

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.

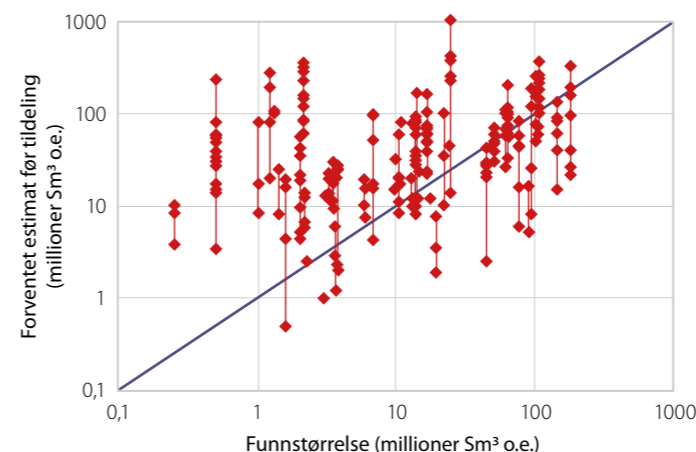
Resultater 8. til 14. konsesjonsrunde

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 forventningsestimat 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

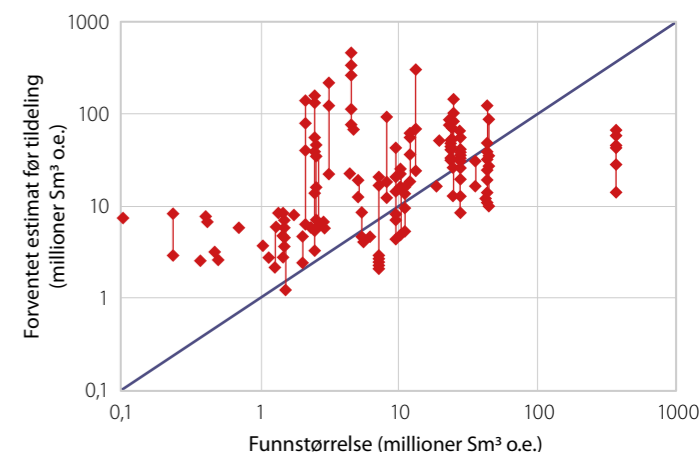
En begrensning i analysen av selskapenes ressursestimater i rundesøknadene er at estimatene kan være påvirket av strategiske hensyn, noe som tilfører en ekstra «bias» eller forventningsskjevhet. For å ta hensyn til denne skjevheten, initierte OD i 1997 et industriprosjekt – *Evaluation of Norwegian Wildcat 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.

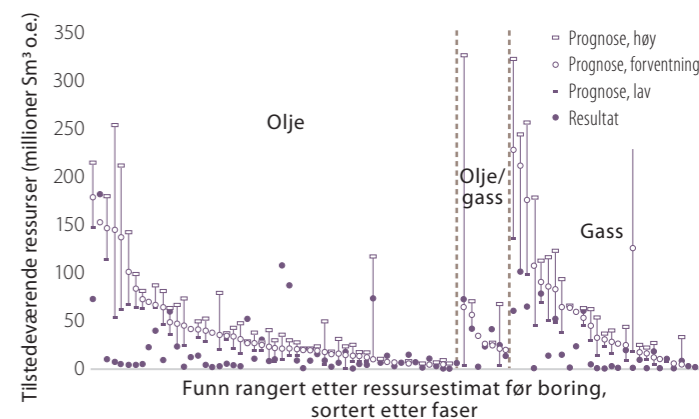


Figur 7.2 Selskapenes forventningsestimat før tildeling, sammenliknet med funnstørrelse (TFO-runder fra og med 2003 til og med 2011, samt 16. til 22. konsesjonsrunde). Vertikale røde linjer knytter sammen ulike forventningsestimat fra forskjellige selskap for samme funn. Enkelte funn har estimat fra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

