjekt – *Evaluation of Norwegian Wildcat Wells* – som hadde som ett av sine formål å se på ressursstørrelse før og etter boring.¹⁴

Analysen viste at selskapene overestimerte både olje- og gassressursene før boring med en gjennomsnittlig faktor på 2,5 (figur 7.3). Overestimeringen var størst for oljeprospekt.

Resultater 1998 til 2007

Fra og med 1998 rapporterer operatøren prognosert ressursestimat og resultat 6 måneder etter boring av en undersøkelsesbrønn. Estimaterne som oppgis representerer operatørens syn på dette tidspunktet. De innrapporterte tallene viser en spredning med høyt estimat (P10), forventningsverdi (gjennomsnitt) og lavt estimat (P90).

¹⁴ Ofstad, K Kittilsen, J E og Alexander-Marrack P (2000): *Improving the Exploration Process by Learning from the Past*, Norsk Petroleumsforening, Special publication no.9.

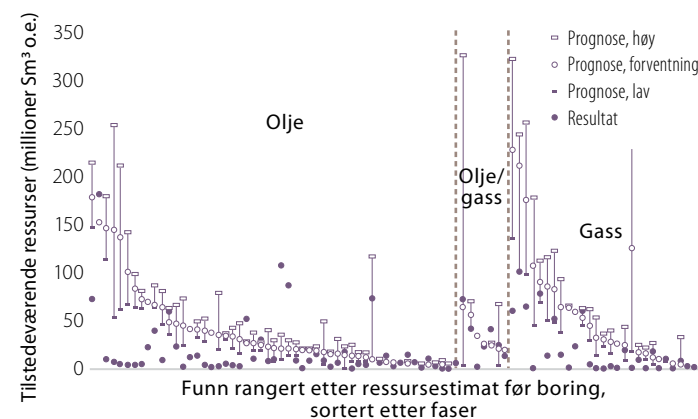


Figur 7.2 Selskapenes forventningsestimater før tildeling, sammenliknet med funnstørrelse (TFO-runder fra og med 2003 til og med 2011, samt 16. til 22. konsesjonsrunde). Vertikale røde linjer knytter sammen ulike forventningsestimater fra forskjellige selskap for samme funn. Enkelte funn har estimat fra bare ett selskap.

I 2008 gjennomførte OD en studie av resultater før og etter boring på innrapporterte prospekt som ble boret i perioden 1998-2007. Et flertall av disse prospektene var basert på 3D-seismiske data.

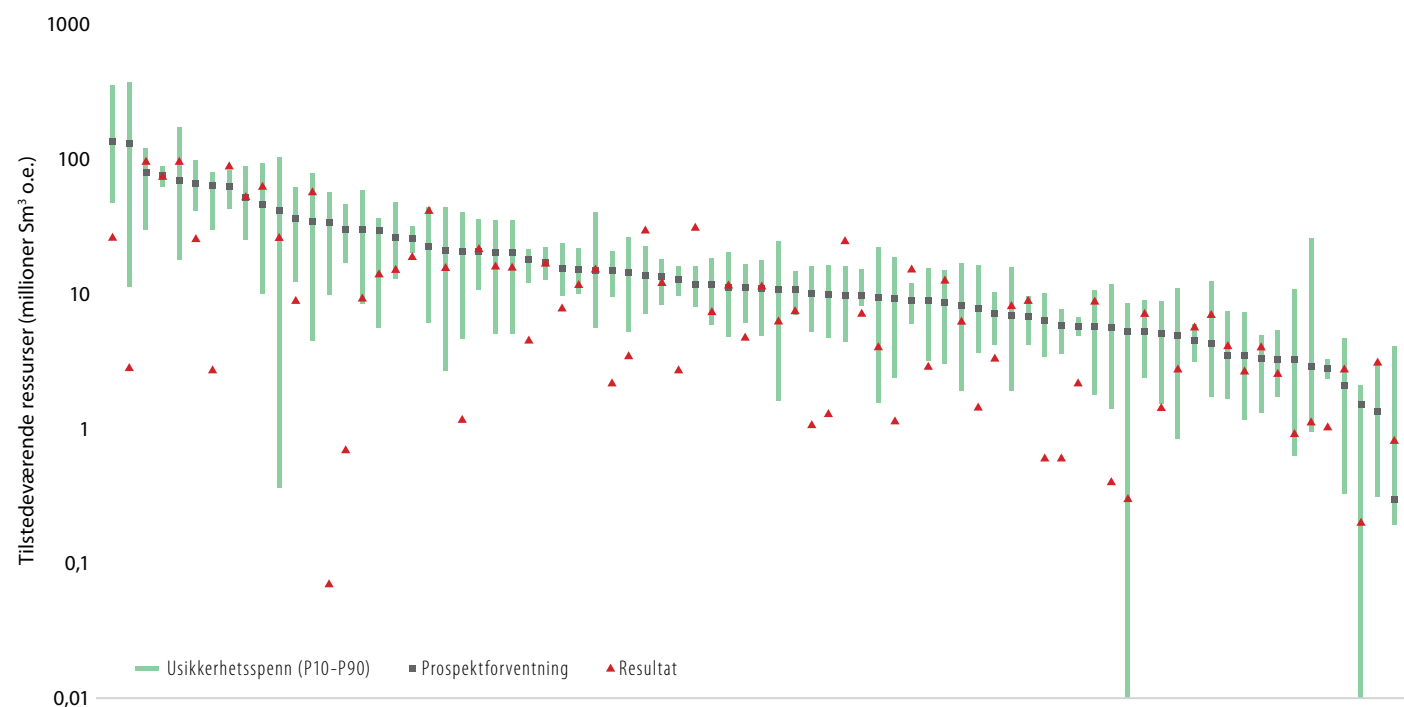
Analysen ble presentert på *33rd International Geological Congress (33IGC)* i Oslo i august 2008 - *Prognoses and results of wildcat wells drilled between 1998 and 2007 on the Norwegian Continental Shelf*. Analysen ble senere presentert i *Ressursrapporten 2011*.

Også her viste det seg at selskapene overestimerte ressursanslagene med en faktor på 2,5.



Figur 7.3 Selskapenes ressursestimater før boring, sammenliknet med faktiske funnstørrelser (195 undersøkelsesbrønner boret i perioden 1990-1997. Kilde: Ofstad, Kullerud og Helliksen (2000)¹⁵).

¹⁵ Ofstad K, Kullerud L and Helliksen D (2000): *Evaluation of Norwegian Wildcat Wells (Article 1)*, i Ofstad et.al (2000).



Figur 7.4 Selskapenes ressursestimat for tilstedeværende olje før boring, sammenlignet med funnstørrelse etter boring. Det grønne området viser P10-P90 spennet. Firkant viser estimert forventet funnstørrelse før boring. Trekant viser estimert forventet funnstørrelse etter boring.

Resultater 2007 til 2016

I perioden 2016-2017 gjennomførte OD en ny analyse av resultater før og etter boring. Analysen ble gjennomført på innrapporterte data for perioden 2007-2016. Analysen ble presentert av OD på Force-seminaret *Frontier Exploration Workshop* i Stavanger i juni 2017.

Resultatene fra studien er illustrert i figur 7.4 og 7.5. Figurene viser tilstedeværende oljevolum i oljefunn versus oljeprogner (figur 7.4) og gassvolum i gassfunn versus gassprognoser (figur 7.5).

Boremål med olje som hovedfase er lagt inn som oljefunn. Boremål med gass som hovedfase er lagt inn som gassfunn. Assosiert fase er ikke inkludert. Det er også viktig å merke seg at studien ikke tar for seg brønner, men boremål. Hver stolpe representerer ett boremål som resulterte i funn. Tidligere OD-studier har basert seg på ressursestimat per brønn. Ettersom en brønn kan ha flere boremål, kan ikke denne studien direkte sammenliknes med de tidligere studiene.

Funn med manglende rapportering eller som er beskrevet som 'overraskelsesfunn', og som dermed ikke hadde en prognose, er ikke inkludert i studien.

Analysen viser at om lag 58 prosent av oljefunnene faller innenfor usikkerhetsspennet i prognose-estimatet. Om lag 6 prosent ligger over, og 36 prosent under usikkerhetsspennet. Analysen viste at selskapene overestimerte ressursforventningene med en gjennomsnittlig faktor på 1,4.

For gass ligger 47 prosent av funnene innenfor usikkerhetsspennet i prognosen, 16 prosent ligger over og 37 prosent under usikkerhetsspennet. Analysen viste at selskapene overestimerte ressursforventningene med en gjennomsnittlig faktor på 2,1.

Resultatene indikerer at det er en klar tendens til å overestimere i prognosene – slik også tidligere studier har vist.

