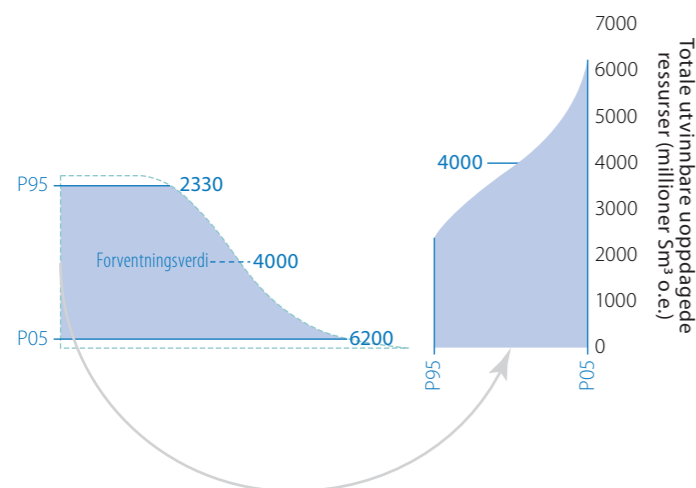


ODs oppdaterte estimat for uoppdagede ressurser er 4000 millioner Sm³ o.e. Dette er en økning på nærmere 40 prosent siden forrige estimat. Den store økningen er et resultat av ODs ressurskartlegging i den nordlige delen av Barentshavet øst. Det nye estimatet for uoppdagede ressurser viser at de gjenværende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

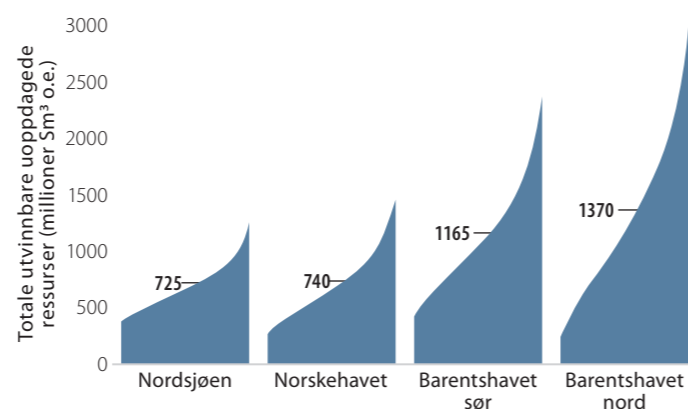
Estimatet for uoppdagede ressurser i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør per 31. desember 2017 (figur 3.2) er tilnærmet det samme som i 2015.

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).

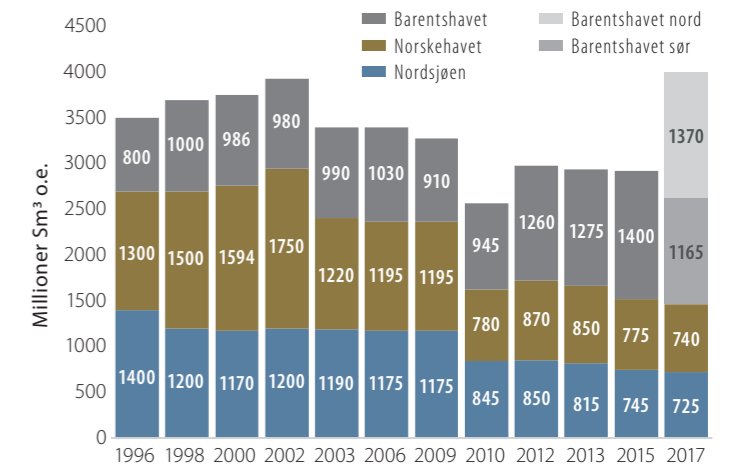
Litt over halvparten av de uoppdagede ressursene forventes å være væske. Som det går fram av figurene 3.3 og 3.4, varierer fordelingen mellom væske og gass i de ulike havområdene.



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. Eksempel 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).



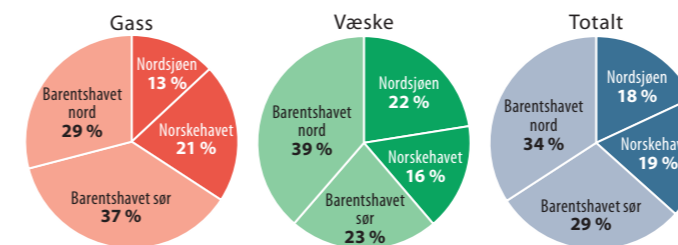
Figur 3.5 Utviklingen i anslag for uoppdagede ressurser over tid. I 2017 er estimatet for den østlige delen av det norske Barentshavet nord tatt med.

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.