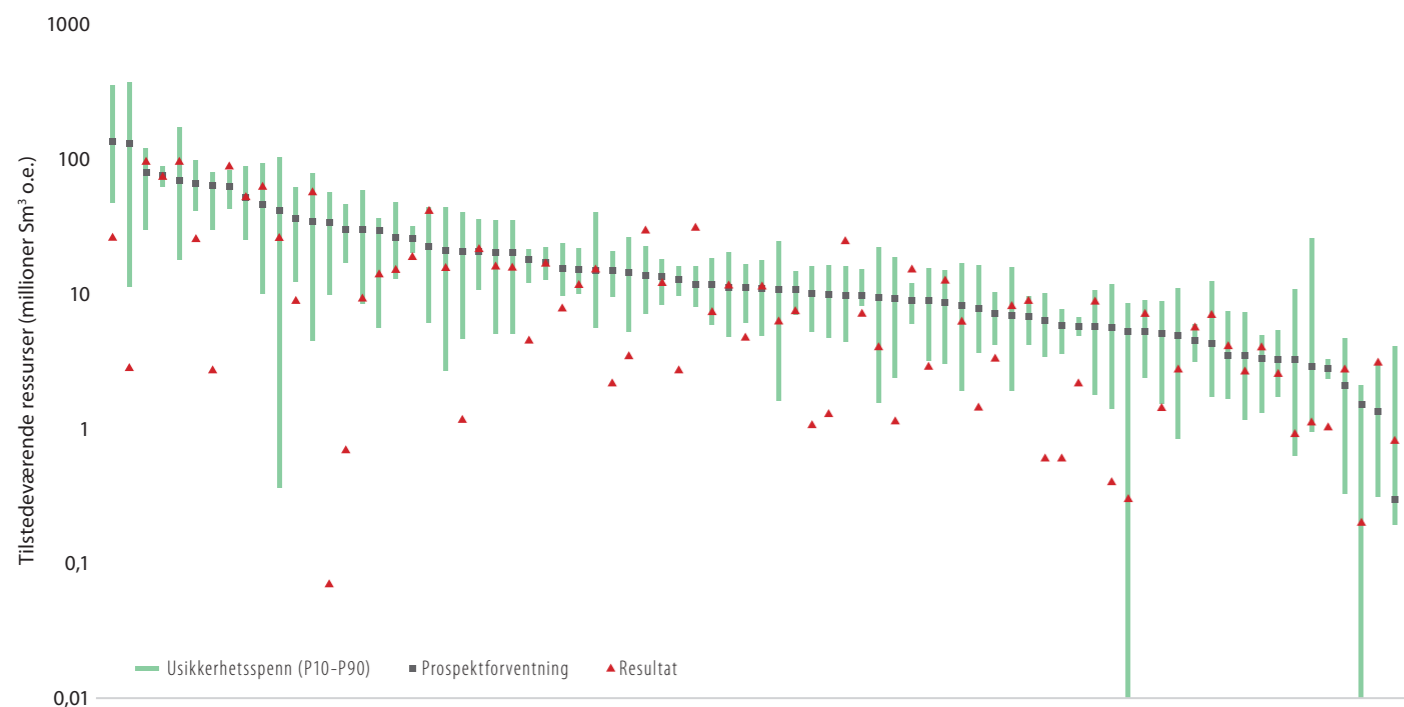
Analysen ble presentert på *33rd International Geological Congress (33IGC)* i Oslo i august 2008 - *Prognoses and results of wildcat wells drilled between 1998 and 2007 on the Norwegian Continental Shelf*. Analysen ble senere presentert i *Ressursrapporten 2011*.

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 oljeprognoiser (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.