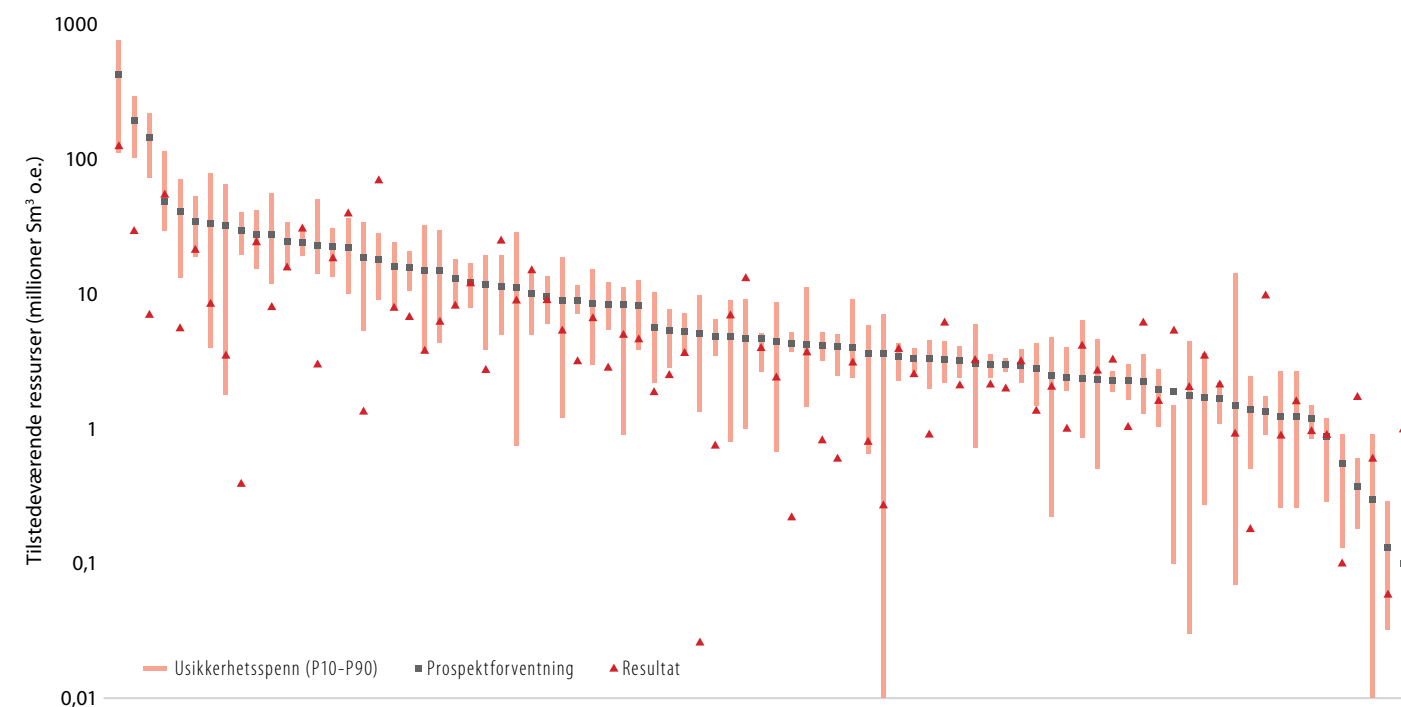
ANALYSE AV TØRRE UNDERSØKELSESBRØNNER

ODs analyser viser at det er en tendens til å overestimere funnstørrelse og underestimere funnsannsynlighet. Resultatene er i tråd med industrianalyser basert på selskapsdata (Milkov 2017)¹⁶.

Såkalte tørr-brønnanalyser kan bidra til å bedre selskapenes estimater. De fleste selskap gjør slike analyser basert på egne data. Også OD gjennomfører jevnlig denne typen analyser basert på selskapsrapporterte data. ODs analyser omfatter alle brønner på sokkelen. Analysene gir nyttig kunnskap som kan bidra til å legge grunnlag for økt letesuksess. OD gjennomførte også i 2017 en tørr-brønnanalyse.

Analysen omfatter brønner som ble boret i perioden 2007 til 2016 og ble første gang presentert av OD på konferansen *Exploration Revived 2017*.

¹⁶ A.V. Milkov (2017): *Integrate instead of ignoring: Base rate neglect as a common fallacy of petroleum explorers*, AAPG Bulletin (2017) 101 (12): 1905-1916.



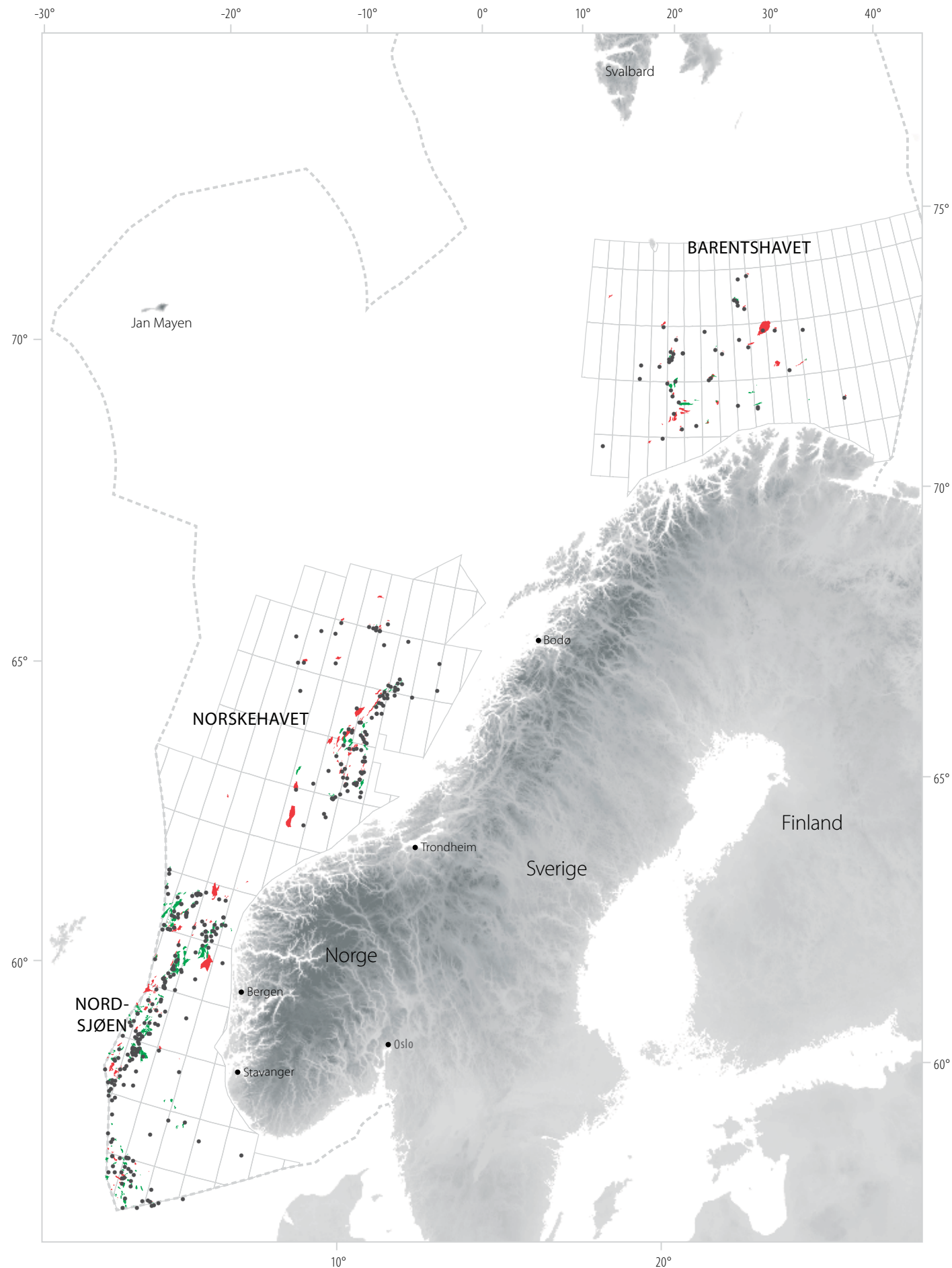
Figur 7.5 Selskapenes ressursestimat for gass før boring, sammenlignet med funnstørrelse etter boring. Det røde området viser P10-P90 spennet. Firkant viser estimert forventet funnstørrelse før boring. Trekant viser estimert forventet funnstørrelse etter boring.

DATAGRUNNLAG FOR ANALYSEN

I henhold til ressursforskriften paragraf 24 må operatørene rapportere prognose og resultat av undersøkelsesbrønner når det leveres sluttrapport 6 måneder etter at boringen er avsluttet. Innrapporteringen er basert på standard skjema som ble utarbeidet av oljeselskapene og OD i det tidligere omtalte industriprosjektet fra 1997, *Evaluation of Norwegian Wildcat Wells*.

På grunn av begrenset spesifisering av innrapportert felletype i mange av letemålene var det i denne analysen bare mulig å skille mellom strukturell versus stratigrafisk felletype. I tillegg ble blant annet total funnrate og hvilket stratigrafisk reservoarnivå som ble testet oftest undersøkt.

Datagrunnlaget i de ulike områdene varierer som følge av ulikt antall brønner. En brønn kan ha flere letemål, og det kan være mer enn én årsak til tørre letemål. I Nordsjøen inngår rundt 200 letemål, i Norskehavet cirka 100, og i Barentshavet rundt 70 i datagrunnlaget (figur 7.6).



