



PETROLEUMSRESSURSENE PÅ
NORSK KONTINENTALSOKKEL

2013

LETING

Forord

Det er to år siden forrige gang Oljedirektoratet ga ut en ressursrapport. Den største endringen i petroleumsnæringen siden 2011 er at optimismen på norsk sokkel er større enn på lenge.

Etter at myndighetene for rundt ti år siden justerte letepolitikken og blant annet åpnet opp for nye selskap på norsk sokkel, er antall aktører nesten fordoblet og aktørbildet blitt mer mangfoldig. Dette har bidratt til en jevnt høy leteaktivitet, og det er gjort mange funn. Antallet søknader og tildelinger i de ulike konsesjonsrundene viser at norsk sokkel fortsatt er en interessant petroleumsprovins.

I denne ressursrapporten presenterer vi analyser som viser at det vi omtaler som mellomstore selskap styrker sin posisjon på norsk sokkel. Det ser ut til at disse selskapene er i ferd med å overta posisjonen de integrerte internasjonale oljeselskapene har hatt på norsk sokkel siden starten for snart 50 år siden.

Det er rimelig å tro at de betydelige funnene de siste årene har redusert estimatet av de uoppdagede ressursene. Slik er det ikke. De forventede uoppdagede ressursene er faktisk større enn de var for to år siden. Årsaken til dette er hovedsakelig at den nye kunnskapen gir større tro på mulighetene for å finne mer. Det er fortsatt mye olje og gass å finne i alle de tre havområdene, Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

De siste årene er det kanskje Nordsjøen som har overrasket mest, med betydelige funn i områder som ble tildelt første gang allerede i første konsesjonsrunde i 1965. I Barentshavet har nye funn bidratt til økt forståelse av geologien i området, mens letevirksomheten i de umodne delene av Norskehavet ikke har innfridd Oljedirektoratets forventninger – ennå.

For to år siden ble norsk sokkel større, da Norge og Russland undertegnet den endelige delelinjeavtalen i Barentshavet. Oljedirektoratet har nylig kartlagt Barentshavet sørøst, som kan bli tilgjengelig for industrien allerede i 2013 hvis Stortinget vedtar dette.

Oljedirektoratet kartlegger også de norske havområdene rundt Jan Mayen. Kartlegging av disse havområdene skal slutføres i 2014. I tillegg til å gi oss kunnskap om potensielle petroleumsressurser her, kan denne kartleggingen bidra til at vi lærer mer om geologien i de dype områdene vest i Norskehavet.

Oljedirektoratets oppgave er å bidra til å skape størst mulig verdi for samfunnet fra olje- og gassvirksomheten gjennom en



Foto: Emile Ashley

forsvarlig ressursforvaltning med forankring i sikkerhet, beredskap og ytre miljø.

At Oljedirektoratet holder oversikt over og vurderer petroleumsaktivitetene og petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel er derfor av stor betydning. Det danner et viktig grunnlag for en kunnskapsbasert, langsiktig og forutsigbar forvaltning av det norske folks olje- og gassressurser.


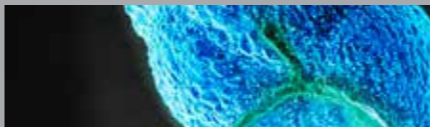





Sissel H. Eriksen
Direktør leting
Oljedirektoratet

Ansvarlig utgiver:
Oljedirektoratet
Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600
4003 Stavanger
Telefon: 51 87 60 00
Telefaks: 51 55 15 71
E-post: postboks@npd.no
Internett: www.npd.no

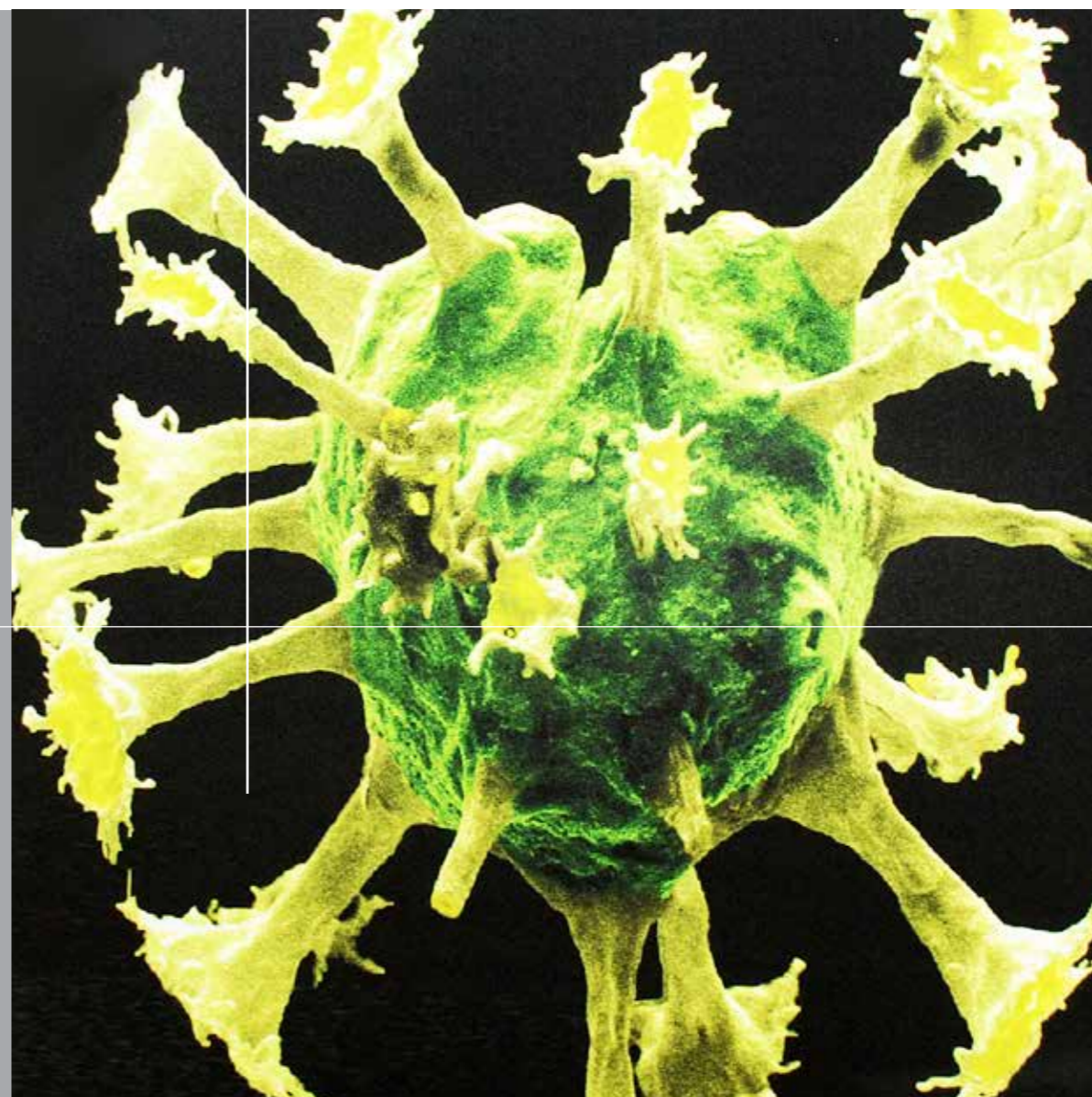
Design/layout: Janne-Beth Carlsen N'Jai
Illustrasjoner: Rune Goa
Foto: Arne Bjørøen
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger
Papir: Silk 250/130 gr

ISBN 978-82-7257-098-8

Innhold

	Forord	3
	1 Innledning og sammendrag	7-10
	2 Leteaktivitet og -resultater	11-17
	3 Aktørene	19-23
	4 Uoppdagede ressurser	25-29
	5 Letehistorie og ressurstilvekst	31-36
	6 Barentshavet sørøst	37-45
	7 Jan Mayen	47-59

Innledning og sammendrag

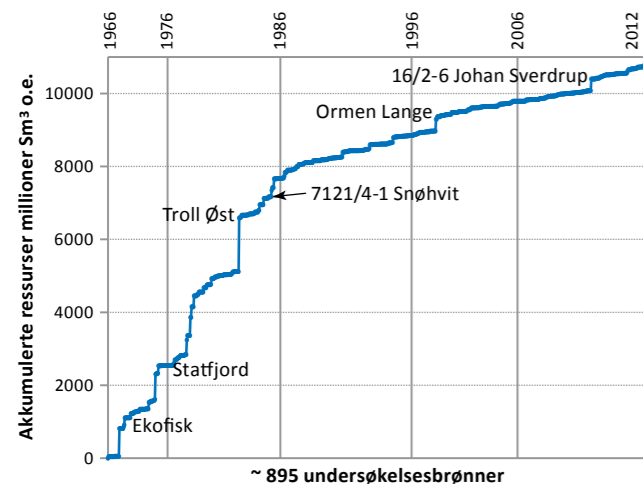


1

I år er det 50 år siden kontinentalsokkelen ble erklært norsk og myndighetene på generelt grunnlag ga interesserte selskap tillatelse til å gjennomføre geofysiske undersøkelser på norsk sokkel.

Det innebar for alvor starten på innsamling av seismikk på norsk sokkel, en aktivitet som begynte så smått tidlig i 1963. Tre år etter ble den aller første letebrønnen boret. Brønnen var tørr, men allerede i den andre brønnen ble det gjort et funn, uten at funnet ble vurdert som kommersielt interessant den gang. Brønnen er funnbrønnen for oljefeltet Balder, som kom i produksjon i 1999.

Det skulle bores 27 undersøkelsesbrønner på norsk sokkel før den første drivverdige petroleumforekomsten, Ekofisk, ble konstatert i desember 1969. Da omfanget av funnet ble kjent, ble det svært attraktivt for oljeselskapene å lete i norske områder, og i løpet av de neste 15 årene ble det gjort flere store funn. Størstedelen av ressursene som er funnet på norsk sokkel, ble påvist i denne perioden, se figur 1.1. Figuren viser veksten i påviste ressurser etter boring av undersøkelsesbrønner.



Figur 1.1 Ressurstilvekst på norsk sokkel 1966 - 2012.

Etter 1986 gikk det lengre tid mellom de store funnene, selv om leteaktiviteten jevnt over var høy. Etter 1997 begynte leteinteressen å avta merkbart, og i 2005 ble bare 12 letebrønner påbegynt.

Stigende oljepris og omlegging av letepolitikken bidro til å snu denne trenden, og de siste årene er det gjort flere betydelige funn, som 16-2/6 Johan Sverdrup i Nordsjøen og Johan Castberg (7220/8-1 Skrugard og 7220/7-1 Havis) i Barentshavet. God kunnskap om modne områder, kombinert med mangfold og nye løsninger, har sammen med vilje til å ta risiko gitt gode resultater. De siste par årene har derfor leteoptimismen vært stor.

Men til tross for den positive utviklingen, har de fleste funnene de siste femten årene vært små sammenliknet med tidligere funn. Bare i 2010, da 16/2-6 Johan Sverdrup ble funnet, var ressurstilveksten fra funn høyere enn produksjonen, se figur 1.2.

Selv om økt kunnskap og mer mangfold kan gi flere funn i modne områder, må det gjøres betydelig flere eller større funn dersom produksjonen på norsk sokkel skal opprettholdes på et høyt nivå, noe som er et viktig politisk mål i St.meld. 28 (2010 – 2011). Denne petroleumsmeldingen understreker langsiktigheten i næringen og

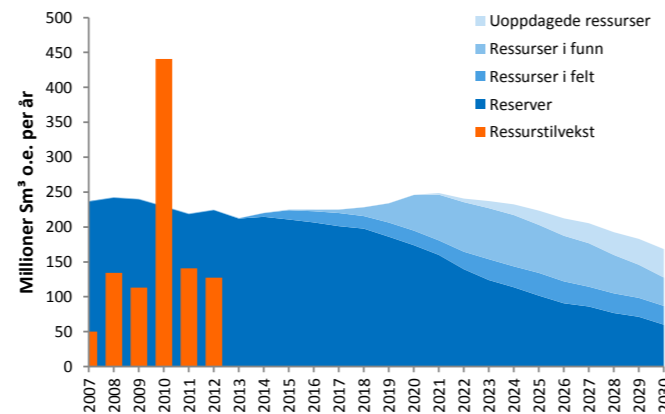
legger vekt på at det i tillegg til høy leteaktivitet må satses sterkere på felt i drift, at funn må settes i produksjon, og at det må legges til rette for åpning av nye områder.

Etter Oljedirektoratets vurdering er det fortsatt store ressurser igjen å finne. Disse ressursene kan sammen med ressurser i funn og økt utvinning fra felt i drift, legge grunnlag for lønnsom produksjon fra norsk sokkel i lang tid utover 2030, som vist i figur 1.2. Hvor lenge produksjonen kan opprettholdes, avhenger av flere faktorer: Ressurser, teknologiutvikling, kostnadsutvikling, aktørbildet, politiske rammevilkår og pris på olje og gass i forhold til andre energibærere.

For at de oppdagede ressursene skal bidra til produksjon og skape verdier både for næringen og samfunnet, forutsettes aktiv leting. Myndighetene har gjennom letepolitikken gitt selskapene mye leteareal, både i modne og umodne områder. Dette har så langt gitt gode resultater. Leteaktiviteten på norsk sokkel har særlig de siste fem årene vært høy, og det er gjort flere større funn. I kapittel to presenteres utviklingen og resultatene av letevirkomheten, med vekt på utviklingen de siste femten årene.

Et mangfold av aktører er viktig for å få til høyest mulig verdiskaping for samfunnet fra oljevirkomheten. Antallet aktører har økt betydelig siden tusenårsskiftet, da myndighetene la om politikken i en periode med lav leteaktivitet. I kapittel tre presenteres aktørenes bidrag de siste femten årene. Det går fram av analysene at aktørbildet er blitt mer mangfoldig og at alle selskapsgruppene har bidratt positivt til både leteaktivitet og leteresultater. Mellomstore selskap har, sammen med Store norske selskap, investert mest i leting de siste femten årene. Denne veksten bidrar til at Mellomstore selskap ser ut til å overta posisjonen til Integreerte internasjonale oljeselskap på norsk sokkel siden starten for snart 50 år siden.

I kapittel fire presenteres et oppdatert estimat over de totale uoppdagede ressursene på norsk kontinentalsokkel per 31.12 2012, se faktaboks Ressursregnskapet, side 10. I tillegg presenteres ressurs-estimatet for Barentshavet sørøst og havområdene ved Jan Mayen.

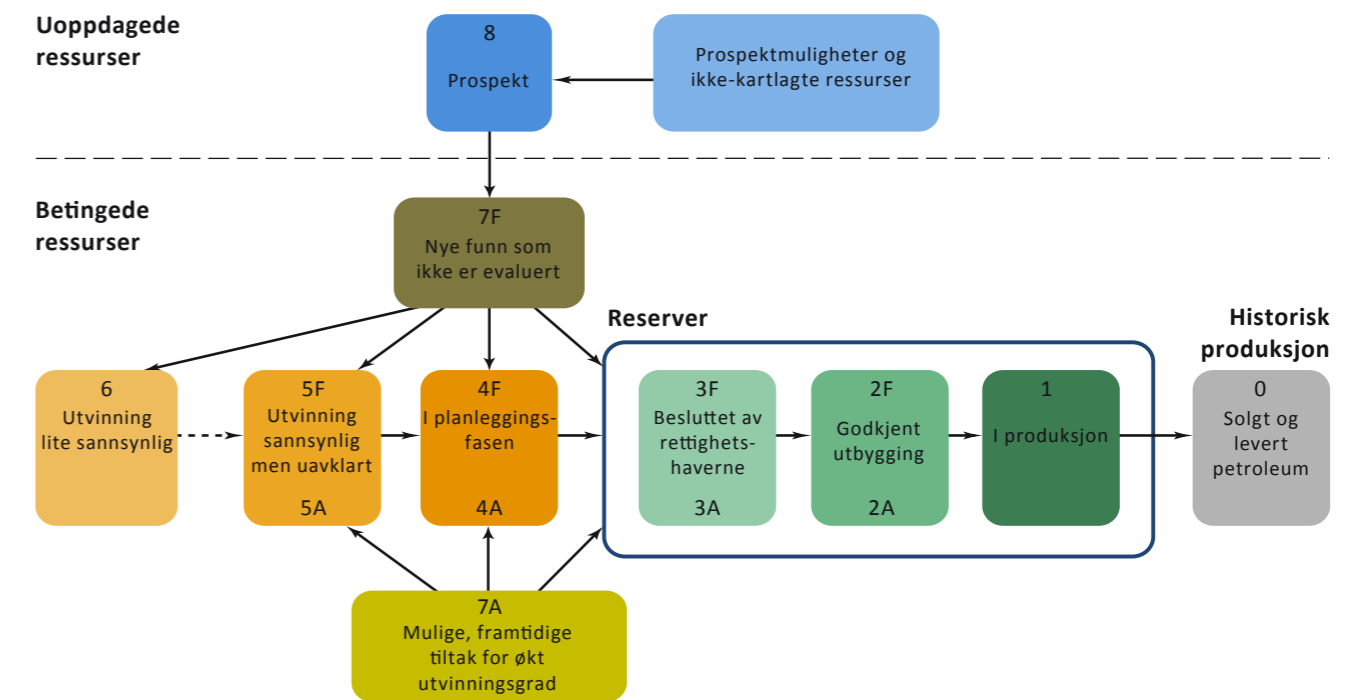


Figur 1.2. Ressurstilvekst, historisk og forventet produksjon på norsk sokkel, 2007-2030.

Det er fortsatt mye olje og gass igjen å finne på norsk sokkel. Stor kunnskap om geologien er en forutsetning for at myndighetene skal kunne spille en avgjørende rolle i ressursforvaltningen. Et godt faktagrunnlag og kjennskap til geologien bidrar til å redusere leterisikoen og letekostnadene på sokkelen. Til tross for at det er gjort store funn de siste årene, øker anslaget over uoppdagede ressurser. Årsaken til dette er ny kunnskap som gir større tro på mulighetene for å finne mer.

I kapittel fem beskrives estimatet for uoppdagede ressurser i et geografisk område og for utvalgte letemodeller i sammenheng med utforskningshistorien i området eller letemodellen. Det etableres sammenhenger i en stigende kurve som viser hvordan området eller letemodellen har blitt utforsket. En bratt kurve betyr at letevirkomheten har vært en suksess ettersom mye ressurser er påvist med få undersøkelsesbrønner, mens en slak kurve betyr at letevirkomheten har vært mer utfordrende og gitt lite ressurser med mange undersøkelsesbrønner. Sett i sammenheng med estimatet for uoppdagede ressurser, kan kurvene illustrere restpotensialet i de ulike letemodellene og havområdene.

Den siste delen av rapporten beskriver geologien og gir en ressursevaluering i de uåpnede områdene i Barentshavet sørøst (kapittel seks) og havområdene rundt Jan Mayen (kapittel sju). Oljedirektoratet har de siste årene gjennomført et betydelig arbeid med geologisk kartlegging og tolking av disse havområdene. Kartleggingen av Barentshavet sørøst inngår som en del av faktagrunnlaget i åpningsprosessen for petroleumsvirkomhet. Etter Oljedirektoratets vurdering er dette et område med strukturer som kan inneholde betydelige petroleumressurser. Forventede utvinnbare ressurser er estimert til om lag 300 millioner Sm³ o.e. med en oppside på om lag 565 millioner Sm³ o.e. Også i Jan Mayenområdet er det satt i gang en åpningsprosess. Oljedirektoratet skal levere en oppdatert evaluering av ressursene i havområdet rundt Jan Mayen våren 2014. Status for arbeidet og et foreløpig ressursestimert presenteres i denne rapporten. Forventede utvinnbare ressurser er foreløpig estimert til om lag 90 millioner Sm³ o.e. med en oppside på om lag 460 millioner Sm³ o.e.

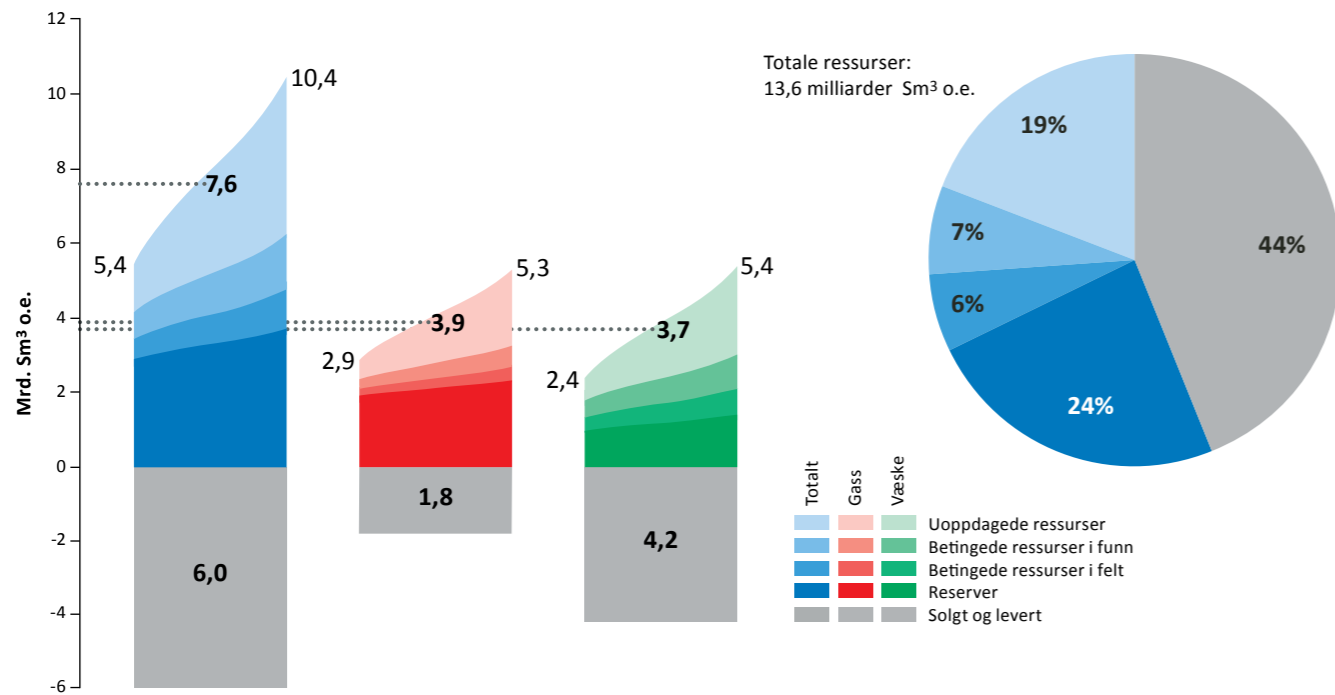


Ressursklassifisering

Ressursklassifiseringen omfatter alle anslåtte petroleumsmengder, både de oppdagede og de uoppdagede. Petroleumsmengdene blir klassifisert etter modenhet.

Ressursklassifiseringen deler ressursene inn i hovedklassene historisk produsert, reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser. Reserver omfatter gjenværende, utvinnbare petroleumressurser i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut. Betingede ressurser er oppdagede petroleumsmengder som ennå ikke er besluttet utbygd. Uoppdagede ressurser er petroleumsmengder som antas å være utvinnbare, men som ikke er påvist ved boring. Det er usikkert om de estimerte ressursene er til stede. De ulike hovedklassene deles inn i undergrupper, avhengig av modenhet på de ulike prosjektene.

Leteaktivitet og leteresultater



Ressursregnskapet per 31.12.2012

Oljedirektoratets ressursregnskap gir en oversikt over de forventede totale utvinnbare petroleumressursene, inkludert uoppdagede ressurser. Ressursregnskapet per 31.12.2012, som ble presentert i Faktaheftet 2013, omfatter alle områder på norsk kontinentalsokkel, med unntak av kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen og Barentshavet øst. Øvrige områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet er inkludert i ressursregnskapet.

Ressursregnskapet er basert på Oljedirektoratets ressursklassifisering og bygger på innrapporterte data fra operatørselskapene, Oljedirektoratets egne vurderinger av felt og funn og Oljedirektoratets estimat for uoppdagede ressurser.

Ved utgangen av 2012 var det solgt og levert 6 milliarder standard kubikkmeter oljeevivalenter (Sm³ o.e.), eller rundt 44 prosent av de forventede, utvinnbare ressursene. De totale utvinnbare ressursene er anslått til å ligge innenfor et usikkerhetsspenn (P10 og P90) på mellom 11,4 og 16,4 milliarder Sm³ o.e., med en forventningsverdi på 13,6 milliarder Sm³, se figur.

Ressursregnskapet per 31.12.2012 ble utarbeidet før kartleggingen av kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen og den sørlige delen av Barentshavet øst, Barentshavet sørøst, ble ferdigstilt av Oljedirektoratet (se kapittel 6 og 7). I kapittel 4 gis det et oppdatert estimat over de uoppdagede ressursene på norsk sokkel, der ressursestimatene for de nylig kartlagte områdene er inkludert. Barentshavet nordøst er ennå ikke kartlagt og følger ikke inkludert i det nye ressursestimatet. Inkludering av ressursestimatene for Jan Mayen og Barentshavet sørøst bidrar til at andelen uoppdagede ressurser av de totale utvinnbare ressursene (inkludert petroleum som er produsert og solgt) øker fra 19 til 21 prosent i forhold til estimatet pr 31.12.2012.



De siste fem årene har det vært høy leteaktivitet med over 40 påbegynte letebrønner per år og omfattende innsamling av seismikk. De viktigste grunnene til denne utviklingen er omleggingen i letepolitikken på begynnelsen av 2000-tallet og optimismen skapt av nye funn og høy oljepris. Internasjonalt har det i denne perioden også vært en markert økning i leteaktiviteten.

Det høye antallet undersøkelsesbrønner har gitt mange funn. Det gjøres størst funn i Nordsjøen og Barentshavet.

Areal

De samlede norske havområdene utgjør 2 040 000 km². Dette arealet er nesten 6,5 ganger større enn fastlands-Norge. Om lag halvparten av arealet består av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum, se figur.2.1.

Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet. De åpne områdene utgjør 523 800 km². Områdene som ikke er åpnet er Barentshavet sørøst og nord, kystnære områder i Norskehavet, området rundt Jan Mayen og mesteparten av Skagerrak.

Før Stortinget beslutter å åpne nye områder, blir det gjennomført konsekvensutredninger i henhold til petroleumsløven. Som en del av åpningsprosessen samler Oljedirektoratet, på vegne av Staten, inn geologiske og geofysiske data og foretar en estimering av ressurspotensialet i området.

Myndighetene har satt i gang åpningsprosesser for Barentshavet sørøst og havområdene rundt Jan Mayen, se kapittel seks og sju. Spørsmålet om åpning av Barentshavet sørøst er lagt fram for Stortinget. Dersom Stortinget vedtar åpning, blir dette det første nye området på norsk sokkel som åpnes for petroleumsvirksomhet siden 1994.

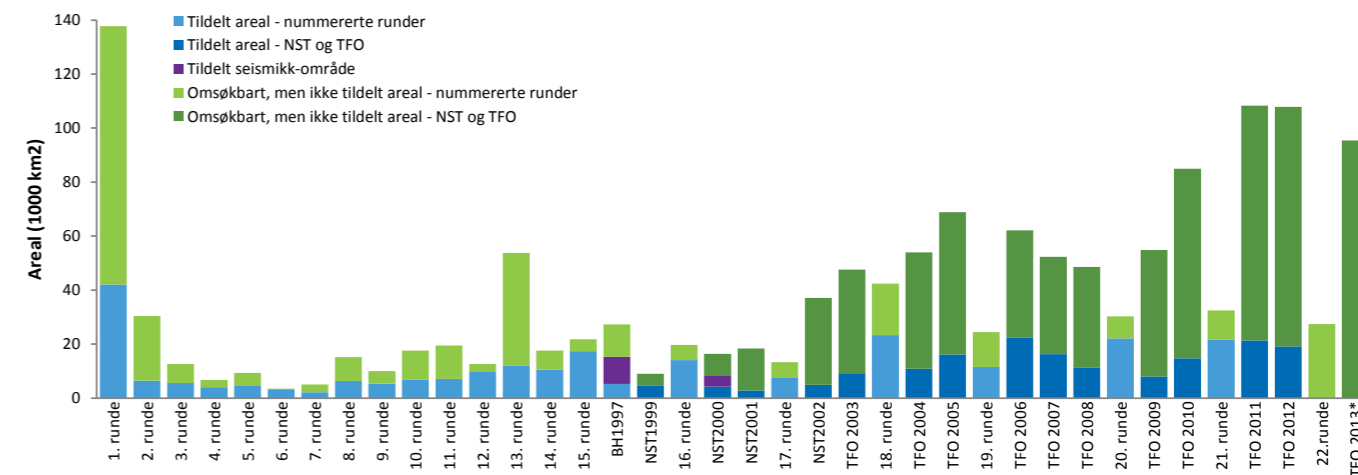
Oljeselskapene får tilgang til areal hovedsakelig ved å søke om utvinningstillatelser i nummererte konsesjonsrunder og i ordningen Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO). I tillegg har selskapene tilgang til areal gjennom kjøp og bytte av andeler i utvinningstillatelser.

I den aller første konsesjonsrunden på norsk sokkel i 1965, ble hele Nordsjøen lyst ut. Arealmessig er dette den største runden som har vært utlyst. Den nest største nummererte konsesjonsrunden var 13. runde i 1991, se figur 2.2. Figuren viser utlyst og tildelt areal i de nummererte rundene, i Nordsjøtildelingene (som ble introdusert i 1999 og var forløperen til TFO-ordningen) og i TFO-rundene.

De siste 15 årene har utlyst areal økt jevnt. I perioden 2004 – 2012 har antall tildelinger og tildelt areal ligget på et høyt nivå med et gjennomsnitt på om lag 50 nye tillatelser per år (figur 2.3) og et snitt på 23 000 km² nytt konsesjonsbelagt areal per år (figur 2.2). Det har vært stor interesse fra oljeselskapene om å søke på utlyst areal. Dette viser at norsk sokkel fortsatt er en attraktiv petroleumsvirksomhetsprovinns.



Figur 2.1 Arealstatus for norsk kontinentalsokkel per juni 2013.



Figur 2.2. Omsøkbart (utlyst) og tildelt areal på norsk kontinentalsokkel *per 15.03.2013.

Ettersom det blir mer areal tilgjengelig, øker også mengden tilbakelevert areal. Dette må også ses i sammenheng med tiltak fra myndighetene som endring i arealavgiftssystemet og innføring av arbeidsprogram som i større grad enn tidligere legger press på industrien om å arbeide aktivt med tildelt areal.

Gjenbruk av areal – eksempelet Utsirahøgda sør

Mesteparten av arealet som blir tildelt i TFO har vært tildelt og tilbakelevert tidligere. Når nye selskap får muligheten til å utforske tilbakelevert areal, kan det vise seg at disse klarer å modne fram betydelige petroleumressurser. Det finnes flere eksempler på dette, og utforskningshistorien om Utsirahøgda sør er i særklasse (se faktaboks).

Letebrønner

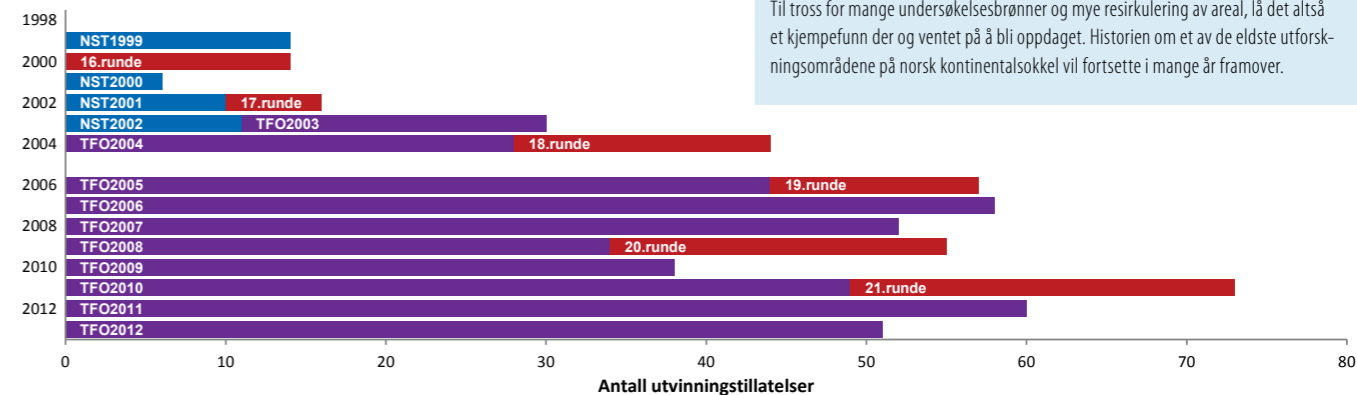
Fra starten i 1966 til april 2013 er det boret nesten 1430 letebrønner på norsk sokkel. Antallet letebrønner passerte sitt første toppnivå på 1980-tallet med opp mot 50 brønner per år, se figur 2.4. På 1990-tallet varierte antall brønner fra mellom 20 til nesten 50 letebrønner per år. Fra slutten av 1990-tallet var det stort sett jevn nedgang i antall brønner, en utvikling som endte med at det bare ble boret 12 letebrønner i 2005. Etter det har antallet letebrønner tatt seg kraftig opp. Selv om Nordsjøen anses som et modent område, er det fortsatt her det bores flest brønner.

Letebrønner

Letebrønn er en fellesbetegnelse på undersøkelses- og avgrensingsbrønner.

Undersøkelsesbrønn er den første letebrønnen som bores på en geologisk struktur (et prospekt).

Avgrensingsbrønn er en letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og omfang av et funn.



Figur 2.3 Antall tildelinger de siste 15 årene fordelt på konsesjonsrunder.