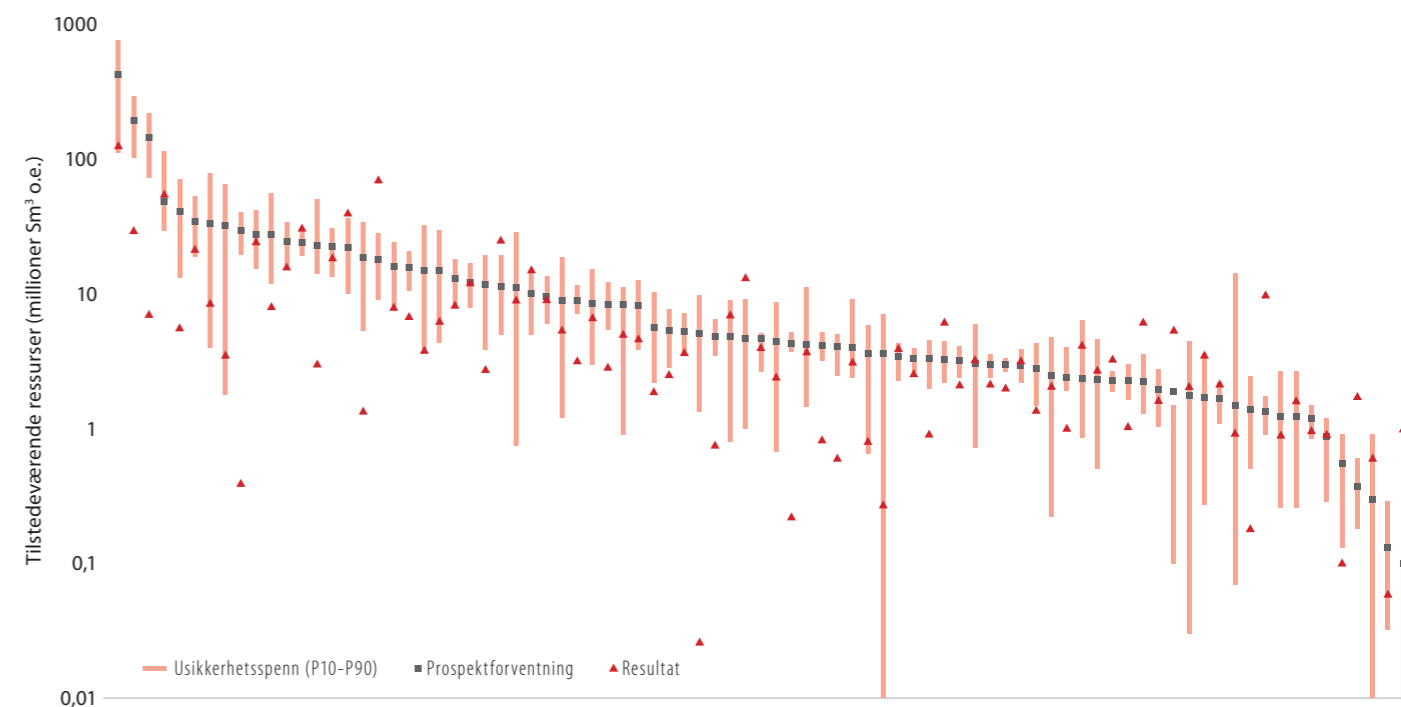
ANALYSE AV TØRRE UNDERSØKELSESBRØNNER

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.