Figur 7.6 Brønner fra perioden 2007 til 2016 som inngår i analysen

FELLETYPE

Studien viser at det er store forskjeller mellom de ulike havområdene med hensyn til hyppighet av testing av de ulike felletypene, strukturell versus stratigrafisk (figur 7.7). Studien viser at det er flest letemål i strukturelle feller. I Nordsjøen lå 65 prosent av de undersøkte letemålene i strukturelle feller, i Norskehavet var andelen 82 prosent. I Barentshavet var det mindre forskjell mellom hvor ofte de to ulike felletypene ble testet. 56 prosent av letemålene testet strukturelle felletyper.

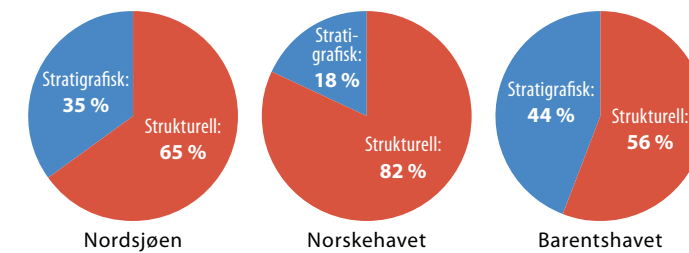
STRATIGRAFISKE NIVÅ SOM ER TESTET

Analysene viser også at det er tydelige geografiske forskjeller på hvilke stratigrafiske nivå som er utforsket, noe som reflekterer den unike geologiske historien i havområdene.

I **Nordsjøen** (figur 7.8) viser resultatene at reservoar i bergarter av sentrias til mellomjura alder ble testet oftest (44 prosent av letemålene). Reservoar av senjura alder ble testet i ett av fire letemål (25 prosent), mens både kritt og sub-trias ble testet relativt sjeldent (3 prosent).

I **Norskehavet** var 60 prosent av letemålene i reservoar av sentrias til mellomjura alder (figur 7.8), etterfulgt av letemål i reservoar av senkritt alder (23 prosent) og senjura alder (9 prosent). Bare 8 prosent av letemålene lå i reservoarbergarter av tidligkritt og paleocen alder.

I **Barentshavet** er bildet svært annerledes (figur 7.8). Reservoarbergarter av trias alder ble testet i nesten annethvert letemål (45 prosent), etterfulgt av 33 prosent av letemål i jura bergarter.

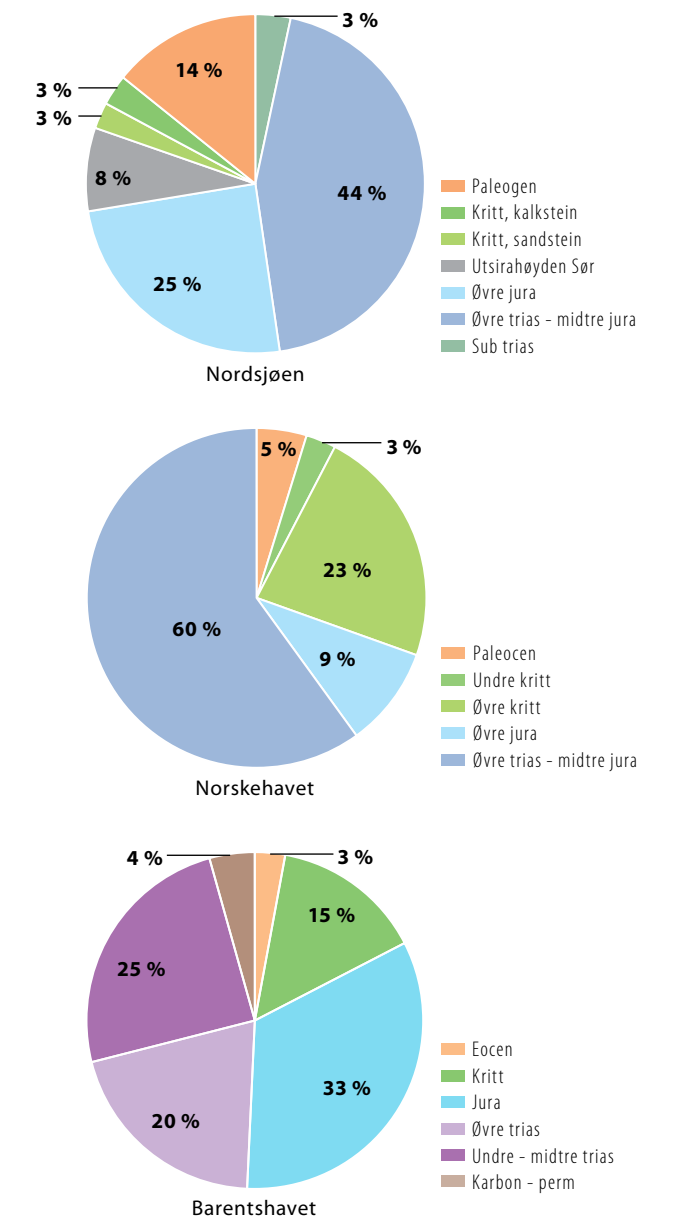


Figur 7.7 Forholdet mellom letemål i strukturelle versus stratigrafiske feller i de ulike områdene

ÅRSAK TIL TØRRE LETEMÅL

Hovedårsak til tørre brønner knyttes til en eller flere av faktorene:

- tilstedeværelse av reservoar
- reservoarkvalitet
- tilstedeværelse av tilstrekkelig volum/moden kildebergart
- migrasjon av olje og gass inn i prospektet/letemålet
- tilstedeværelse av effektiv felle



Figur 7.8 Andel utforsket stratigrafiske nivå i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet i perioden 2007-2016

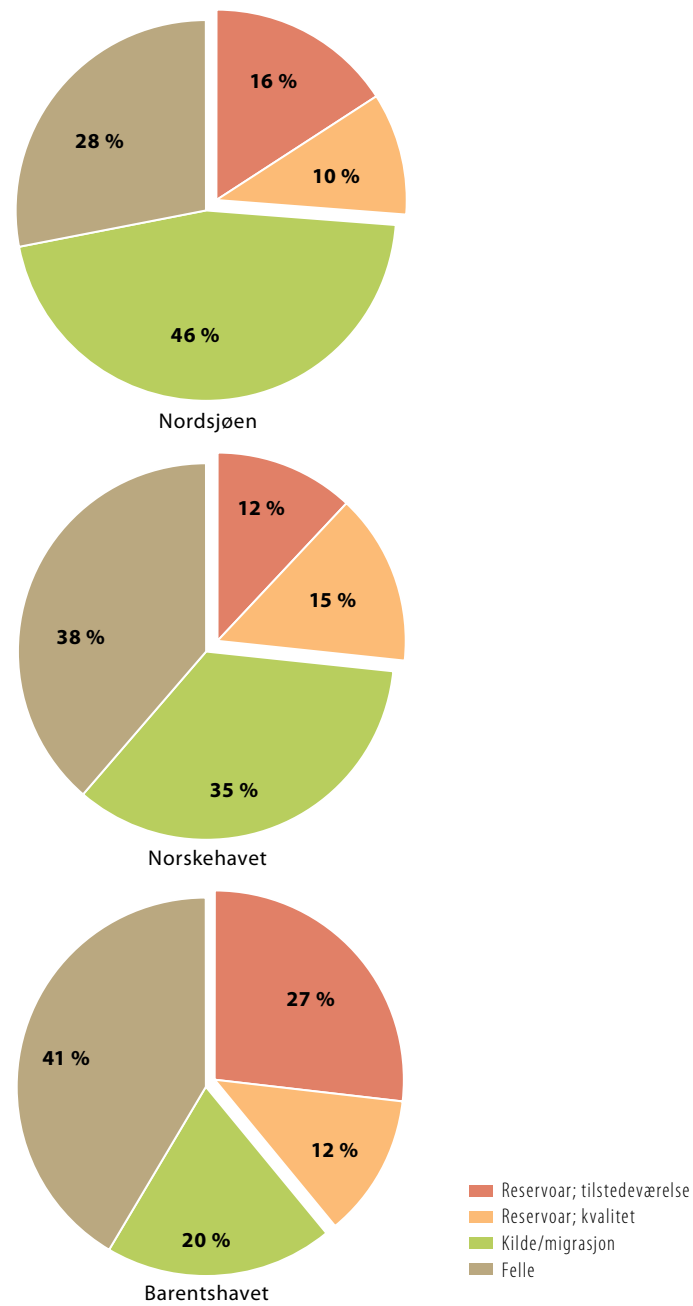
Begrenset detaljeringsnivå i de innrapporterte dataene medførte at følgende fire hovedfaktorer ble vurdert, men ofte er det en kombinasjon av flere av disse faktorene som fører til at et letemål er tørt:

- tilstedeværelse av reservoar
- reservoarkvalitet
- kilde og migrasjon
- felle

ODs analyser viser at i **Nordsjøen** er mangel på kilde og/eller migrasjon hovedårsaken til tørre letemål i 46 prosent av de undersøkte letemålene (figur 7.9). I de fleste av disse oppgis hovedårsaken som sviktende migrasjon fra kildeområdet til letemålet. I 28 prosent av tilfellene er hovedårsaken knyttet til sviktende felle, mens manglende reservoar oppgis for 16 prosent av letemålene. I 10 prosent av tilfellene er mangelfull reservoarkvalitet angitt som hovedårsak.