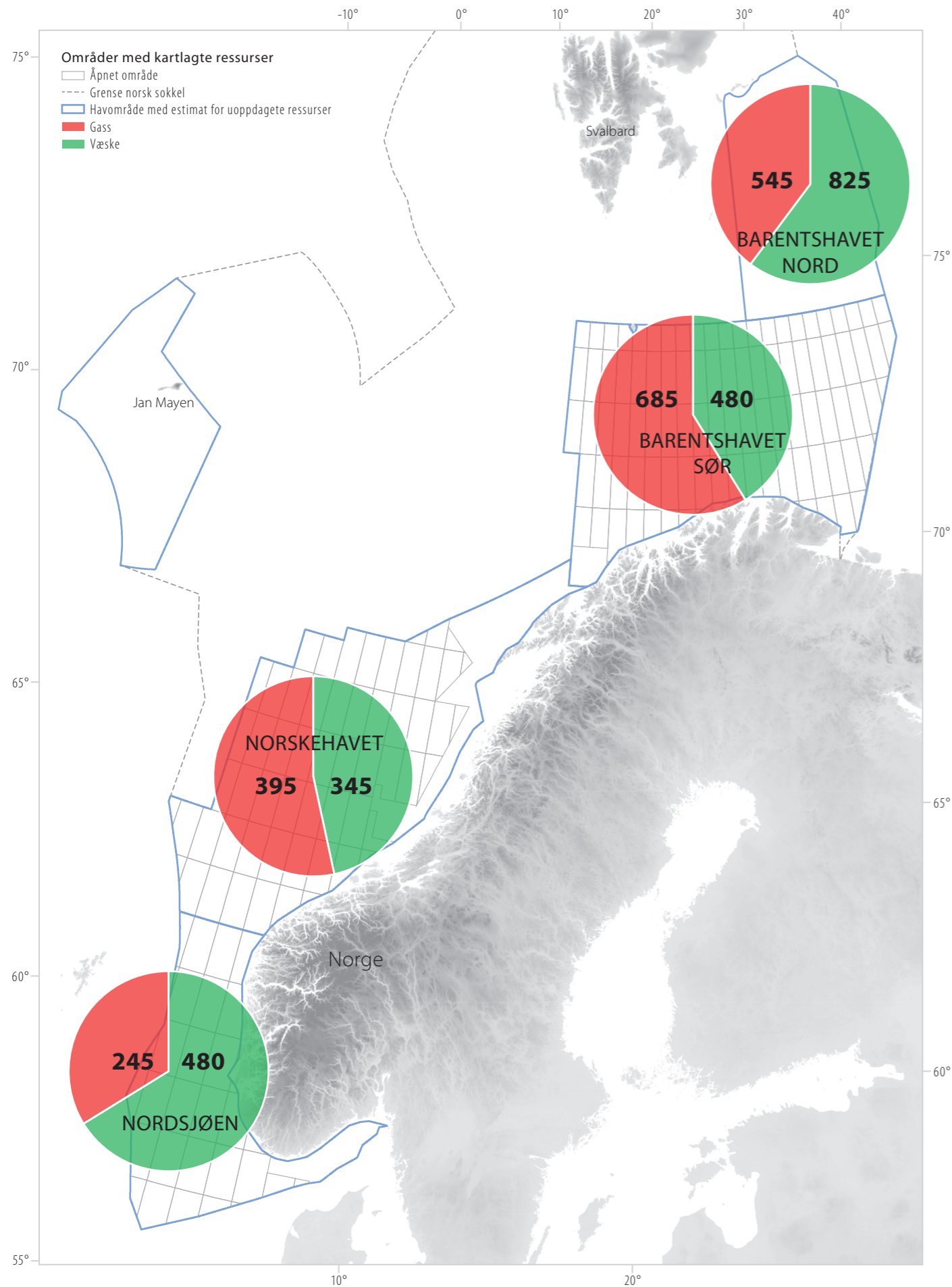


Figur 3.3 Fordeling av uoppdagede ressurser for hvert havområde; gass, væske og totalt

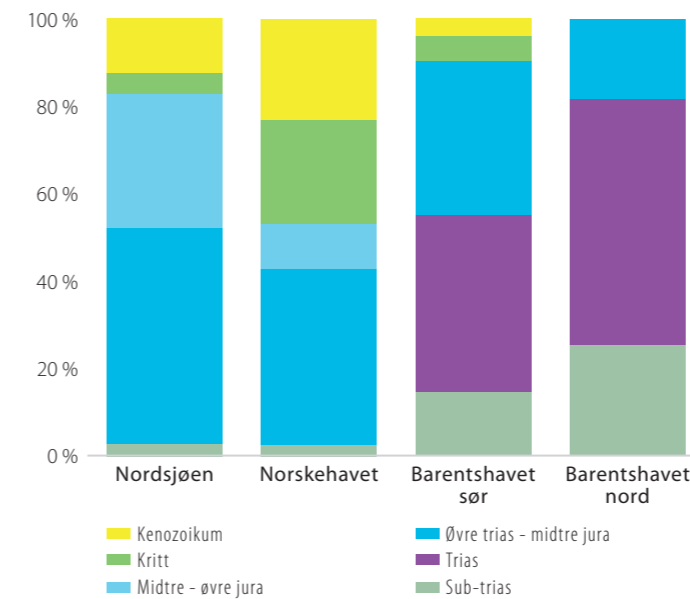
Endrede forventninger til potensialet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja basert på ODs seismikkinnsamling og kartlegging påvirket også anslagene (ODs rapporter *Petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja* og *Geofaglig vurdering av petroleumsressursene i havområdene utenfor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