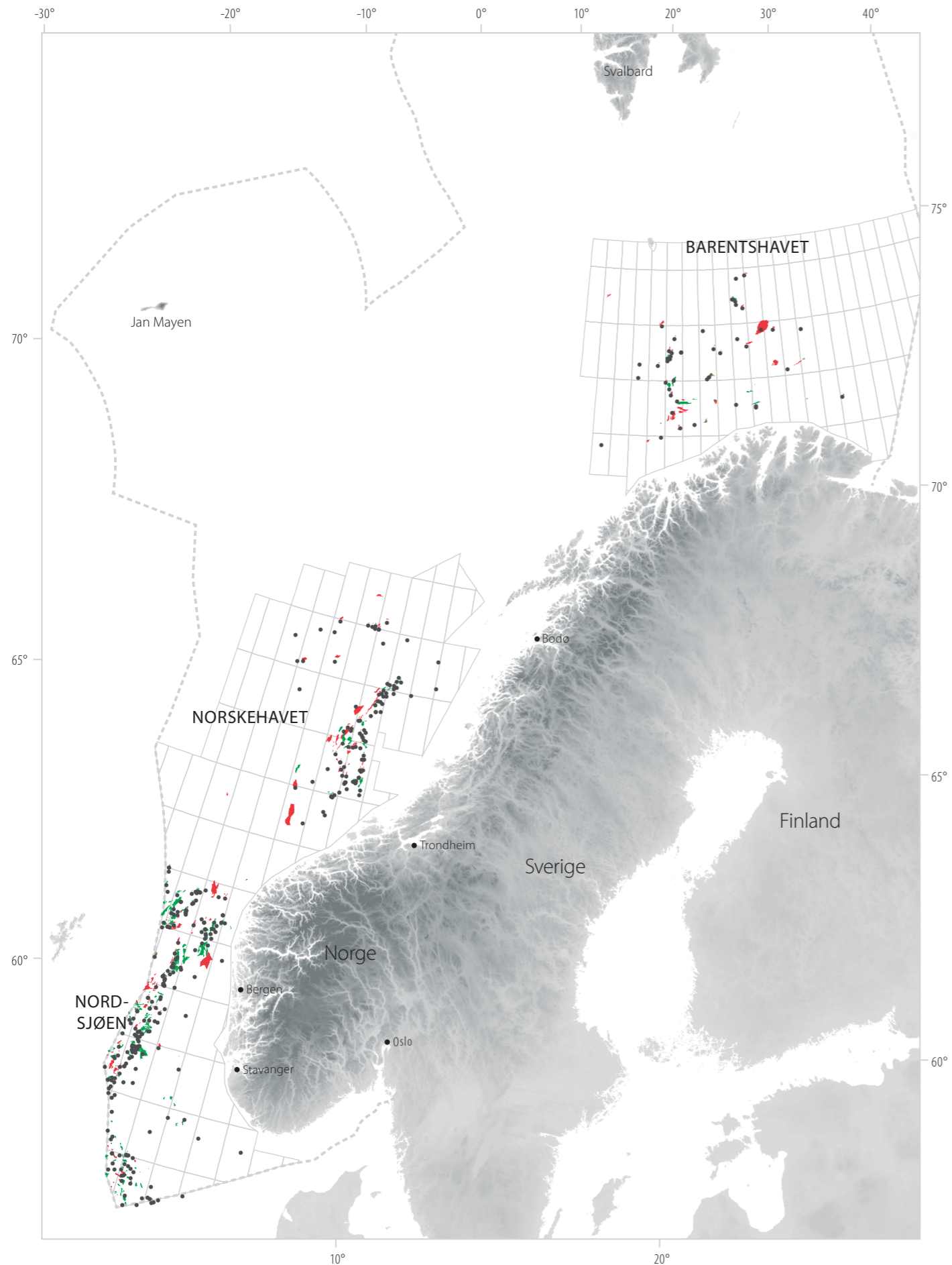
Figur 7.5 Selskapenes ressursestimat for gass før boring, sammenlignet med funnstørrelse etter boring. Det røde området viser P10-P90 spennet. Firkant viser estimert forventet funnstørrelse før boring. Trekant viser estimert forventet funnstørrelse etter boring.

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.

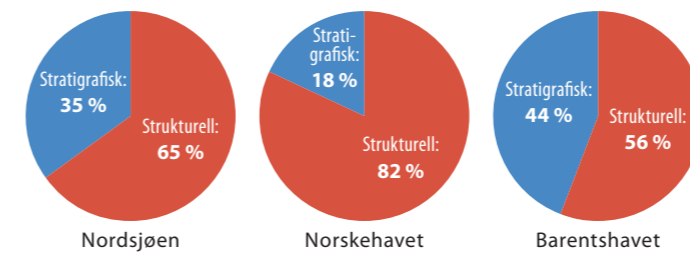
STRATIGRAFISKE NIVÅ SOM ER TESTET

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.