I **Norskehavet** oppgis sviktende felle som hovedårsak til tørre letemål i 38 prosent av tilfellene, sviktende kilde og migrasjon i 35 prosent og manglende tilstedeværelse og dårlig reservoarkvalitet i henholdsvis 12 og 15 prosent av tilfellene (figur 7.9).

I **Barentshavet** oppgis sviktende felle som hyppigste årsak til tørre letemål. Videre følger manglende reservoar med 27 prosent og kilde/migrasjon med 20 prosent. For dårlig reservoarkvalitet oppgis som årsak til 12 prosent av de tørre letemålene.

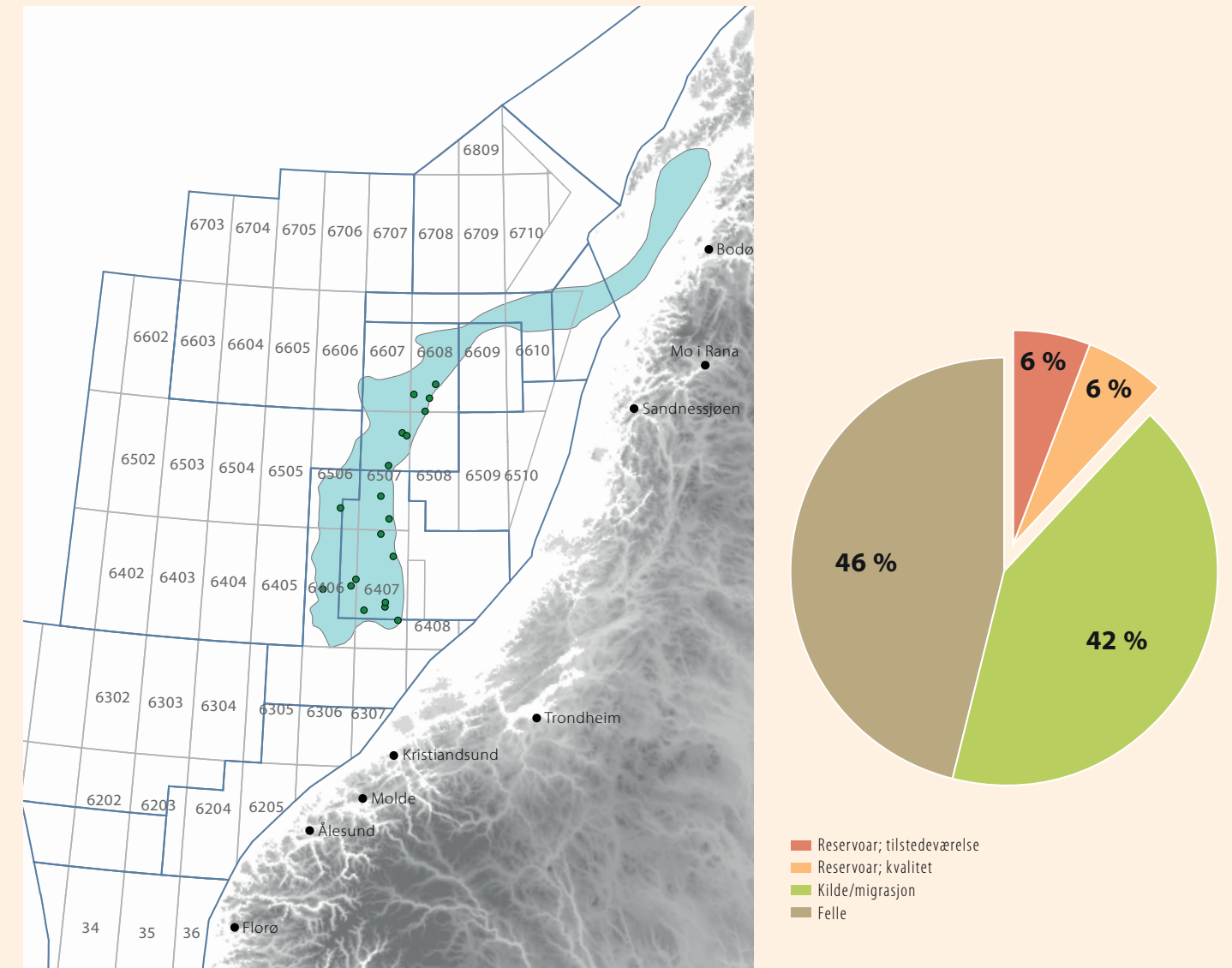


Figur 7.9 Prosentvis innrapporterte hovedårsaker til tørre letemål i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet

FAKTABOKS 7.2: Tørre letemål i utvalgte letemodeller i Norskehavet

En av de mest utforskede letemodellene i Norskehavet i perioden mellom 2007 og 2016 er reservoar av sentrias til mellomjura alder. Eksempel på felt som inngår i letemodellen er Njord, Norne, Åsgard, Alve og Heidrun. Datagrunnlaget er beskjedent med bare 25 letemål.

Figur 7.12 viser at manglende felle og sviktende kilde/migrasjon er innrapportert som de to dominerende årsakene til tørre letemål. Figuren viser også at reservoar som oftest både er tilstede og bare i få tilfeller har for dårlig kvalitet.

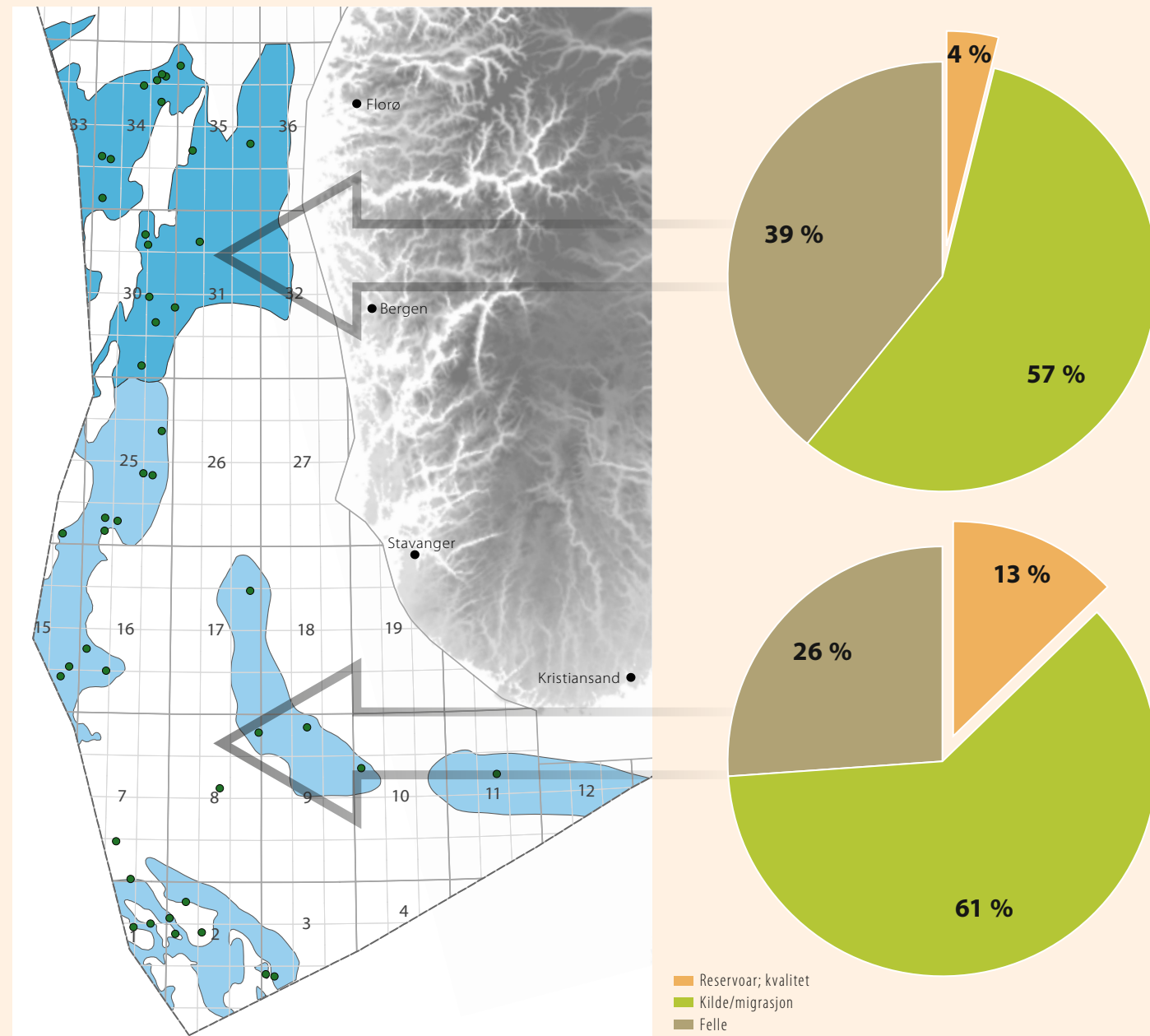


Figur 7.12 Utbredelse av letemodeller i øvre trias til mellomjura alder i Norskehavet

FAKTABOKS 7.1: Tørre letemål i utvalgte letemodeller i Nordsjøen

For letemodellene med reservoar av sentrias til mellom-jura alder er trenden i samsvar med den generelle trenden i Nordsjøen (figur 7.10). Letemodellene som er studert er godt utforsket og inkluderer felt som Statfjord, Sleipner Vest og Yme. Ingen har rapportert manglende reservoar som en årsak til tørre letemål i disse letemodellene. I analysen ble det inkludert 18 letemål i den nordligste letemodellen og 28 letemål i de sørlige letemodellene.