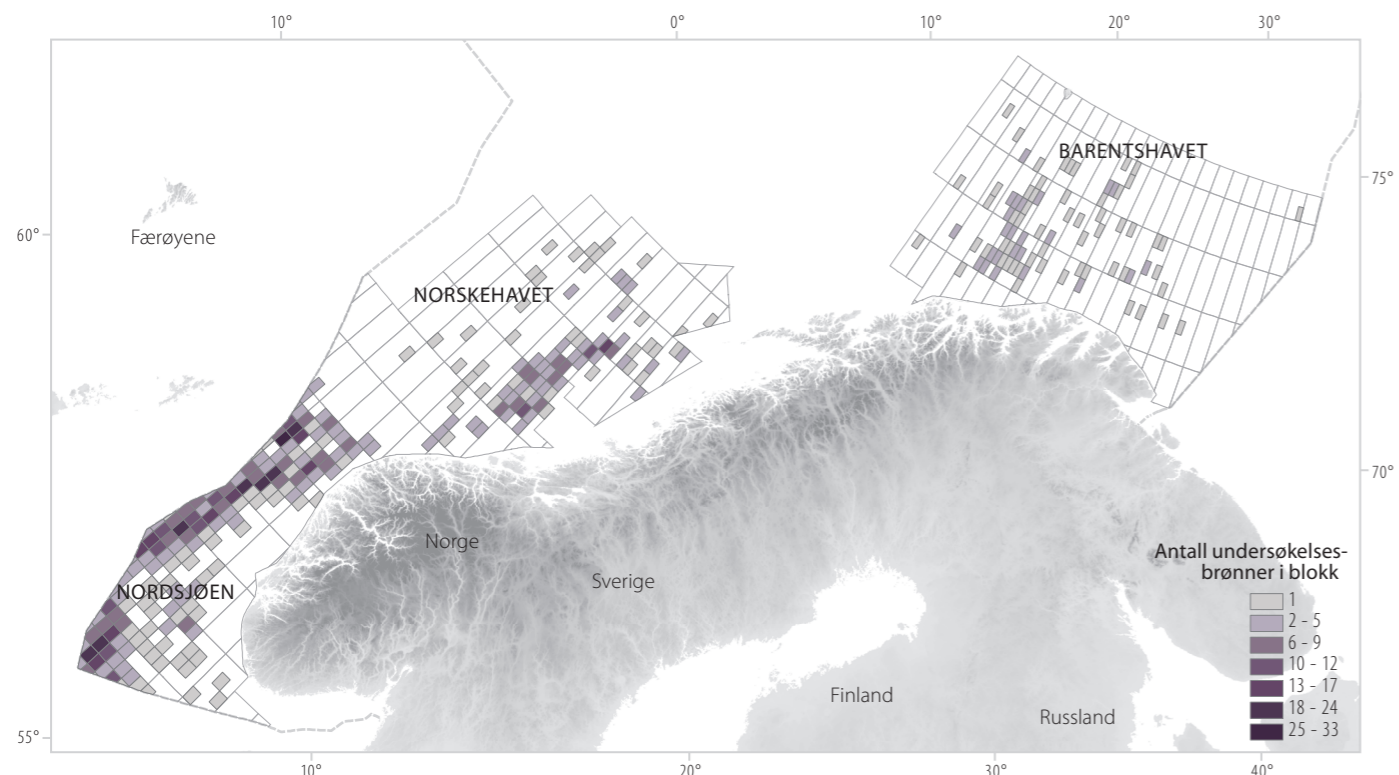


Fig 3.7 Antall undersøkelsesbrønner per blokk

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 undersøkelsesbrønner i Nordsjøen, 241 i Norskehavet og 116 i Barentshavet sør. I figur 3.7 vises antall undersøkelsesbrønner 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 ulik geologisk 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 ulik 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