Gjenbruk av areal - Utsirahøgda sør

Historien om Utsirahøgda sør omfatter blokkene 16/1, 2, 3, 4, 5 og 6. Her har det vært utforskning siden første konsesjonsrunde. De to utvinningstillatelsene som ble tildelt i dette området var 001 og 007. Esso var alene som rettighetshaver på 001, mens 007 ble tildelt en gruppe på åtte rettighetshavere med Elf som operatør. Området har hatt stor aktivitet, mange aktører og en spennende letehistorie fra de første undersøkelsesbrønnene i 1967 og fram til i dag. Det er gjort alt fra små funn til svært store funn. Aktiviteten er fortsatt stor, og fortsatt jakter rettighetshaverne på mer ressurser i området.

Alt arealet i blokkene på denne delen av Utsirahøgda, som opprinnelig ble tildelt i utvinningstillatelsene 001 og 007, er levert tilbake. Først i 1984, som resultat av 8. konsesjonsrunde, ble en av de tilbakeleverte blokkene, 16/4, tildelt på nytt.

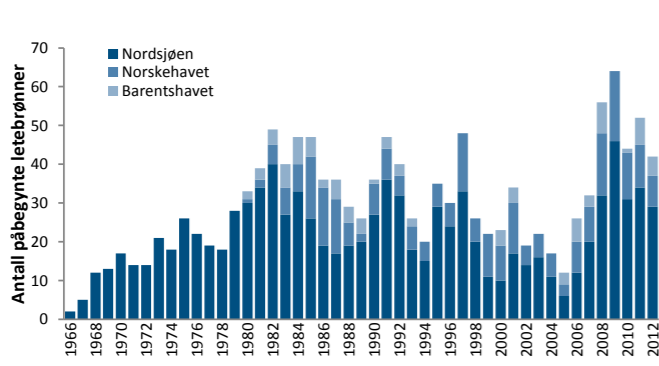
Allerede i den første undersøkelsesbrønnen ble det funnet spor av petroleum, men det ble boret 18 brønner på denne delen av Utsirahøgda før det første kommersielle funnet, Edvard Grieg, ble gjort i 2007. Etter den tid er det gjort mange funn, og tre felt skal nå bygges ut på området, nesten 50 år etter de første tildelingene.

Det første av disse, Edvard Grieg, er planlagt å komme i produksjon sent i 2015. Feltet ligger i utvinningstillatelse 338 som ble tildelt i TFO 2004, og funnbrønnen 16/1-8 påviste olje i 2007. Lundin er operatør for utbyggingen, og med seg har de rettighetshaverne OMV og Wintershall.

Rettighetshaverne for 16/1-9 Ivar Aasen planlegger produksjon sent i 2016. Dagens rettighetshavere, med Det norske som operatør, påviste oljefunnet i brønn 16/1-9 i 2008. Den ligger i utvinningstillatelse 001B, som ble tildelt i 1999.

Det største funnet på norsk sokkel siden 1980-tallet, 16/2-6 Johan Sverdrup, ble påvist i 2010 i utvinningstillatelse 501 der Lundin er operatør. Lundin fikk tildelt arealet i TFO 2008. Tillatelse 501 omfatter del av blokkene 16/2, 3, 5 og 6, og disse blokkene ble første gang tildelt i første konsesjonsrunde. Senere ble blokkene tildelt i tillatelse 265, som leverte tilbake blokk 16/3 og deler av blokk 16/2. 16/2-6 Johan Sverdrup strekker seg også inn i to utvinningstillatelser der Statoil er operatør. Det er i alt boret om lag 25 avgrensingsbrønner, og flere skal bores. 16/2-6 Johan Sverdrup planlegges nå utbygd med Statoil som operatør i planleggingsfasen.

Til tross for mange undersøkelsesbrønner og mye resirkulering av areal, lå det altså et kjempesjanser og ventet på å bli oppdaget. Historien om et av de eldste utforskningsområdene på norsk kontinentalsokkel vil fortsette i mange år framover.



Figur 2.4 Antall påbegynte letebrønner 1966-2012.

Økningen i antall letebrønner etter 2005 er hovedsakelig et resultat av høy oljepris og omleggingene i letepolitikken på begynnelsen av 2000-tallet (se faktaboks).

Fra 2005 har det også vært en økning i antall flyttbare rigger på norsk sokkel, se figur 2.5. Oversikten er utarbeidet av Oljedirektoratet på grunnlag av data fra industrien. Det forventes en økning i riggkapasiteten både globalt og på norsk sokkel i årene framover.

Flere av riggene som kommer inn på sokkelen de nærmeste årene er skreddersydd for operasjoner på norsk sokkel. Mange av de nye riggene er kontrahert for boring på nye felt, men kapasiteten innenfor leteboringer vil trolig øke.

Godt over halvparten av alle letebrønnene på norsk sokkel er boret i utvinningstillatelser som ble tildelt i de første åtte konsesjonsrundene. Om lag 40 prosent er boret i utvinningstillatelser tildelt i 1.-4. runde, se figur 2.6.

Selv de siste fem årene er det boret et betydelig antall letebrønner i tillatelser tildelt i 1.-4. runde, se figur 2.7.

Om lag 12 prosent av letebrønnene og 13 prosent av undersøkelsesbrønnene er boret i utvinningstillatelser tildelt i TFO- runder, inkludert Nordsjøtildelingene. De siste årene er det boret flest letebrønner i utvinningstillatelser tildelt i TFO-runder, noe som viser at den økte tilgangen på areal bidrar til flere letebrønner.

Letekostnader

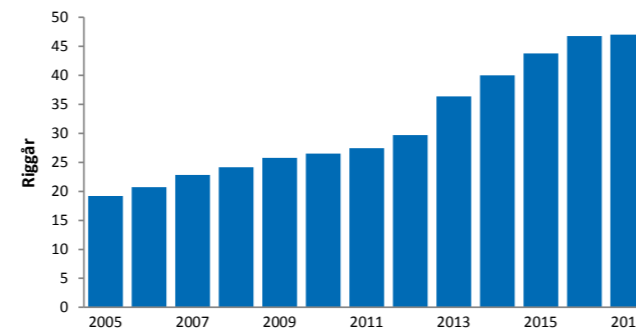
Letekostnader består av kostnader til seismikk (generelle undersøkelser), letebrønner, feltevaluering og administrasjon. Figur 2.8 viser utviklingen i letekostnader fordelt på disse kostnadskomponentene.

Endringer i rammebetingelsene

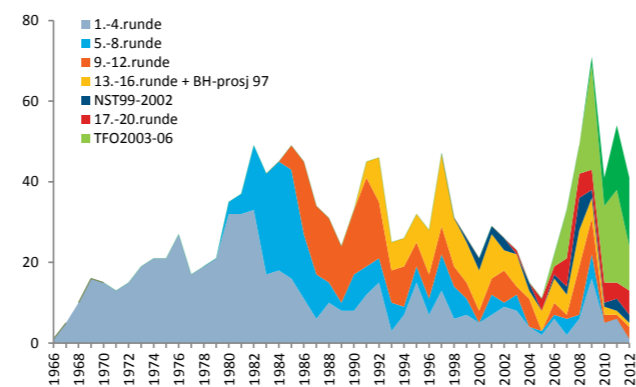
Rundt årtusenskiftet var leteaktiviteten på norsk sokkel lav, særlig i modne leteområder. Dette bidro til lav ressurstilvekst. For å øke leteaktiviteten, endret myndighetene rammebetingelsene. I 2000 ble det lagt til rette for å slippe til nye selskap, og ordningen med prekvalifisering av operatører og rettighetshavere ble innført. Denne ordningen hadde til hensikt å forenkle prosessen for at nye selskap skulle få tilgang på areal, enten gjennom tildeling av areal eller gjennom kjøp/bytte av andeler.

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-tildelingsrundene). TFO-ordningen har bidratt til forutsigbarhet for industrien. For myndighetene er det viktig at det arbeides aktivt i modent areal, og det har siden ordningen ble innført, vært tildelingsrunder hvert år.

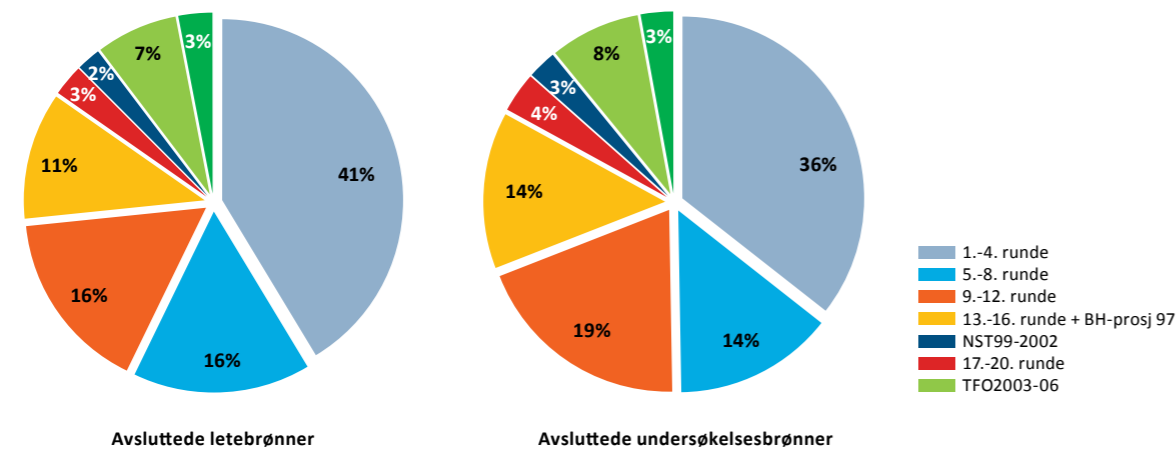
I 2004 innførte Stortinget en endring i petroleumsskatteloven som ga selskap med skattemessig underskudd rett til årlig utbetaling av skatteverdien (78 prosent) av letekostnader, gjeldende fra og med 1.1.2005. Alternativt kan slike underskudd framføres til fradrag senere år med et rentetillegg. Målet med refusjonsordningen var å likestille nye selskap i letefasen med etablerte selskap i skatteposisjon, slik at de kan utnytte skattefradraget samme år som letekostnadene påløper.



Figur 2.5 Utvikling i antall flyttbare rigger på norsk sokkel.



Figur 2.7 Antall avsluttede letebrønner per år, fordelt på ulike tildelingsrunder.

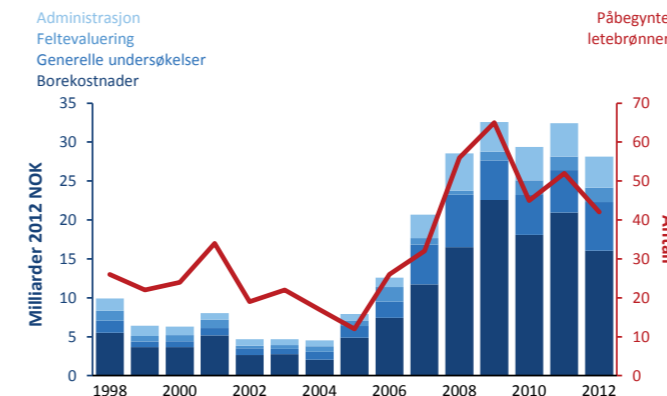


Figur 2.6 Andel av avsluttede lete- og undersøkelsesbrønner fordelt på tildelingsrunder (for boring i tilleggstilatelser, er disse godskrevet/tilbakeført til runden for tildeling av den opprinnelige tillatelsen).

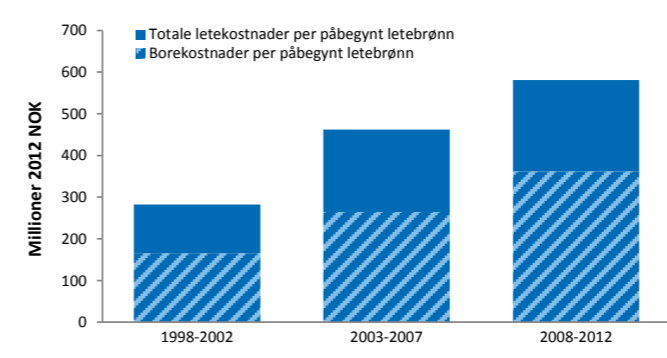
Utviklingen i leteutgiftene følger i stor grad utviklingen av antall brønner som bores. Dette er ikke så overraskende ettersom det er borekostnadene som utgjør den viktigste enkeltfaktoren i de totale letekostnadene. I tillegg til at det er boret flere letebrønner, har også kostnadene per letebrønn økt betydelig i denne perioden (figur 2.9).

Borekostnadene kan grovt deles i riggkostnader og andre kostnader. Riggkostnadene bestemmes av leiepris per dag (riggrate) og antall boredager. De siste årene har det skjedd en kraftig økning i riggratene over hele verden, noe som er med å forklare utviklingen i borekostnader per brønn.

Riggratene er imidlertid fortsatt høyere i Norge enn i andre petroleumsprovinsjer, som for eksempel på britisk sokkel. Den viktigste årsaken til kostnadsforskjellene for leie av rigg er ifølge Reitenutvalget høyere driftskostnader på norsk sokkel. (Reitenutvalget leverte sin rapport om rigg- og borekapasitet på norsk sokkel i august 2012. Utvalget, som ble ledet av Eivind Reiten, ble nedsatt av Olje- og energidepartementet.)



Figur 2.8 Utvikling i letekostnader og antall påbegynte letebrønner, 1998-2012.



Figur 2.9 Utvikling i letekostnader per påbegynt letebrønn, siste femten år.

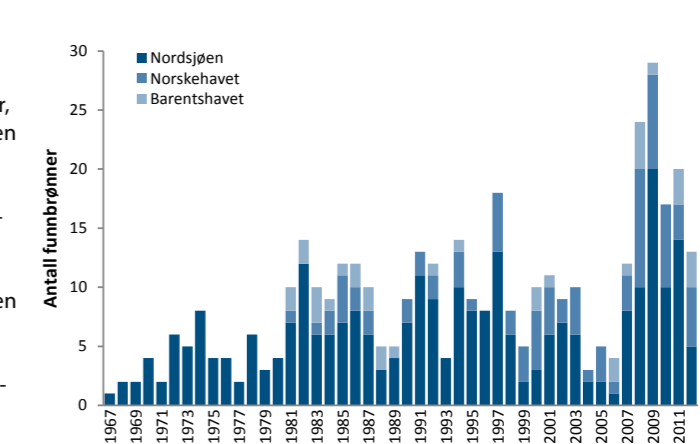
Antall funn

Den høye leteaktiviteten de siste årene har resultert i mange funn. I løpet av tre av de fem siste årene er det gjort flest funn på sokkelen noensinne, se figur 2.10.

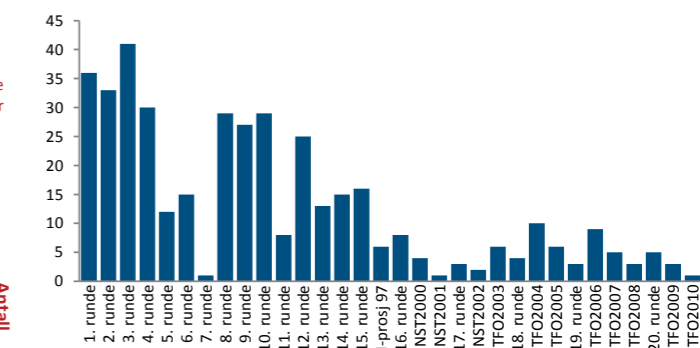
En stor del av funnene er gjort i areal som ble tildelt i de fire første tildelingsrundene, se figur 2.11. Det er til nå ikke gjort funn i utvinningstillatelser tildelt i 21. runde, TFO 2011 og TFO 2012, ettersom det tar tid før det tas borebeslutninger og brønner bores.

Stigende funnrate

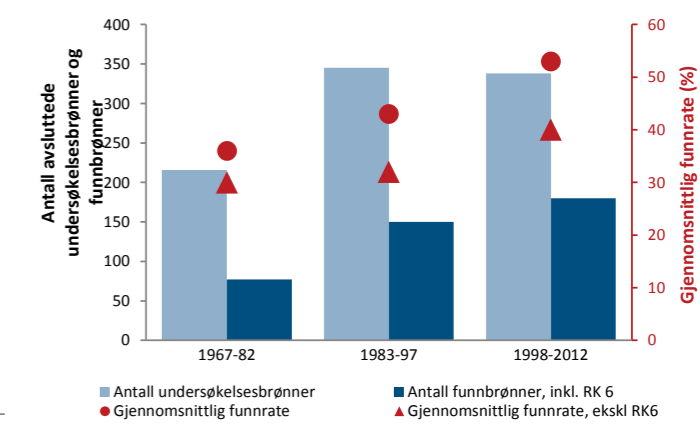
Gjennomsnittlig funnrate (funnsuksessrate) på norsk sokkel har vært stigende etter hvert som kunnskapen om geologien på sokkelen har økt og teknologien er blitt bedre. Figur 2.12 viser utvikling i gjennomsnittlig teknisk og kommersiell funnsuksess siden 1967. Ved beregning av teknisk funnsuksess er alle funnbrønner inkludert, mens funn i ressurskategori 6 (se faktaboks) er utelatt ved beregning av kommersiell funnsuksess. De siste femten årene



Figur 2.10 Antall funnbrønner per havområde per år, 1967-2012.



Figur 2.11 Antall funnbrønner per runde.



Figur 2.12 Antall avsluttede undersøkelsesbrønner, funnbrønner og gjennomsnittlig funnrate, eksklusiv og inklusiv ressurskategori 6 (se faktaboks), 1967-2012.

har gjennomsnittlig teknisk funnrate vært om lag 55 prosent, mens kommersiell funnrate har vært om lag 40 prosent.

Ressurskategori 6
Ikke alle funn blir bygget ut. Noen av funnene klassifiserer Oljedirektoratet som funn der utvinning er lite sannsynlig. Dette er funn som selv på lang sikt ikke ventes å kunne utvinnes lønnsomt. Denne kategorien (ressurskategori 6) inneholder petroleumressurser som krever betydelige endringer i teknologi, kostnader, og olje- og gasspriser for å kunne bli utvunnet lønnsomt, og hvor det vurderes å være lav sannsynlighet for at de endringer som kreves, vil inntreffe.

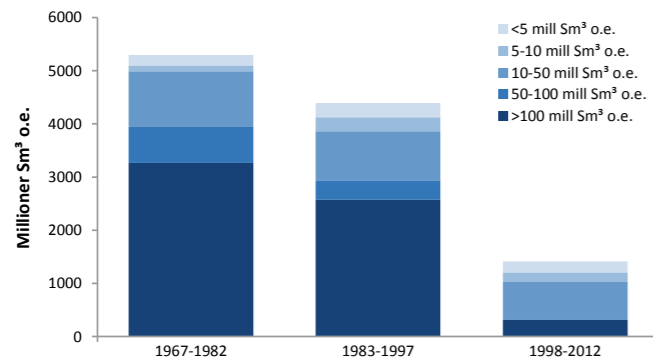
Det er i dag definert 108 funn i denne ressurskategorien. Ressursene i disse funnene er ikke inkludert i anslaget for samlede utvinnbare ressurser på norsk sokkel.

Det er få eksempler på at funn som har vært klassifisert i denne kategorien i ettertid har blitt bygget ut. Nye funn i nærheten, teknologutvikling samt vesentlige endringer i pris- og kostnadsbildet kan imidlertid endre forutsetningene for lønnsom utbygging.

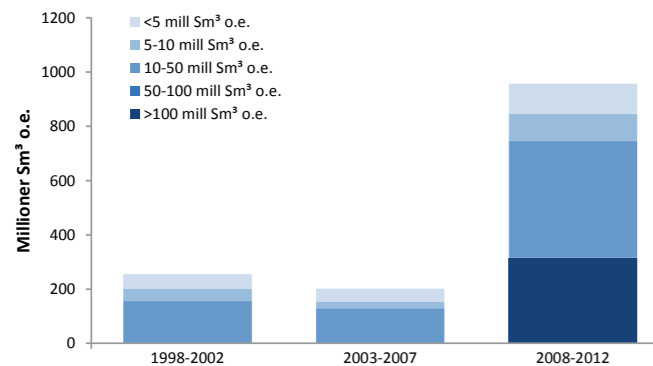
Lav ressurstilvekst og små funn

Selv om funnsuksessen er høy og det blir gjort mange funn, er ressurstilveksten de siste femten årene betydelig mindre enn de to foregående femtenårsperiodene, se figur 2.13.

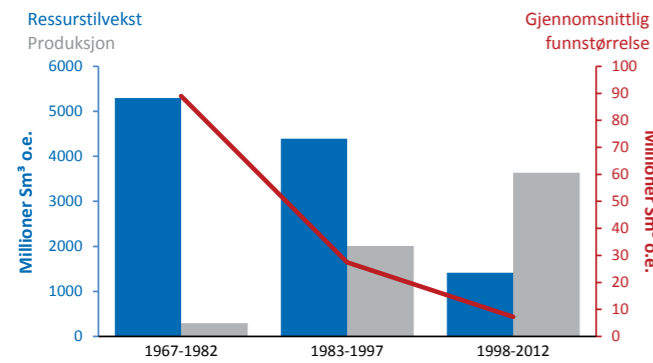
De siste fem årene er imidlertid positive med flere større funn, inkludert 16/2-6 Johan Sverdrup i 2010, se figur 2.14.



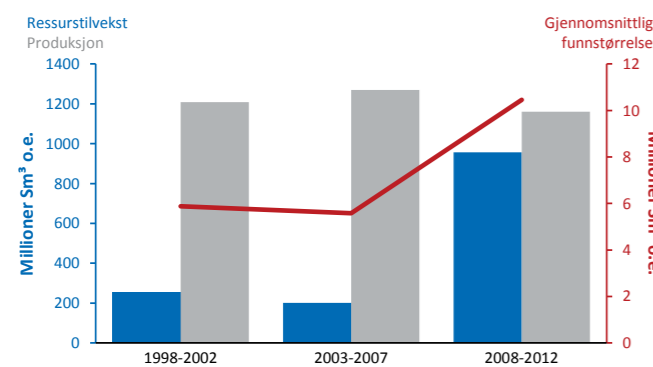
Figur 2.13 Utvinnbare ressurser i funn påvist i femtenårsperioder fordelt på funnstørrelse, 1967-2012.



Figur 2.14 Utvinnbare ressurser i funn påvist i femårsperioder fordelt på funnstørrelse, 1998-2012.



Figur 2.15 Utvinnbare påviste ressurser i funn (ressurstilvekst), produksjon og gjennomsnittlig funnstørrelse, 1967-2012, fordelt på femtenårsperioder.



Figur 2.16 Utvinnbare påviste ressurser i funn (ressurstilvekst), produksjon og gjennomsnittlig funnstørrelse, 1998-2012, fordelt på femårsperioder.

Ressurstilvekst og produksjon

De første 30 årene med leteaktivitet på norsk sokkel ble det i gjennomsnitt funnet mer olje og gass enn det som ble produsert, se figur 2.15. Lav produksjon og store funn var årsaken til dette.

De siste femten årene er det funnet betydelig mindre enn det som er produsert. Høy produksjon og mindre gjennomsnittlig funnstørrelse bidrar til dette. Nærmere analyse av den siste femtenårsperioden viser imidlertid at bildet er noe mer nyansert, se figur 2.16.

I den siste femårsperioden er ressurstilveksten nesten på høyde med produksjonen. Hovedårsak til dette er 16/2-6 Johan Sverdrup, som ble funnet i 2010.

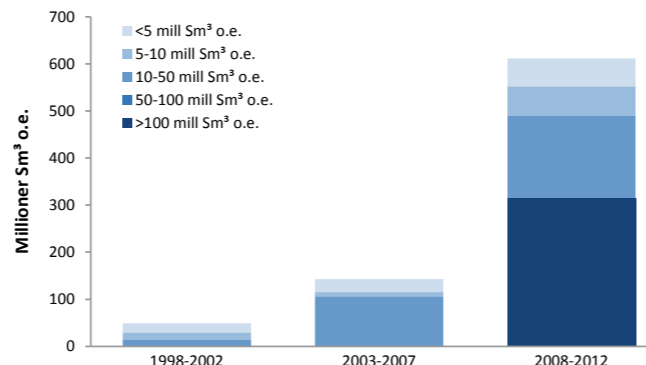
Status og utviklingstrekk i de ulike havområdene

Nordsjøen – de gamle er eldst

Nordsjøen regnes som et modent område i petroleumssammenheng etter nærmere 50 års virksomhet. Letehistorien i Nordsjøen strekker seg helt tilbake til 1965, og det er fram til nå boret rundt 615 undersøkelsesbrønner.

I Nordsjøen er leteaktiviteten stadig høy, og det blir gjort mange funn. Funnene er imidlertid gjennomgående små, men de siste fem årene er det gjort flere større funn, deriblant 16/2-6 Johan Sverdrup på Utsirahøgda (se faktaboks side 13), se figur 2.17.

I perioden 2011-2013 er det tildelt om lag 160 nye utvinningstillatelser i Nordsjøen i TFO-rundene, noe som vil bidra til å opprettholde leteaktiviteten i årene fremover.



Figur 2.17 Ressurser i funn i Nordsjøen, fordelt på funnstørrelse 1998-2012.

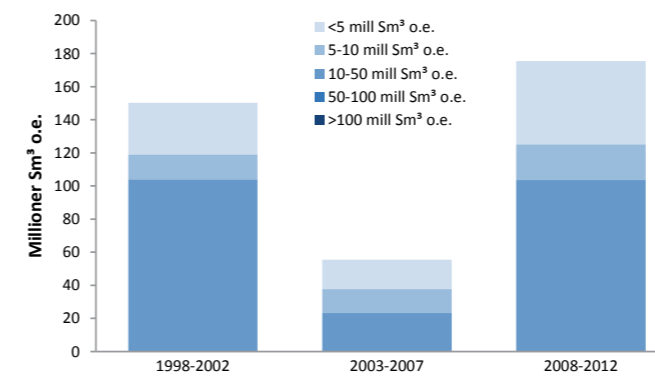
Norskehavet – muligheter og utfordringer

Deler av Norskehavet anses i dag som modent område, mens store deler, spesielt på dypt vann, er relativt umodent. Norskehavet ble åpnet for leteaktivitet i 1980, og siden den gang er det boret om lag 200 undersøkelsesbrønner.

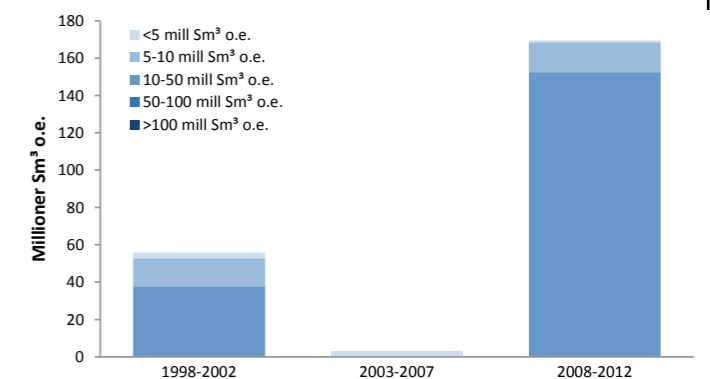
Mens interessen for letevirksomhet har hatt sterk oppsving i Nordsjøen og Barentshavet etter flere store funn, har det i de siste årene vært beskjedne leteresultater i Norskehavet. Etter et oppsving i 2008-2010 har det vært mer begrenset interesse i Norskehavet, utenom i de infrastrukturnære områdene. Leteaktiviteten utenfor de modne områdene i Norskehavet har gått ned de siste årene.

Fra og med 2011 fram til mai 2013 er det avsluttet 19 undersøkelsesbrønner i Norskehavet, med funn i ni. Funnraten er høy, men de påviste volumene i funnene er moderate til små. Kun én av de 19 undersøkelsesbrønnene er boret utenfor det nåværende TFO-området i dyphavet i Vøringbassenget.

Det er ikke planlagt letebrønner på dypt vann i Norskehavet i 2013, bare letebrønner innenfor TFO-området. De planlagte brønnene vil hovedsakelig ha boremål knyttet til den letemodellen hvor mesteparten av ressursene i Norskehavet er påvist, i øvre trias til midtre jura.



Figur 2.18 Ressurser i funn i Norskehavet, fordelt på funnstørrelse 1998-2012.



Figur 2.19 Ressurser i funn i Barentshavet, fordelt på funnstørrelse 1998-2012.

På dypt vann arbeides det særlig med å forbedre den seismiske avbildningen under basaltlagene ved Møre- og Vøringrandhøgda og lengst vest i Møre- og Vøringbassenget.

21. konsesjonsrunde resulterte i en rekke nye tillatelser omkring gassfunnet Aasta Hansteen, der den kommende utbyggingen vil være viktig for å påvise mer gass i området i årene framover. I 22. konsesjonsrunde er 14 blokker utlyst i Norskehavet, alle i Vøringbassenget.

Etter flere års begrenset leteaktivitet i Mørebassenget i sørlig del av Norskehavet, er det nå flere nye utvinningstillatelser sør i bassenget, omkring Ormen Langefeltet, og i basaltområdet lengst vest. Tillatelsene er tildelt i 20. og 21. konsesjonsrunde og i TFO fra og med TFO 2010. I de fleste av disse pågår evalueringer som innen ett til tre år skal føre til en beslutning om boring eller oppgivelse.

Barentshavet – ny optimisme

Etter mange år med skuffelser er optimismen tilbake i Barentshavet. Dette skyldes i hovedsak de tre nye funnene som ble gjort i 2011 og 2012, oljefunnet Johan Castberg (7220/8-1 Skrugard og 7220/7-1 Havis) og gassfunnet 7225/3-1 (Norvarg), se figur 2.19.

De gode leteresultatene de siste to årene har bidratt til stor interesse for å bore i Barentshavet. Oljedirektoratet forventer mellom 10 og 14 brønner i Barentshavet i 2013.

Hoop-området er det nordligste området som er tildelt på norsk sokkel, og dette er et område hvor det kan være mulig å gjøre oljefunn. Det skal bores flere brønner i Hoop-området de nærmeste årene.

Letehistorien i Barentshavet

Det har vært drevet petroleumsvirksomhet i Barentshavet siden femte konsesjonsrunde i 1980, se figur. Det er boret cirka 100 letebrønner, om lag 80 av disse er undersøkelsesbrønner. Den første letebrønnen ble boret i 1980 og det første funnet, 7120/8-1 (Askeladd), ble gjort i 1981. I perioden fra 1980 til 2013 er det gjort mer enn 30 funn i Barentshavet. Noen av disse ventes ikke å kunne utvinnes lønnsomt og er gruppert i ressurskategori 6.

Selv om det er drevet oljevirksomhet i Barentshavet i mer enn 30 år, er kun ett felt satt i produksjon, gassfeltet Snehvit, som består av åtte funn. I tillegg er ett under utbygging, oljefeltet Goliat.

Det var stor optimisme tidlig på 1980-tallet, da det ble gjort flere gassfunn i Hamnerfestbassenget. Etter 1986 ble det boret en del brønner utenfor Hamnerfestbassenget. Disse var enten tørre, eller inneholdt små gassressurser. Resultatet var at interessen for å lete i området dalte, og fra 1994 til 2000 ble det ikke boret en eneste brønn. I 1997 lanserte myndighetene «Barentshavsprosjektet» for å promotere og øke leteaktiviteten. Spesielle tiltak og betingelser resulterte i utlysninger av både vanlige utvinningstillatelser og store seismikkområder. I 2000 fant utvinningstillatelse 229 med operatøren Norsk Agip (nå Eni) både olje og gass i et funn som fikk navnet Goliat.

I 2001 stanset regjeringen aktiviteten i påvente av «Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet» (ULB). I desember 2003 besluttet regjeringen å igangsette petroleumsvirksomhet i Barentshavet sør. Da aktiviteten ble gjenopptatt, viste selskapene en viss interesse, særlig på grunn av oljefunnet Goliat.

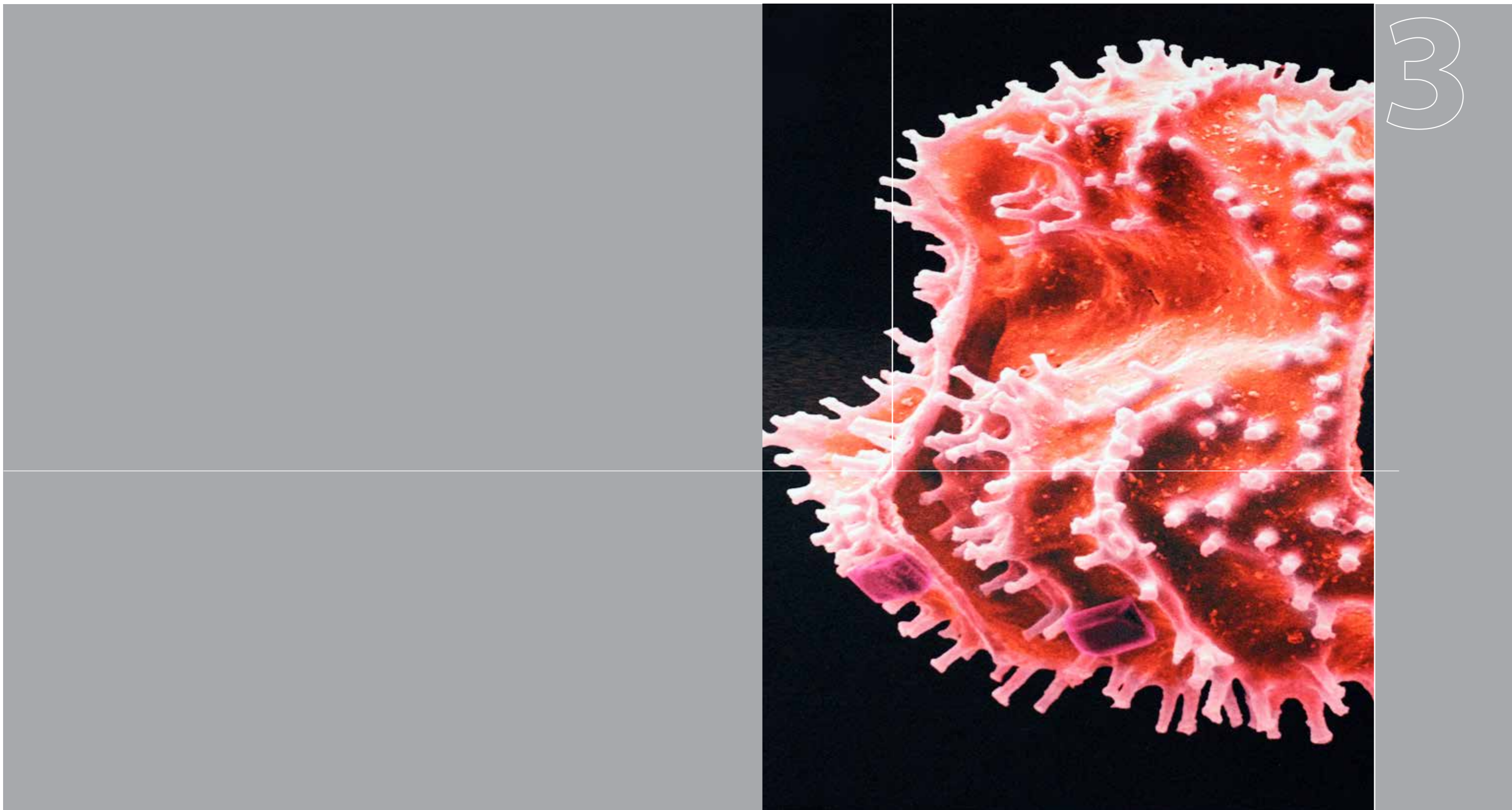
I 19. konsesjonsrunde var det liten interesse for blokkene som inkluderer Skrugard-strukturen, og blokkene ble ikke tildelt. Ny 3D-seismikk samlet inn i forbindelse med 20. konsesjonsrunde viste tydeligere direkte hydrokarbonindikatorer, spesielt såkalte flatflekker. På Skrugard-strukturen ble det identifisert en dobbel flatflekk. Dette ble tolket som at strukturen antagelig inneholdt både olje og gass. Sammen med positive resultater fra elektromagnetiske undersøkelser (EM-data), førte dette til større interesse fra selskapene.