Det er viktig å presisere at analysene er utført på grunnlag av selskapenes rapportering seks måneder etter at brønnen er avsluttet. Det er ofte en kombinasjon av flere faktorer som fører til at et letemål er tørt, og det kan være vanskelig å fastslå årsaken med full sikkerhet.

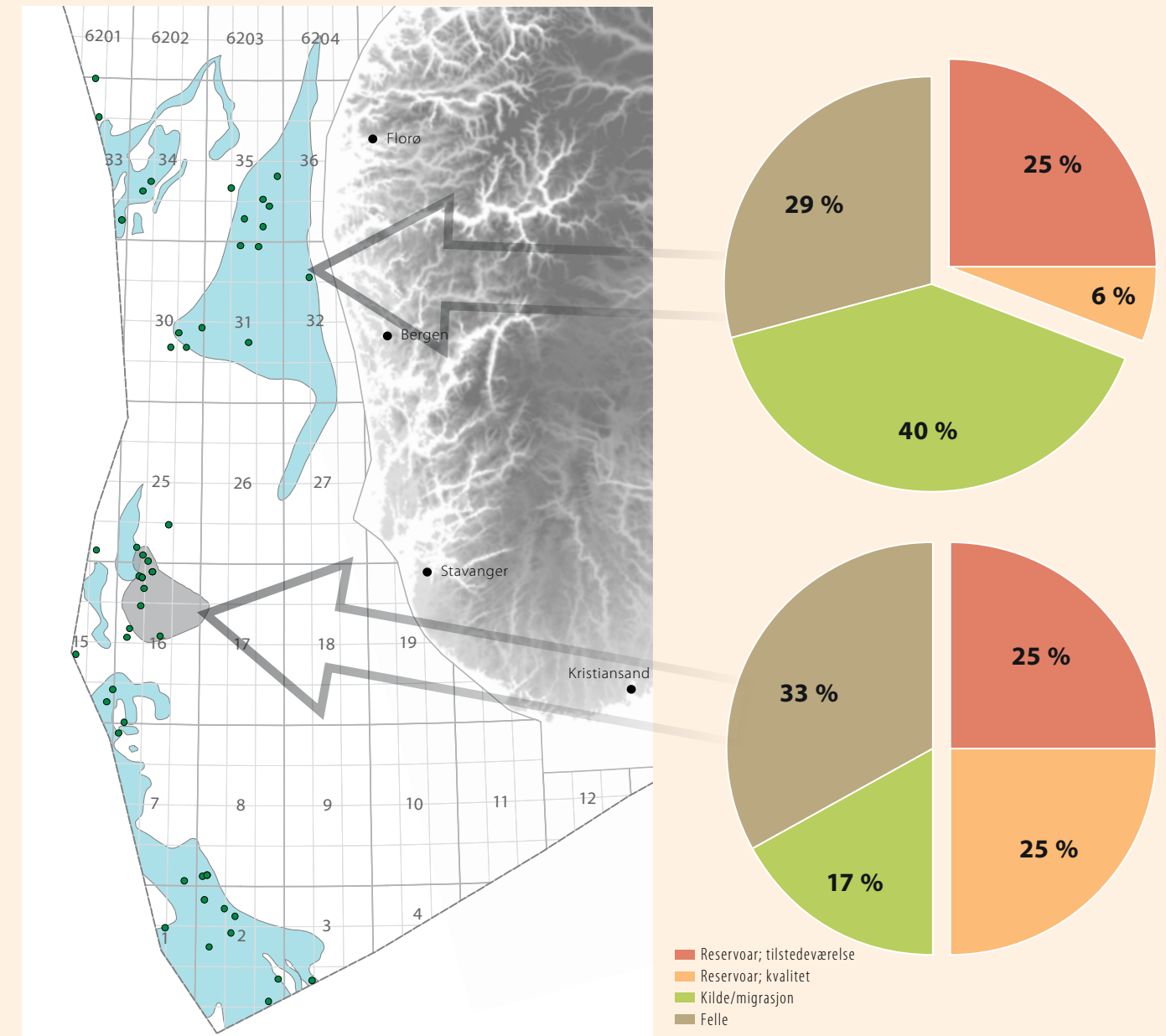


Figur 7.10. Utbredelse av letemodeller i øvre trias til midtre jura i Nordsjøen

For letemodellene i øvre jura, der rundt 40 letemål inngår i datagrunnlaget, er også sviktende kilde/migrasjon rapportert som hyppigste årsak til tørt letemål (figur 7.11). Dette er letemodeller med felt som Troll, Statfjord Nord, og Ula.

den hyppigste årsaken til at letemålet er tørt (33 prosent). Både manglende reservoar og sviktende reservoarkvalitet er rapportert som årsak til tørre letemål i 25 prosent av tilfellene. Imidlertid er datagrunnlaget noe begrenset, og bare elleve letemål inngår i analysen. Denne letemodellen har begrenset utstrekning, og inkluderer felt som Johan Sverdrup og Edvard Grieg.

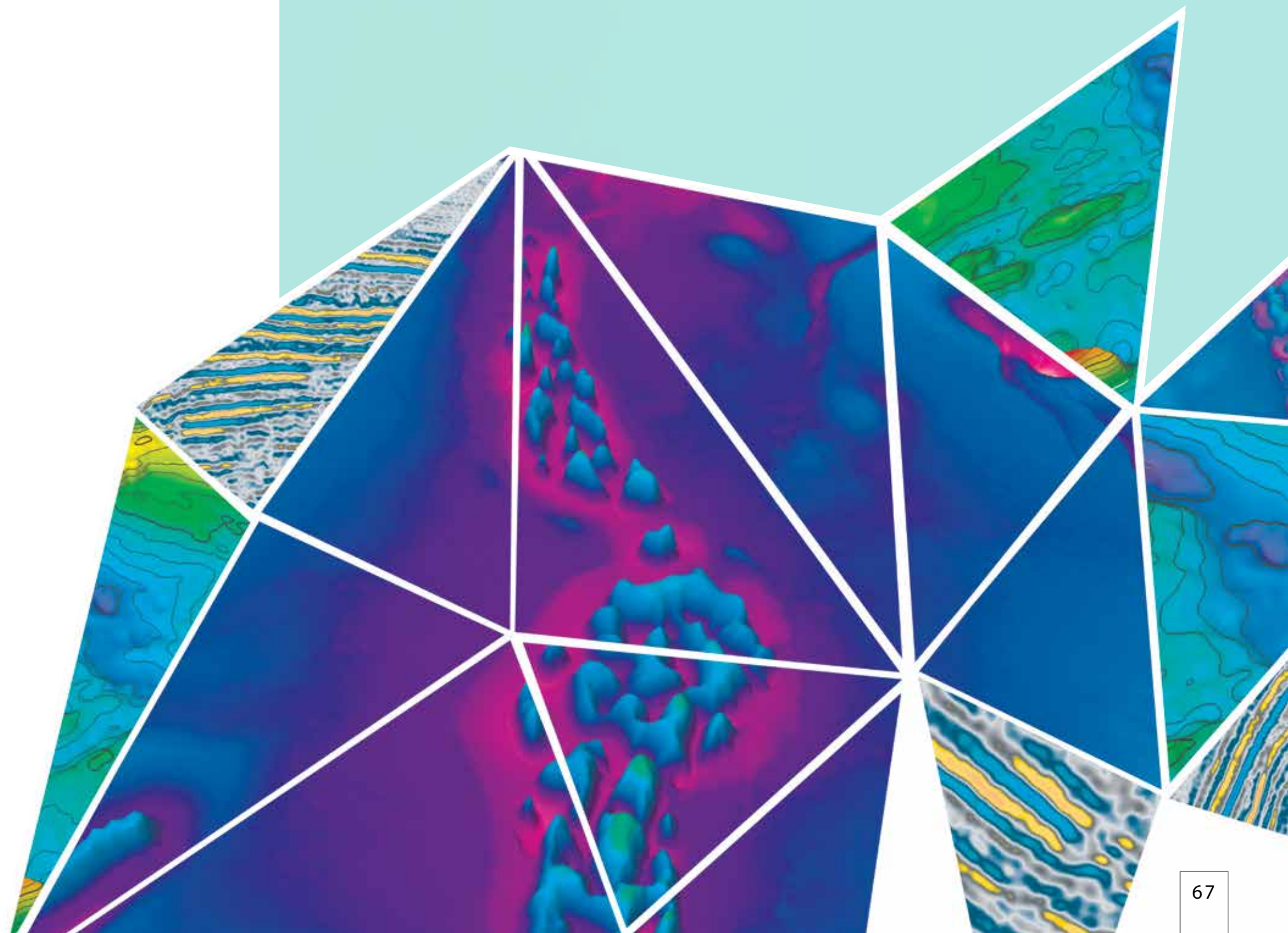
I letemodellen med reservoar av kambro-silur til tidlig-kritt alder på Utsirahøgda er sviktende felle oppgitt som