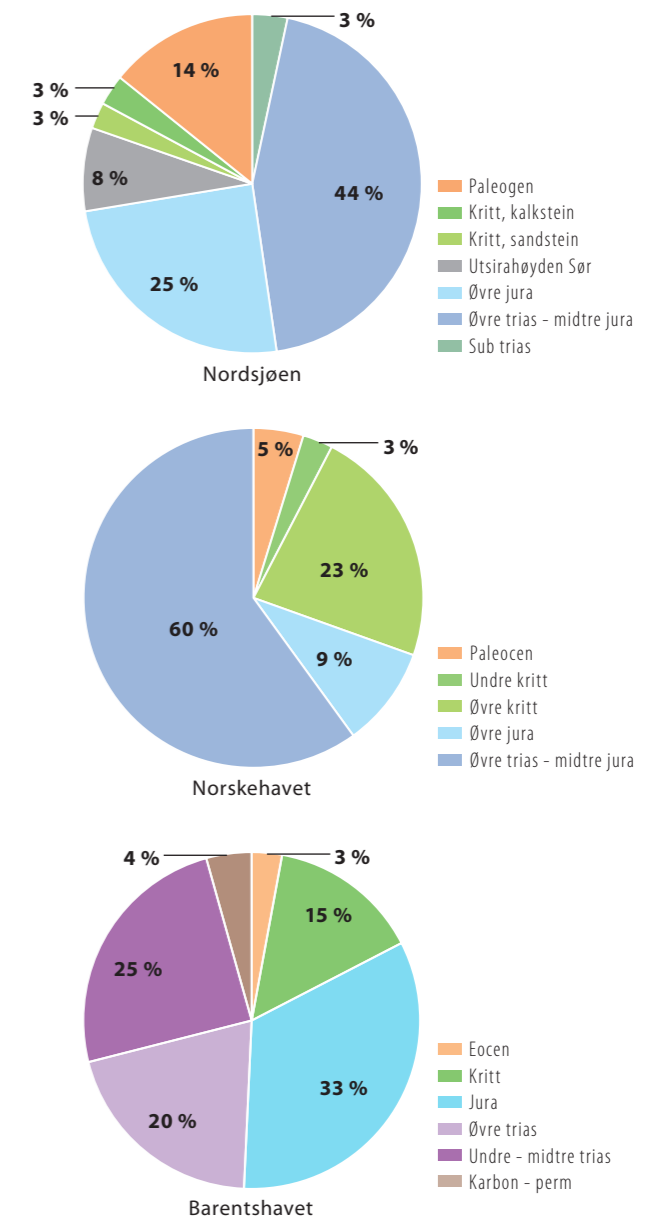


Figur 7.7 Forholdet mellom letemål i strukturelle versus stratigrafiske feller i de ulike områdene

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

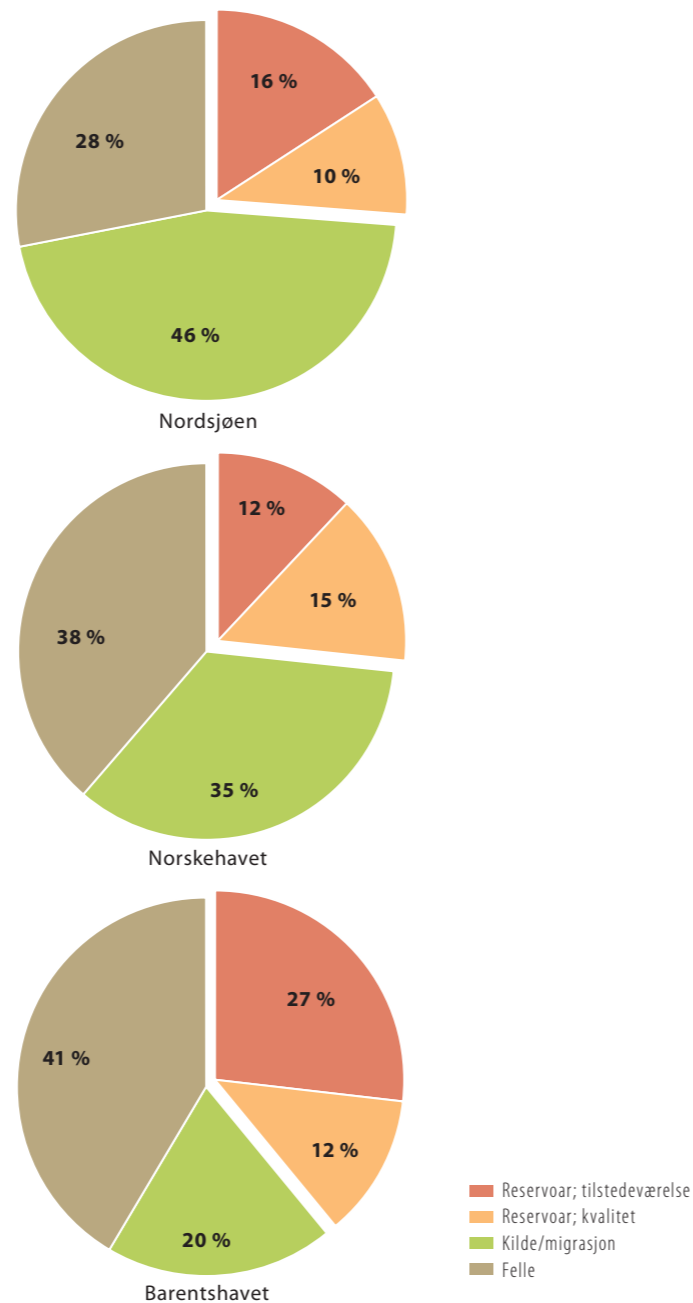
Begrenset detaljeringsnivå i de innrapporterte dataene medførte at følgende fire hovedfaktorer ble vurdert, men ofte er det en kombinasjon av flere av disse faktorene som fører til at et letemål er tørt:

- 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.

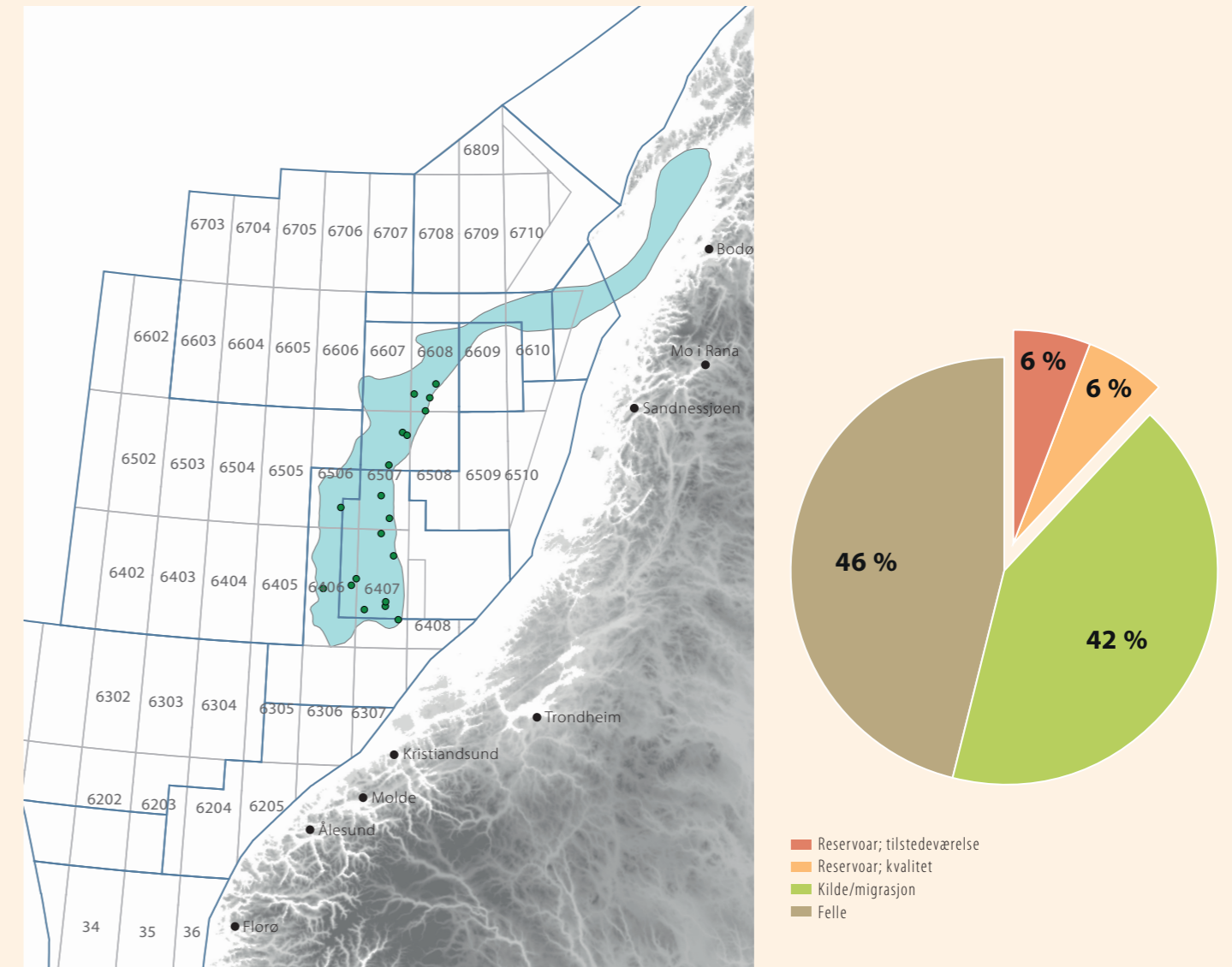


Figur 7.9 Prosentvis innrapporterte hovedårsaker til tørre letemål i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet

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.