Johan Castberg (7220/7-1 Skrugard og 7220/8-1 Havis) ble funnet i 2011. Det ble påvist gass og olje i bergarter av jura alder. Som forventet, viste den doble flatflekken som kom fram på seismikken å representere henholdsvis gass-olje og olje-vann-kontaktene. Industrien arbeider med å finne forklaringer på hvorfor petroleumssystemet fungerer i dette området. Store deler av Barentshavet er blitt utsatt for heving og erosjon, mye av lagrekken er erodert bort, og dette har medført at petroleum har lekket ut. Gasslekkasjen er tydelig på seismikken, også over «Skrugard-strukturen», men her fungerer trolig gasslekkasjen som en slags sikkerhetsventil. Gassen lekker ut og hindrer at den ekspanderer i reservoaret og presser oljen ut. I tillegg ligger kildebergarten på et gunstig dyp for generering av olje og gass også i dag. Dette gjør at fellene kan få dynamisk etterfylling av petroleum som kompensasjon for lekkasje, ikke ulikt petroleumssystemene i Nordsjøen.

År	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013						
Brønner boret i Barentshavet	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○					
	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○					
	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○				
	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			
	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			
	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○			
Konsesjonsrunde i BH	← 5			8	9		11	12		13	14					BHProsj								TFO-04			19	TFO-06	TFO-07	20	TFO-09	21	TFO-11	TFO-12						
Antall utvinningstillatelser tildelt				7	5	4		7	3		7	2					8							1			6	4	7	9	3	12	4	3						

Aktørene

3

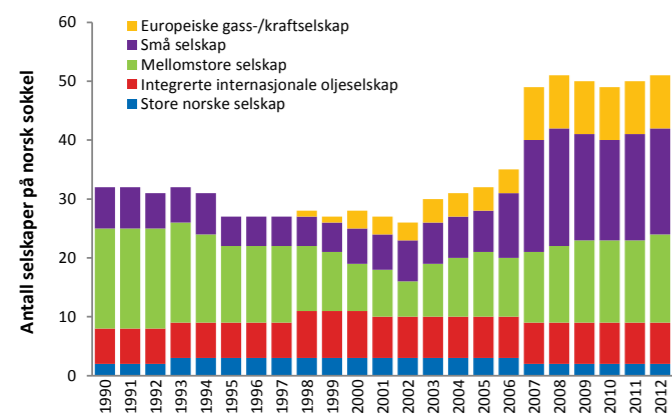


Aktørbildet

Et mangfold av aktører er viktig for å få til høyest mulig verdiskaping for samfunnet fra oljevirksomheten på norsk sokkel. Det er viktig at aktørbildet gjenspeiler de utfordringene virksomheten står ovenfor både i modne og mindre modne områder, og at selskapene tar aktivt del.

Mot slutten av 1990-tallet lå oljeprisen rundt ti dollar per fat, og det skjedde en betydelig konsolidering i oljebransjen. Internasjonalt fusjonerte selskaper som Conoco og Phillips, BP, Amoco og Arco, Total, Fina og Elf, Chevron og Texaco, Exxon og Mobil. I Norge fusjonerte blant annet Hydro og Saga.

Konsolideringen ga direkte konsekvenser for aktørbildet. De internasjonale selskapene ble færre og enda større. Dette skjedde samtidig med at norsk sokkel, særlig Nordsjøen, hadde utviklet seg til en mer moden petroleumsprovinns, som med avtakende funnstørrelse gir andre utfordringer enn tidligere. Mulighetene i modne deler av sokkelen var av begrenset interesse for flere av de eksisterende aktørene.



Figur 3.1 Antall selskaper på norsk sokkel i perioden 1990-2012 – fordelt på selskapstyper.

Norske myndigheter gjennomførte derfor flere tiltak for å øke verdiskapingen fra modne områder (se faktaboks kapittel 2). Et sentralt tiltak var å åpne for at flere selskap kunne bli rettighetshavere og å innføre ordningen med prekvalifisering. Mindre og mellomstore olje- og gasselskaper og utenlandske gass-/kraftselskaper etablerte seg på norsk sokkel. Det samme gjorde flere nye norske selskaper, se figur 3.1. Dette førte til at antall aktører på norsk sokkel nesten ble fordoblet i perioden 2002-2007, og at aktørbildet på sokkelen er blitt mer mangfoldig.

Oljedirektoratet har analysert aktørenes bidrag de siste 15 årene. Tabell 3.1 og faktaboks viser hvordan aktørene er delt inn i fem selskapstyper.

Ulike typer selskap

Oljedirektoratet har delt aktørene på norsk sokkel fra 1965 fram til 31. desember 2012 inn i fem selskapstyper: Store norske selskap, Integrerte internasjonale oljeselskaper, Mellomstore selskaper, Europeiske gass-/kraftselskaper og Små selskaper. Tabell 3.1 viser inndeling av aktører som er aktive som rettighetshavere på norsk sokkel i dag. Petro er definert som Store norske selskap selv om Petro ikke er et oljeselskap i vanlig forstand, men rettighetshaver på vegne av staten. Inndelingen i grupper er basert på en kombinasjon av størrelse, nasjonalitet og fase (strategi). Størrelse er definert ut fra selskapenes markedsverdi på børsen. Mellomstore selskaper har verdi fra 1000-5000 millioner USD, og Små selskaper har verdi fra 0-1000 millioner USD. Selskapenes overgang mellom ulike selskapstyper er ivare tatt historisk, siden de hovedsakelig endrer selskapstype som følge av sammenslåinger og fusjoner. I løpet av de siste femten årene er det kun Det norske som har endret selskapstype på bakgrunn av funn som har gitt økt markedsverdi på børsen.

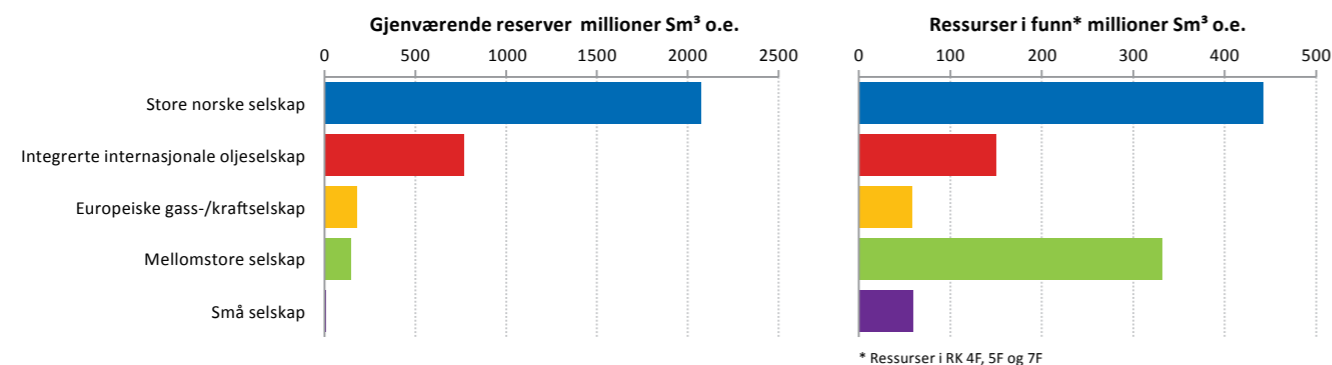
Store norske selskap	Statoil, Petro
Integrerte internasjonale oljeselskaper	BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, ExxonMobil, Shell, Total
Europeiske gass-/kraft selskaper	Bayerngas, Centrica, DONG, E.ON, Edison, GDF Suez, PGNiG, RWE Dea, VNG
Mellomstore selskaper	BG, Cairn, Det norske, Hess, Idemitsu, Lotos, Lundin, Maersk, Marathon, OMV, Premier, Repsol, Suncor, Talisman, Wintershall
Små selskaper	Bridge, Concedo, Core, Dana, Emergy, Explora, Faroe, Fortis, Noreco, Norske AEDC, North, Petrolia, Rocksource, Skagen44, Skeie, Spring, Svenska, Valiant

Tabell 3.1 Gruppering av selskaper som er rettighetshavere på norsk sokkel per 31.12.2012.

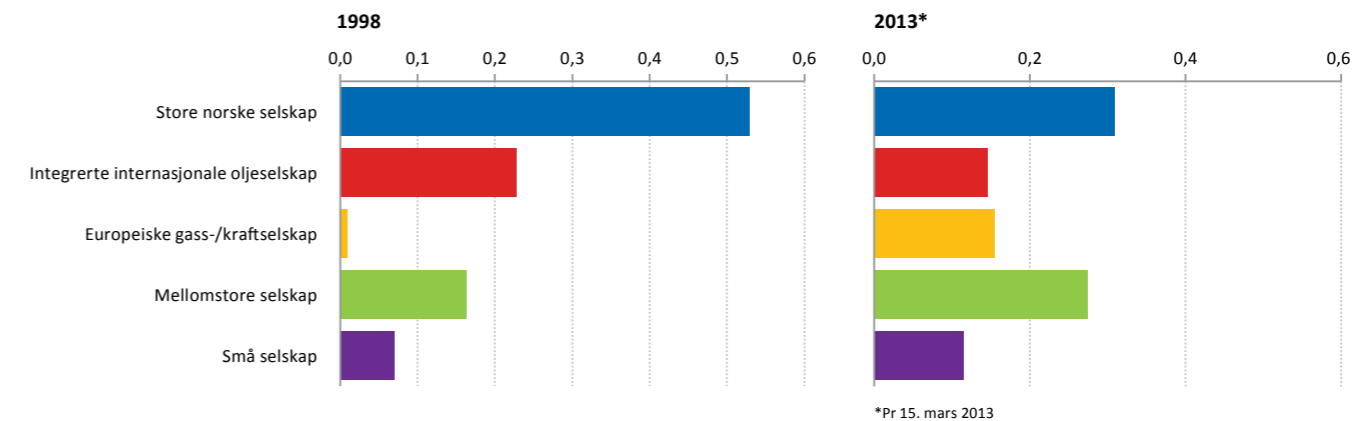
Reserver og ressurser

Store norske selskaper eide per 31.12.2012 om lag 65 prosent av de gjenværende reservene (se Faktaboks kapittel 1 for begrepsforklaring), mens Integrerte internasjonale oljeselskaper eide om lag 24 prosent. Til sammen eier disse selskapene nær 90 prosent av de gjenværende reservene. Øvrige andeler av gjenværende reserver fordeler seg på Europeiske gass-/kraftselskaper med om lag 6 prosent, Mellomstore selskaper 5 prosent og 0,3 prosent på Små selskaper, se figur 3.2.

Store norske selskaper har om lag 42 prosent av ressursene i funn (funn i ressurskategori 4F, 5F og 7F). Mellomstore selskaper har nest mest av ressursene i funn, om lag 32 prosent. De resterende andelene fordeler seg på Integrerte internasjonale oljeselskaper med 14 prosent, Europeiske gass- og kraftselskaper og Små selskaper med seks prosent hver.



Figur 3.2 Gjenværende reserver og ressurser i funn på norsk sokkel per 31.12.2012.



Figur 3.3 Selskapstypenes andel av antall utvinningstillatelser på norsk sokkel i 1998 og per 15.03.2013.

Utvinningstillatelser

Store norske selskaper har i tillegg til mest reserver og mest ressurser i funn også flest utvinningstillatelser, se figur 3.3.

Selskapenes beholdning av antall utvinningstillatelser er et resultat av søknader i runder, kjøp, salg og bytte av eierandeler i utvinningstillatelser og oppkjøp av selskaper. Fordelingen av antall utvinningstillatelser til de ulike selskapstypene har endret seg fra 1998-2013 som følge av politikken som er beskrevet i kapittel 2.

I 2013 (per 15. mars) hadde Store norske selskaper 31 prosent av utvinningstillatelsene på sokkelen. I 1998 hadde disse selskapene 53 prosent av utvinningstillatelsene, så andelen utvinningstillatelser til Store norske selskaper har sunket. Gruppen Integrerte internasjonale oljeselskaper har også hatt reduksjon i andel utvinningstillatelser, fra rundt 23 prosent i 1998 til 15 prosent i 2013. Til sammen har de to selskapsgruppene i dag om lag 46 prosent av undersøkelsestillatelsene på sokkelen, mens de i 1998 hadde om lag 76 prosent.

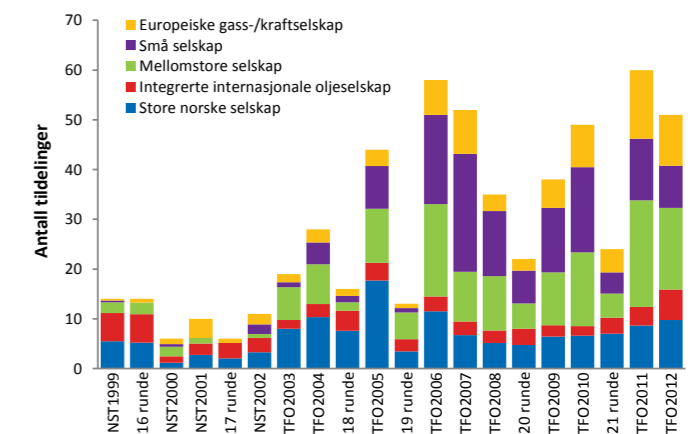
Gruppen som i dag har nest størst andel av utvinningstillatelsene er Mellomstore selskaper. Denne gruppen har vokst fra om lag 16 prosent i 1998 til om lag 27 prosent i 2013. Europeiske gass-/kraftselskaper og Små selskaper har idag til sammen 27 prosent av utvinningstillatelsene.

Tildelinger

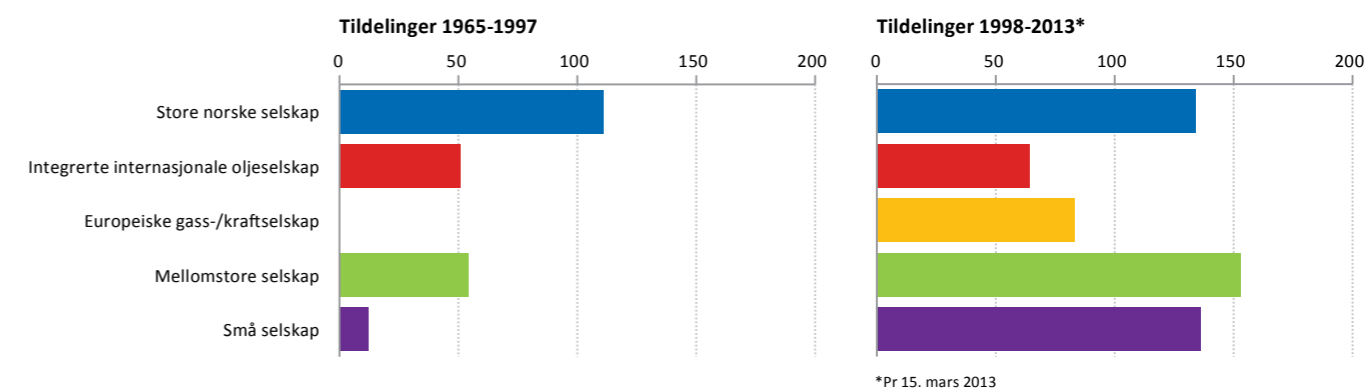
I perioden 1965-1997 var det Store norske selskaper som fikk flest tildelinger. Hvor mye de ulike selskapene får tildelt i konsesjonsrunder avhenger både av antall søknader fra de enkelte selskaper og hvordan de oppfyller myndighetenes tildelingskriterier. De siste 15 årene har Mellomstore selskaper fått flest tildelinger, tett fulgt av

Små selskaper og Store norske selskaper. I denne perioden har Integrerte internasjonale oljeselskaper fått færrest tildelinger, se figur 3.4.

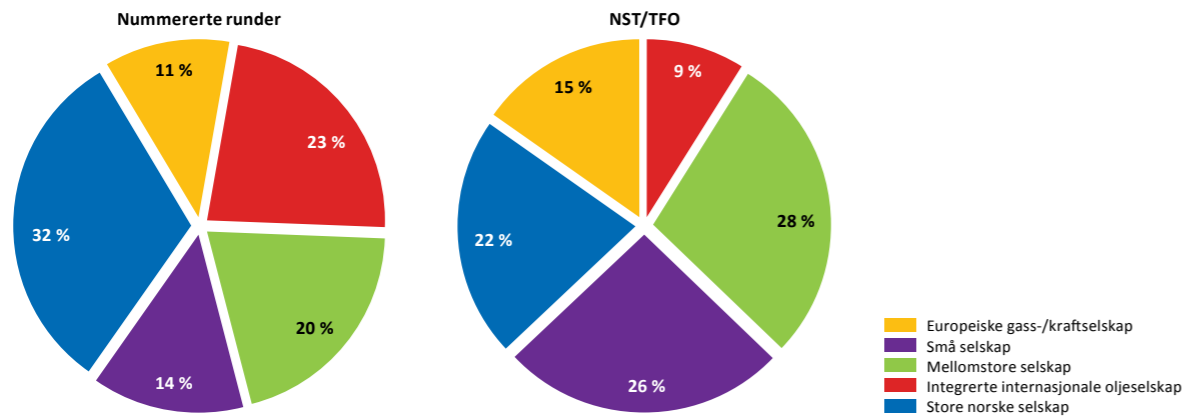
Det har i denne siste femtenårsperioden vært en økning i antall konsesjonsrunder og tildelinger per runde, se figur 3.5. Dette har gjort det mulig for Mellomstore selskaper, Små selskaper og Europeiske gass-/kraftselskaper å øke sine andeler av antallet utvinningstillatelser. Disse selskapsgruppene har fått stor uttelling i rundene etter 2005, spesielt i tildelingene i modne deler av sokkelen (TFO). Antall tildelinger til Store norske selskaper og Integrerte internasjonale oljeselskaper er ganske stabil, selv om andelen deres har gått ned.



Figur 3.5 Antall tildelinger per runde fra NST1999 til TFO 2012 - fordelt på selskapstype.



Figur 3.4 Antall tildelinger per selskapsgruppe i perioden 1965-1997 og 1998-15.03.2013.



Figur 3.6 Andel av tildelinger per selskapsstype fordelt på nummererte runder og TFO/NST fra NST 1999 til og med TFO 2012.

Mens Mellomstore selskap og Små selskap har fått over halvparten av tildelingene i TFO og NST i modne områder i perioden 1999-15.03.2013, har Store norske selskap og Integrerte internasjonale oljeselskap fått størst andel av tillatelsene i de nummererte rundene i umodne områder i samme periode, se figur 3.6.

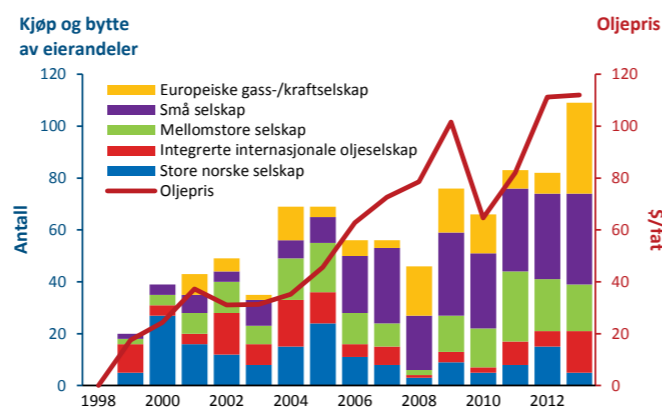
Annenhåndsmarkedet

Annenhåndsmarkedet har vokst betydelig de siste femten årene, i tråd med økningen i antall selskap på sokkelen, økningen i antall utvinningstillatelser og med utviklingen i oljeprisen, se figur 3.7. Store norske selskap og Integrerte internasjonale oljeselskap var aktive kjøpere fram til 2005, men har vært forholdsvis lite aktive på kjøpersiden etter 2005. Mellomstore selskap, Små selskap og Europeiske gass-/kraftselskap er de mest aktive kjøperne etter 2005.

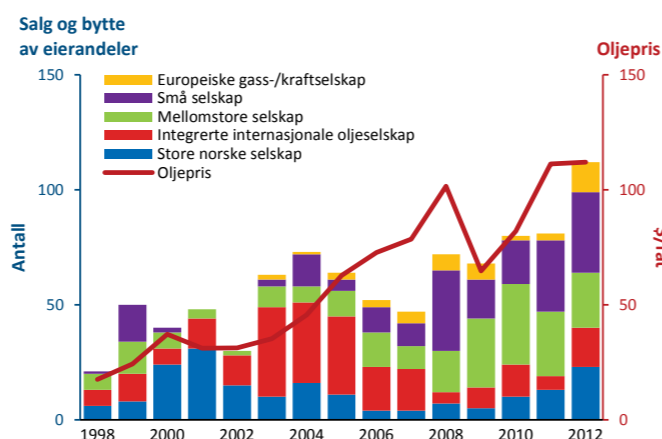
Mellomstore selskap er også blant de mest aktive selgerne i annenhåndsmarkedet de siste fem årene, sammen med Små selskap. Store integrerte oljeselskap var svært aktive på selgersiden i perioden 2003-2007, se figur 3.8.

Letekostnader

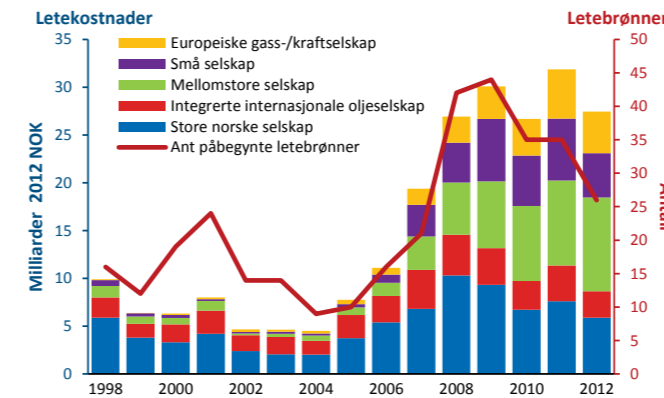
Store norske selskap og Mellomstore selskap har fått tildelt mest nytt areal i konsesjonsrundene de siste femten årene. Disse to gruppene har til sammen 50 prosent av utvinningstillatelsene på sokkelen. For eierskap av tillatelser, kan det se ut som Mellomstore selskap har overtatt den posisjonen Integrerte internasjonale oljeselskap hadde tidligere. Det er også Store norske selskap og Mellomstore selskap som de siste seks årene har hatt de største letekostnadene. Gruppen Integrerte internasjonale oljeselskap har hatt relativt stabile letekostnader de siste 15 årene, selv om de andelsmessig er redusert, se figur 3.9. Siden 2007 har det vært en kraftig økning i Europeiske gass-/kraftselskap og Små selskaps letekostnader.



Figur 3.7 Kjøp og bytte (til) av andeler i utvinningstillatelser siste 15 år.



Figur 3.8 Salg og bytte (fra) av andeler i utvinningstillatelser siste 15 år.



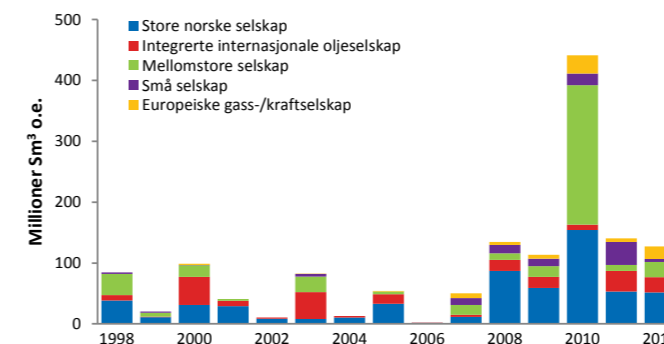
Figur 3.9 Letekostnader etter selskapsstype siste 15 år, rød linje viser antall påbegynte letebrønner per år.

Ressurstilvekst

Store norske selskap og Mellomstore selskap investerer mest i leting. Det er også disse selskapsgruppene, sammen med Integrerte internasjonale oljeselskap, som finner mest ressurser, se figur 3.10. I figuren er ressurstilveksten tilordnet tillatelsen som har boret letebrønnen.

En sammenstilling av ressurstilvekst per tusen kroner brukt til letekostnader siste fem år viser at Store norske selskap og Mellomstore selskap får mest igjen for letekostnadene i denne perioden. Ressurstilveksten per letekrone for Europeiske gass-/kraftselskap og Små selskap er også positiv, men lavere enn for de andre selskapsstypene, se figur 3.11.

Det må ikke trekkes for sterke konklusjoner av en slik sammenstilling, ettersom analysen kan undervurdere den verdien et mangfoldig aktørbilde kan bidra med. Eksempelvis har flere Små selskap jobbet fram prospekter som senere er blitt kjøpt av større selskap,



Figur 3.10 Ressurser i funn etter selskapsstyper siste 15 år - fordelt på eierandeler.

enten gjennom kjøp av utvinningstillatelser eller gjennom kjøp av hele selskap. Når disse prospektene bores opp og det gjøres funn, vil ressurstilveksten tilfalle de nye eierne. Denne verdiskapingen klarer ikke analysen å fange opp.

Mangfold

Norske myndigheters omlegging av letepolitikken for rundt 10 år siden, bidro blant annet til at antallet aktører på norsk sokkel nesten ble fordoblet i perioden 2002-2007, og at aktørbildet på sokkelen er blitt mer mangfoldig. Dette har gitt gode resultater, med større leteaktivitet og flere funn.

Oljedirektoratets analyser av aktørenes bidrag til økningen i leteaktivitet viser at alle selskapsgruppene har bidratt positivt, både til leteaktivitet og leteresultater. Et særskilt trekk fra analysen er at Mellomstore selskap ser ut til å overta den posisjonen Integrerte

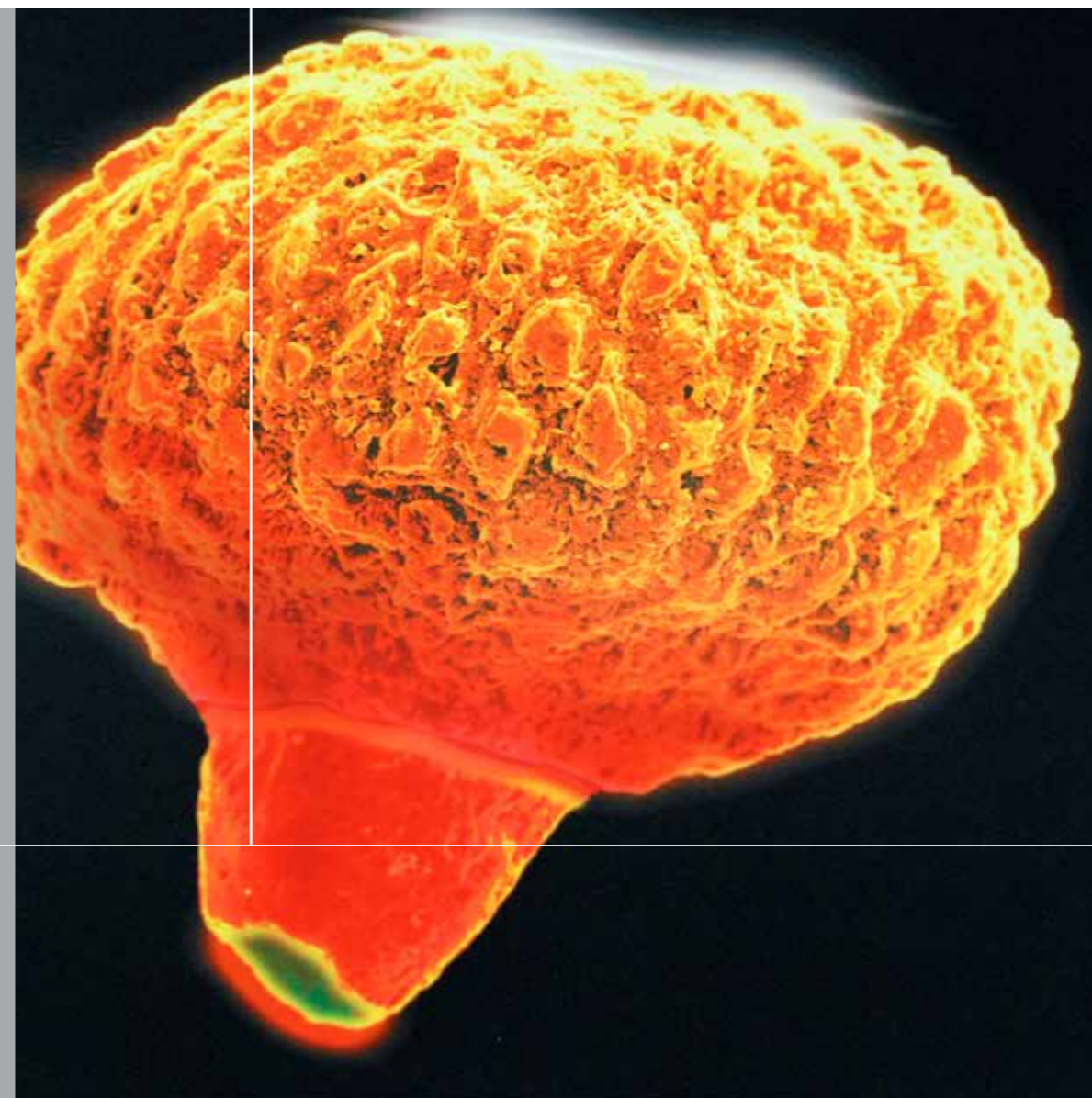


Figur 3.11 Ressurstilvekst per tusen letekrone etter eierandel i perioden 2008-2012 - fordelt på selskapsstyper.

internasjonale oljeselskap har hatt på norsk sokkel siden starten for snart 50 år siden, både med antall utvinningstillatelser, tildelinger og leting. De Mellomstore selskapene har, sammen med Store norske selskap, investert mest i leting de siste femten årene. Det er også disse selskapsgruppene som har størst ressurstilvekst.

Det er kommet til flere Små selskap og Europeiske gass-/kraftselskap på norsk sokkel etter omleggingen av letepolitikken. Disse får også en økende andel tildelinger og står for en økende andel av leteinvesteringene. Ressurstilveksten deres er lavere enn for de andre selskapsgruppene, men øker. Oljedirektoratets analyse kan imidlertid undervurdere verdien Små selskap bidrar med fordi slike selskap ofte kjøpes opp, og ved oppkjøp vil eventuell ressurstilvekst tilfalle de nye eierne.

Uoppdagede ressurser



4

En viktig del av Oljedirektoratets arbeid er å lage estimat over de uoppdagede petroleumsressursene på kontinentalsokkelen. Disse estimatene er viktige for myndighetenes valg i utforskningen av norsk kontinentalsokkel.

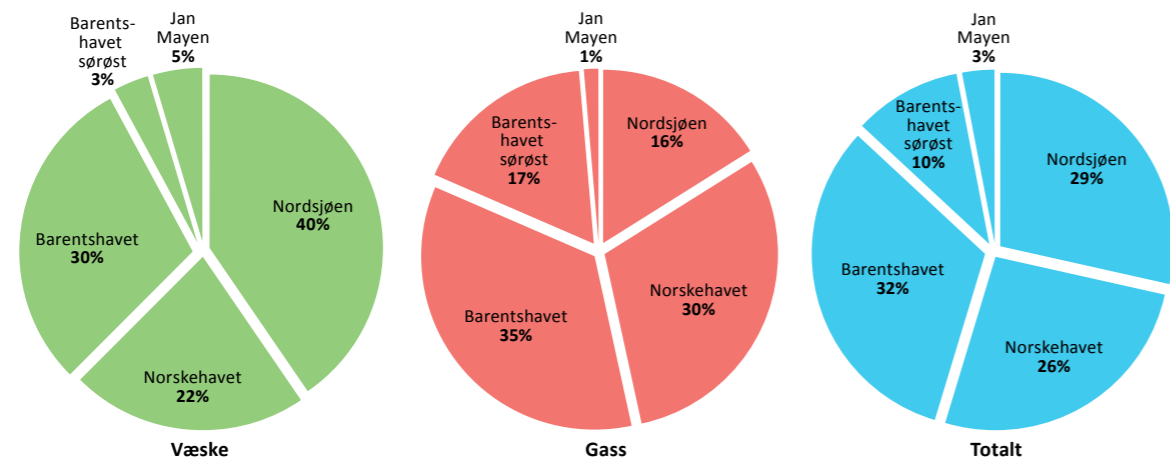
Estimatene over de uoppdagede ressursene er basert på Oljedirektoratets kunnskap og informasjon fra industriens utforskning av norsk sokkel. Utgangspunktet er kartlegging av geologien på kontinentalsokkelen, både i områder som er åpnet og i områder som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. I tillegg er det viktig med kunnskap om de reservoarene som allerede er påvist, sammen med forståelsen av hvor mye av de påviste ressursene som kan utvinnes. Til grunn for dette ligger Oljedirektoratets faktagrunnlag fra brønner, funn, felt, prospekter og letemodeller (se egen faktaboks om letemodeller side 29).