Figur 7.11. Utbredelse av letemodeller i øvre jura og sub øvre kritt i Nordsjøen

KAPITTEL 8
**RESSURSER FOR FRAMTIDEN:
HAVBUNNSMINERALER OG GASSHYDRATER**

Norsk sokkel – mer enn olje og gass



Økt fokus på energiproduksjon med lavt karbonavtrykk forventes å medføre økt etterspørsel etter gass og fornybar energi. Utviklingen innen fornybare energikilder og batteriteknologi krever tilgang til betydelige mengder mineraler med sjeldne jordarter. Kartlegging har vist at slike mineraler også kan være til stede på norsk territorium. OD vil sommeren 2018 sette i gang egne undersøkelser for å bedre forståelsen av ressurspotensialet på norsk sokkel

Energiproduksjon med lavt karbonavtrykk kan medføre økende etterspørsel etter gass og mineraler med såkalte sjeldne jordarter (Rare-Earth Elements, REE). Fornybar energiproduksjon og tilhørende behov for lagring av energi i batterier antas å øke (faktaboks 8.1). Det har lenge vært kjent at det kan være store forekomster av mineraler med sjeldne jordarter på dyphavene.

HAVBUNNSMINERALER

Den 1. april 2017 fikk OED forvaltningsansvaret for undersøkelse og utvinning av mineralforekomster på kontinentalsokkelen. OD er delegert forvaltningsmyndighet for havbunnsmineraler. Dette inkluderer ressurskartlegging, ressursregnskap og oppfølging av industriens aktiviteter, og teknisk og økonomisk rådgivning til OED. Hittil har norske havområder i liten grad vært utforsket med sikte på mineralforekomster, og gjeldende lovgivning er ikke utformet for slik aktivitet. Departementet arbeider derfor med en ny lov om mineralutvinning på kontinentalsokkelen.

På norsk kontinentalsokkel er det kjent at det finnes havbunnsmineraler i de dype delene av Norskehavet (figur 8.3). Her gjorde Universitetet i Bergen (UiB) de første funnene av svarte skorsteiner for over ti år siden (faktaboks 8.2). På grunnlag av blant annet ODs store datasett med multistrålebatymetri i Norskehavet, påviste UiB flere forekomster av sulfider

(både skorsteiner og grushauger) langs den vulkanske Mohnsryggen mellom Jan Mayen og Bjørnøya og videre nordover. Siden er det påvist og tatt prøver av flere forekomster av både sulfider og skorper i forbindelse med kartlegging av Norskehavet i et flerårig forskningssamarbeid mellom UiB og OD.

I tillegg til forekomstene i Norskehavet kan det være manganskorper rundt Yermakplatået i Polhavet nord for Svalbard.

OD har gjennomført kjemiske analyser av prøver fra tykke forekomster av manganskorper på brattskrentene av Jan Mayen-ryggen og Vøringutstikkeren. Resultatene viser at manganskorpene i Norskehavet kan deles i to grupper; den ene inneholder omtrent dobbelt så mye lantanoider som i tilsvarende skorper i Stillehavet og resten av Atlanterhavet, mens den andre gruppen inneholder mindre. Begge grupper inneholder betydelig mer litium (20 – 80 ganger) og scandium (4 – 7 ganger) enn tilsvarende skorper i Stillehavet og resten av Atlanterhavet. Litium og scandium er begge metaller som forventes å bli etterspurt.

OD i samarbeid med UiB gjennomførte i 2017 et datainnsamlingstokt på Mohnsryggen med fokus på sulfider. I 2018 planlegges det et større datainnsamlingstokt med fokus på massive sulfider fra inaktive hydrotermale systemer og et eget tokt med fokus på jernmanganskorper.

FAKTABOKS 8.1: Hvorfor forventes økt etterspørsel etter mineraler og sjeldne jordarter?

Vekst i etterspørselen etter fornybare energikilder som sol, vann og vind øker behovet for en rekke mineralressurser. Dette gjelder blant annet mineraler som inneholder grunnstoffer i kategorien sjeldne jordarter (definert av IUPAC, International Union of Pure and Applied Chemistry). Disse er nødvendige bestanddeler i produksjon av blant annet vindmøller, solcellepanel og el-biler.

Gamle lyspærer skal erstattes med moderne og mer effektive LED-pærer, el-biler skal erstatte biler som bruker diesel og bensin, og samtidig skal verden forbli på et høyt teknologisk nivå med stadig nye mobiltelefoner, TV og datamaskiner, kameraer og enheter som blant annet er avhengig av sterke, men svært små batterier. Dette krever store mengder av blant annet litium, kopper, kobolt, mangan, nikkel, yttrium, lantan, neodym, kadmium.

Tynne, rimelige solcellepanel må ha tellurium (biprodukt i kobber- og bly-raffinering), og i moderne effektive batterier benyttes litium og kobolt. Litium ekstraheres i dag hovedsakelig fra saltinnsjøer (Salar) i Sør- og Nord-Amerika.

Kobolt er et biprodukt i nikkel-, sølv-, bly- og koppermalmer, med Den demokratiske republikken Kongo som største produsent. Platina brukes som katalysator i hydrogenbrennstoffceller, og produseres nesten utelukkende i Sør-Afrika. Neodym benyttes i produksjon av sterke magneter brukt i elektriske motorer til el-biler og vindmøller. Dagens mobiltelefoner kan inneholde opptil 62 forskjellige metaller, med opptil 10 ulike sjeldne jordarter.

Mineraler som inneholder de etterspurte metallene er ikke fornybare ressurser. Og selv om behovet stadig vokser, resirkuleres svært lite av disse metallene. Resirkuleringsprosessene er krevende fordi det gjelder svært små mengder i stadig mer komplekse enheter. Tynne lag av metall og metallegeringer må separeres fra plast, glass og andre komponenter i krevende og lite miljøvennlige prosesser.

Det er nødvendig å finne alternative kilder til sjeldne jordarter dersom framtidens forventede behov skal dekkes. Tabellen viser en oversikt over ressursrelevante grunnstoffer.

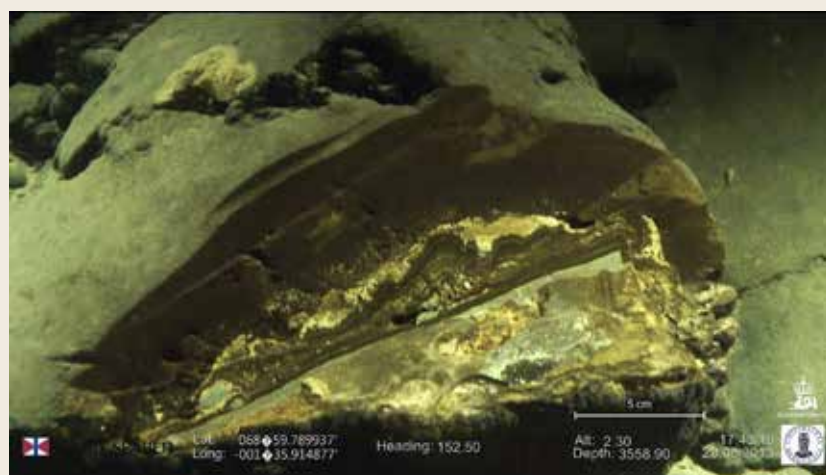
Ressursrelevante grunnstoffer	Bruksområde	Opphav	Hovedeksportør
Platinum	Kjøretøy, utslippskontroll-enheter	Alluviale-, nikkel-kopper-, og kromittavsetninger	Sør-Afrika
Kadmium	Batterier	Biprodukt av raffinering av sulfidiske zinkavsetninger	Kina, Sør-Korea
Titanium	Legeringer (Bærbare PC'er, romfartøy)	Mineraler som ilmenitt, brookitt og anatas	Australia, Canada, Kina
Kobolt	Batterier, superlegeringer	Massive sulfidavsetninger	Kongo
Litium	Batterier, glass og keramikk	Evaporitter, pegmatitt og smektitt	Australia, Chile
Lantan	Øker ytelse av glass og stål	Alkaline bergarter og karbonatitter	Kina
Mangan	Aluminiumlegering, batterier	Karbonater	India, Australia, Kina
Neodym	Permanente magneter	Alkaline bergarter og karbonatitter	Kina
Nikkel	Legeringer, batterier	Forvitrede ultramafiske bergarter	Indonesia, Filippinene
Scandium	Aluminiumlegering	Biprodukt av REE-mineral- og metallraffinering	Kina, Russland, Ukraina, Kazakhstan
Tellurium	Solcellepanel	Biprodukt av kobber- og blyraffinering	Russland, Sverige, Japan
Yttrium	LED, superledere	Forvitret leire	Kina
Kopper	El-biler og medfølgende infrastruktur	Kobberkis	Chile
Dysprosium	Permanente magneter	Alkaline bergarter og karbonatitter	Kina
Europium	Superledere	Alkaline bergarter og karbonatitter	Kina