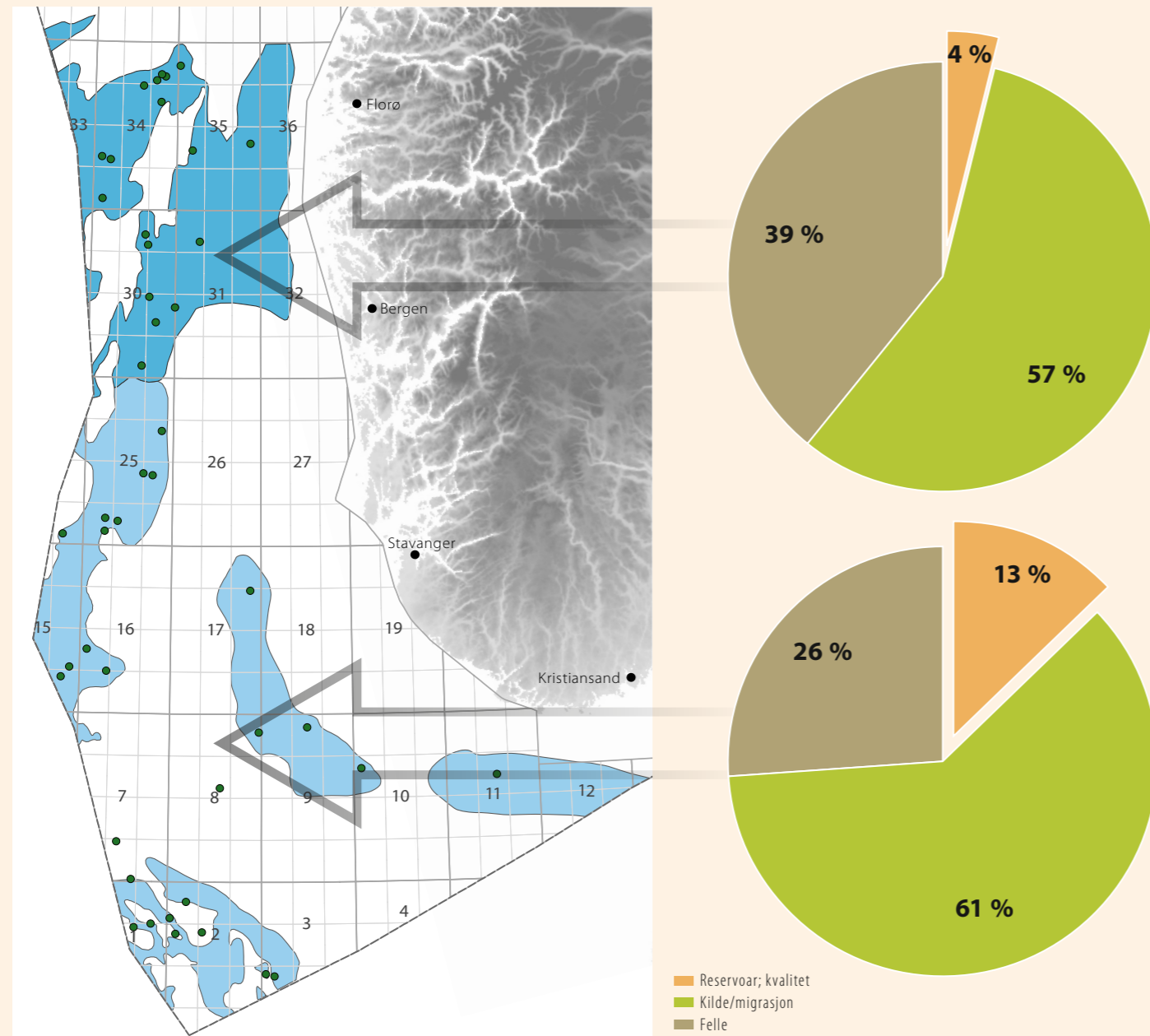


Figur 7.12 Utbredelse av letemodeller i øvre trias til mellomjura alder i Norskehavet

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.