Etter snart 50 år med petroleumsaktivitet er faktagrunnlaget betydelig, og kunnskapen om petroleumsgeologiske forhold er stor. Men det er fortsatt store områder hvor den geologiske kunnskapen er relativt begrenset. Dessuten viser letehistorien at områder som er ansett som modne, kan overraske med store funn. Usikkerheten om størrelsen på de uoppdagede petroleumsressursene på norsk sokkel er derfor fortsatt stor, 50 års letevirksomhet til tross.

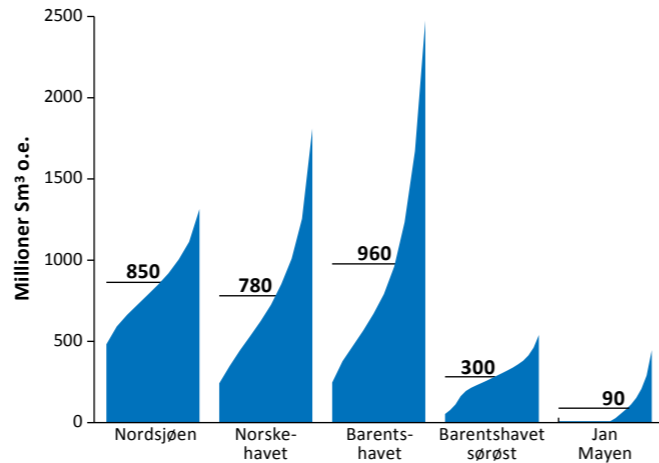
Estimat over uoppdagede utvinnbare ressurser
Oljedirektoratet beregner at det er mellom 935 og 5420 millioner Sm³ o.e. igjen å finne på norsk kontinentalsokkel. Forventningsverdien er 2980 millioner Sm³ o.e. (se tabell 4.1).

Område	Lavt / P95	Forventning / gjennomsnitt	Høyt / P05
Nordsjøen	485	850	1315
Norskehavet	240	780	1795
Barentshavet	245	960	2475
Barentshavet sørøst	55	300	565
Jan Mayen	0	90	460
Totalt for sokkelen	935	2980	5420

Tabell 4.1 Områdevis fordeling av de utvinnbare uoppdagede ressursene. Anslagene er gitt med forventningsverdien (gjennomsnittsverdien), lavt estimat (P95) og høyt estimat (P05) i millioner Sm³ o.e.



Figur 4.2 Fordelingen av utvinnbare uoppdagede ressurser av væske, gass og totale ressurser i de ulike havområdene på norsk sokkel, eksklusiv Barentshavet nordøst.



Figur 4.1 Anslaget for de uoppdagede utvinnbare ressursene med usikkerhetsspenning, fordelt på de ulike havområdene.

Dette estimatet omfatter hele norsk sokkel bortsett fra det nye området i Barentshavet nordøst etter delelinjeavtalen mellom Norge og Russland, se figur 2.1.

Oljedirektoratets estimat over totale uoppdagede ressurser på norsk sokkel har økt siden forrige ressurserapport ble publisert i 2011. Da var forventet ressursestimat på 2570 millioner Sm³ o.e. Nå er det 410 millioner Sm³ o.e. høyere. Hovedårsaken til oppjusteringen er at uoppdagede petroleumsressurser i Barentshavet sørøst og i havområdene ved Jan Mayen, som nylig er kartlagt av Oljedirektoratet, nå er inkludert i ressursestimatet. Resultatet av denne ressurskartleggingen ble lagt fram av Oljedirektoratet i februar i år. Geologien og ressursestimatene i begge områdene er nærmere beskrevet i kapittel 6 og 7 i denne rapporten.

Estimatene over de uoppdagede ressursene er svært usikre. Usikkerheten er størst i områder med minst informasjon og kortest letehistorie.

En foreløpig aggregering og usikkerhetsberegning av de uoppdagede ressursene, inklusiv Jan Mayen og Barentshavet sørøst, gir et usikkerhetsspenning på mellom 935 og 5420 millioner Sm³ o.e (tabell 4.1.). Ressursanslag for de ulike områdene, med usikkerhetsspenning, er vist i figur 4.1.

Væskepotensialet forventes å være størst i Nordsjøen og gasspotensialet anslås å være størst i Barentshavet, se figur 4.2. Dersom

det blir gjort funn, er det mest sannsynlig å finne gass i Barentshavet sørøst, mens det i havområdet rundt Jan Mayen er mest sannsynlig å finne olje.

Når ressursestimatene for de nylig kartlagte områdene inkluderes, øker andelen uoppdagede ressurser fra 19 til 21 prosent av de totale utvinnbare ressursene (inkludert det som er produsert og solgt) i forhold til estimatet pr 31.12.2012, som er presentert i faktaboks i kapittel 1 og i Faktaheftet 2013.

Metode for beregning av mulige petroleumsressurser

Beregning av mulige petroleumsressurser i et område bygger på en god forståelse av den regionale geologien, oversikt over prospekter og hvor mye petroleum hvert prospekt kan produsere. Prospekter er hovedelementene i en letemodell. Innenfor et område med liten kunnskap vil det være usikkerhet om:

- De totale ressursene
- Den geografiske fordelingen av ressursene
- Fordelingen av ressursene etter størrelse
- Fordelingen mellom olje- og gassressurser

Det finnes flere metoder for å anslå hvor mye olje og gass som kan være dannet og oppbevart i et område. Valg av metode avhenger av hvor mye kunnskap som finnes om området.

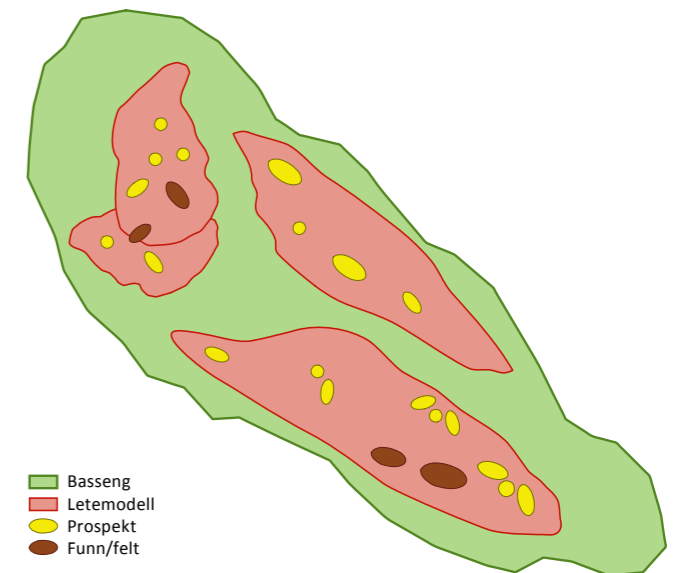
Oljedirektoratets foretrukne metode er letemodellanalyse. Metoden går ut på å systematisere og beskrive den geologiske forståelsen av et område. Basert på dette, defineres letemodeller som er grunnlaget for å beregne hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra hver letemodell.

Prospekter er de grunnleggende elementene i letemodellanalysen, og antall prospekter og hvor mye petroleum hvert prospekt kan produsere, bestemmer estimerte ressurser for letemodellen. Et prospekt er en potensiell petroleumsforekomst som er kartlagt, og der mengden av mulig produserbar petroleum kan beregnes. Antallet mulige funn beregnes ved å bruke en felles funnsannsynlighet for prospektene i letemodellen. Her benyttes informasjon fra hvert prospekt og kunnskap om funnsuksessen for letemodellen. Størrelsen på eventuelle funn vurderes også, basert både på anslått størrelse av de enkelte prospekter, og en vurdering av samsvaret mellom antatt funnstørrelse og reell funnstørrelse. Sannsynligheten for om en letebrønn vil kunne påvise produserbar petroleum i prospektet, kalles funnsannsynlighet. OD bruker ny informasjon fra kartlegging og resultat fra boring av brønner til jevnlig å oppdatere og justere ressursestimatene for de aktuelle letemodellene.

En *letemodell* kjennetegnes av geologiske faktorer som er til stede samtidig i et klart avgrenset område (basseng), både stratigrafisk og geografisk; reservoarbergart, kildebergart og felle (se faktaboks side 29). Innenfor én letemodell kan det finnes kartlagte og ikke-kartlagte prospekter, funn og felt (figur 4.3.).

Et geografisk område kan ha flere letemodeller av ulik geologisk alder, for eksempel én letemodell med reservoarbergart av seintrias alder og en annen med reservoarbergart av mellomjura alder.

Det er usikkert om en letemodell inneholder petroleum inntil det er gjort funn innenfor letemodellen. Dersom det ikke er påvist produserbar petroleum innenfor en letemodell, er den *ubekreftet*. Før letemodellen bekreftes, må det tas hensyn til usikkerheten. Ved å vurdere de geologiske faktorene og sannsynligheten for at de slår til, kan sannsynligheten for at letemodellen vil fungere beregnes. Ressursanslagene øker når en letemodell blir bekreftet. En bekreftet letemodell kjennetegnes ved et funn som har påvist



Figur 4.3 Skisse av forholdet mellom basseng, letemodell, funn og prospekt.

produserbar petroleum. Det er ikke en forutsetning at funnet må være lønnsomt.

De estimerte ressursene for en letemodell er mer usikre jo mindre kunnskap som finnes om letemodellen. Oljedirektoratet oppgir ressursene med et usikkerhetsspenning. Usikkerheten er størst i Barentshavet, der letingen startet i 1980. Der er det boret færrest letebrønner, og de fleste letemodellene er fortsatt ubekreftet. I Nordsjøen startet letingen på midten av 1960-tallet, og her er usikkerheten mindre fordi de fleste letemodellene er bekreftet ved funn.

Oljedirektoratet har definert 73 letemodeller på norsk kontinentalsokkel. 40 av disse er bekreftet ved funn. Status for letemodeller per 2012 er vist i tabell 4.2. Letemodeller i Barentshavet sørøst og kontinentalsokkelen rundt Jan Mayen er ikke inkludert i denne analysen.

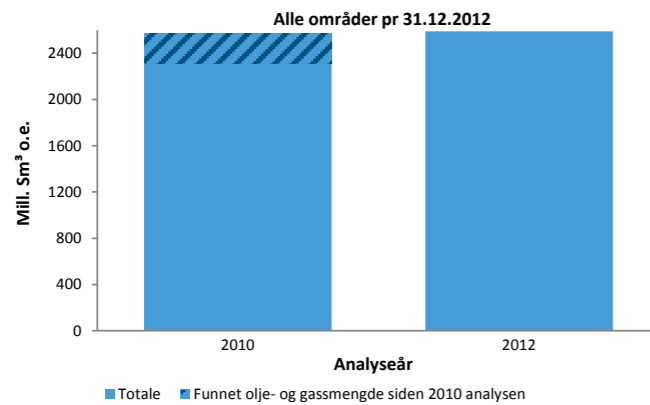
Område	Antall	Status	
		Bekreftet	Ubekreftet
Nordsjøen	24	19	5
Norskehavet	22	11	11
Barentshavet	27	10	17
Sum	73	40	33

Tabell 4.2 Letemodellene som er definert av Oljedirektoratet, fordelt på områder og status. En letemodell er bekreftet når det er gjort funn i den.

Endringer i estimatet for utvinnbare uoppdagede ressurser fra 31.12.2010 til 31.12.2012

Oljedirektoratet gjennomfører jevnlig en oppdatering av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Siden forrige estimat i 2010 er det gjennomført en betydelig kartlegging i forbindelse med TFO-runder og nummererte runder, både av industrien og Oljedirektoratet. De siste årenes leteresultater er også sentrale i vurderingen av de uoppdagede ressursene. Ressursestimatene for Barentshavet sørøst og kontinentalsokkelen ved Jan Mayen er imidlertid ikke inkludert i anslagene per 31.12.2012.

Det er små endringer i estimatet for uoppdagede ressurser per 31.12.2012, sammenlignet med tallene fra 31.12.2010. Tallene viser en liten økning i forventningsanslaget fra 2570 til 2590 millioner Sm³ o.e., en økning på cirka én prosent. Det er gjort mange og til dels store funn siden forrige analyse. I stedet for å redusere volumet av forventede uoppdagede ressurser, har funnene gitt ny kunnskap som bidrar til å øke forventningene til de uoppdagede ressursene på sokkelen (figur 4.4).



Figur 4.4 Sammenlikning mellom 2012- og 2010-analysene for totale uoppdagede ressurser. Skravert felt viser funnmengder etter 2010-analysen per 31.12.2012.

Høyere forventning til væske

Fordelingen av væske og gass viser liten endring fra 2010 til 2012. Forventningsverdien for væske har økt med seks prosent fra 1315 millioner Sm³ til 1400 millioner Sm³ (figur 4.5). I dette estimatet er ikke Barentshavet sørøst og Jan Mayen inkludert.

Estimatet for væskemengde har først og fremst økt i Nordsjøen og i Barentshavet. Størst er endringen i Nordsjøen, med en økning i forventningsanslaget på 50 millioner Sm³ o.e., eller ni prosent i forhold til 2010-analysen. I Norskehavet er endringen svært liten. I Nordsjøen er det fire letemodeller som bidrar til økningen. En ny letemodell er definert over sørlige del av Utsirahøgda, der det er gjort flere betydelige funn de siste årene, blant annet 16/2-6 Johan Sverdrup og Edvard Grieg. Oljedirektoratets tidligere letemodeller i dette området reflekterte ikke de spesielle avsetningsforholdene som nå er avdekket på denne delen av Utsirahøgda. Modellen representerer bergarter som spenner fra grunnfjell til kritt tid. Denne modellen antas å inneholde vesentlig olje.

Basert på funn i øvre trias til midtre jura letemodell i den nordlige delen av Nordsjøen de siste fem årene, er forventningen til væske/gassforholdet justert, og sannsynligheten for at det blir funnet væske har økt.

I tillegg har antallet prospekter i to letemodeller i øvre jura økt. Den ene letemodellen ligger nordøst i Nordsjøen, der funnet av blant annet 35/9-8 (Skarfjell) har skapt optimisme og medført at flere nye prospekter er blitt kartlagt. Den andre letemodellen

ligger sør i Nordsjøen. Også her er det kartlagt flere nye prospekter etter funn som 8/10-4 S (Butch) og 2/4-21 (King Lear), som alle bidrar til økt forventning.

I Barentshavet har forventningen til væske økt med 25 millioner Sm³ (seks prosent fra 2010). Økningen skyldes i første rekke en revurdering av letemodellen i undre til midtre jura, som inneholder oljefunnene Johan Castberg (7220/8-1 Skrugard og 7220/7-1 Havis). Det ble tidligere antatt at denne letemodellen i hovedsak inneholdt gass og at den hadde dårligere reservoarkvalitet enn brønnene har påvist. Modellen er nå revidert, og forventningen nå er at den er tre ganger så stor, med et større oljepotensial. I tillegg er potensialet i den overliggende letemodellen av øvre jura til nedre kritt alder oppjustert både for væske og gass.

Væskeressurser inklusiv Barentshavet sørøst og havområdene utenfor Jan Mayen

Ressurserestimer for Barentshavet sørøst og havområdene utenfor Jan Mayen (se kapittel 6 og 7) gir nytt estimat for de totale ressursene i Barentshavet og Norskehavet. Forventningsverdien for væske øker fra 1400 millioner Sm³ (anslaget per 31.12.2012) til 1520 millioner Sm³. Dette er en økning på 8,6 prosent (figur 4.4).

Økningen i forventningsverdien for de totale væskeressursene fordeler seg på henholdsvis 50 millioner Sm³ i Barentshavet sørøst og 70 millioner Sm³ i havområdene utenfor Jan Mayen.

Lavere forventning til gass

Forventningsestimater for uoppdagede gassressurser på norsk sokkel er nedjustert med 65 milliarder Sm³ eller fem prosent, (figur 4.6). I dette estimatet er ikke Barentshavet sørøst og Jan Mayen inkludert.

I Nordsjøen er estimatet for forventede uoppdagede gassressurser redusert fra 280 til 235 millioner Sm³ o.e. i 2012-analysen. Dette er en reduksjon på 16 prosent. Reduksjonen skyldes at større tro på væske i enkelte letemodeller fører til mindre tro på gass i de samme letemodellene.

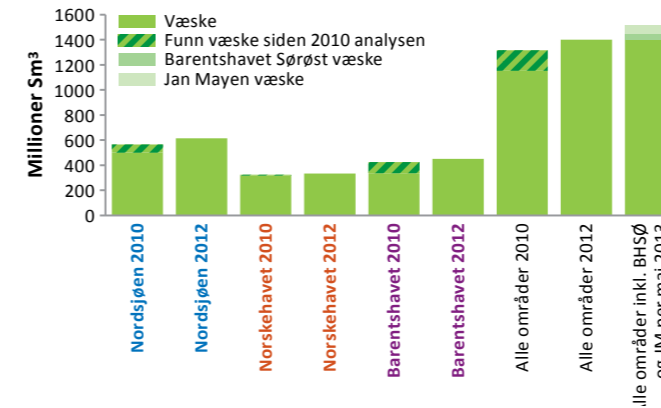
For Norskehavet er situasjonen nærmest uendret, med en liten reduksjon i forventningen til gass på to prosent.

I Barentshavet er reduksjonen i gassestimatet også to prosent sammenlignet med 2010-analysen.

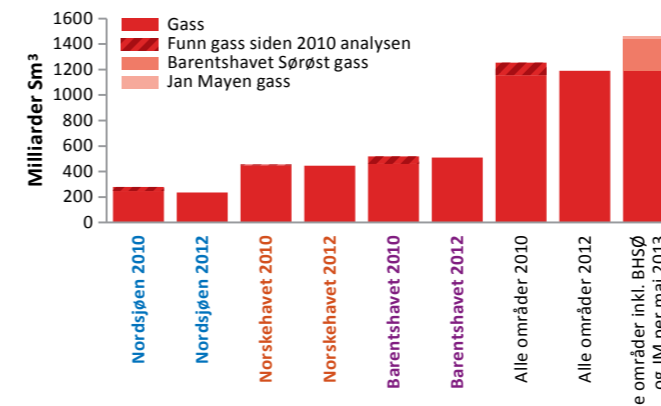
Gassressurser inklusiv Barentshavet sørøst og havområdene utenfor Jan Mayen

Ressurserestimer for Barentshavet sørøst og havområdene utenfor Jan Mayen (se kapittel 6 og 7) gir nytt estimat for de totale ressursene for Barentshavet og Norskehavet. Forventningsverdien for gass øker fra 1190 millioner Sm³ o.e. (anslaget per 31.12.2012) til 1460 millioner Sm³ o.e.. Dette er en økning på 23 prosent (figur 4.5).

Økningen i forventningsverdien for de totale gassressursene fordeler seg på henholdsvis 250 millioner Sm³ o.e. i Barentshavet sørøst og 20 millioner Sm³ o.e. i havområdene utenfor Jan Mayen.



Figur 4.5 Sammenlikning av fordelingen av forventede utvinnbare uoppdagede væskeressurser for de tre havområdene på sokkelen og for hele sokkelen (2010- og 2012-analysene). Det skraverte feltet markerer hvor mye væske som er funnet siden 2010-analysen. Potensialet for hele sokkelen, inklusive Barentshavet sørøst (BHSØ) og havområder ved Jan Mayen (JM), er vist i den høyre søylen.



Figur 4.6 Sammenlikning av fordelingen av forventede utvinnbare uoppdagede gassressurser for de tre havområdene på sokkelen og for hele sokkelen (2010- og 2012-analysene). Det skraverte feltet markerer hvor mye gass som er funnet siden 2010-analysen. Potensialet for hele sokkelen, inklusive Barentshavet sørøst (BHSØ) og havområdene rundt Jan Mayen (JM), er vist i den høyre søylen.

Letemodell er et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen, slik at produsert petroleum kan påvises. Disse faktorene er:

- 1) Reservoarbergart:** en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergarten i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå.
- 2) Felle:** en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og samles opp i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.
- 3) Kildebergart:** skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

En letemodell er **bekreftet** når det er påvist produsert petroleum i letemodellen. Det er ikke en forutsetning at produksjonen må være lønnsom. Er det ikke påvist produsert petroleum i en letemodell, er den **ubekreftet**.

Prospekt er en mulig petroleumforekomst som ennå ikke er boret, som er kartlagt og som det kan beregnes volumet av. Anslått sannsynlighet for at det kan påvises en petroleumforekomst i et gitt prospekt, kalles **funnsannsynlighet**.

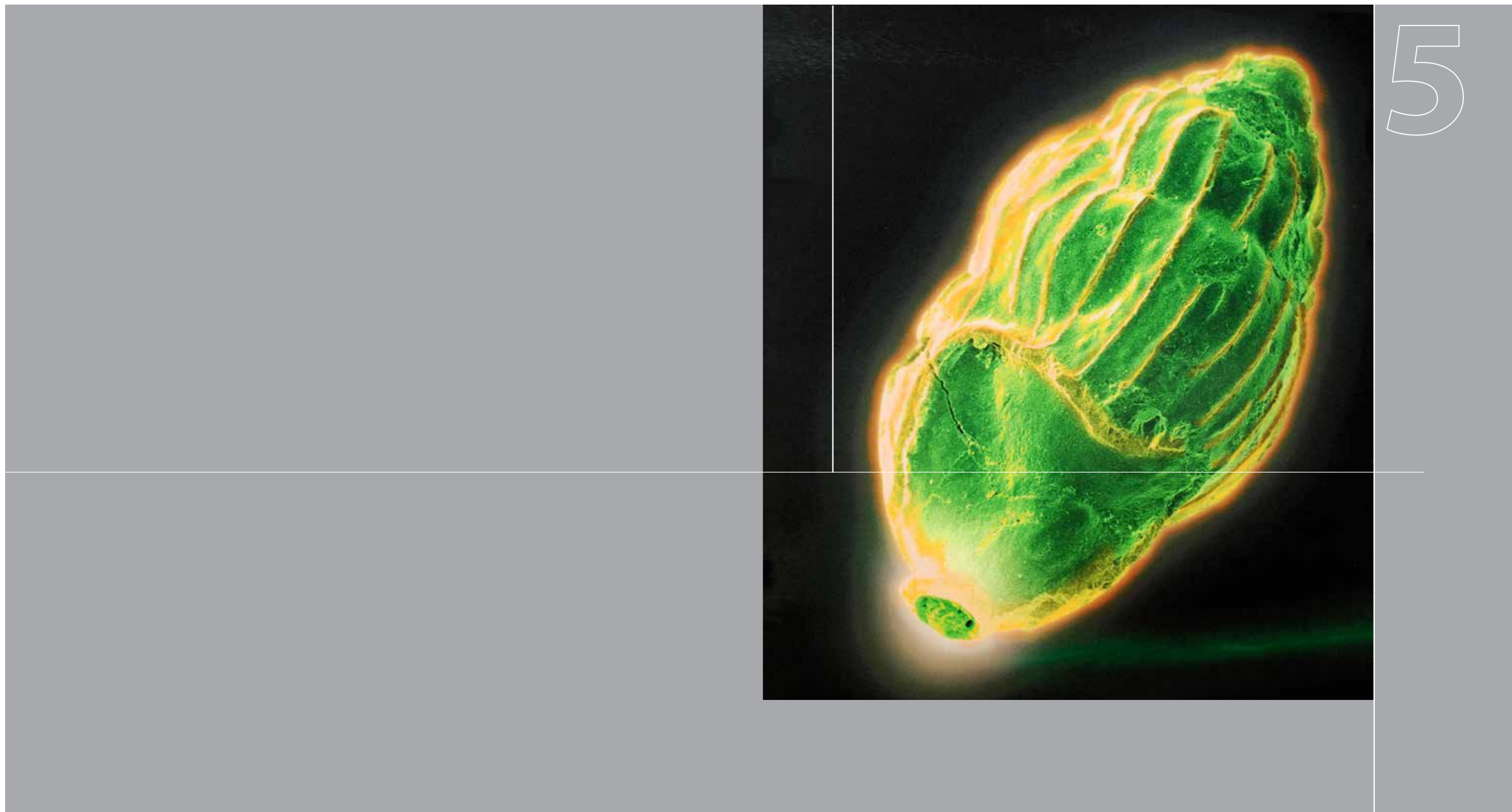
Usikkerheten uttrykker spennet av mulige utfall eller resultater. Det kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt anslag (Eksempel: Oljedirektoratet anslår at det er mellom 0,94 og 5,42 milliarder Sm³ o.e. olje, gass, kondensat og NGL igjen å finne på norsk kontinentalsokkel.). Som oftest er usikkerheten beregnet ved statistiske metoder, for eksempel ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Da kan det høye og det lave anslaget beskrives ved hjelp av statistiske begrep. For uoppdagede ressurser bruker Oljedirektoratet som hovedregel P95 for det lave anslaget. Dette innebærer at basert på analysens forutsetning, vil det være 95 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P95-verdien. For det høye anslaget brukes P05, det vil si at det er 5 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P05-verdien.

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

Letemodellsannsynlighet kalles den anslåtte sannsynligheten for at det faktisk kan påvises produsert petroleum i en letemodell. Sannsynligheten anslås ved hjelp av geologisk kartlegging og statistiske metoder. **Prospektsannsynlighet** kalles den anslåtte sannsynligheten for at et prospekt/prospektene inneholder petroleum i det volumet som er beregnet, gitt at letemodellen er eller blir bekreftet. **Funnsannsynlighet** er produktet av letemodellsannsynlighet og prospektsannsynlighet. Der letemodellen er bekreftet, er funnsannsynlighet og prospektsannsynlighet identisk.

På Oljedirektoratets nettsted finnes en oversikt over ulike letemodeller som Oljedirektoratet har definert på norsk sokkel, www.npd.no/tema/geologi/letemodeller.

Letehistorie og ressurstilvekst



5

“Creaming curve” er et diagram som brukes til å framstille sammenhengen mellom aggregert eller kumulativ ressurstilvekst fra funn og antall undersøkelsesbrønner. Navnet har trolig sin bakgrunn i at de største funnene i et område eller innenfor en letemodell («the cream of the crop») normalt gjøres tidlig i utforskningshistorien i området eller i letemodellen. Etter hvert vil det være mindre prospekter med lav funnsannsynlighet igjen å finne. Det er ingen god oversettelse av «creaming-curve» på norsk, så i denne rapporten er ordet letekurver brukt.

En slik letekurve viser utforskningshistorien for et område eller en letemodell. X-aksen er lineær med antall undersøkelsesbrønner i den tidsrekkefølgen de ble avsluttet. Når en brønn påviser ressurser i nye funn, plottes ressursmengden som akkumulerte verdier på Y-aksen. Resultatet blir en stigende kurve som viser hvordan området eller letemodellen har blitt utforsket. Dersom kurven er bratt, viser den at mye ressurser, eventuelt store funn blir gjort. Dersom kurven er langstrakt, viser den at de påviste funnene har vært små, eller at det har vært mange tørre brønner.

Letehistorie og ressurstilvekst på norsk sokkel

I 1966 ble den første brønnen på norsk sokkel, undersøkelsesbrønn 8/3-1, boret sørøst i Nordsjøen. Siden er det boret om lag 895 undersøkelsesbrønner som danner datagrunnlaget for letekurvene. Undersøkelsesbrønner som hovedsakelig av tekniske grunner ble avsluttet før de nådde letemålet, er ikke inkludert.

I Nordsjøen er det boret om lag 615 undersøkelsesbrønner, i Norskehavet 200 og i Barentshavet om lag 80. De første undersøkelsesbrønnene i Norskehavet og Barentshavet ble boret i 1980.

Letekurvene viser at det ble gjort funn etter få brønner i alle de tre områdene (figur 5.1).

I Nordsjøen ble det første funnet, 25/11-1 Balder, påvist i den andre brønnen på norsk sokkel, men det gikk 32 år før dette funnet var i produksjon. Det første store funnet ble gjort i 1969 i den 27. undersøkelsesbrønnen, 2/4-2 Ekofisk. Dette funnet var i produksjon allerede etter to år, da det ble satt i gang prøveproduksjon.

I Norskehavet ble det første funnet, 6507/11-1 Midgard, påvist

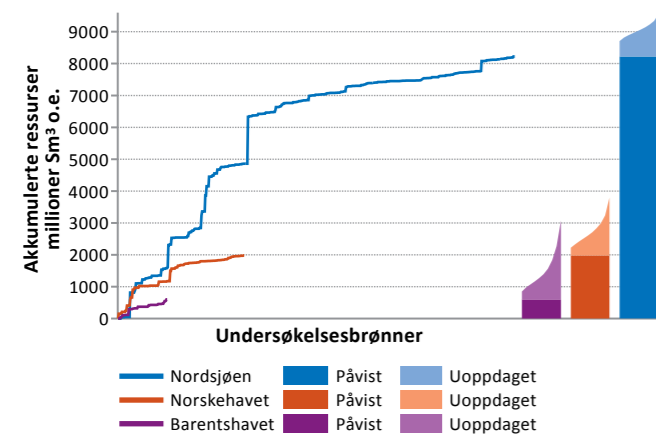


Fig. 5.1 Påviste og uoppdagede ressurser (lyse farger) for Nordsjøen (blå), Norskehavet (rød) og Barentshavet (lilla). Letekurven inkluderer også funn i ressursklasse 6, som ikke inngår i ressursregnskapet.

i tredje undersøkelsesbrønn i 1981. Dette funnet er en del av Åsgardfeltet som kom i produksjon i 1999.

I 1981 ble det første funnet påvist i Barentshavet, også her i den tredje undersøkelsesbrønnen. Det var gassfunnet 7120/8-1 Askeladd. Det er en del av Snøhvitfeltet, som kom i produksjon i 2007.

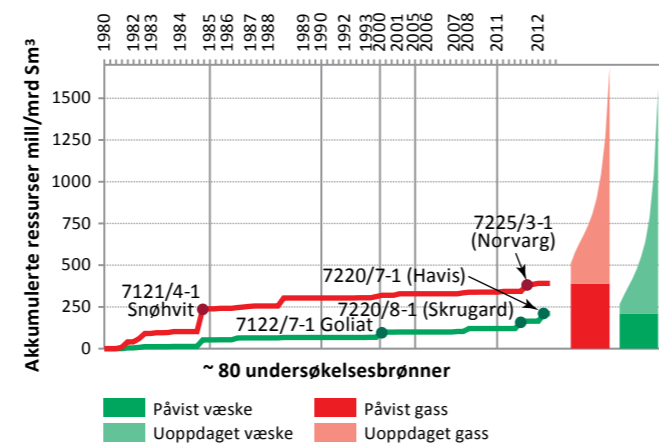
I Nordsjøen er det påvist fire ganger mer ressurser enn i Norskehavet og 14 ganger mer enn i Barentshavet. Figur 5.1 viser i tillegg til letekurven og de påviste ressursene for hvert område, også usikkerhetsspennet for de uoppdagede ressursene. De uoppdagede ressursene er estimert ut fra dagens kunnskap om områdene, og vil trolig endres når ny kunnskap blir frambrakt. Basert på dagens kunnskap vil det ikke bli påvist så mye ressurser i Norskehavet og Barentshavet tilsammen som i Nordsjøen. For å gi et mest mulig riktig bilde av utforskningshistorien, er alle funn inkludert i datagrunnlaget. Dette gjelder også funn i ressurskategori 6 (se faktaboks i kapittel 2).

Det er utarbeidet letekurver for hvert havområde fordelt på væske og gass. I tillegg er det utarbeidet slike kurver for enkelte letemodeller i hvert havområde. Disse letemodellene har fortsatt et uoppdagat potensial, og flere har en lang utforskningshistorie, spesielt i Nordsjøen.

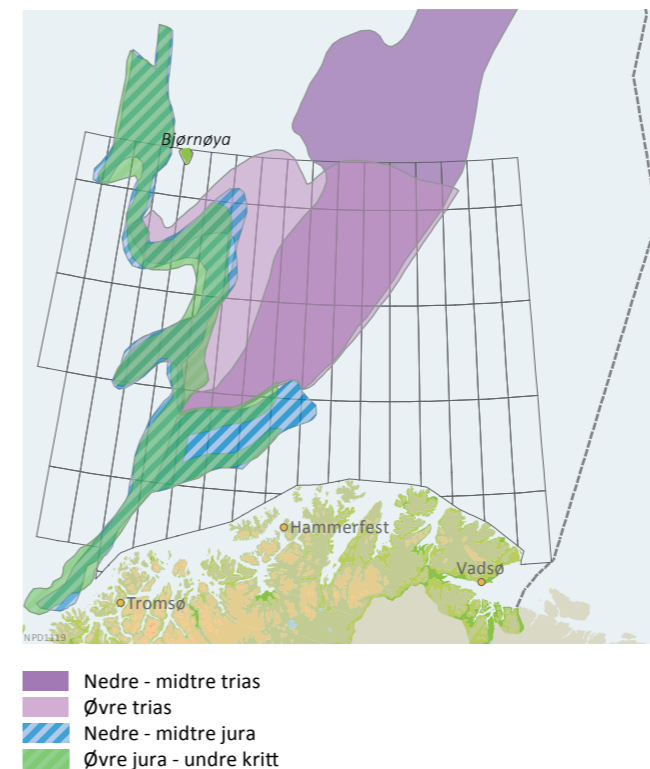
Letehistorie og ressurstilvekst i Barentshavet

Det var påvist om lag 390 milliarder Sm³ gass og 210 millioner Sm³ væske i Barentshavet per 31.12.2012 (figur 5.2). Det største gassfunnet er 7121/4-1 Snøhvit fra 1984, som også inneholder NGL og kondensat som vises på kurven for væske. Gassfeltet Snøhvit består i tillegg av fire funn som ble gjort før 7121/4-1 Snøhvit. Disse vises som en liten vekst på kurven etter tre brønner.