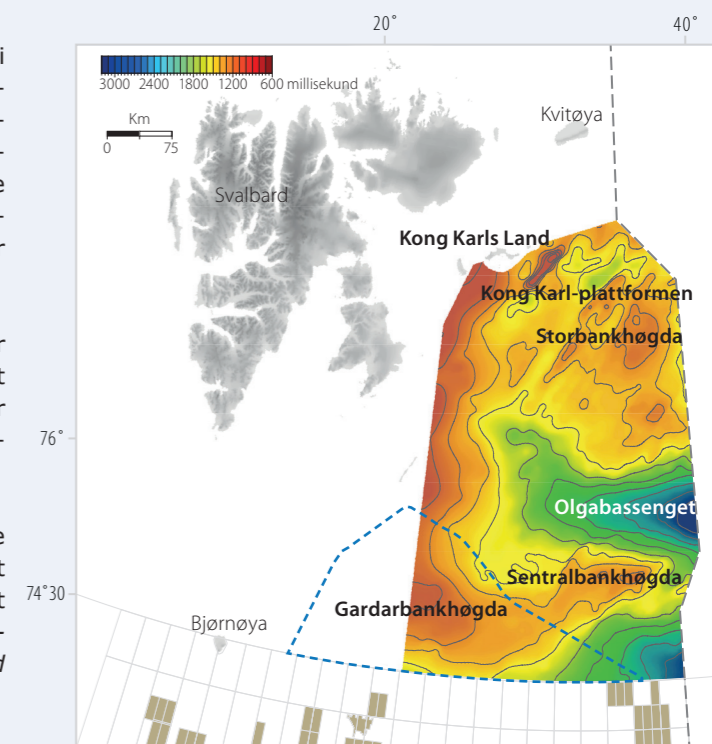
Faktaboks 3.3: Seismikkinnnsamling på Gardarbankhøgda

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.

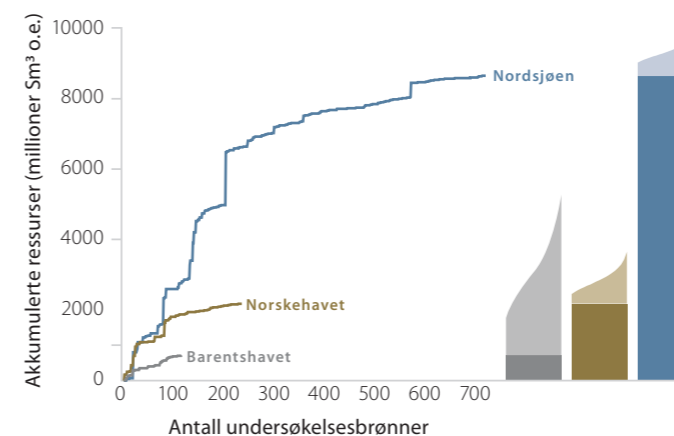
Høsten 2017 samlet OD inn om lag 4500 kilometer 2D-seismikk på Gardarbankhøgda øst og nordøst for Bjørnøya i Barentshavet. Gardarbankhøgda er et geologisk høydedrag som ligger mellom Spitsbergenbanken og Hopendjupet.

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.

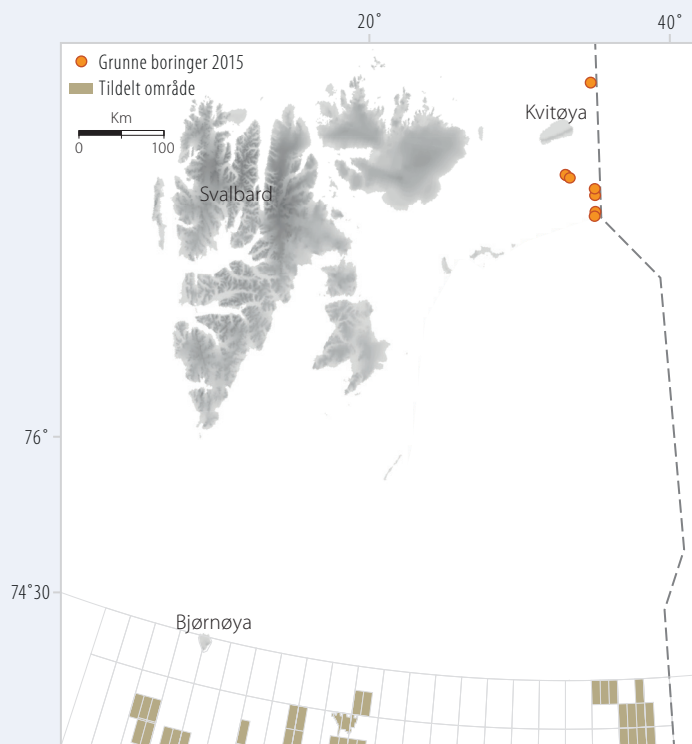
Faktaboks 3.4: Grunne boringer i Barentshavet nord

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. Oljeprøver fra brønn 7933/4-U-3 viser en marin kildebergart, sannsynlig av trias alder.

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