Tabell 8.1 Oversikt over ressursrelevante grunnstoffer

FAKTABOKS 8.2: Tre hovedtyper dyphavsmineraler

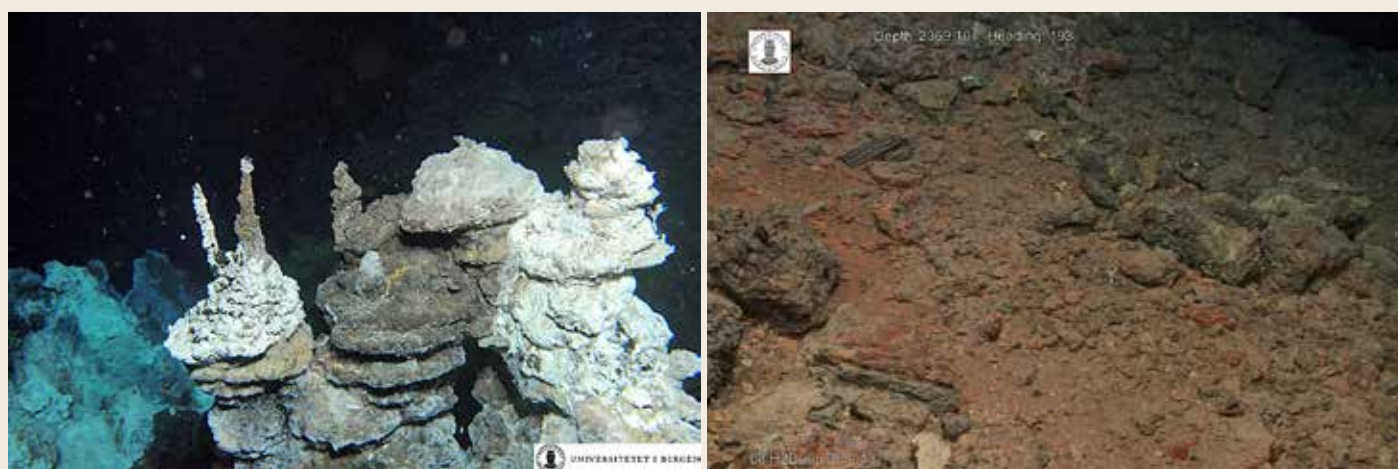
Manganknoller (ofte kalt mangannoduler) ligger på bløt bunn på svært store havdyp og inneholder mye mangan og jern med mindre mengder kobber, nikkel, kobolt, titan og platina. Det forventes ikke forekomster av manganknoller på norsk sokkel.

Manganskorper inneholder også mest mangan og jern, med mindre mengder titan, kobolt, nikkel, cerium, zirkonium og sjeldne jordarter (REE). Skorpene vokser som laminerte belegg på fast fjell der dette stikker opp på havbunnen, typisk på dyp mellom 800 og 2500 meter. På samme måte som for mangannoduler, blir grunnstoff som felles ut fra havvannet konsentrert i skorper.

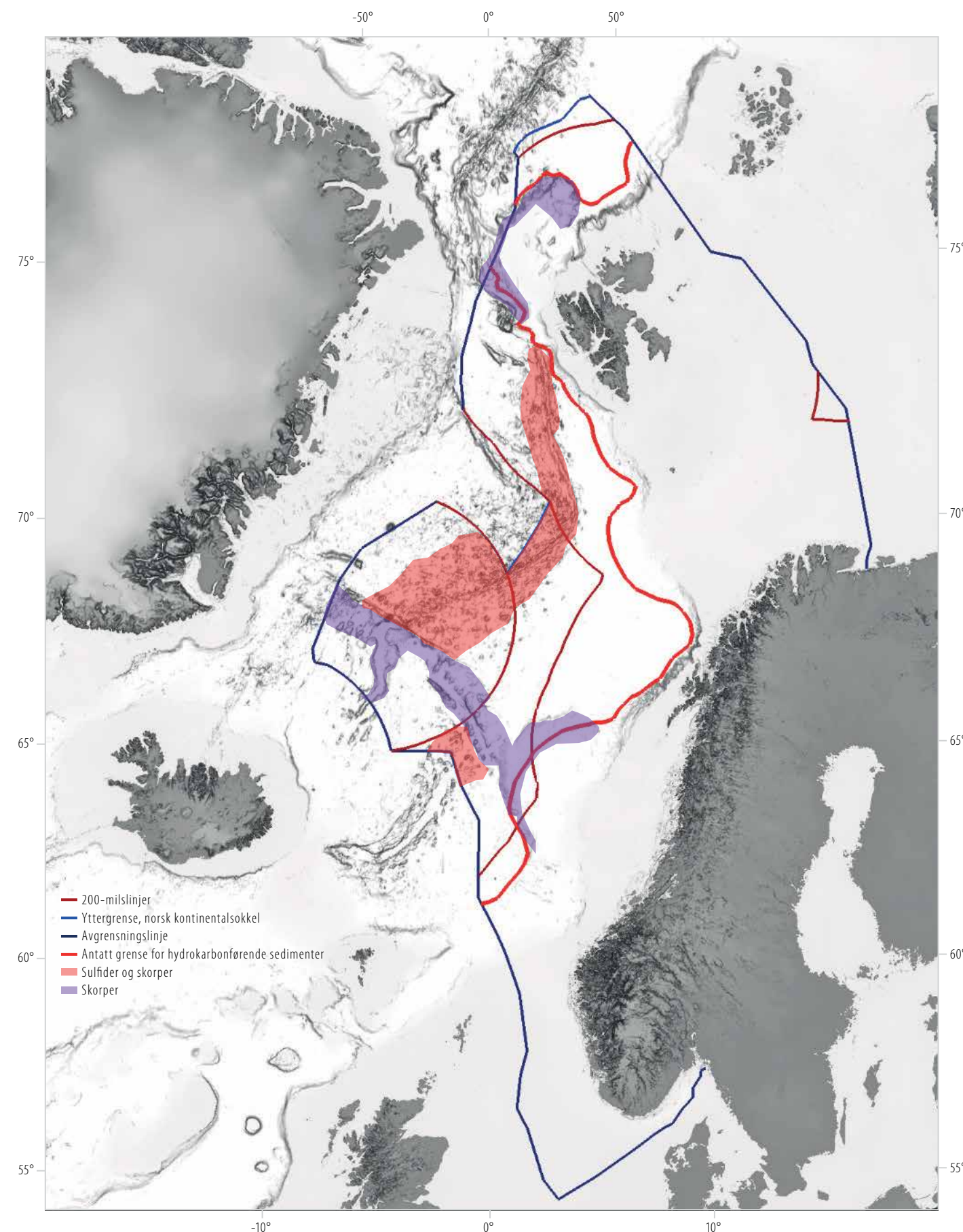


Figur 8.1 Manganskorpe fra Norskehavet

Sulfider inneholder hovedsakelig bly, sink, kobber, gull og sølv. De er knyttet til varme kilder på verdenshavens vulkanske spredningsrygger der de danner svarte skorsteiner (Black Smokers). Slike svarte skorsteiner er aktive i flere tusen år før de dør ut og etterlater seg sulfidgrushauger (mounds). Størstedelen av sulfidmalmressursene ligger i disse forlatte grushaugene (foto nede til høyre)



Figur 8.2 Aktiv sulfidforekomst (t.v) og sammenrast og inaktiv sulfidforekomst (t.h) i Norskehavet



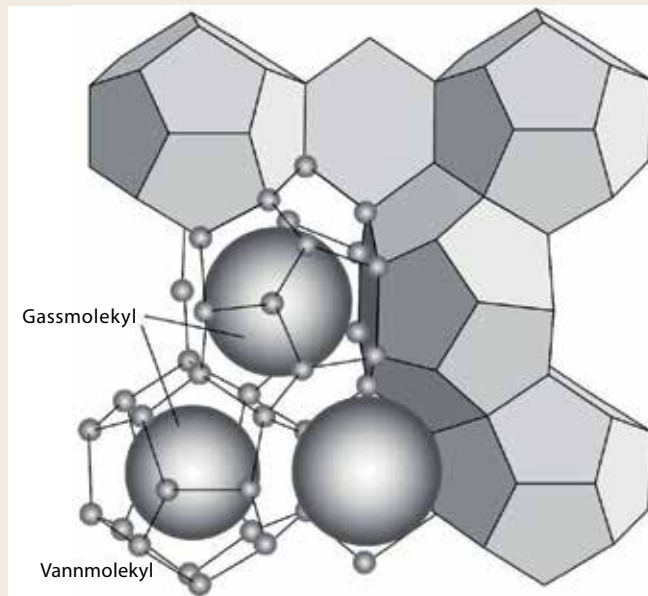
Figur 8.3 Kart over områder med mulige forekomster av havbunnsmineraler på norsk sokkel

GASSHYDRATER

Naturlige gasshydrater kan bli en framtidig energikilde. I enkelte områder i Norskehavet og Barentshavet finnes store mengder gasshydrater like under havbunnen. Utbredelsen av gasshydrater er trolig størst i Barentshavet, der forekomstene ser ut til å strekke seg over store områder.