Figur 5.2 viser at mulighetene for å finne mer væske og gass er stor. Dette er illustrert i søylene med de lysere fargenyansene. Det store spennet i usikkerheten illustrerer at kunnskapen om Barentshavet fortsatt er begrenset, spesielt i den nordlige delen av havområdet. Både kurven for væske og gass viser at det er gjort funn i en del av de siste brønnene. Disse funnene har ført til stor interesse for området. I figur 5.3 er omtalte letemodeller illustrert.



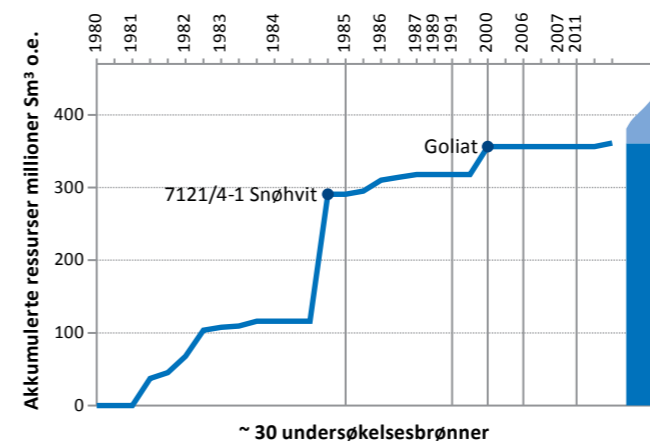
Figur 5.2 Påviste og uoppdagede (lyse farger) væske- og gassressurser i Barentshavet.



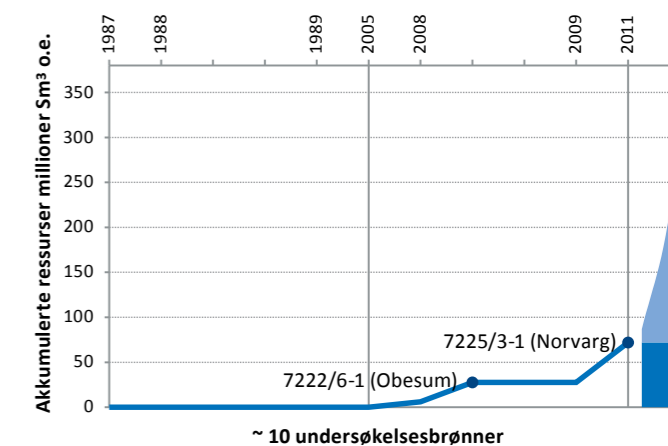
Figur 5.3 Utbredelse av omtalte letemodeller i Barentshavet.

Øvre trias til midtre jura letemodell i Hammerfestbassenget

Øvre trias til midtre jura letemodell i Hammerfestbassenget er den mest utforskede letemodellen i Barentshavet. Det er her det største gassfunnet, 7121/4-1 Snøhvit, er gjort. Modellen omfatter også oljefeltet Goliat som er under utbygging. Boreaktiviteten i dette området startet i 1980. Det har vært perioder med få brønner og små funn, spesielt på 1990-tallet. Et par år tidlig på 2000-tallet var petroleumsaktiviteten i Barentshavet midlertidig stanset. Estimater for de uoppdagede ressursene viser at letemodellen fortsatt forventes å ha et interessant potensial, se figur 5.4.



Figur 5.4 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre trias til midtre jura letemodell i Hammerfestbassenget.



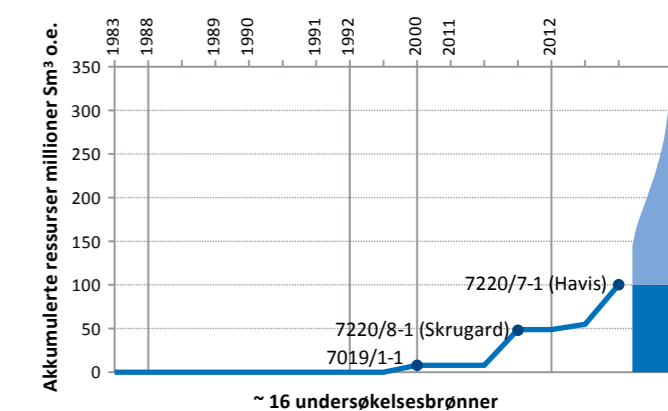
Figur 5.5 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i undre til øvre trias letemodeller på Bjarmelandsplattformen.

Undre til øvre trias letemodeller på Bjarmelandsplattformen

Undre til øvre trias letemodeller på Bjarmelandsplattformen er lite utforsket. Det er boret omlag 10 undersøkelsesbrønner og gjort tre gassfunn, der 7225/3-1 (Norvarg) er det største, se figur 5.5. Den første brønnen som testet letemodellene ble boret i 1987, og de fem påfølgende brønnene var tørre. På funnet 7225/3-1 bores det avgrensingsbrønn i år. Etter et par funn som var vesentlig mindre enn forventet, er 7225/3-1 (Norvarg) oppløftende, og estimatet for uoppdagede ressurser viser at potensialet fortsatt er stort.

Øvre trias til nedre kritt letemodeller langs Ringvassøy-Loppa- og Bjørnøyrenneforkastningskomplekset

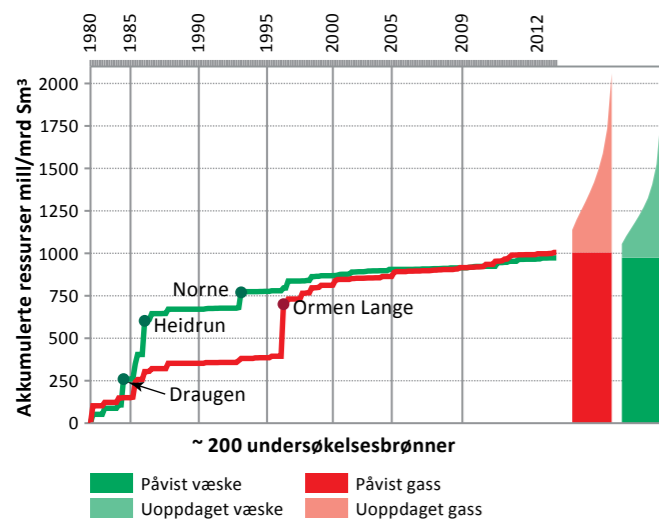
Ringvassøy-Loppa- og Bjørnøyrenneforkastningskomplekset er relativt lite utforsket med om lag 16 undersøkelsesbrønner, der over halvparten er tørre, se figur 5.6. Den første brønnen på disse letemodellene ble boret i 1983. Det første funnet, gassfunnet 7019/1-1, ligger langt sør i utbredelsen av letemodellene. Funn av olje i Johan Castberg (7220/8-1 Skrugard og 7220/7-1 Havis) har gitt et nytt syn på letemodellene, og interessen for å lete på disse er stor. Estimater for de uoppdagede ressursene viser at potensialet fortsatt er stort.



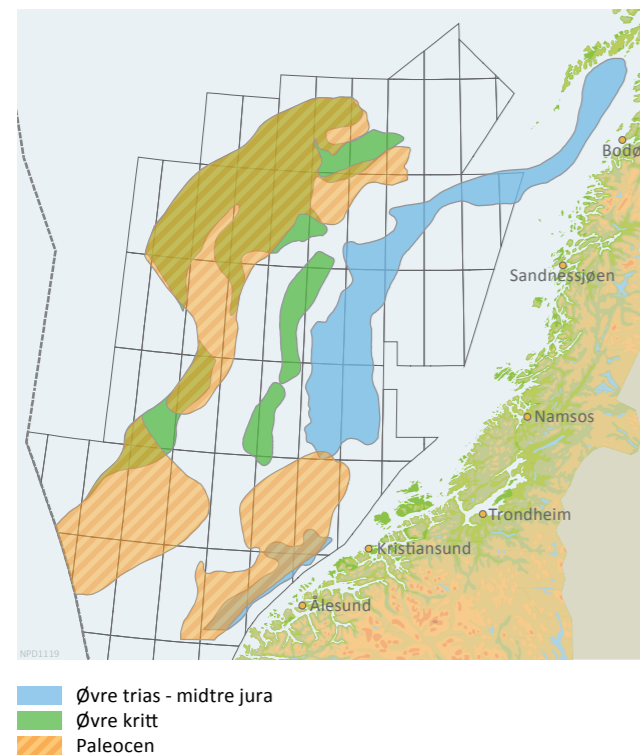
Figur 5.6 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre trias til nedre kritt letemodeller langs Ringvassøy-Loppa- og Bjørnøyrenneforkastningskomplekset.

Letehistorie og ressurstilvekst i Norskehavet

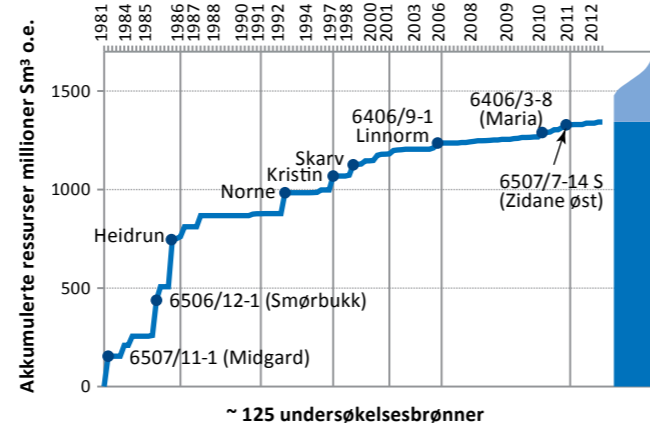
Det er påvist om lag 1000 milliarder Sm³ gass og 975 millioner Sm³ væske i Norskehavet per 31.12.2012, se figur 5.7. Det største gassfunnet er Ormen Lange. Letekurvene viser at det ble funnet mest gass, men også en del olje i de første funnbrønnene. I en tidlig fase av utforskningshistorien var Norskehavet vurdert til å være en gassprovinns. Funnet av Draugen endret denne vurderingen. Brønnene fram til Nornefunnet påviste relativt mye væskeressurser, men etter dette viser kurven mindre vekst. Gassfunnet Ormen Lange førte til at kurvene for væske og gass nærmet seg hverandre etter omkring 12 års leteboring med mest funn av væske. De siste om lag 30 undersøkelserbrønnene har påvist mest gass, slik at kurven for gass ligger litt over kurven for væske. Estimater for de uoppdagede ressursene viser at oppsidepotensialet for gass anses å være noe større enn for væske, at usikkerheten er stor, men mindre enn i Barentshavet, og at potensialet fortsatt er stort. I figur 5.8 er omtalte letemodeller illustrert.



Figur 5.7 Påviste og uoppdagede (lyse farger) væske- og gassressurser i Norskehavet.



Figur 5.8 Utbredelse av omtalte letemodeller i Norskehavet.



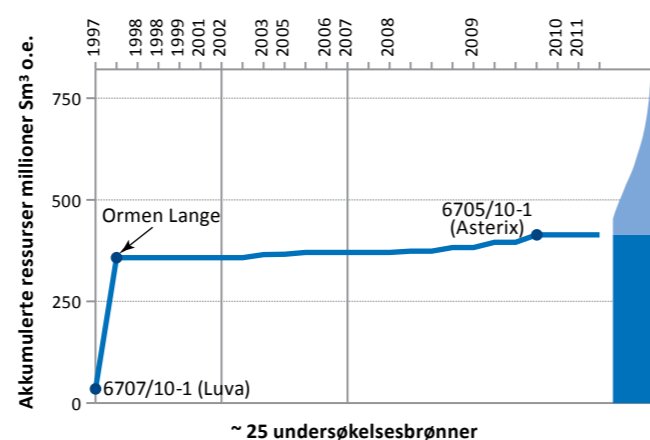
Figur 5.9 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre trias til midtre jura letemodell på Haltenterrassen-Nordlandsryggen.

Øvre trias til midtre jura letemodell på Haltenterrassen - Nordlandsryggen

Letekurven for øvre trias til midtre jura letemodeller på Haltenterrassen, Nordlandsryggen og nærliggende strukturelementer viser at dette er den mest utforskede og suksessrike letemodellen i Norskehavet så langt, se figur 5.9. Utforskningen startet i 1981, og funnet 6507/11-1 Midgard ble gjort etter få brønner. Med unntak av oljefeltet Draugen og gassfeltet Ormen Lange, er alle de største funnene i Norskehavet gjort i denne letemodellen. Siden 2000 har funnene vært relativt små, men letemodellen anses fortsatt å ha et betydelig potensial.

Øvre kritt til øvre paleocen letemodeller på dypt vann

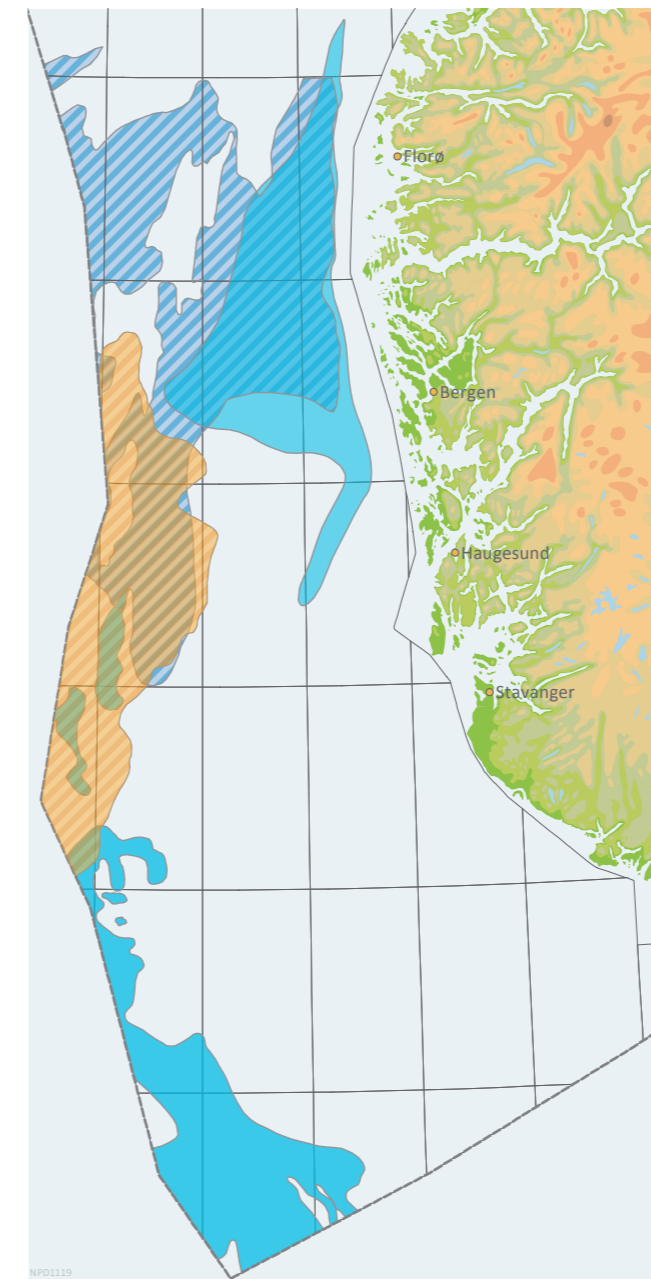
Øvre kritt til øvre paleocen letemodeller på dypt vann i Norskehavet har vært utforsket siden 1997, og så langt er Ormen Lange det største funnet, se figur 5.10. Det første gassfunnet er 6707/10-1 (Luva), som er besluttet utbygd sammen med flere mindre funn i nærheten i utbyggingsprosjektet Aasta Hansteen. Disse funnene illustreres som en svak stigning på letekurven mellom 2008 og 2009. Den siste brønnen på dypt vann ble boret i 2011, og det er ikke planlagt dypvannsbrønner i 2013. Forventningene til disse letemodellene var store da utforskningen startet i 1997, men resultatet så langt har vært mindre oppmuntrende. Imidlertid har letemodellene fortsatt et stort potensial.



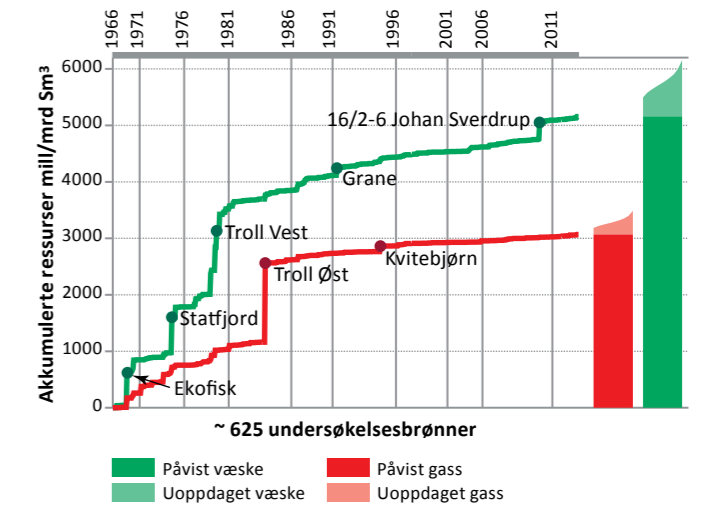
Figur 5.10 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre kritt til paleocene letemodeller på dypt vann.

Letehistorie og ressurstilvekst i Nordsjøen

Det er påvist om lag 3000 milliarder Sm³ gass og 5100 millioner Sm³ væske i Nordsjøen per 31.12.2012, se figur 5.11. Statfjord og Ekofisk er de største oljefeltene, og det suverent største gassfeltet er Troll Øst. Etter at Grane ble funnet i 1991, viser kurven for væske en svak stigning inntil funnet av 16/2-6 Johan Sverdrup i 2010. Kurven for gass viser en svak stigning etter funnet av Kvitebjørn i 1994. Estimater for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen er mindre usikkert enn for Norskehavet og Barentshavet, fordi dette området er mest utforsket. Det er boret mer enn tre ganger så mange undersøkelserbrønner i Nordsjøen som i Norskehavet, og om lag åtte ganger så mange som i Barentshavet. Muligheten for å gjøre interessante funn i Nordsjøen er fortsatt tilstede. I figur 5.12 er omtalte letemodeller illustrert.



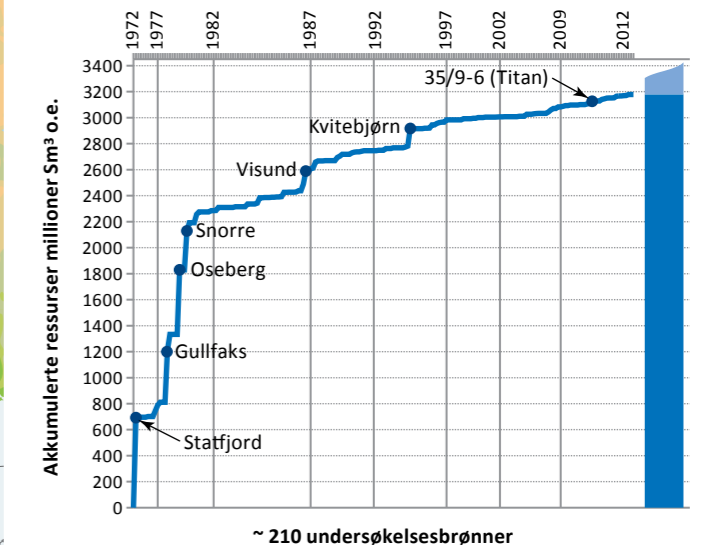
Figur 5.12 Utbredelse av omtalte letemodeller i Norskehavet.



Figur 5.11 Påviste og uoppdagede (lyse farger) væske- og gassressurser i Nordsjøen.

Øvre trias til midtre jura letemodell i midtre til nordlige Nordsjøen

Øvre trias til midtre jura letemodell i midtre til nordlige del av Nordsjøen er den mest utforskede på norsk sokkel, og det er i denne letemodellen mange av de største funnene er gjort. De fleste er gjort på Tampenutstikkeren. De største funnene ble påvist for 1980, og etter funnet av Kvitebjørn i 1994 er det ikke gjort noen større funn i denne letemodellen, se figur 5.13. Imidlertid blir det ofte påvist mindre funn som illustreres på kurven med en jevn stigning. Et av de største funnene etter 2010 er 35/9-6 (Titan). Selv om det er påvist mye ressurser i letemodellen, har den fortsatt et betydelig potensial.



Figur 5.13 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre trias til midtre jura letemodell i den midtre til nordlige delen av Nordsjøen.

Øvre jura letemodell i den nordlige delen av Nordsjøen

I øvre jura letemodell i den nordlige delen av Nordsjøen ligger Trollfeltet, som vist i figur 5.14. Dette gigantiske funnet fører til at andre funn i denne letemodellen knapt vises på kurven der Troll er med. Det er derfor også laget en letekurve uten Troll, se figur 5.15. Kurvene viser at det er påvist relativt få funn og relativt lite ressurser når Troll blir tatt ut. Det ble boret få brønner i femårsperiodene fra 1975 til 1979, 1986 til 1990, 1991 til 1995 og 2003 til 2007. Etter 2007 har boreaktiviteten tatt seg opp, og i 2012 ble funnet 35/9-7 (Skarfjell) påvist. Det er fortsatt et interessant potensial for uoppdagede ressurser i letemodellen.

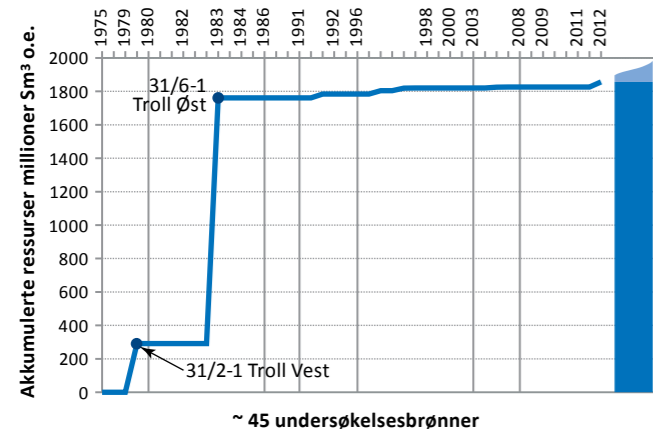
Øvre jura letemodell i den sørlige delen av Nordsjøen

Øvre jura letemodell i den sørlige delen av Nordsjøen har en lang utforskningshistorie, se figur 5.16. Oljefeltet Ula ble funnet i 1976 og kom i produksjon i 1986. Letekurven viser at etter funnet av Tambar i 1983, ble det funnet relativt lite ressurser inntil 8/10-4 S (Butch) i 2011 og 2/4-21 (King Lear) i 2012. Det forventes fortsatt et betydelig potensial i letemodellen.

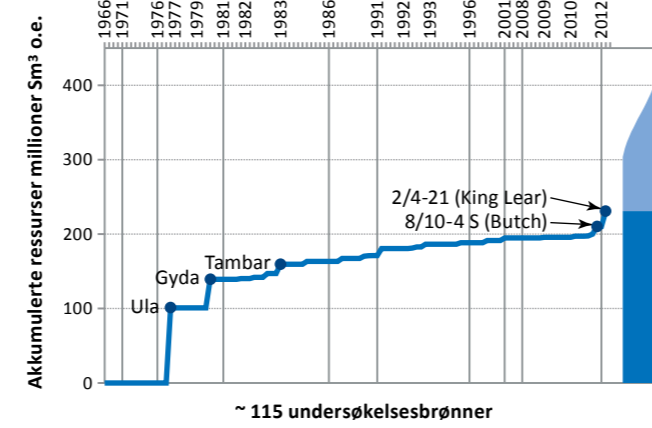
Paleocen letemodell i den midtre delen av Nordsjøen

Paleocen letemodell i midtre del av Nordsjøen har en lang utforskningshistorie, se figur 5.17. Oljefeltet Balder ble påvist i 1967, og

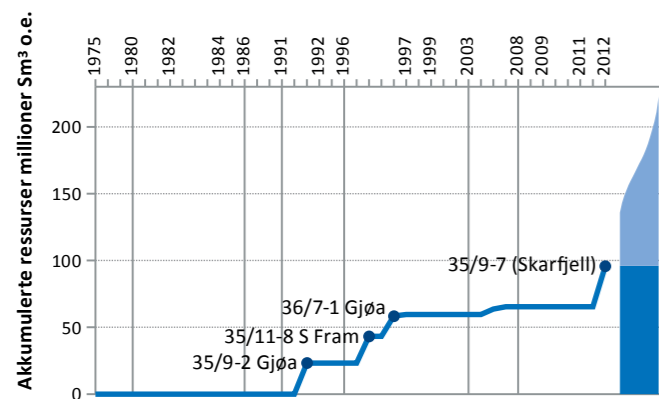
siden da er det boret om lag 100 undersøkelsesbrønner i letemodellen. I perioden mellom funnet av Jotun i 1994 og Alvheim i 1998, ble det påvist relativt lite ressurser. I 2003 ble det gjort fire funn, hvorav to er en del av feltet Alvheim: 25/4-7 (Kneler) og 24/6-4 (Boa). I tillegg ble 16/6-1 (Verdandi) og oljefeltet 25/4-9 S Vilje funnet, og det ble gjort funn i utvinningsbrønn 25/8-C-20 på Balderfeltet. I 2008 ble 25/11-25 Svalin påvist, og dette funnet er nå under utbygging. I årene etter 2008 er det boret om lag 10 undersøkelsesbrønner, men påvist lite ressurser. Potensialet for å finne mer er tilstede.



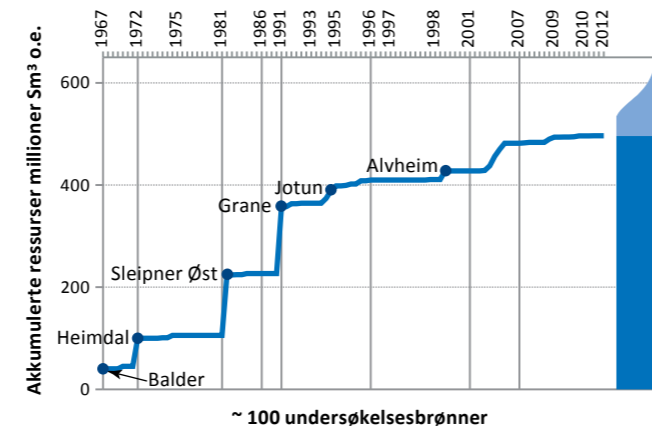
Figur 5.14 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre jura letemodell i den nordlige delen av Nordsjøen.



Figur 5.16 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre jura letemodell i den sørlige delen av Nordsjøen.

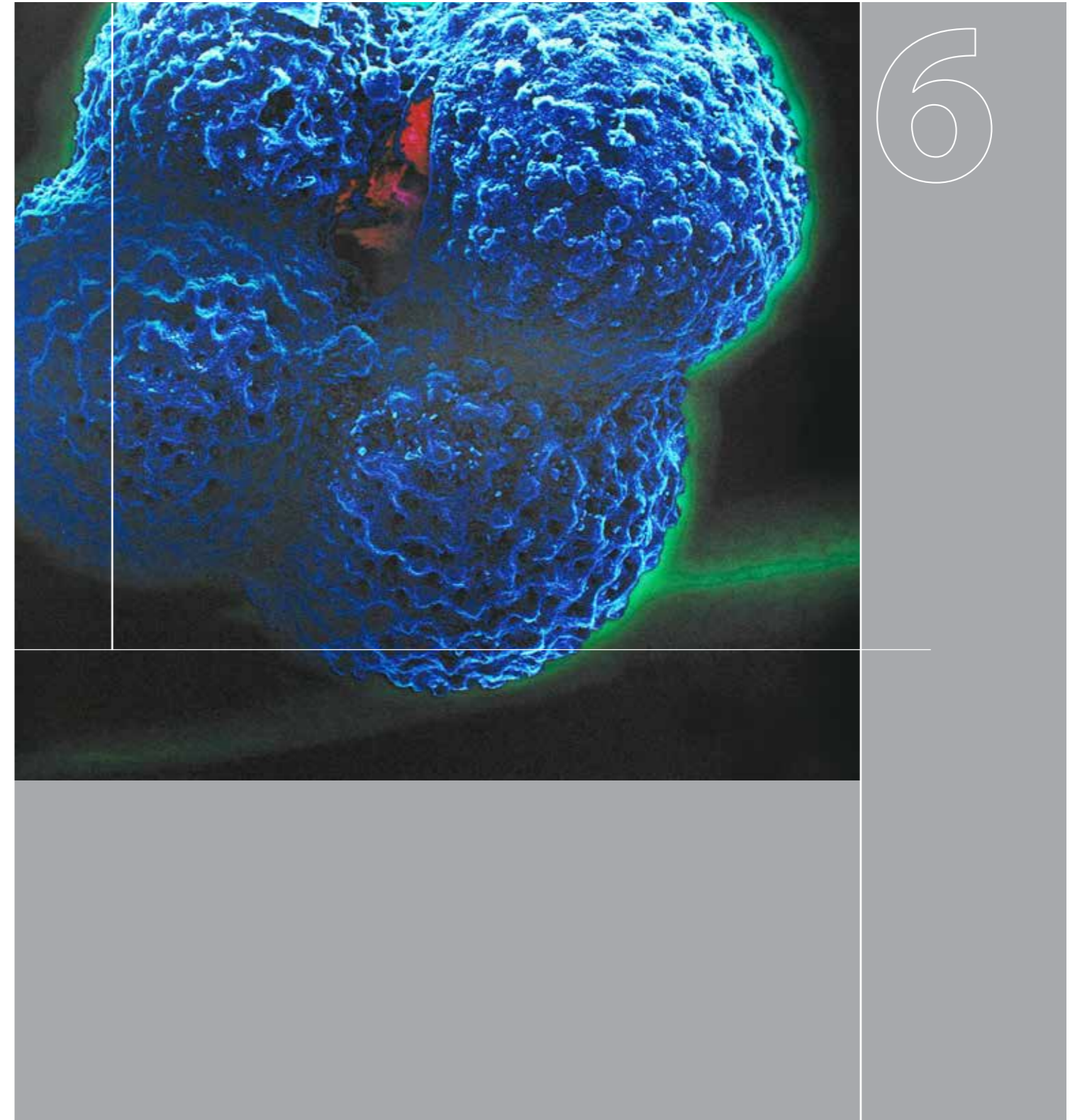


Figur 5.15 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i øvre jura letemodell i den nordlige delen av Nordsjøen. Funn som er inkludert i Troll er tatt ut.



Figur 5.17 Totale ressurser, påviste- og uoppdagede (lys blå) ressurser i paleocen letemodell i den midtre delen av Nordsjøen.

Barentshavet sørøst



6

Etter at overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011, startet arbeidet med en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i uåpnede områder i Barentshavet sørøst.

Havområdene som omfattes av åpningsprosessen er på ca. 44 000 km². De strekker seg nordover til 74° 30' N, grenser mot russiske havområder i øst, og avgrenses i vest mot åpnet areal i Barentshavet sør, se kart i figur 6.1. Området er nesten like stort som Finnmark fylke.

En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for at Stortinget kan fatte en beslutning om åpning. Som en del av dette arbeidet har Oljedirektoratet kartlagt geologien i området og estimert ressurspotensialet. Hovedresultatene fra dette kartleggingsarbeidet ble offentliggjort i februar 2013 og er presentert i Meld. St. 36 (2012–2013): «Nye muligheter for Nord-Norge – åpning av Barentshavet sørøst for petroleumsvirksomhet».

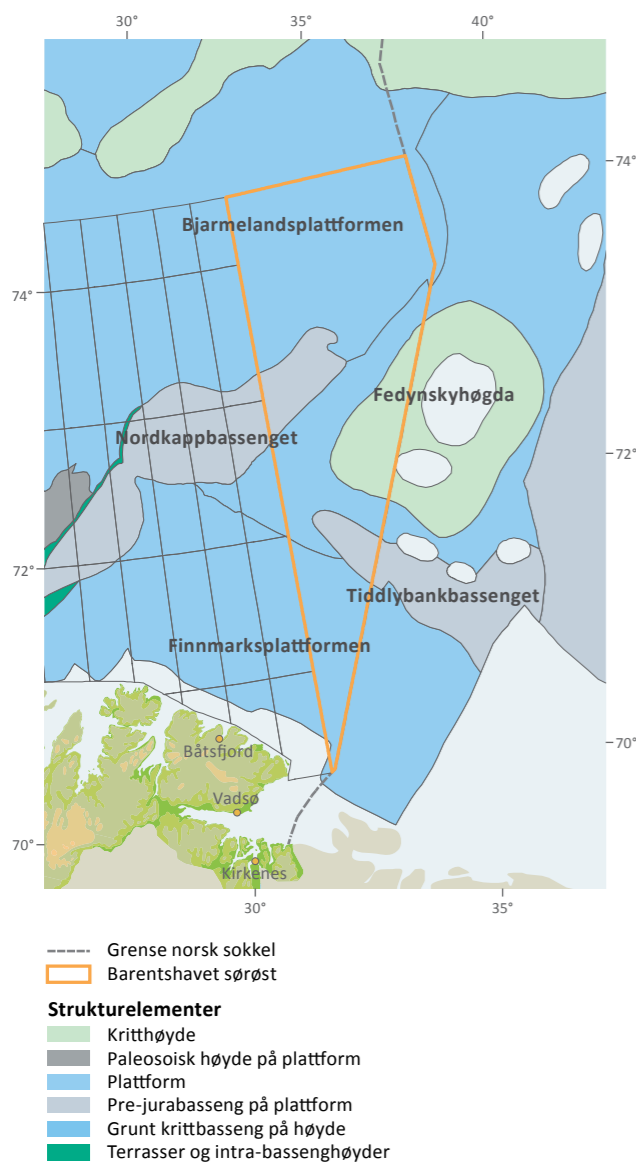
I dette kapitlet gis det en grundigere faglig gjennomgang av geologien og resultatene fra den geologiske kartleggingen av det som er presentert tidligere. I tillegg presenteres Oljedirektoratets estimat for uoppdagede utvinnbare ressurser i området.