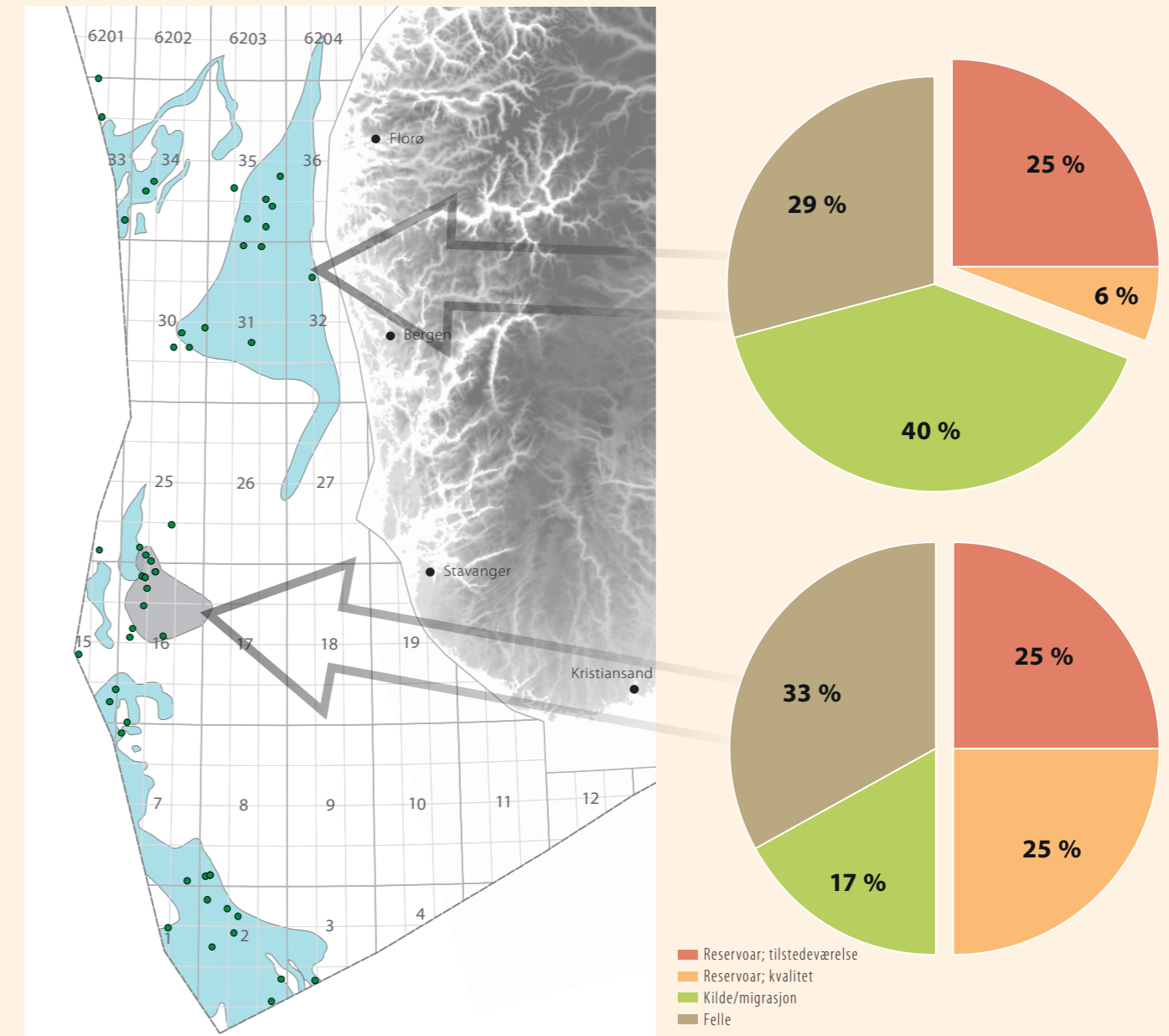


Figur 7.10. Utbredelse av letemodeller i øvre trias til midtre jura i Nordsjøen

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