FAKTABOKS 8.3: Hva er gasshydrater?

Naturlig gasshydrat er gass i fast form som hovedsakelig består av metan og vann. Den har en krystallin struktur der vannmolekylene fungerer som et bur som fanger gassen (figur 8.4). Gasshydrat finnes i arktiske strøk under permafrost og under havbunnen i dypmarine områder med høyt trykk og lav temperatur (typisk over 60 bar trykk og under 10°C celsius). Hydrat er en høykonsentrert form for naturgass som er bundet i vann. En kubikkmeter hydrat tilsvarer om lag 160 kubikkmeter naturgass i atmosfærisk tilstand. Gasshydrater dannes i en sone som kalles Gas Hydrate Stability Zone (GHSZ). I marint miljø ligger gasshydratene under havbunnen, og tykkelsen av GHSZ defineres av vanntemperaturen på havbunnen, havnivået, geotermal gradient, gassammensetning og saltinnholdet i sedimentets porevann (Chand et al, 2012).



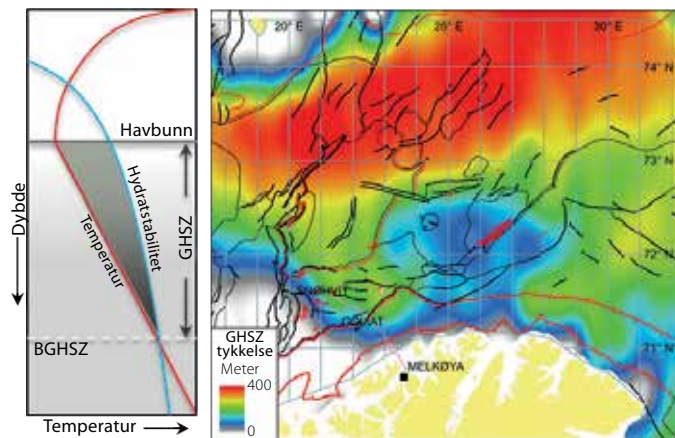
Figur 8.4 Modellen viser den molekylære strukturen av gasshydrat. Vannmolekyler skaper et solid bur for gassmolekylene. (Maslin et al. (2010))

Barentshavet har en kontinentalsokkel med vandedyp på inntil 500 meter. Temperaturen på havbunnen kan bli null grader Celsius eller lavere. Dette gjør at Gas Hydrate Stability Zone (GHSZ) kan være fra noen titalls til 400 meter tykk, avhengig av gasskomposisjonen og geotermal gradient (figur 8.5 etter Chand et al, 2012).^{17 18}

Tykkelsen av GHSZ er vist i figur 8.5. I den sørvestlige delen av Barentshavet sammenfaller den tykkeste GHSZ med de dypeste delene av sokkelen. Her kan gasshydrater opptre som forsegling av hydrokarboner i grunne reservoarer. Det er funnet gasshydrater på Vestnesaryggen vest for Spitsbergen, og det finnes gode indikasjoner på metanhydrater i Bjørnøya-bassenget.

OD er involvert i flere prosjekter relatert til forskning på gasshydrater i samarbeid med Cage (Senter for arktisk gasshydrat, miljø og klima), et forskningscenter ved UiT Norges Arktiske Universitet i Tromsø. De siste årene har det vært fokus på forståelsen av hvordan gasshydrater påvirker petroleumssystemer og trykk.

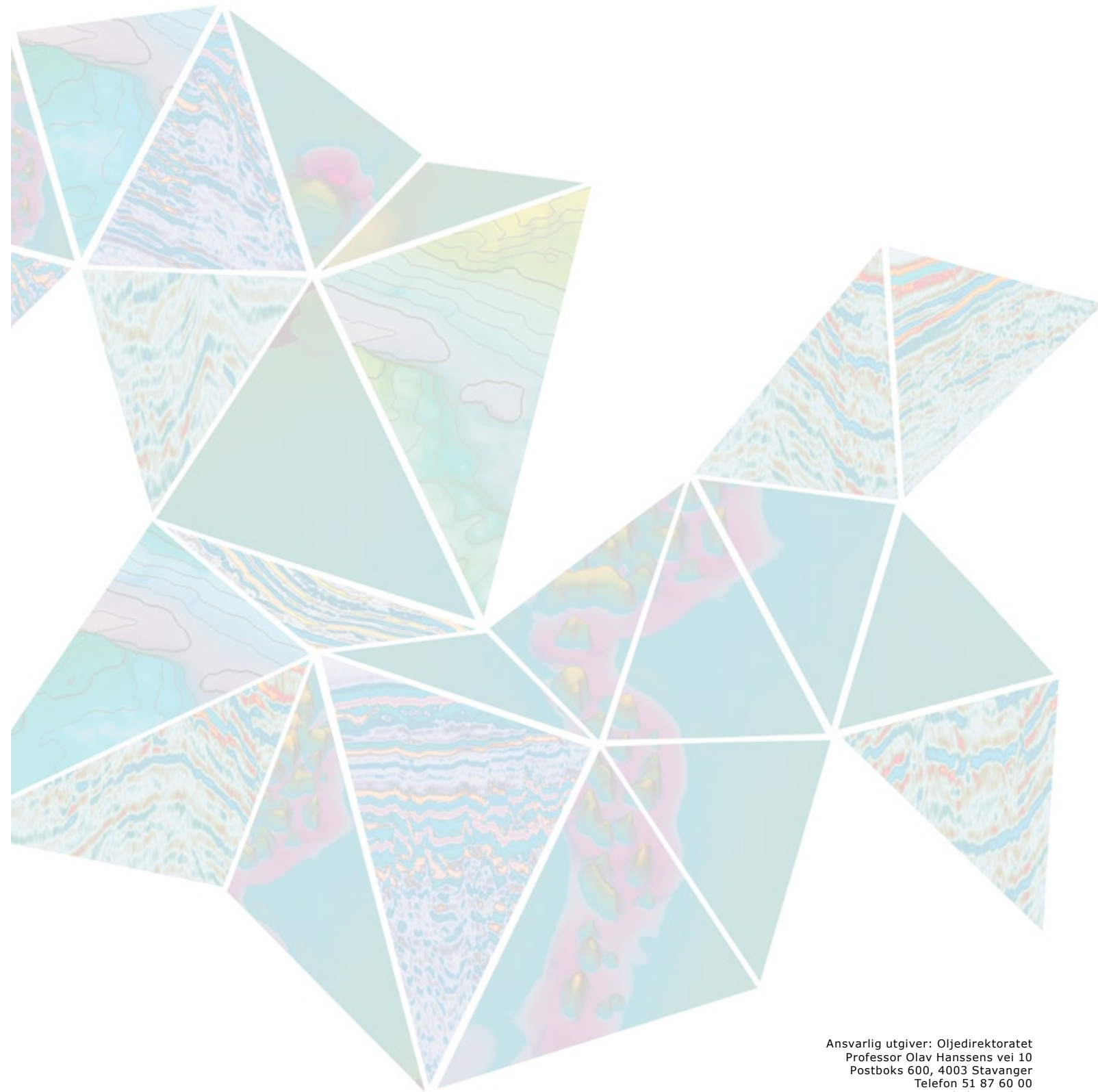
Så langt er det ikke funnet noen lønnsom metode for produksjon av gasshydrater, men det forskes internasjonalt på utvinningsmetoder.



Figur 8.5 Kart som viser tykkelsen til gasshydrat stabilitetssonene i Barentshavet (basert på Chand et al., 2012)

¹⁷ Chand, S, Thorsnes, T, Rise, L, Brunstad, H, Stoddart, D, Bøe, R, Lågstad, P and Svolsbru, T (2012). Multiple episodes of fluid flow in the SW Barents Sea (Loppa High) evidenced by gas flares, pockmarks and gas hydrate accumulation. Earth and Planetary Science Letters, pp 331-332, 305-314.

¹⁸ Maslin, M, Owen, M, Betts, R, Day, S, Dunkley Jones, T and Ridgwell, A (2010). Gas hydrates: past and future geohazard? Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 368, pp 2369-2393.



Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet
Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600, 4003 Stavanger
Telefon 51 87 60 00
E-post: postboks@npd.no
Internett: www.npd.no

Fotograf: Tommy Ellingsen
Design/layout: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Illustrasjoner: Rune Goa
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger

ISBN 978-82-7257-263-0