Datagrunnlag

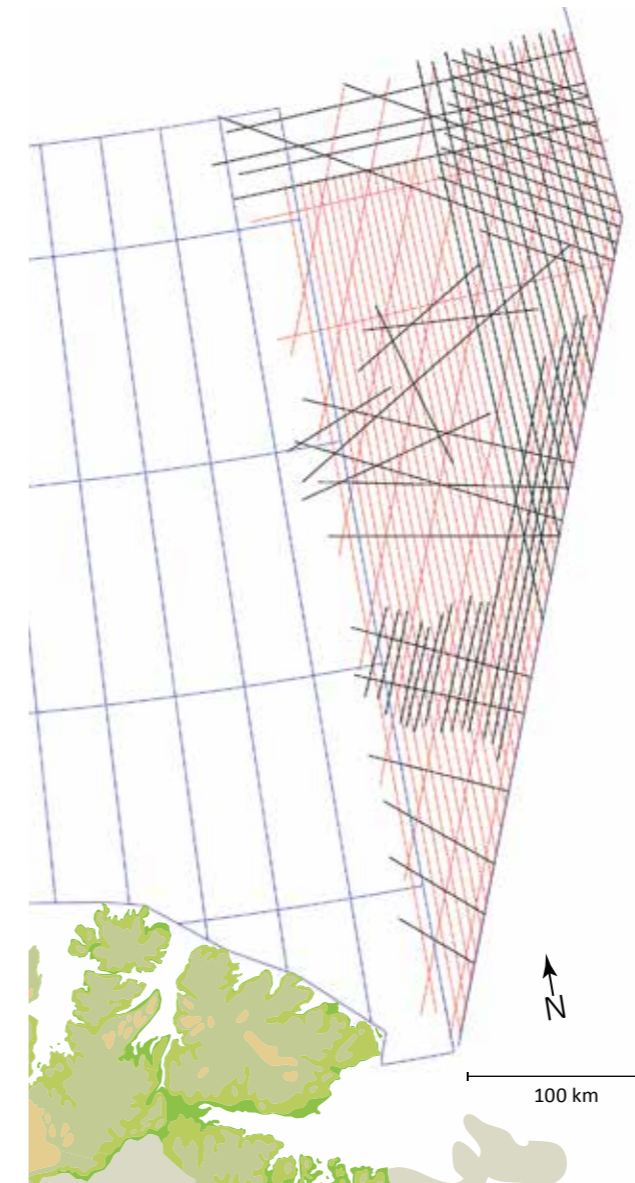
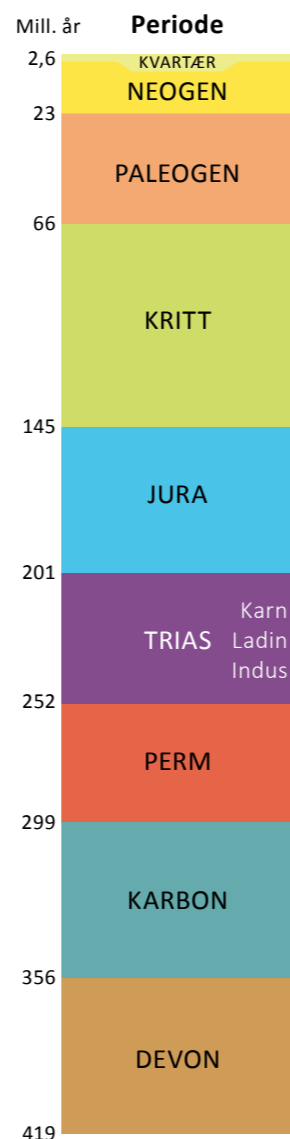
Den geologiske kunnskapen i Barentshavet sørøst er relativt begrenset. Til nå er det ikke boret grunne vitenskapelige borehull eller letebrønner i området. Derimot er det boret en rekke brønner i åpnet del av Barentshavet sør. Det finnes også noen publiserte data fra kommersielle borer i den russiske delen av Barentshavet. Brønner i øvrige deler av Barentshavet gir relevant informasjon (brønnlogger, aldersdateringer, kjernemålinger og kalibrering til seismikk) som er avgjørende for å forstå petroleumssystemet og reservoaregenskapene i Barentshavet sørøst.

I perioden 1974-1982 samlet Oljedirektoratet inn 2D-seismikk i grenseområdene mot Russland der landene hadde overlappende interesser. Kvaliteten av disse dataene er svært variabel, og datadekningen er lav og usystematisk. Etter 1982 har ikke norske myndigheter samlet inn seismikk før delelinjeavtalen mellom Norge og Russland trådte i kraft.

Det nye seismiske datagrunnlaget består av to 2D-seismiske datasett innsamlet i sommerhalvåret 2011 (ca. 11 500 kilometer) og 2012 (ca. 6 800 kilometer), som vist i figur 6.2. Under innsamlingen i 2011 ble GeoStreamer-teknologi brukt. Dette betyr at lyttekabelen taues dypere i vannet enn med konvensjonell seismikkinnsam-



Figur 6.1 Arealet for Barentshavet sørøst og den viktigste del av lagrekken i petroleumssammenheng i dette området.



Figur 6.2 Innsamlet 2D-seismikk fra 2011 (rød) og 2012 (svart) i Barentshavet.

ling. Dermed tåler operasjonen større bølgehøyde, blir mindre væravhengig, og følgelig mer effektiv. I 2012 ble 2D-seismikken innsamlet med konvensjonelle metoder.

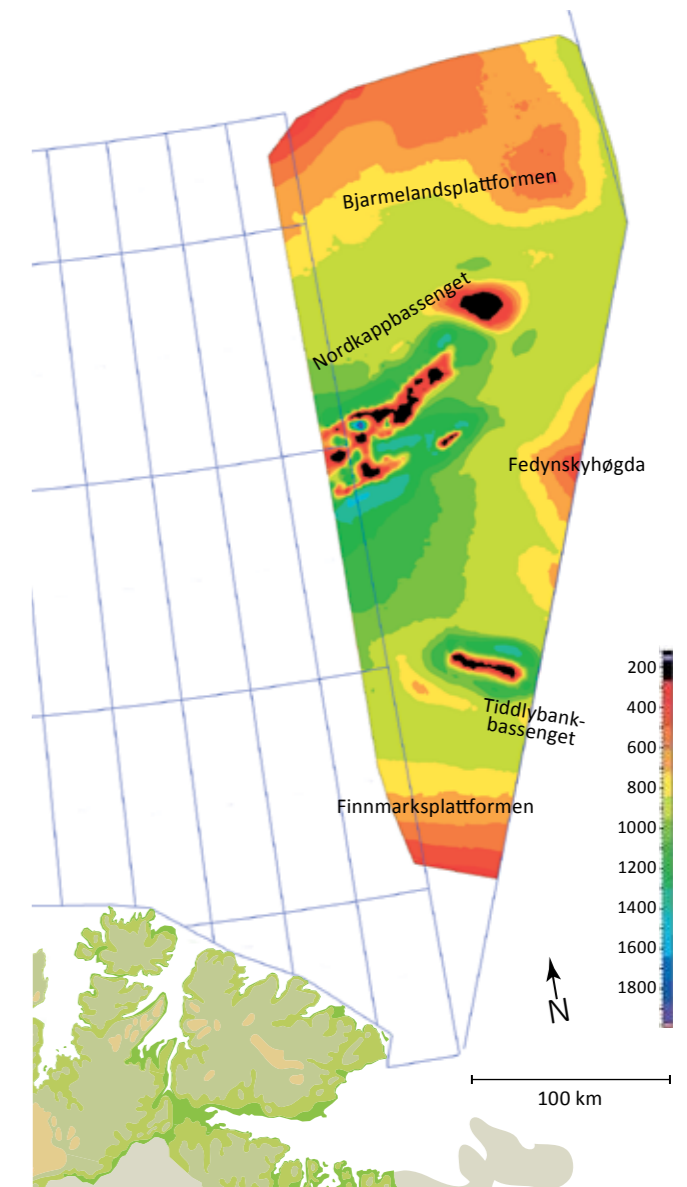
I innsamlingene fra 2011 og 2012 ble det lagt vekt på en systematisk innsamling med lange linjer som dekker hele det nye området opp til 74° 30' N. I 2011 ble det lagt opp til et rutenett på omtrent 5x20 km for å få en oversikt over geologien i et ukjent område. I 2012 ble det samlet inn utfyllende seismikk med særlig vekt på de mest interessante områdene.

Samtidig med de seismiske innsamlingene i 2011 og 2012 ble det samlet inn gravimetriske og magnetometriske data. Disse dataene vil kunne bidra til en bedre forståelse av de dypere liggende strukturer.

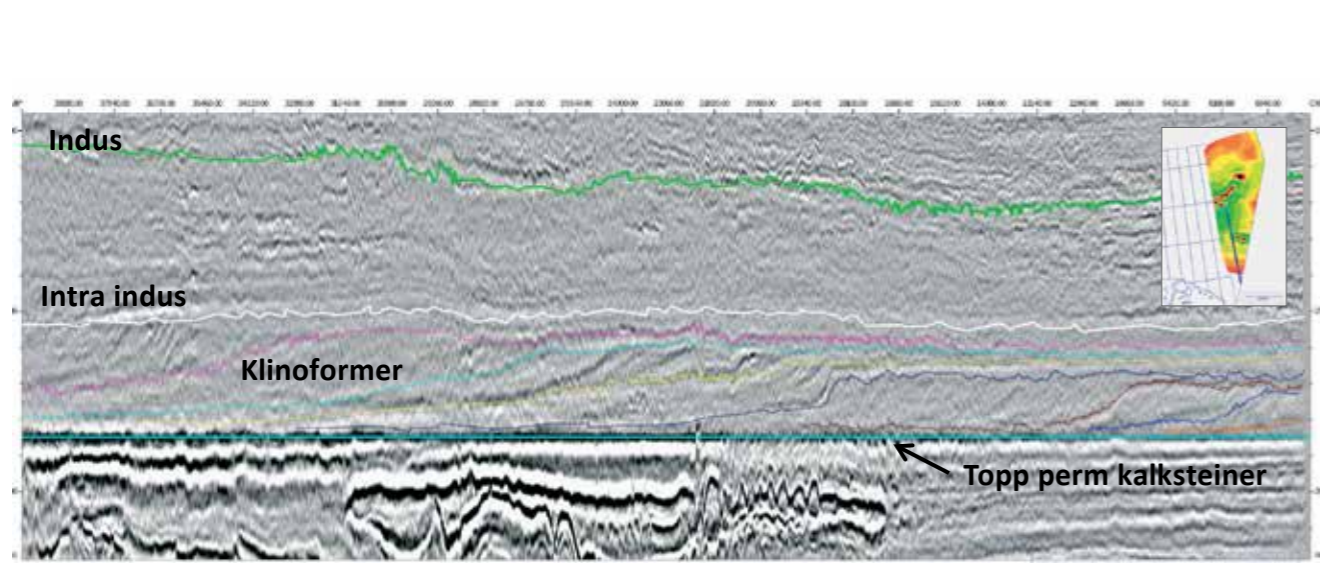
Alle seismiske data som ble samlet inn i 2012 ble ferdig prosessert i løpet av november/tidlig desember 2012. Relativt grunt hav, hard havbunn, og en svært markert reflektor fra undre kritt har gjort prosesseringen krevende, men Oljedirektoratet anser både kvaliteten på rådataene og på prosesseringen som tilfredsstillende.

Strukturelle hovedtrekk for området

I Barentshavet sørøst er det fem store regionale geologiske strukturelementer som definerer strukturbildet, se figur 6.3. I sør ligger Finnmarksplattformen inn mot norskekysten, hvor lagene gjennomgående faller mot nord. I nord fortsetter den østlige delen av Bjarmelandsplattformen inn i de nye områdene. Her har lagrekken generelt et fall mot sør. Mellom de to plattformene er Nordkappbassenget utviklet som et dypt innsynkningsbasseng fra karbon/perm, hvor det er avsatt store mengder salt. Tiddlybankbassenget utgjør et tilsvarende saltbasseng i sørøst. Begge saltbassengene har vært utsatt for intens saltbevegelse gjennom trias og opp i paleogen alder. Det femte store strukturelementet i regionen er Fedynskyhøgda. Størstedelen av Fedynskyhøgda ligger på russisk side av grensen.



Figur 6.3 Tidskart fra bunn kritt som viser de viktigste geologiske strukturelementene i Barentshavet sørøst.



Figur 6.4 Seismisk linje som viser utbygging av et delta (kloformer) i undre trias. Linjen er flatet på toppen på en kalksteinsreflektor i perm.

Finnmarksplattformen

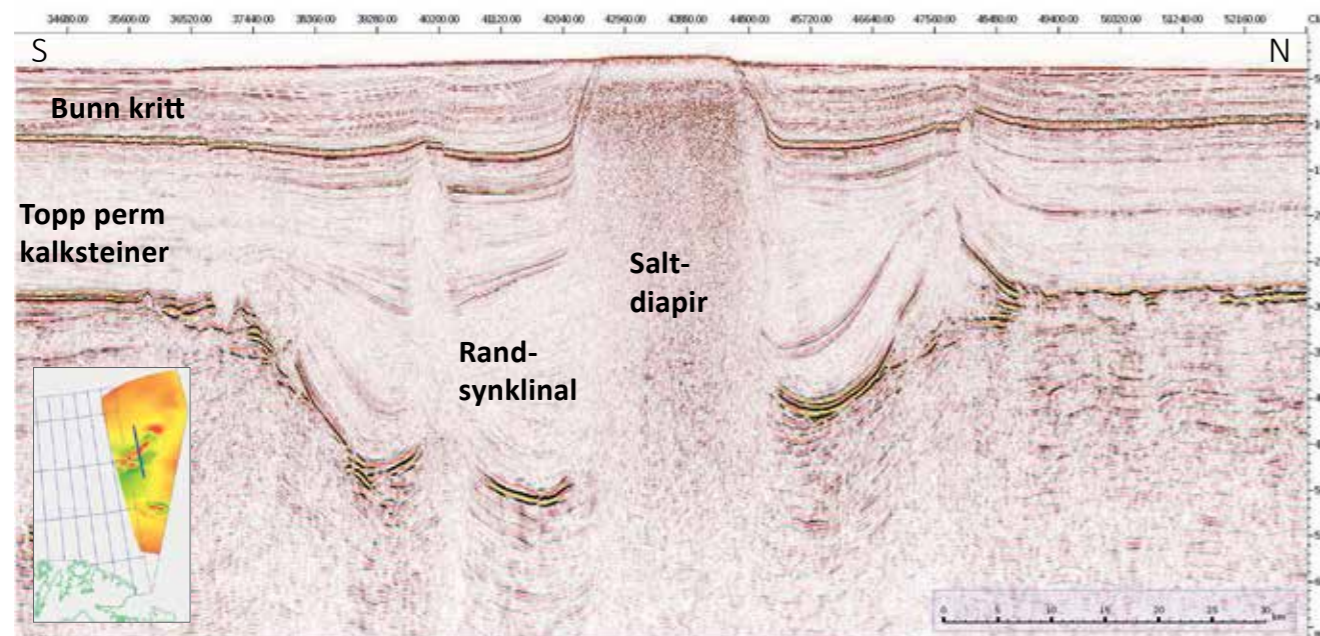
Finnmarksplattformen dekker et stort område som strekker seg fra Vest-Finnmark langs Varangerhalvøya og inn i Russland. I de nye områdene på Finnmarksplattformen ser det fra seismikken ut til at undre karbonavsetninger ligger direkte på grunnfjellet i mange områder. Foreløpig er det få holdepunkter for å si at det er utviklet devonbassenger under karbonsedimentene i de nye områdene på Finnmarksplattformen. Men tilstedeværelse av enkelte mindre sedimentbassenger som er eldre enn karbon kan ikke utelukkes.

Finnmarksplattformen er kanskje best kjent for sine grunnmarine kalksteiner og dolomitter med revdannende strukturer i form av karbonatrev og svamperev (spikulitter). Disse kalksteinene ble dannet i karbon og permtiden. Mot slutten av perm ble karbonatbergartene oversvømt av havet, og denne hendelsen danner en god seismisk reflektor som kan følges over store avstander. I en kort periode ble havet på Finnmarksplattformen dypere, før en stor deltautbygging begynte å fylle opp hele Barentshavet. Denne deltautbyggingen startet på overgangen mellom perm og trias. Nær kysten i de nye områdene er sporene etter denne utbyggingen godt synlige som klinoformer fra undre trias på de seismiske avbildningene, som vist i figur 6.4.

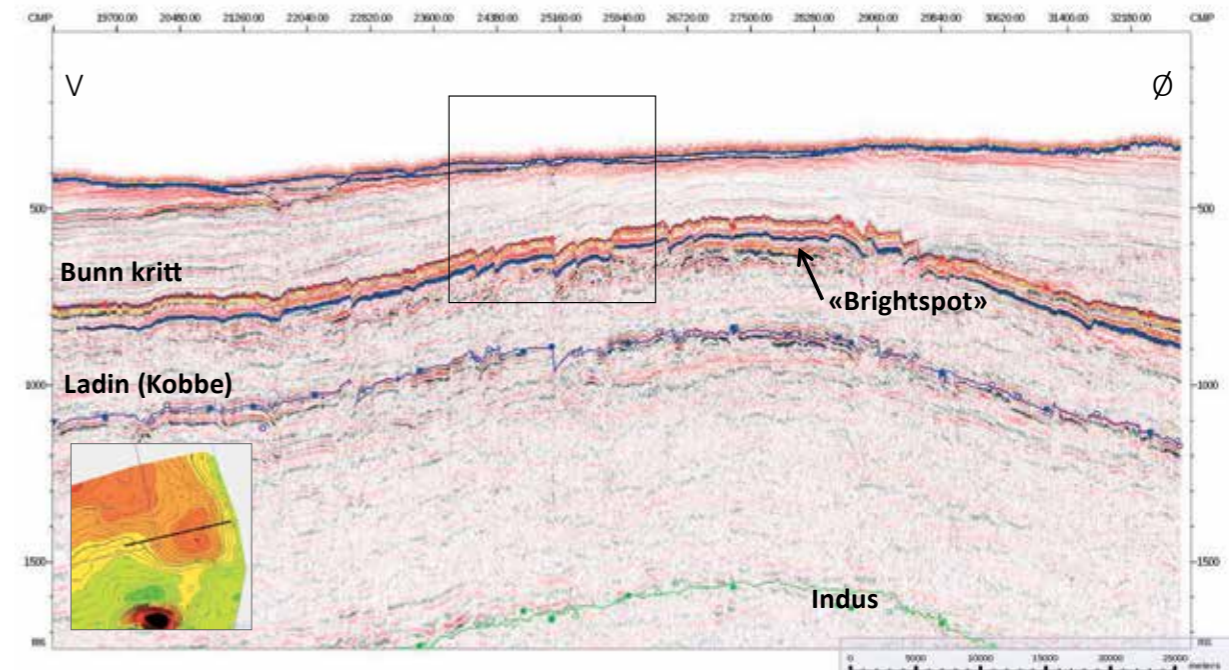
Nord på Finnmarksplattformen er det utviklet en stor struktur i overgangen mellom Finnmarksplattformen og Tiddlybankbassenget, se figur 6.3. Denne strukturen har en mindre pute av salt eller anhydritt i kjernen. I denne strukturen har ikke trias- og juragrekkene vært erodert i paleogen eller kvartær, slik at de viktigste reservoarbergartene antas å være intakt i strukturen.

Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget

Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget er to markerte innsyningsbassenger som ligger henholdsvis nordvest og nordøst for Finnmarksplattformen. Aksene for de to bassengene ligger tilnærmet 90 grader på hverandre. Karakteristisk for Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget er dannelsen av store mengder salt i karbon og perm. I den første tiden etter avsetningen lå saltet stort sett i ro. Etter hvert som deltautbyggingen i undre trias nådde de respektive bassengene, ble lasten på saltavsetningen så stor at saltet begynte å bevege seg oppover i lagrekken på grunn av lavere egenvekt enn de overliggende sedimentene i bassenget, se figur 6.5. Saltbevegelsene skjedde i flere omganger i trias og i paleogen. Resultatet er at saltet i dag danner store, nesten vertikale saltdiapirer, hvor de fleste når opp til havbunnen. I områdene



Figur 6.5 Seismisk linje gjennom Nordkappbassenget som viser utvikling av saltdiapirer og randsynklinaler i trias. Posisjon er vist på det lille kartet.



Figur 6.6 Stor struktur nord i Barentshavet sørøst. Posisjon er vist på det lille kartet.

rundt saltstrukturene ble det dannet randsynklinaler med tykkere lag av triassedimenter og tidvis kraftig erosjon av lagene nærmest saltstrukturene. I Tiddlybankbassenget er det dannet en svært stor saltdiapir på norsk side av grensen, med en velutviklet randsynklinal rundt saltpluggen, som vist i figur 6.3. En seismisk linje langs saltdiapiren kan antyde at den har to domer. Hovedtyngden av sedimenttilførselen i randsynklinalene skraver seg fra elve-systemene og deltautbyggingen i øst og sørøst, som strømmet rundt de gjennomgående saltstrukturene.

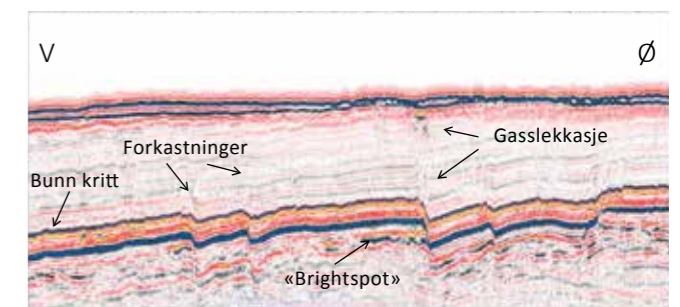
I den nordøstlige delen av Nordkappbassenget, se figur 6.3, er det utviklet en stor saltstruktur hvor bunn kritt-reflektoren er erodert, men hvor avsetninger i undre og mellomtrias er bevart. Dette er en struktur som kan ha potensial til å inneholde olje eller gass i midtre trias.

Ved mange av saltstrukturene er havbunnen høyere enn områdene som ligger rundt strukturene og danner et positivt relieff. Dette er tydelig over Tiddlybankbassenget og over flere av strukturene i Nordkappbassenget. Seismikken viser at saltet kan ha dradd med seg kalksteiner opp til havbunnen som har lagt seg over saltstrukturen, og at erosjon i kvartær fjernet de bløtere sedimentene rundt. Dette kan ha hindret saltet i å strømme ut i havet. Et alternativ er at saltet fortsatt er aktivt og danner et strukturelt relieff på sin vei opp mot havbunnen. Relieffet kan være en kombinasjon av de to modellene.

Bjarmelandsplattformen

Bjarmelandsplattformen er et område som dekker store deler av det sentrale Barentshavet. Karakteristisk for Bjarmelandsplattformen er at det er relativt få strukturer, men enkelte store strukturer kan være viktige som feller for gass og olje. I bunnen av disse store strukturene ligger det ofte en pute av salt som styrer strukturen i paleogen. Et godt eksempel på en slik stor struktur er Norvargdomen, hvor det er funnet gass i flere nivå fra trias til jura.

Bjarmelandsplattformen strekker seg inn i den nordlige delen av Barentshavet sørøst, og her er det utviklet en stor struktur som i seismisk avbildning ser ut til å ha en mer eller mindre intakt lagrekke fra perm til øvre jura, se figur 6.6. Denne strukturen har en pute av salt i bunnen fra karbon/perm. Internt på strukturen er det utviklet en rekke mindre forkastninger av paleogen alder som påvirker lagene både på trias, jura og kritt nivå. En del av disse for-



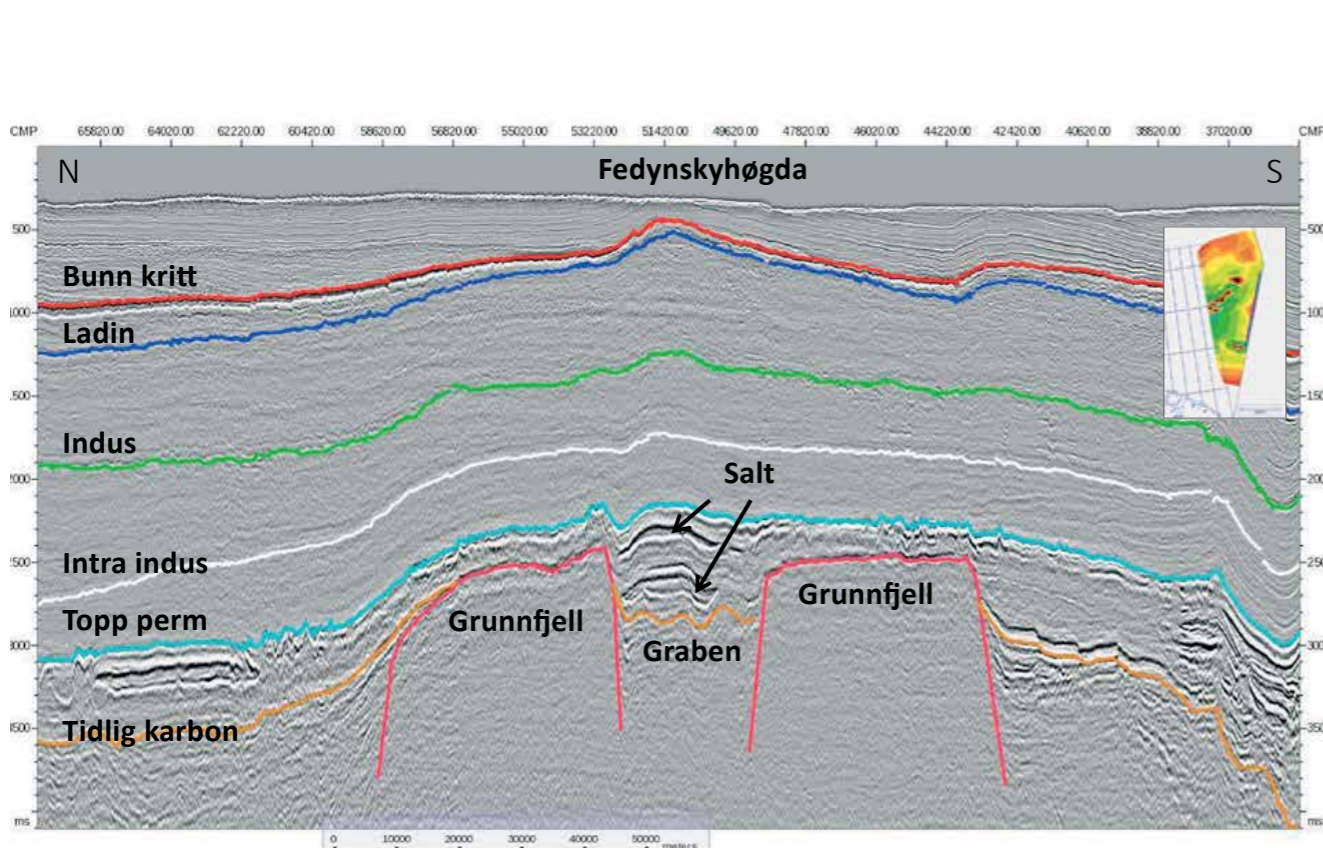
Figur 6.7 Gasslekkasje fra «brightspot» i øvre jura (utsnitt fra figur 6.6).

kastningene går helt opp til havbunnen. På noen av forkastningene viser seismiske amplitudeanomalier at det sannsynligvis lekker gass fra gassreservoarer i Realgrunnenundergruppen, se figur 6.7.

Fedynskyhøgda

I den østlige delen av de nye områdene ligger flanken av Fedynskyhøgda. Hovedtyngden av høgda ligger på russisk side. Den nye seismikken viser at høgda har en kompleks geologisk historie. Et dypt innsyningsbasseng (grabenstruktur) skjærer seg inn i Fedynskyhøgda i karbon/perm på norsk side av grensen. Senere er dette bassenget invertert, og i dag danner området det høyeste punktet på Fedynskyhøgda på norsk side, se figur 6.8. Fortsettelsen inn på russisk side av grensen er ukjent på grunn av manglende datatilgang. På begge sider av dette bassenget står antagelig grunnfjellet høyt opp og gir opphav til tyngde- og magnetiske anomalier på Fedynskyhøgda. Bassenget har samme retning som Tiddlybankbassenget og strekker seg vestover til Nordkappbassenget. Det er utviklet kartleggbare mengder salt i dette bassenget, men ikke nok til å danne saltdiapirer.

Fra tidligere er det kjent at Fedynskyhøgda er sterkt erodert på toppen av strukturen på russisk side av grensen. Den nye seismikken bekrefter at nesten hele lagpakken over bunn kritt er erodert bort på norsk side. Gamle publiserte kart fra russisk side viser at erosjonen går langt ned i trias på russisk side.



Figur 6.8 Seismisk linje fra flanken av Fedynskyhøgda, som viser at det under den høyeste delen av Fedynskyhøgda på norsk side ligger en grabenstruktur fra karbon/perm med saltavsetninger.

Reservoarbergarter

I Barentshavet sørøst er det flere viktige faktorer som styrer dannelsen av reservoarbergarter. Det opprinnelige avsetningsmiljøet er viktig for reservoaregenskapene, og fordi området er stort og langstrakt, vil dette variere i de ulike områdene på samme tidspunkt. Samtidig som det ble utviklet elveavsetninger med kanalsandsteiner i sør, kan det ha blitt utviklet mer sammenhengende grunnmarine sandsteiner i nord. I andre tidsepoker har det vært dannet kalksteiner og svamperev som kan ha gitt opphav til reservoarbergarter.

Felles for alle reservoarene er at begravingsdyp er en viktig faktor for å styre reservoaregenskapene over tid. På grunne dyp vil reservoarene ha gode reservoaregenskaper, som i brønn 7131/4-1 (Guovca) på Finnmarksplattformen. Dersom reservoarene blir begravd for dypt, vil etter hvert porøsitet og permeabilitet og derav strømningssegenskaper for olje og gass bli dårligere. Til slutt vil disse egenskapene bli så redusert at bergarten ikke lenger kan betraktes som egnet reservoarbergart.

I de nye områdene har bergartene vært hevet mellom 1000 og 1500 meter. Når reservoaregenskapene skal anslås, er det særlig den maksimale begravingsdybden og temperaturen som styrer endringer i reservoaregenskapene over tid. I de aktuelle områdene vil reservoarer i midtre og øvre trias og jura ligge på akseptable dyp som gir grunn til å anta at reservoaregenskapene er bevart over store områder. For dypere nivå i undre trias og karbon/perm, er det først og fremst i de kystnære områdene, hvor disse bergartene ikke har vært for dypt begravd, at reservoaregenskapene kan være bevart. I noen formasjoner har det vært en sekundær vekst av mineralet kloritt, som kan hindre gjengroing av porene i bergarten og bevare relativt god porøsitet ned til større dyp enn det som er normalt.

En av de største utfordringene i sentrale deler av Barentshavet er forseglingspotensialet. Dette gjelder særlig for eventuelle reservoarer i jura. Oppløfting i Barentshavet og opphoping av salt i

kjernen av de fleste strukturene har ført til en intens oppsprekking og utvikling av små forkastninger i og over strukturene. Disse går mange steder helt opp til havbunnen eller stopper mot løsmasser i kvartær. Fra noen av strukturene viser seismikken at det lekker gass fra jurareservoarene. Dette viser at det har vært dannet gass i området. Spørsmålet er hvor mye gass som er igjen i reservoarene, og om det finnes olje.

I Mareanoprosjektet som kartlegger havbunnen i Barentshavet sørøst, og som er tilgjengelig på Mareanos nettside (www.mareano.no), viser kartene at det opptrer en svært stor mengde "pockmarks" (groper) i store deler av de områdene som til nå er kartlagt. Slike groper dannes ved utdriving av vann eller utslipp av gass i løse sedimenter på havbunnen. En jevn fordeling av gropene over store områder kan antyde at dette er vannutdriving eller utslipp av biogen gass. Dersom lekkasjen er relatert til utslipp av gass fra eldre reservoarbergarter, er det en observasjon som kan minske gasspotensialet i den sørlige delen av Barentshavet sørøst.

Karbon/perm

I størstedelen av de nye områdene ligger karbon-/permbergartene for dypt, eller de har vært for dypt begravd til å være aktuelle som reservoarbergarter. Unntaket er et lite område inn mot norskekysten, hvor disse bergartene går helt opp til havbunnen. Her kan det være muligheter for gassansamlinger i sandsteiner fra undre karbon. Eventuelle feller vil være stratigrafiske eller strukturelle, men det er få forkastninger som gir lukning inn mot norskekysten. I karbon og perm kan det også være prospektmuligheter i kalksteinsrev og svamperev. 2D-seismikken er ikke tilstrekkelig til å kartlegge denne typen reservoarer godt. Arealet er begrenset, og tverrsnittet på revoppbyggingene ligger mellom 1-1,5 kilometer, mens lengdeutstrekningen er ukjent. Erfaring fra brønn 7228/7 1A i Nordkappbassenget og 7128/4-1 på Finnmarksplattformen lenger vest, viser at det her kan være både olje og gass i eventuelle prospekter, men mengden er usikker.

Undre trias

I undre trias viser seismikken at det har foregått en utbygging av sokkelen fra øst og sørøst mot vest og nordvest. I denne prosessen er det sannsynlig at det kan ha blitt avsatt grunnmarine avsetninger som har gitt grunnlag for dannelse av sandsteiner. De ligger gjennomgående dypt begravd, slik at reservoaregenskapene i store områder vil være redusert. Antall strukturelle feller er begrenset, men særlig i den sørlige delen av de nye områdene er reservoarer fra undre trias mest aktuelle.

Mellom og øvre trias

I Barentshavet sørøst er det reservoarer fra mellom og øvre trias som har det største potensialet for å inneholde olje eller gass. Gjennomgående ligger disse mulige reservoarene på et dyp hvor reservoaregenskapene fortsatt er intakt. Samtidig er potensialet for oppbevaring større enn lenger opp i jura, hvor det lekker gass fra strukturene.

Seismikken viser at store deler av lagpakken i mellom og øvre trias ser ut til å bestå av deltasletteavsetninger med kanaler som har flommet utover elvesletta. I den nordlige delen er de seismiske signalene mer sammenhengende. Det kan tyde på at det er større muligheter for å finne sammenhengende marine sandsteiner i midttrias i dette området. På Sentralbankhøgda er det påvist både marine skifre og grunnmarine tidevannsavsetninger i grunne vitenskapelige borehull. Dette øker sannsynligheten for at det også er marine sandsteiner i den nordlige delen av Barentshavet sørøst. Små forkastninger bidrar til å stykke opp reservoarene.

I øvre trias er det påvist kanalsandsteiner med svært gode reservoaregenskaper i brønn 7131/4-1 på Finnmarksplattformen. Brønnen ble boret på en stratigrafisk felle som var tørr. I forhold til kilde i Tiddlybankbassenget, ligger brønnen i skyggen av den store strukturen mellom Finnmarksplattformen og Tiddlybankbassenget. Denne strukturen kan ha fanget opp all petroleum som kan ha migrert opp fra Tiddlybankbassenget.

I midtre og øvre trias er det størst sannsynlighet for å finne gass i nord, og gass og olje i nærheten av saltbassengene i sør.

Mellomjura

Kunnskap fra borehull i Barentshavet, vest for de nye områdene, viser at det i mellomjura kan være reservoarsandsteiner med gode reservoaregenskaper i de nye områdene. Seismiske amplitudeanomali er antyder at det er lommer av gass bevart i flere av strukturene, men seismikken viser også at disse reservoarene lekker gass på grunn av sterk oppsprekking som følge av salttektonikk og et tett nettverk av små forkastninger. Oppbevaringspotensialet regnes derfor som begrenset i mellomjura. Hevingshistorien, med utvidelse av gass når trykket avlastes, gjør at gass regnes som den mest sannsynlige hydrokarbonfasen for eventuelle reservoarer. Grunt reservoardyp med lav gasstetthet i reservoaret, gjør at volumet blir begrenset i juraprospektene.

Kildebergarter

En av de største geologiske utfordringene i de nye områdene i Barentshavet sørøst er tilstedeværelse av kildebergart som kan ha dannet olje og gass i tilstrekkelige mengder til å fylle de kartlagte strukturene. For gass er utfordringen relativt enkel, da kullhorisonter og organisk materiale antas å være tilstede i bergarter både i undre karbon og gjennom store deler av trias. I tillegg kan organisk rike mørke skifre og kalksteiner i karbon og undre trias være aktuelle som bidragsyter for gass. På russisk side er det gjort flere større og mindre gassfunn som viser at det er gass i området. På norsk side er Norvargdomen den mest aktuelle analoge felletypen i plattformområdene. Også dette er et gassfunn. Den største risikoen for tilstedeværelse av gass i de nye områdene, er oppbevaring i strukturene på grunn av kvartær oppløft. Kildepotensialet for gass må betegnes som tilfredsstillende.

For olje er utfordringen med kildebergart større. Seismikken i de nye områdene viser at den tradisjonelle kildebergarten i øvre jura som har dannet anslagsvis 98 prosent av all kjent olje på norsk sokkel, ikke er begravd dypt nok til å ha dannet olje eller gass. Det er få steder denne kildebergarten i dag ligger dypere enn 1100-1200 meter. Selv om disse bergartene i en periode har vært begravet dypere (fra 1000 til 1500 meter), vil ikke dette være tilstrekkelig til å ha startet dannelse av olje. Denne umodenheten er dokumentert i grunne borer på Sentralbankhøgda, hvor det organiske innholdet er høyt og har en sammensetning som er gunstig for dannelsen av olje, men hvor temperaturen har vært for lav. Det vil derfor være nødvendig å finne andre kildebergarter som kan ha dannet olje.

I og rundt Nordkappbassenget er det tidligere gjort et lite funn av olje i brønn 7228/7-1 A og likeledes et lite oljefunn oppe på Finnmarksplattformen i brønn 7128/4-1. Disse to funnene har en kildebergart som sannsynligvis er fra undre trias eller eldre. Denne kildebergarten er derfor indirekte påvist ved funn, men er ikke bekreftet ved boring. Den store usikkerheten ved denne kildebergarten er om den har et volum som er tilstrekkelig til å generere olje i kommersielle mengder.

Funnet på Finnmarksplattformen ligger i sedimentære bergarter som ble avsatt i perm. Denne oljen stammer etter all sannsynlighet fra en kildebergart i karbon. Kalksteiner og mørke skifre i karbon har potensial til å danne olje og gass. I Billefjorden på Svalbard ligger denne type bergarter eksponert i dagen. Spor av olje i gruvene ved Pyramiden og avdunsting av flyktig petroleum lenger inn i Billefjorden, viser at kildebergarter fra karbon har et potensial til å danne petroleum. Sannsynligheten for at dette kan ha skjedd, også lenger sør i Barentshavet, er relativt stor. Det er imidlertid svært usikkert hvor store mengder olje som kan ha vært dannet. Mengden av tilgjengelig kildebergart er usikker, det er også begravingsdypet. Dersom kildebergarten har vært begravet for dypt, vil kildebergarten ikke lenger danne olje. Da er det mer sannsynlig at kildebergarten kan ha dannet gass.

Seismikken i de østlige områdene viser at det i undre trias er dannet et stort delta, eller en sokkelkant, som har bygget seg ut fra land i nordvestlig retning. I forkant av dette deltaet tynner lagene ut og viser en kondensert lagpakke som antagelig består av svarte marine skifre med ukjent innhold av organisk materiale. Denne skiferen er dannet før saltbevegelsene i bassengene og er uavhengig av forstyrrende foldninger, erosjon og rask sedimentasjon rundt salt diapirene. Den antatte skiferen i undre trias kan ha potensial til å være kildebergart for olje og gass dersom den har et organisk innhold med rett sammensetning. Det er ikke boret brønner i nærheten som kan bekrefte denne hypotesen. Dersom skiferen i undre trias har de rette egenskapene, er den begravet på et gunstig dyp for dannelse av olje. Temperaturfall i bergarten i forbindelse med heving av Barentshavet i kvartær, har antagelig stoppet prosessen med dannelse av eventuell ny olje. Det er derfor olje som er dannet for hevingsprosessen som er aktuell i prospektene. Det er knyttet stor usikkerhet til denne kildebergarten, men hvis den slår til, kan den være det viktigste bidraget til eventuelle oljefunn i Barentshavet sørøst.

I nordlig og vestlig del av Barentshavet er det utviklet modne kildebergarter i marine skifre fra mellomtrias. I de nye områdene i de sørøstlige delene av Barentshavet viser seismisk tolkning at delta- og deltasletteavsetninger er mer dominerende, og det er mindre sannsynlig at det har vært avsatt marine skifre i dette området i mellomtrias. I Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget har det også vært stor strukturell aktivitet med dannelse av saltplugg. Dette har ført til rask sedimentasjon rundt saltpluggene, noe som heller ikke har vært gunstig for dannelse av marine kildebergarter i mellomtrias.

6

Migrasjon av petroleum fra kildebergart til reservoarbergart i Barentshavet sørøst antas vesentlig å være vertikal. Det regionale strukturelle bilde gir små muligheter for migrasjon inn fra øst. Her ligger Fedynskyhøgda som stengsel. Samtidig er erosjonen på Fedynskyhøgda ganske dyp, slik at mye av petroleumene fra jura og øvre trias sannsynligvis vil være lekket ut i dette området.

Oljedirektoratet vurderer at sannsynligheten for dannelse av olje er størst i områder nær saltbassengene. Rundt saltpluggene og i kanten av de dype saltbassengene vil hydrokarbonfasen sannsynligvis være både olje og gass. Inne på Bjarmelandsplattformen, inklusive en stor dom i nordøst, er sannsynligheten for at hydrokarbonfasen vil være gass svært stor. Gassfunn både på Norvargdomen og Shtokman underbygger denne antagelsen.

Utsiktene for en kildebergart som har dannet gass som kan være kommersielt interessante er gode. Det er imidlertid svært usikkert om det er en kildebergart for olje i området, og om en eventuell kildebergart har hatt tilstrekkelig volum til å være interessant i petroleumssammenheng. I utgangspunktet vurderer Oljedirektoratet Barentshavet sørøst som en gassprovins, men holder muligheten åpen for at det også kan være dannet olje i området. Dette gjelder særlig i og rundt saltbassengene

Ressurvaluering

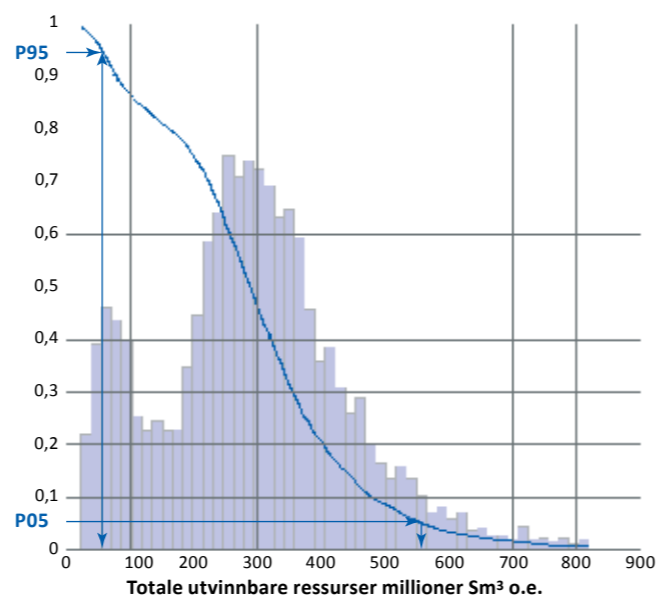
Metodikk

Det er alltid usikkert om det finnes petroleum i et område. Beregningen av ressurser i letemodeller tar hensyn til usikkerheten ved å risikovurdere de ulike parametrene som har betydning for tilstedeværelse og oppbevaring av petroleum. I tillegg er letemodellene definert med usikkerhetsfordelinger for ulike reservoar- og væskeparametre.

Utarbeidelse av letemodeller er en metode for å systematisere og gruppere de geologiske parametrene som kjennetegner letemodellen og som skiller den fra andre letemodeller.

Resultat

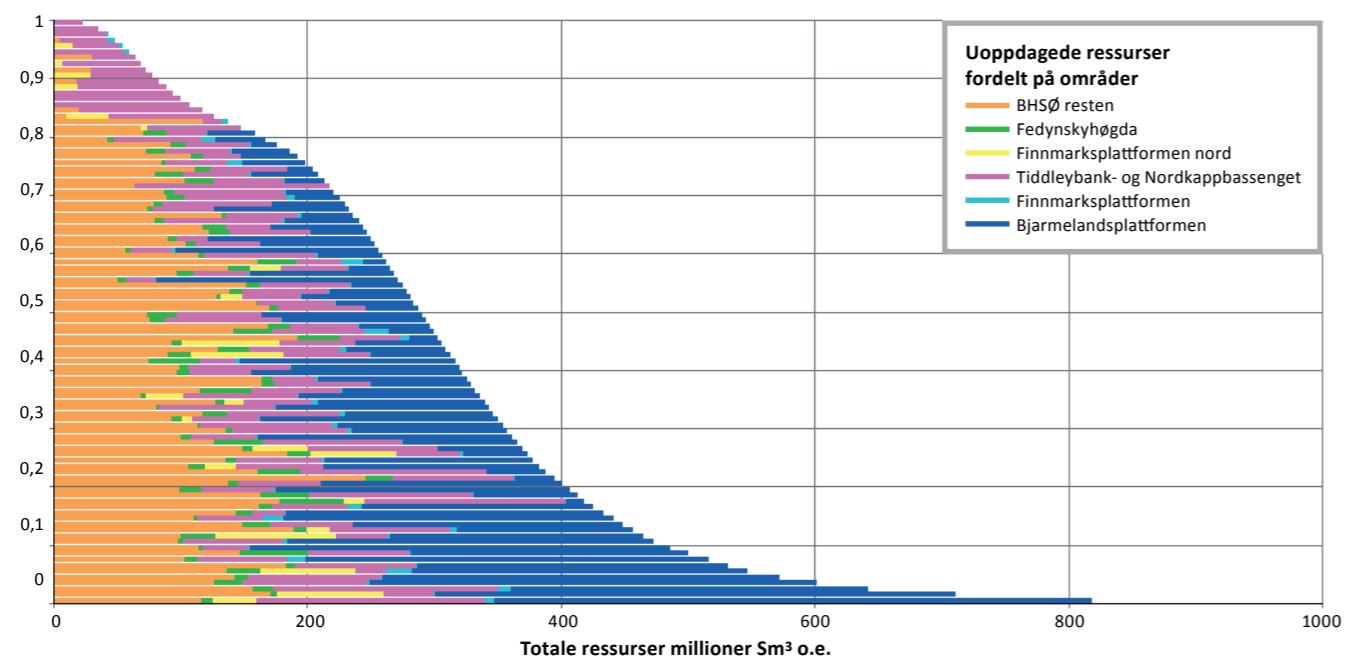
De viktigste reservoarbergartene i Barentshavet sørøst finnes i sandsteiner fra trias. I tillegg kan sandsteiner fra jura og undre del av karbon, samt kalksteiner og revstrukturer fra karbon/perm være aktuelle som reservoarbergarter. Oljedirektoratet har definert og



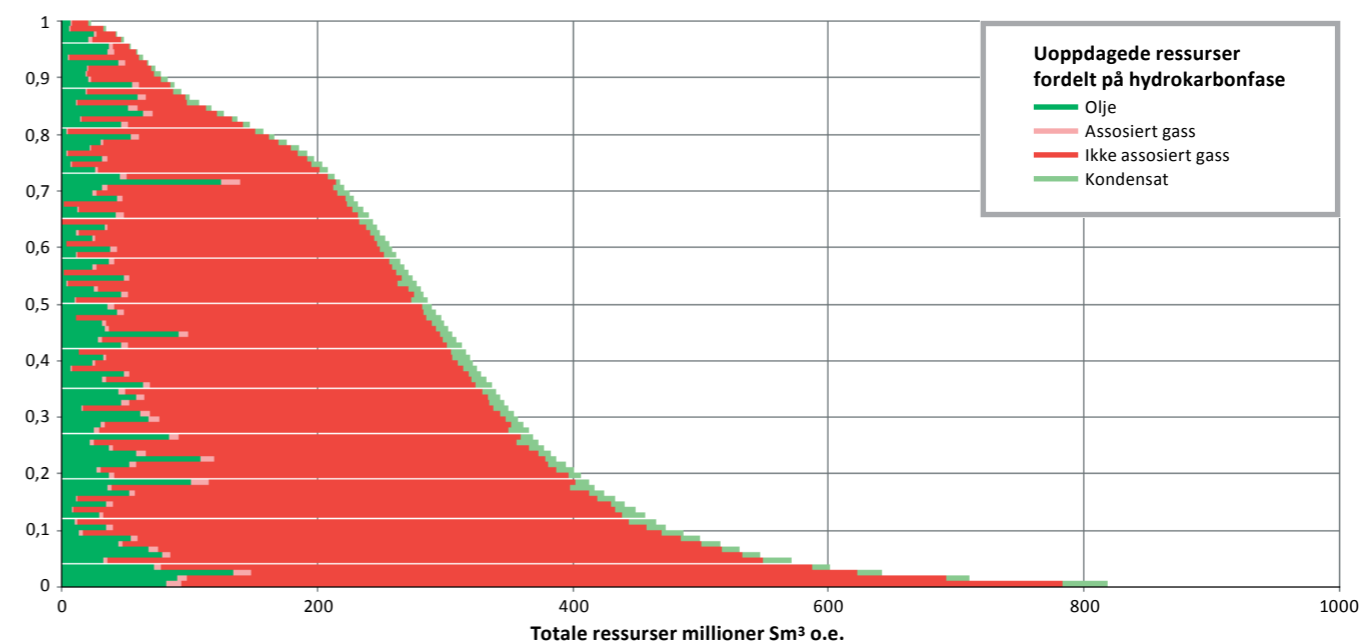
Figur 6.9 Fordeling og kumulativ sannsynlighetsfordeling av totale utvinnbare uoppdagede ressurser i Barentshavet sørøst basert på letemodellmetoden. Den bimodale sannsynlighetsfordelingen skyldes at det er lagt inn avhengighet mellom flere letemodeller.

kartlagt en rekke letemodeller i avsetninger fra karbon/perm til jura alder i Barentshavet sørøst, og foretatt en stokastisk ressursberegning. Risikovurderingen er basert på tilstedeværelse og oppbevaring av petroleum og usikkerhetsvurderinger av de ulike petroleumsgesologiske parametrene.

Oljedirektoratet har definert flere letemodeller som sammenfaller med de ulike hovedstrukturelementene i Barentshavet sørøst. På Finnmarksplattformen er det definert letemodeller for tidlig- og senkarbon, mens det på nordlig del av Finnmarksplattformen er definert letemodeller av trias alder. I Tiddlybank- og Nordkappbassenget er det definert ulike trias letemodeller, mens det på Bjarmelandsplattformen er modeller både av jura og trias alder. På Fedynskyhøgda er det definert ulike trias letemodeller. I de øvrige områdene i Barentshavet sørøst er det definert letemodeller i karbon, trias og jura alder.



Figur 6.10 Kumulativ fordeling av de totale utvinnbare ressurser i Barentshavet sørøst. De ulike letemodellene er gruppert på strukturelementene og øvrige områder i Barentshavet sørøst.



Figur 6.11 Kumulativ fordeling for utvinnbare olje- og gassressurser i Barentshavet sørøst.

Forventede utvinnbare ressurser for Barentshavet sørøst er beregnet til om lag 300 millioner Sm^3 o.e., med en nedside (P95) på 55 millioner Sm^3 o.e. (95 prosent sannsynlig at ressursene er lik eller større enn 55 millioner Sm^3 o.e.) og en oppside (P05) på 565 millioner Sm^3 o.e. (5 prosent sannsynlig at ressursene er lik eller større enn 565 millioner Sm^3). Sannsynlighetsfordelingen og den kumulative fordelingen for de utvinnbare ressursene er vist i figur 6.9. Siden minst en letemodell strekker seg inn i den åpne delen av Barentshavet sør og her er påvist ved funn, betyr dette at minst en letemodell i Barentshavet sørøst er bekreftet og følgelig vil gi funn.

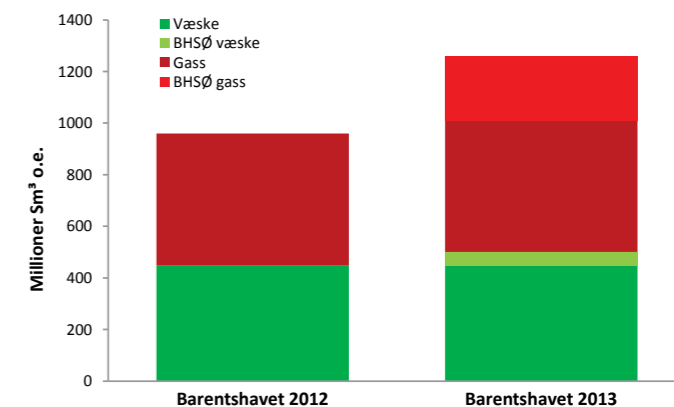
Det forventes avhengigheter mellom flere letemodeller, blant annet med hensyn til tilstedeværelse av effektive kildebergarter. Dersom det gjennom boring av en brønn påvises en kildebergart som fungerer, vil sannsynligheten for at denne kildebergarten fungerer for flere letemodeller være stor. Avhengighet i kildebergart gjelder blant annet for flere letemodeller med potensielt store ressursvolumer. Dette kommer klart fram som bimodalitet i ressursfordelingen, se figur 6.9. Ressursfordelingen har to ressursanslag med relativ høy sannsynlighet (bimodal). Den høyeste av disse viser effekten av å påvise en kildebergart i en letemodell som øker sannsynligheten for at denne også vil bli påvist i øvrige avhengige letemodeller med forventet høye ressursanslag.

Figur 6.10 viser den kumulative fordelingen av de utvinnbare ressursene, der bidragene fra de ulike letemodellene kommer klart fram. Det er letemodellene på Bjarmelandsplattformen som bidrar til de store ressursestimatene.

De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis om lag 50 millioner Sm^3 væske og om lag 250 milliarder Sm^3 gass, se figur 6.11. Det er usikkert om det er oljedannende kildebergart i området, og om en eventuell kildebergart har hatt tilstrekkelig volum til å være interessant i petroleumssammenheng. Det forventes derfor mer gass enn olje i Barentshavet sørøst. Bjarmelandsplattformen og Fedynskyhøgda vurderes som rene gassprovinser, mens Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Finnmarksplattformen vurderes som kombinerte olje- og gassprovinser.

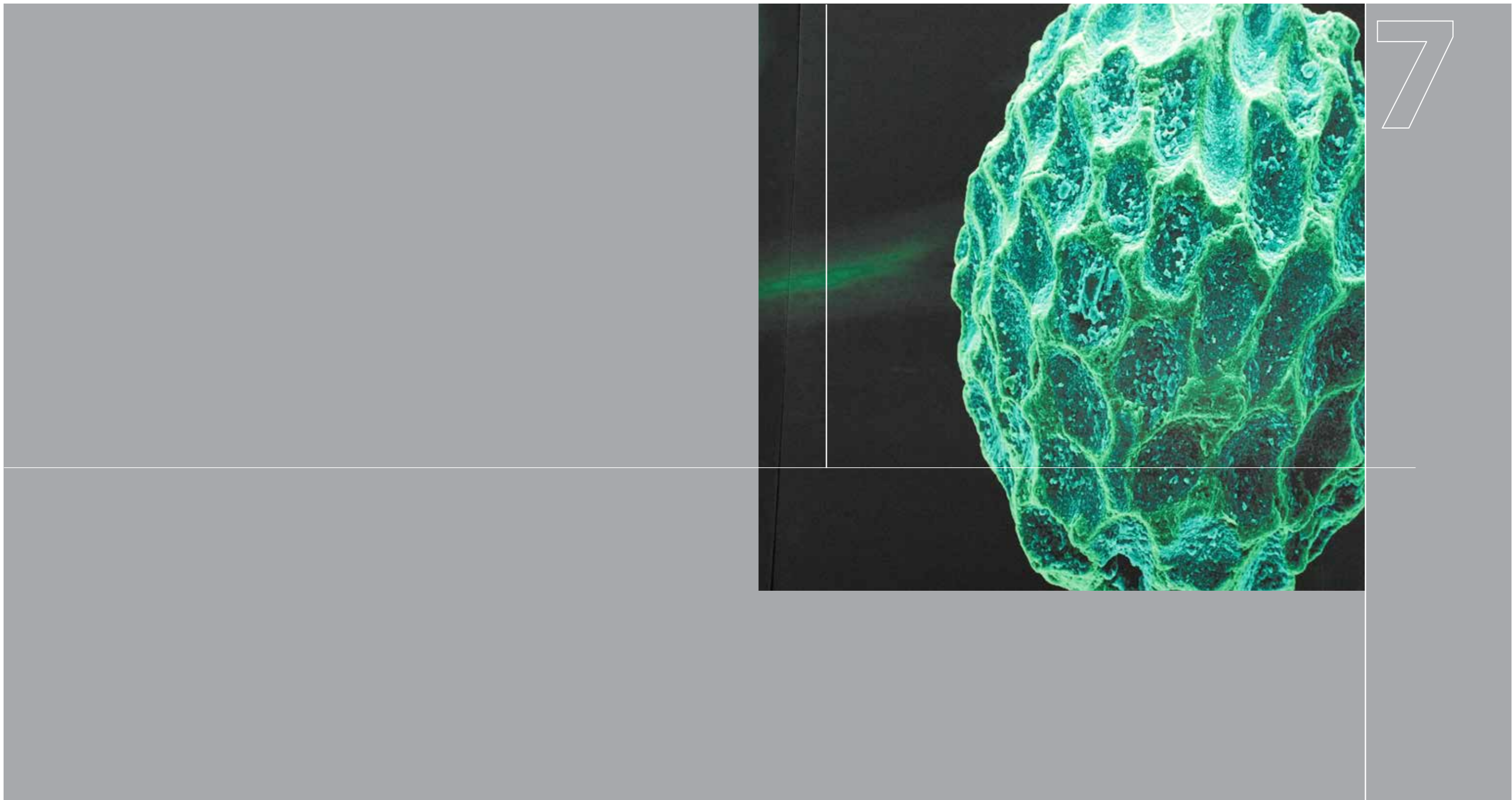
Estimatene av de uoppdagede ressursene i Barentshavet sørøst er usikre. Det er stort potensial for å finne olje og gass. Fordelingen mellom gass og olje er anslått til 85 prosent gass og 15 prosent olje. Bekreftelse av letemodeller gjennom funn kan gi en betydelig ressursoppside.

Når de utvinnbare uoppdagede ressurser for Barentshavet sørøst legges inn i estimatet for Barentshavet fra 31.12.2012, øker de uoppdagede utvinnbare ressursene i Barentshavet med 31 prosent, se figur 6.12.



Figur 6.12 Fordelingen av uoppdagede utvinnbare væske- og gassmengder for Barentshavet fra 2012-analysen og fra 2013 med Barentshavet sørøst (BHSØ) inkludert.

Jan Mayen



7

Den 22. oktober 1981 inngikk Norge og Island en overenskomst om kontinentalsokkelen mellom Island og Jan Mayen, som avgrensner kontinentalsokkelen mellom landene. Overenskomsten innebærer at det skal etableres et særlig samarbeid om petroleumsvirksomhet i et definert område mellom Island og Jan Mayen. Samarbeidsområdet er på 45 470 km². Av dette ligger 32 750 km² på norsk side av delelinjen og 12 720 km² på islandsk side, se figur 7.1.

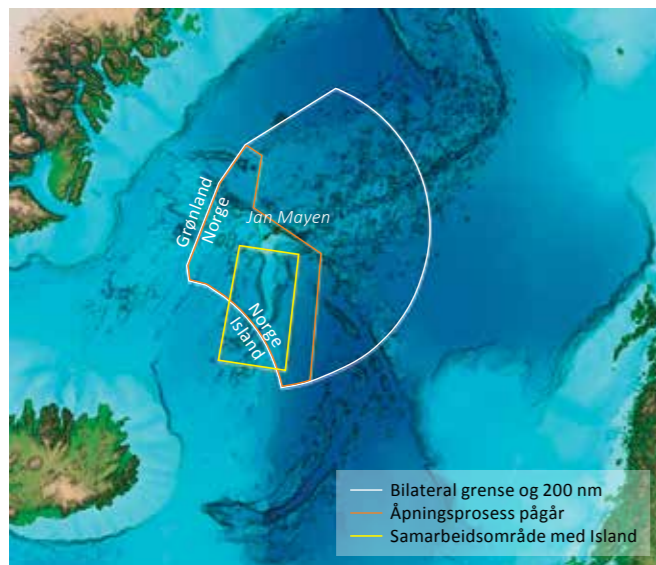
I den delen av samarbeidsområdet som ligger nord for delelinjen på norsk kontinentalsokkel, skal Island kunne delta med en andel på 25 prosent, mens Norge kan delta med en tilsvarende andel i den delen av samarbeidsområdet som ligger sør for delelinjen.

Norske myndigheter startet i 2010 en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i de norske havområdene rundt Jan Mayen. Havområdene som omfattes av åpningsprosessen utgjør et areal på ca. 100 000 km² og grenser mot grønlandsk sokkel i vest og islandsk sokkel i sør, se figur 7.1. Prosessen omfatter blant annet datainnsamling og geologisk kartlegging med sikte på evaluering av ressurspotensialet for petroleum, i tillegg til en konsekvensutredning. Disse bidragene danner beslutningsgrunnlaget for en eventuell åpning.

I 2009 gjennomførte Island sin første konsesjonsrunde uten tildeling av utvinningstillatelser. Den 4. januar 2013 avsluttet Island sin andre konsesjonsrunde med tildeling av to utvinningstillatelser. Petoro er deltaker i begge. De to tillatelsene ligger nord i den islandske delen av samarbeidsområdet, på grensen til norsk sokkel.

I tråd med avtalen fra 1981 er det samlet inn data i samarbeid mellom norske og islandske institusjoner. Også vitenskapelige institusjoner og kommersielle selskap har samlet inn geologisk informasjon i området.

Oljedirektoratet har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet kartlagt potensialet for olje- og gassressurser i norske havområder ved Jan Mayen. Arbeidet startet i 2011. De første resultatene fra ressurskartleggingen ble lagt fram i februar 2013, men direktoratets kartleggingsarbeid er ikke slutført. Oljedirektoratet skal arbeide videre med å analysere innsamlet seismikk fra 2011 og 2012. I 2013 vil det også foreligge analyseresultater fra bergartsprøver fra havbunnen, som ble samlet inn i 2012. I tillegg har Stortin-



Figur 7.1 Bilaterale grenser, samarbeidsområdet med Island og område der åpningsprosess pågår.

get bevilget midler til ytterligere geologisk kartlegging ved Jan Mayen. Oljedirektoratet planlegger boring av grunne stratigrafiske brønner. Olje- og energidepartementet har bedt om en oppdatert vurdering av potensialet for olje- og gass i norske havområder ved Jan Mayen innen mars 2014.

Datagrunnlag

Geologiske data

Det ble i 1974 boret tre grunne borehull på Jan Mayenryggen i regi av Deep Sea Drilling Project (DSDP). De ble boret gjennom en grunn inkonformitet (erosjonsdiskordans) og ned i underliggende bergarter, se figur 7.2 og 7.3.

De to nordligste lokalitetene (346 og 347) ble boret ned til cirka 190 meter under havbunnen, mens det sørligste borehullet (349) ble boret ned til cirka 320 meter. Over den klare inkonformiteten, se figur 7.3, ble det boret gjennom finkornede sedimenter avsatt i tiden mellom oligocen og pleistocen, se geologisk tidsskala sist i rapporten. Under inkonformiteten ble det også påvist hovedsakelig finkornede sedimenter, datert til seneocen/tidligoligocen alder. Lokaliseringen av borehullene ble bestemt på grunnlag av seismiske data som i dag framstår som svært dårlige. Nyere seismiske data viser at det dypeste og best dokumenterte borehullet, DSDP 349, ble boret i et sterkt forkastet område under inkonformiteten som er vanskelig å tolke i detalj. Resultatene fra borehullet gir derfor begrenset informasjon om bergartene.

Oljedirektoratet samlet i 2011 og 2012 inn geologiske prøver med en undervannsrobot (Remotely Operated Vehicle, ROV). Innsamlingen ble gjort i samarbeid med Universitetet i Bergen. I 2011 ble det benyttet en gripearm for å brette prøver av undergrunnen. I 2012 ble det brukt en motorsag til å skjære ut prøver. Begge prøvetakingene var vellykket. Det ble tatt flere prøver både på islandsk og norsk kontinentalsokkel, se figur 7.4. Prøvene fra 2011 er i hovedsak ferdig analysert, og prøvene fra 2012 er under bearbeidelse. Materialet har gitt viktig ny informasjon om berggrunnen på Jan Mayenryggen, illustrert i figur 7.8.

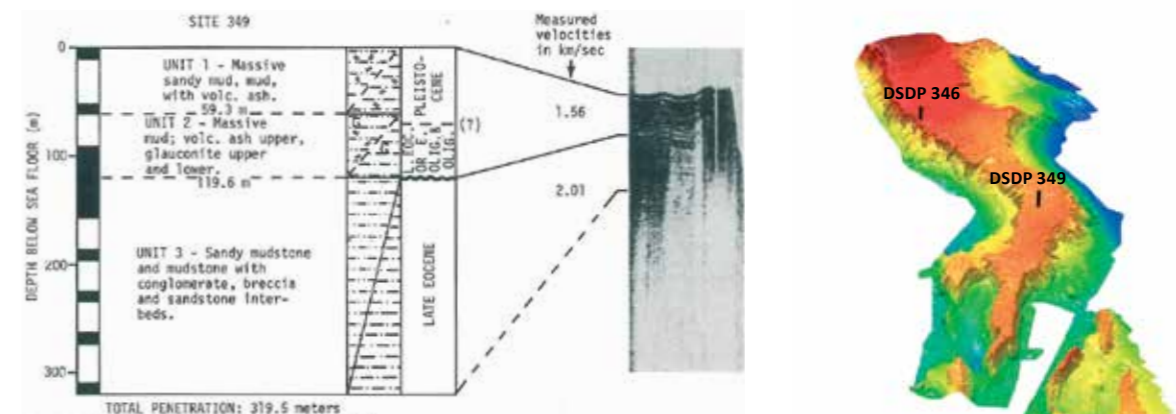
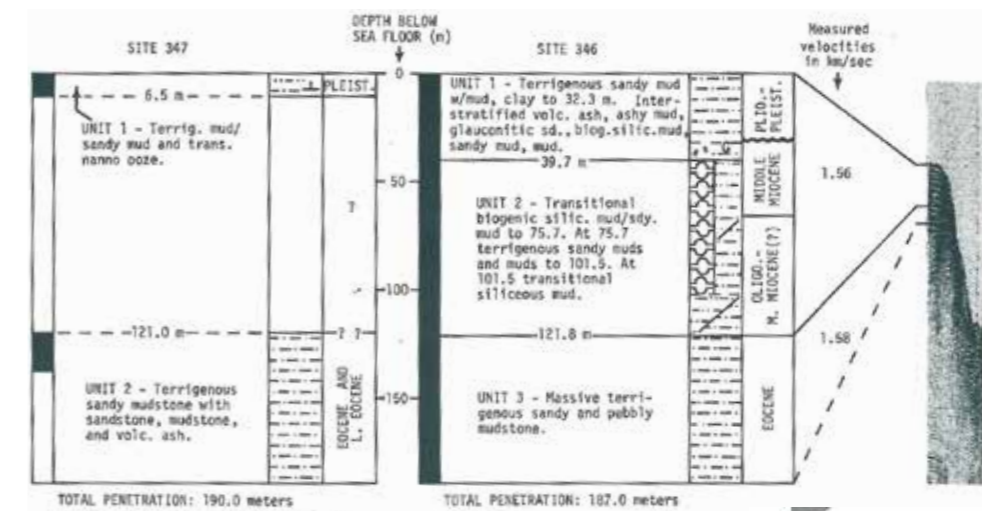
Geofysiske data

Oljedirektoratet samlet inn seismiske data over Jan Mayenryggen første gang i 1979. Dette ble fulgt opp i 1985 og 1988, da det ble gjennomført seismisk innsamling på begge sider av den norsk-islandske grensen i samarbeid med islandske myndigheter. Siden er det samlet inn seismikk på islandsk sokkel både i 2001 og 2008. Totalt var likevel dekningsgraden svært lav, særlig på norsk side. I 2011 ble det besluttet å samle inn seismiske data i hele åpningsområdet rundt Jan Mayen, totalt 15 linjer på til sammen 3060 kilometer. Innsamlingen ble fulgt opp i 2012 med innsamling av 64 linjer på til sammen 9508 kilometer. Det ble valgt å konsentrere datainnsamlingen om selve Jan Mayenryggen sør for øya og nærområdene på begge sider av hovedryggen, se figur 7.5.

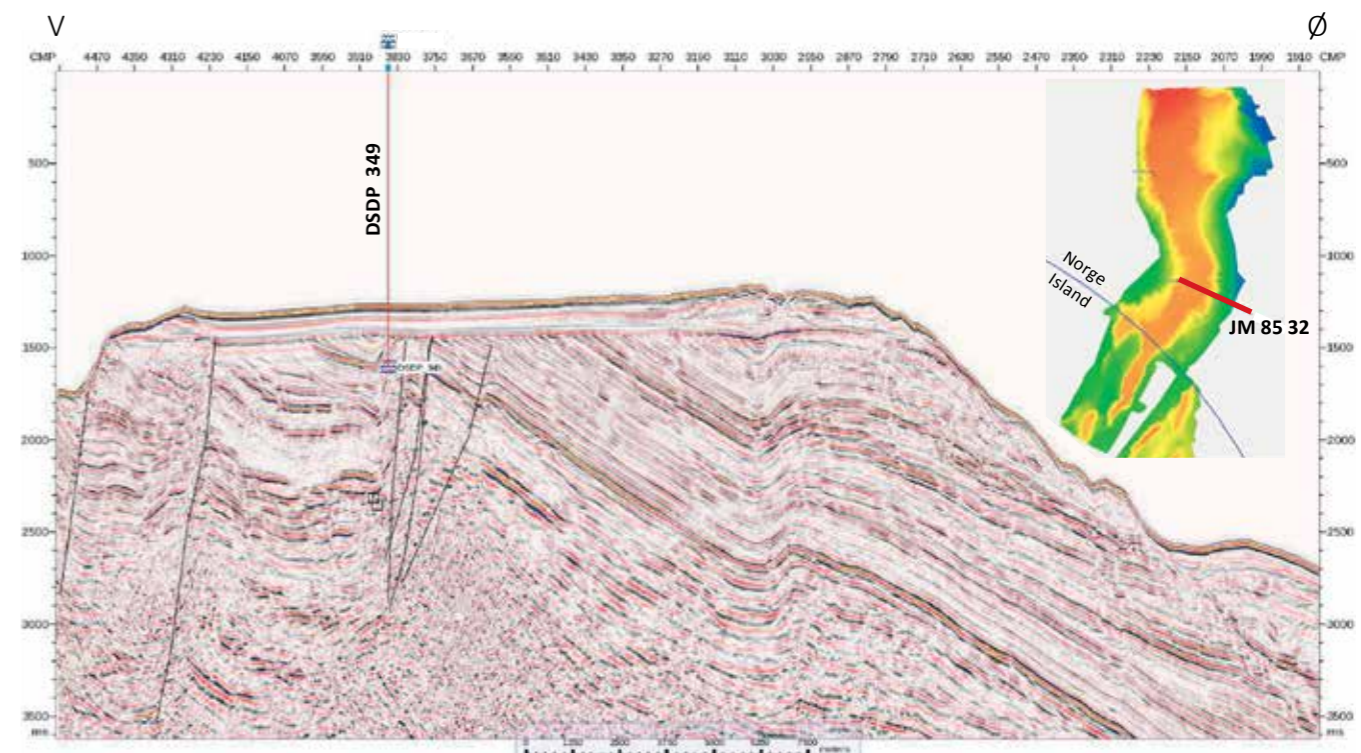
Både i 2011 og 2012 ble det benyttet GeoStreamer-teknologi, hvor lyttekabelen taues betydelig dypere enn vanlig. Det økte tauedyptet gjør at operasjonen kan pågå i dårligere vær (større bølgehøyde) og derved blir mer effektiv.

Det er også samlet inn gravimetrisk og magnetometriske data på de fleste av de seismiske linjene med sikte på å skaffe tilleggsinformasjon, særlig om de dypere bergartene.

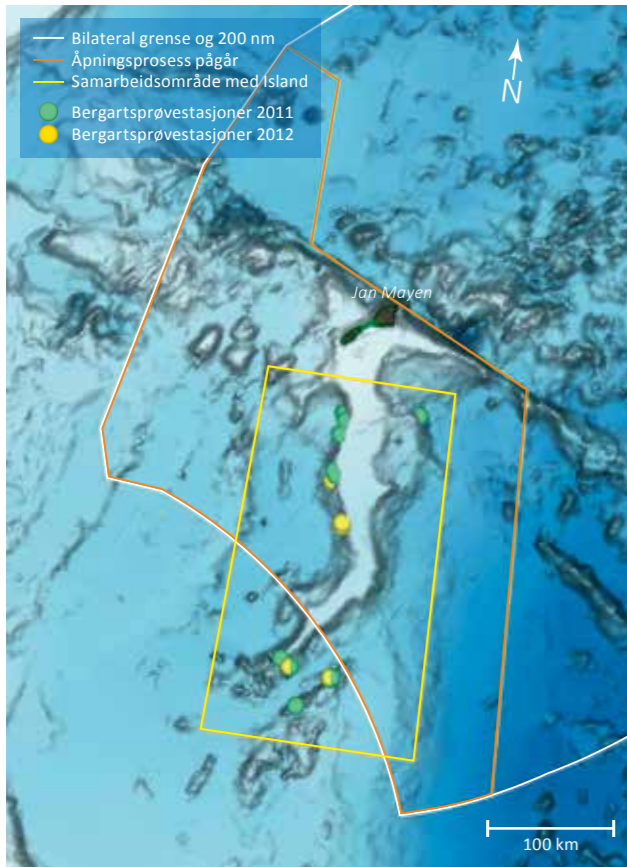
Vanndypsdata over sentrale deler av Jan Mayenryggen, se havbunnskart i figur 7.2, ble samlet inn sommeren 2010 i nært



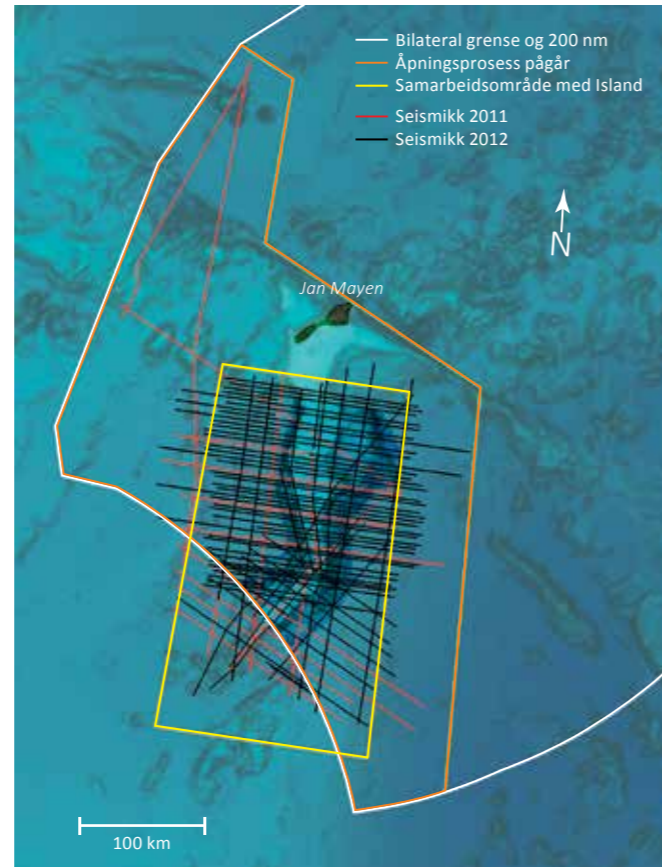
Figur 7.2 Bergarter påvist i borehullene boret av Deep Sea Drilling Project i 1974 (Talwani, et al., 1976, Volume 38). Kartet viser lokaliseringen av de to borehullene på et havbunnskart over Jan Mayenryggen.



Figur 7.3 Seismisk linje NPD-85-32 (reprosessert av Spectrum 2008/9) som viser plasseringen av borehull DSDP 349 (vertikal linje). Linjen viser også den regionalt utbredte inkonformiteten (erosjonsdiskordansen) mellom yngre og eldre oligocen på cirka 1500 millisekunders (ms) tidsdyb (tilsvarende omtrent 1150 meter).



Figur 7.4 Prøvetakingsstasjoner for ROV-undersøkelsene i 2011 og 2012 vist med grønn og gul farge.



Figur 7.5 2D-seismikk innsamlet av Oljedirektoratet i 2011 (rød) og 2012 (svart).

samarbeid med islandske myndigheter, som på sin side av grensen har samlet inn tilsvarende data. Dataene brukes i den geologiske kartleggingen og er i tillegg benyttet til planlegging av lokaliteter for prøveinnsamling med ROV og seismiske undersøkelser.

Det ble samlet inn flymagnetiske målinger over Jan Mayenryggen allerede i 1976. Senere er det samlet inn slike data over den østlige delen av ryggen, både i 2005 og 2011/12. De to siste datasettene er samlet inn i samarbeid med bl.a. Norges Geologiske Undersøkelser (NGU) og Orkustofnun (National Energy Authority, Island). De to

datasettene bidrar blant annet til avgrensning av det prospektive området sørøst for Jan Mayen. Tabell 7.1 gir en oversikt over relevante data for kartleggingen av Jan Mayenryggen.

Arbeidet med å framskaffe best mulig datagrunnlag for å øke kunnskapen om de petroleumsgeologiske forholdene pågår fortsatt. Det skal gjennomføres grunne borer på Jan Mayenryggen og på ytre deler av Møremarginen. På Jan Mayenryggen er intensjonen å utfylle og forbedre eksisterende informasjon om de kenozoiske bergartene. Grunne borer på Møremarginen vil,

Data	
Grunne borehull	Deep SeaDrilling Project 1974
Batymetri -, multistråle-ekkolodd	Islandsk fartøy, norsk område 2010
2D-seismikk	1200 km, Oljedirektoratet (OD) 1979
2D-seismikk	3000 km, OD/Islandske myndigheter 1985
2D-seismikk	1500 km, OD/Islandske myndigheter 1988
2D-seismikk	Kommersiell seismikk, islandsk sokkel 2001 og 2008
2D-seismikk	3060 km, OD 2011
2D-seismikk	9508 km, OD 2012
ROV, G.O.Sars	Prøvetaking m/gripear, OD/UiB 2011
ROV, G.O.Sars	Prøvetaking m/motorsag, OD/UiB 2012
Flymagnetiske målinger	OD 1976
Flymagnetiske målinger	Norsk Geologisk Undersøkelse (NGU)/OD m fl 2005
Flymagnetiske målinger	NGU/OD/ Islandske myndigheter 2011/12

Tabell 7.1 Oversikt over de mest relevante data for kartlegging av Jan Mayenryggen.

i tillegg til å gi økt forståelse for den lokale geologien, også være relevant for forståelsen av Jan Mayen, fordi områdene lå ved siden av hverandre fram til eocen.

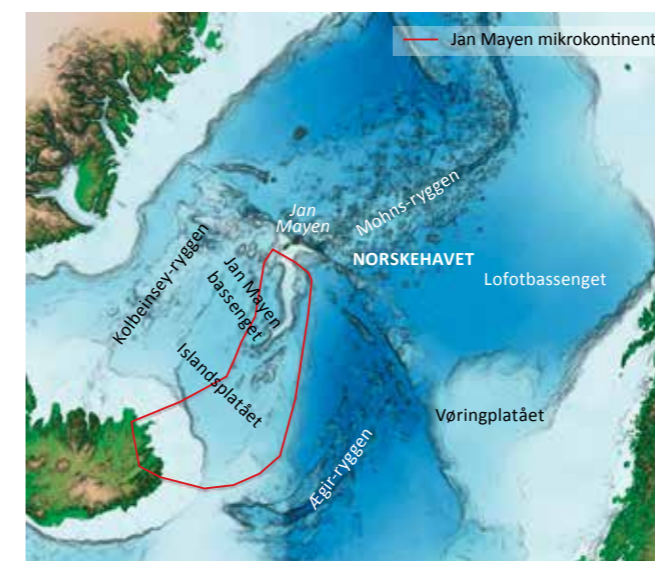
Geologiske hovedtrekk

Den vulkanske øya Jan Mayen ligger i den nordre enden av et nord-sørgående undersjøisk høydedrag, Jan Mayenryggen. Dette høydedraget strekker seg fra Jan Mayen cirka 400 kilometer sørøst mot Islandsplatået, se figur 7.6. I sør splittes høydedraget i flere mindre rygger. Vanddyptet på hoveddelen av ryggen faller raskt til ca. 600 meter sør for øya, og synker videre til ca. 1000 meter over store deler av hovedryggen. Vanddyptet på Islandsplatået sør og vest for Jan Mayenryggen er ca. 2000 meter, mens det øst for ryggen faller ned mot Ægirryggen til mer enn 3500 meter. Ryggen avgrenses i nord av Jan Mayen-bruddsonen like nord for øya Jan Mayen, hvor vanddyptet faller bratt ned mot ca. 2500 meter.

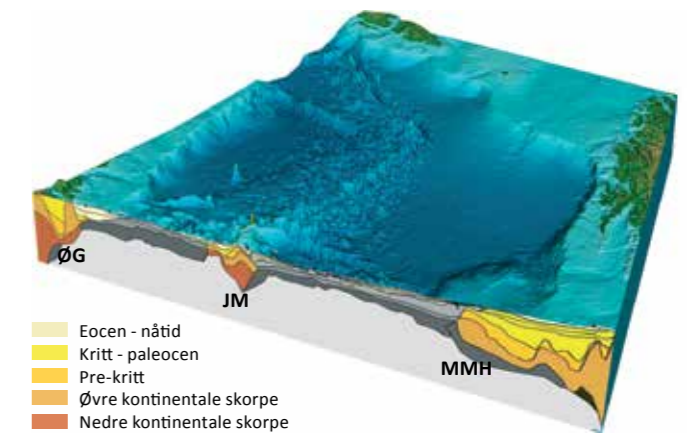
Åpningen av Nord-Atlanteren startet for 55 millioner år siden. I løpet av kenozoikum ble Jan Mayenryggen revet løs fra både Norge og Grønland og ble liggende igjen ute i havet som et eget lite kontinent, et mikrokontinent, bestående av kontinentale bergarter lik dem som finnes på Øst-Grønland og på norsk sokkel i Norskehavet, se figur 7.7. Mikrokontinentet ble dannet ved at det først ble splittet av fra den norske kontinentalsokkelen tidlig i kenozoisk tid (tidligeocen) ved havbunnsbredning langs Ægirryggen, og deretter splittet av fra Grønlands kontinentalsokkel ved havbunnsbredning langs Kolbeinseyryggen.

Jan Mayen-mikrokontinentet (JMM) utgjør mer enn selve Jan Mayenryggen. Det er uklart om mikrokontinentet strekker seg inn under øya Jan Mayen, eller om nordgrensen går litt sør for øya. Den sørlige grensen er også uavklart; mikrokontinentet strekker seg et godt stykke sørøst inn på Islandsplatået og muligens helt inn under nordøstlige deler av Island. På østsiden antas grensen for mikrokontinentet å ligge like øst for grensen for Jan Mayenryggen, mens det i vest antas å strekke seg inn i Jan Mayenbassenget vest for ryggen, se figur 7.6.

Bergartene og strukturene i Jan Mayen-mikrokontinent er lite kjent, særlig de dypereliggende lagene. Beliggenheten for mikrokontinentet fram til dannelsen i kenozoisk tid forteller likevel om de bergartene som sannsynligvis kan finnes. I tiden mellom



Figur 7.6 Strukturelementer i Jan Mayen-området og antatt utbredelse av Jan Mayenmikrokontinentet.



Figur 7.7 Geologisk tverrsnitt av Norskehavet fra Øst-Grønland (ØG) i vest over Jan Mayen-mikrokontinent (JM) til Norge (MMH). De to store kontinentene på hver side av havet er farget i gulbrune toner på samme måte som mikrokontinentet. De gråfargede lagene mellom kontinentene er ung havbunnskorpe dannet av vulkanske bergarter, uten petroleums potensial (skorpesnitt tatt fra Mjelde et al., 2008, Marine Geophysical Researches).

den kaledonske fjellkjededannelsen i sensilur og begynnelsen av den nord-atlantiske havbunnsbredningen i tidligeocen, lå altså området med JMM mellom Øst-Grønland og Norge. Alt dette hang da sammen i et felles kontinent og gjennomgikk den samme geologiske utviklingen.

Jordskorpen til JMM er et system av lagrekker, inkonformiteter, folder og forkastninger, som er mer komplisert enn andre steder på norsk sokkel. Det er et krevende system å kartlegge og tolke, men samtidig er det nøkkelen til å forstå den tektoniske utviklingen og den geologiske historien i området, noe som er nødvendig for en evaluering av områdets ressurser.

Strukturgeologi

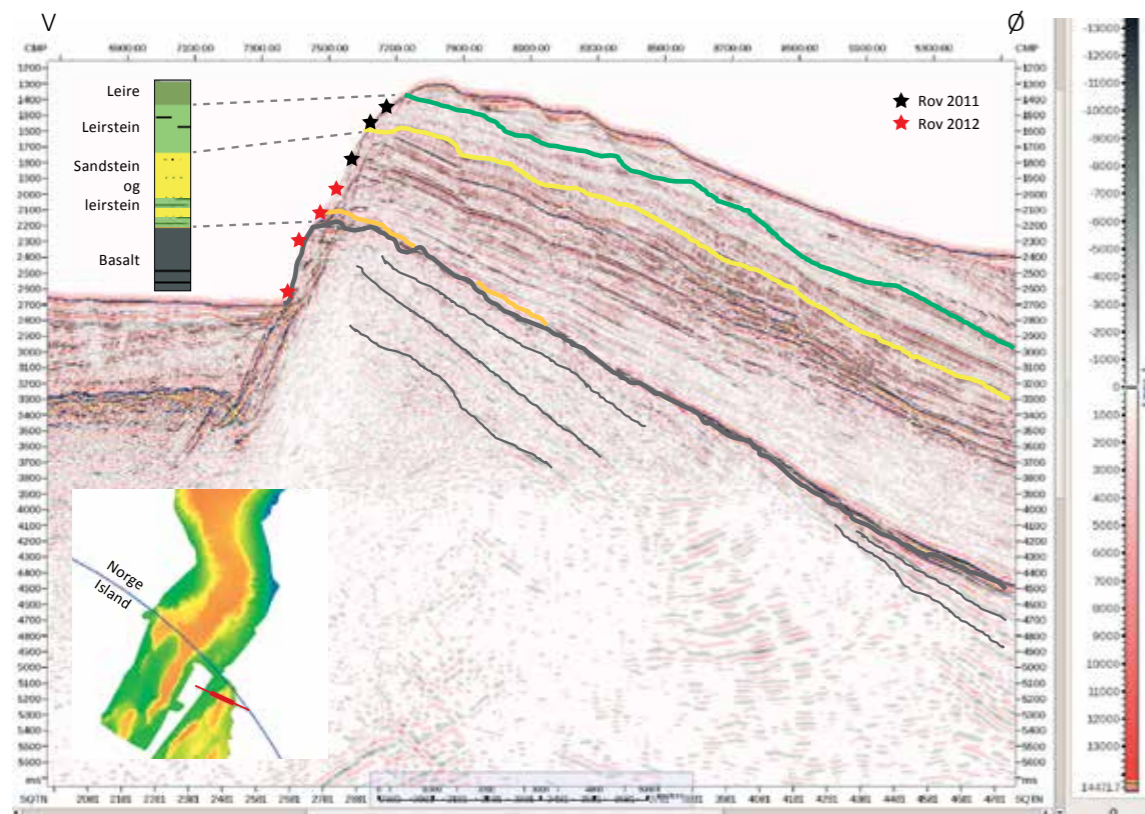
Strukturgeologi beskriver hvordan jordskorpen er bygget opp og hvordan dette skjer over tid. Dette kalles tektonikk, etter det gammelgreske ordet tekton som betyr snekker. Det dreier seg altså om hvordan jordskorpen er bygget. Byggematerialene er de forskjellige bergartene, som er satt sammen på forskjellige måter. Først og fremst er de lagt oppå hverandre i lag på lag (lagrekker). Deretter er disse lagene i større eller mindre grad blitt deformert, delt opp, flyttet på og satt sammen igjen på grunn av krefter og bevegelser i jordskorpen. Hvordan dette har skjedd på et gitt sted kan spores blant annet gjennom hvordan lagrekke er foldet og forskjøvet langs sprekker (forkastninger). Slike strukturer dannes når jordskorpen horisontalt presses sammen (lagene foldes) eller strekkes (lagene slites av og forskyves langs forkastninger). Men jordskorpen kan også utsettes for krefter som virker vertikalt, slik at lagrekke gjennom tid heves og senkes. Når en gammel lagrekke heves over havnivå, vil bergartene slites ned av vær og vind (eroderes), slik at det dannes erosjonsflater. Dagens landområder er en slik erosjonsflate. Når disse områdene i neste omgang synker inn igjen til under havnivå, blir de overlappet (dekket) av lag med nye sedimenter som i sin tur forstenes. Slik blir disse erosjonsflatene bevart i den samlede lagrekken som klare brudd eller opphold i avsetningshistorien og kalles inkonformiteter eller (erosjons)diskordanser.

Hovedkraften bak tektonikk er bevegelsene gjennom tidene av jordklodens store jordskorpeplater. Særlig sterke blir de tektoniske kreftene langs disse skorpeplatens kanter; enten der de kolliderer med hverandre og presses sammen, eller der nye kanter dannes ved at platene strekkes og sprekker opp. Der to skorpeplater med kontinenter kolliderer får man dannet fjellkjeder; slik Himalaya er et resultat av den pågående kollisjonen mellom den indiske platen og den asiatiske platen. Der en plate sprekker opp og deler seg, får man først en riftdal som gradvis utvider seg og til slutt åpner seg til et nytt osean mellom de to delene av det opprinnelige kontinentet. Den store østafrikanske riftdalen er en slik riftdal, der det Afrikanske kontinentet i øyeblikket er i ferd med å dele seg. Atlanterhavet er eksempel på neste steg i prosessen der oseanet har åpnet seg og kontinentene på begge sider, som før hang sammen, driver stadig lenger fra hverandre. Disse prosessene kalles platetektonikk.

Jordskorpen i JMM har en komplisert tektonikk på grunn av at mikrokontinentet har ligget midt i et område for utvikling av plategrænser gjennom geologisk tid. Siden begynnelsen av kambrium for ca. 550 millioner år siden har kontinentalmarginene (dvs kontinentenes kantområder) til Øst-Grønland og vestlige Skandinavia gjennomgått to store, platetektoniske hendelser: Kontinentkollisjonen som dannet den kaledonske fjellkjede og kontinentbruddet ved åpningen av Nord-Atlanteren. Disse to hendelsene deler den tektoniske historien for området i tre hovedperioder:

1. Perioden fra kambrium til mellomdevon (fra ca. 550 til ca. 400 millioner siden). I denne perioden lå Grønland og Skandinavia, på samme måte som i dag, på hvert sitt kontinent på hver sin side av et osean kalt lapetushavet. I siste halvdel av perioden begynte de to skorpeplatene å bevege seg mot hverandre, med den følge at lapetushavet lukket seg mer og mer. Perioden endte med at skorpeplatene med de to kontinentene til slutt kolliderte og derved dannet Den kaledonske fjellkjeden og gikk sammen til et nytt kontinent.
2. Perioden fra mellomdevon til eocen (fra ca. 400 til ca. 55 millioner år siden). I denne perioden var området i hovedsak preget av faser med skorpestrekkning og dannelse av riftdaler. Dette kulminerte med at det nye kontinentet sprakk opp igjen mellom Grønland og Skandinavia i overgangen mellom senpaleocen og tidligeocen, noe som ble begynnelsen til dagens Nord-Atlanterhav.
3. Perioden fra tidligeocen til nåtid har bestått i aktiv åpning av Nord-Atlanteren (havbunnsbredning) mellom Grønland og Skandinavia. I starten av denne perioden var dagens Jan Mayenmikrokontinent en del av Grønland. Seinere (for ca. 25 millioner år siden) ble Jan Mayenmikrokontinentet brutt opp fra Grønland etter en tid med kraftig strekking av skorpen i området, og siden den gang har det foregått havbunnsbredningen og åpningen av havet mellom Grønland og Jan Mayen.

I denne rapporten er det relevant å se nærmere på de to siste hovedperiodene.

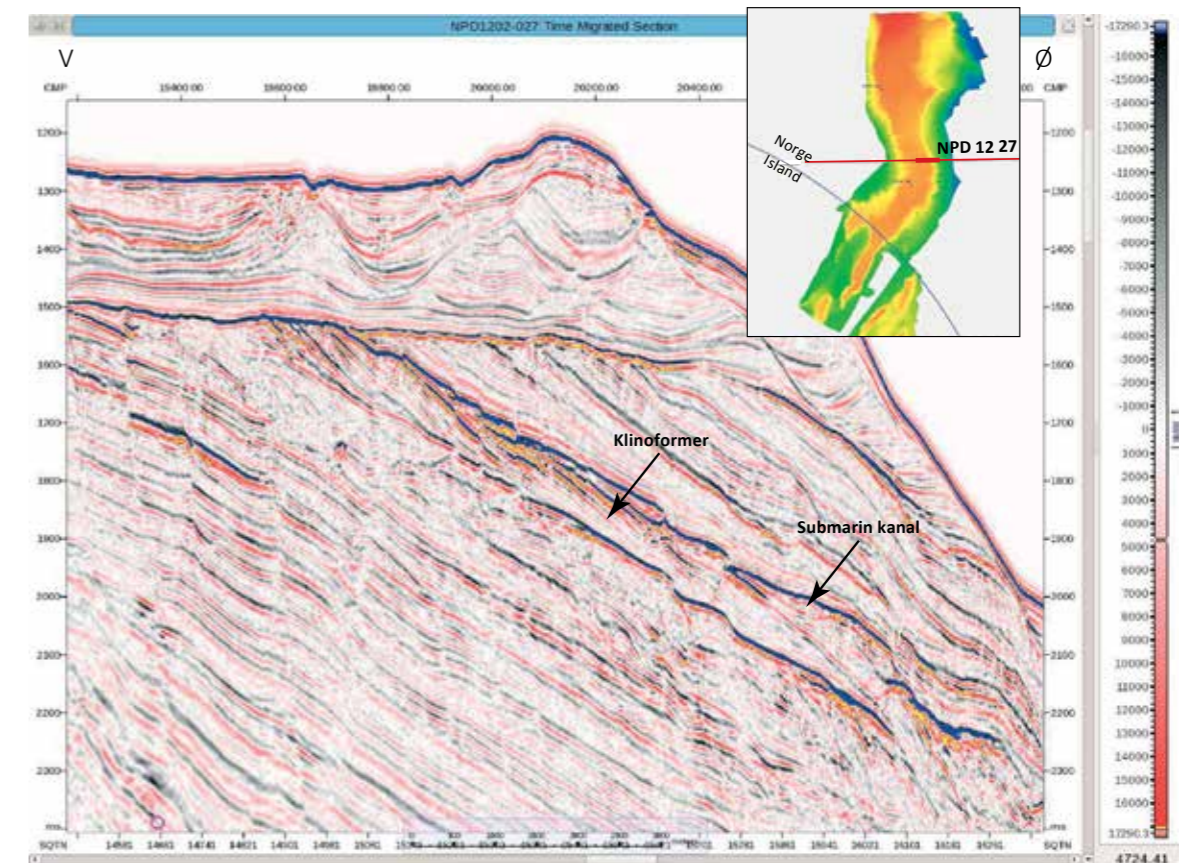


Figur 7.8 Prøver tatt med ROV på utgående lag på islandsk del av Jan Mayenryggen. Søylene viser bergarter som med stor sikkerhet er representative for denne delen av ryggkomplekset.

I første del av den midterste hovedperioden (fra mellomdevon til eocen) var alle kontinenter samlet i ett, stort kontinent: Superkontinentet «Pangea», som på gresk betyr «all jord». Dannelsen av Pangea skjedde ved en serie platekollisjoner som dannet fjellkjeder og samlet alle kontinenter i løpet av devon, karbon og perm. Selv om Pangea på denne tiden i hovedsak var under sammenpressing (kompresjon) på grunn av platekollisjonene, var Øst-Grønland og Skandinavia lokalt utsatt for strekking av skorpen. Det var flere faser med skorpestrekkning og dannelse av riftdaler i tidligkarbon og på overgangen mellom karbon og perm.

Ved utgangen av perm (ca. 250 millioner år siden) avtok platekollisjonene rundt superkontinentet, og Pangea begynte på sin lange, globale oppsprekingshistorie, som pågår fortsatt. Tiden fra mellomtrias til slutten av mellomjura var tektonisk sett en stille periode over hele området. Siste del av mellomjura (for ca. 165 millioner år siden) var innledningen til den svært aktive fasen med skorpestrekkning over hele området. Den varte gjennom senjura og inn i tidligste kritt. I denne fasen, den kimmeriske riftfasen, ble det på norsk sokkel dannet et stort system av riftdaler som ble fylt opp av de viktigste reservoarsandsteinene og kildebergartene avsatt fra Nordsjøen til Barentshavet (grunnlaget for blant annet feltene Statfjord, Oseberg, Gullfaks, Troll, Heidrun, Åsgard, Snøhvit). Dette ble etterfulgt av en fase der områdene som var blitt utsatt for denne skorpestrekkningen begynte å synke inn som følge av at jordskorpen kjøles ned og blir tyngre når strekkingsprosessen er over.

Områdene mellom Grønland og Norge der jordskorpen ble mest strukket og fortynt, sank mest inn og ble til svært dype sedimentbassenger som gjennom kritt ble fylt opp av flere kilometer tykke sedimenter (blant annet Mørebasenget og Vøringbasenget). Innsynkningen ble forsterket av mer skorpestrekkning og blokkforkastninger underveis; først i en mulig fase i alba (ca. 110 millioner år siden) og deretter i overgangen mellom turon og coniac (ca. 90 millioner år siden).



Figur 7.9 Tolkning av eocen deltautbygging med kanaler og tydelige klinoformer som viser utbygging mot øst.

Skorpestrekkingsfasen sluttet i paleocen. Den var kraftig og rask, og førte til den endelige oppsprekningen av kontinentet mellom Norge og Grønland. På samme tid var det store vulkanutbrudd som produserte enorme mengder lava i overgangen til eocen (ca. 55 millioner år siden). I Jan Mayen-området er disse lavalagene et stort problem for kartleggingen, fordi de hindrer de seismiske signalene i å trenge gjennom til lagrekkene som ligger under. Dermed viser ikke de seismiske dataene de underliggende lagene fra den midterste hovedperioden (mellomdevon til eocen). I den grad lagrekkene fra den midterste hovedperioden er til stede i JMM, vil disse ha gjennomgått den tektoniske utviklingen som er oppsumert ovenfor.

Lagrekkene og de tektoniske strukturene fra den siste hovedperioden, over lavalagene, er godt avbildet på seismikken. På havbunnen viser JMM seg som en relativt smal, høytliggende (hevet) hovedrygg i nord, som sørover på islandsk side er delt opp i flere lavereliggende rygger og blokker. Hovedryggen består av en bratt forkastningskrent mot vest, en slakere flanke mot øst og en flat topp. Internt er ryggen langt mer kompleks. I sør viser de østlige delene et forholdsvis enkelt bilde der lagrekkene heller jevnt mot øst, se figur 7.3. Vestover og nordover opp under toppen av ryggen blir lagene brutt opp i et komplisert forkastningsmønster. Disse forkastningene er assosiert med større og mindre folder. Helt i vest blir alt kuttet av en stor forkastningskrent.

Den flate toppen av ryggen skyldes en erosjonsdiskordans som skjærer av alle interne strukturer. Denne erosjonsflaten er overlappet av en tynn sekvens av stort sett flattliggende sedimentlag (diskordansflaten ligger på ca. 1500 millisekunders dyp på det seismiske profilet i figur 7.3). I DSDP-brønn 349, vist i figur 7.3, er lagene under og over denne diskordansen datert til henholdsvis sen-eocen/tidligoligocen og senoligocen. Forkastningsaktiviteten og

foldingen med påfølgende heving og erosjon må altså ha foregått i en relativt kort periode i overgangen til senoligocen. Denne tektonikken tilskrives fasen med skorpestrekkning og endelig løsriving av JMM fra Grønland. Prosessen har sannsynligvis bestått i en tidlig fase med betydelig strekking og utvikling av normalforkastninger og store forkastningsblokker, avløst av en fase med kompresjon og folding.

Den flate diskordansen med den dype erosjonen av toppen av Jan Mayenryggen viser at denne ble hevet betydelig og deretter erodert til havnivå. Havnivået må derfor også ha vært relativt stabilt i overgangen til senoligocen. De store, lavereliggende forkastningsblokkene på islandsk side i sør er også hevet, men ikke erodert. De må altså ha ligget under havnivået hele tiden eller blitt raskt oversvømt. I senoligocen sank også selve Jan Mayenryggen under havnivå. Siden den gang har området vært mer stabilt.

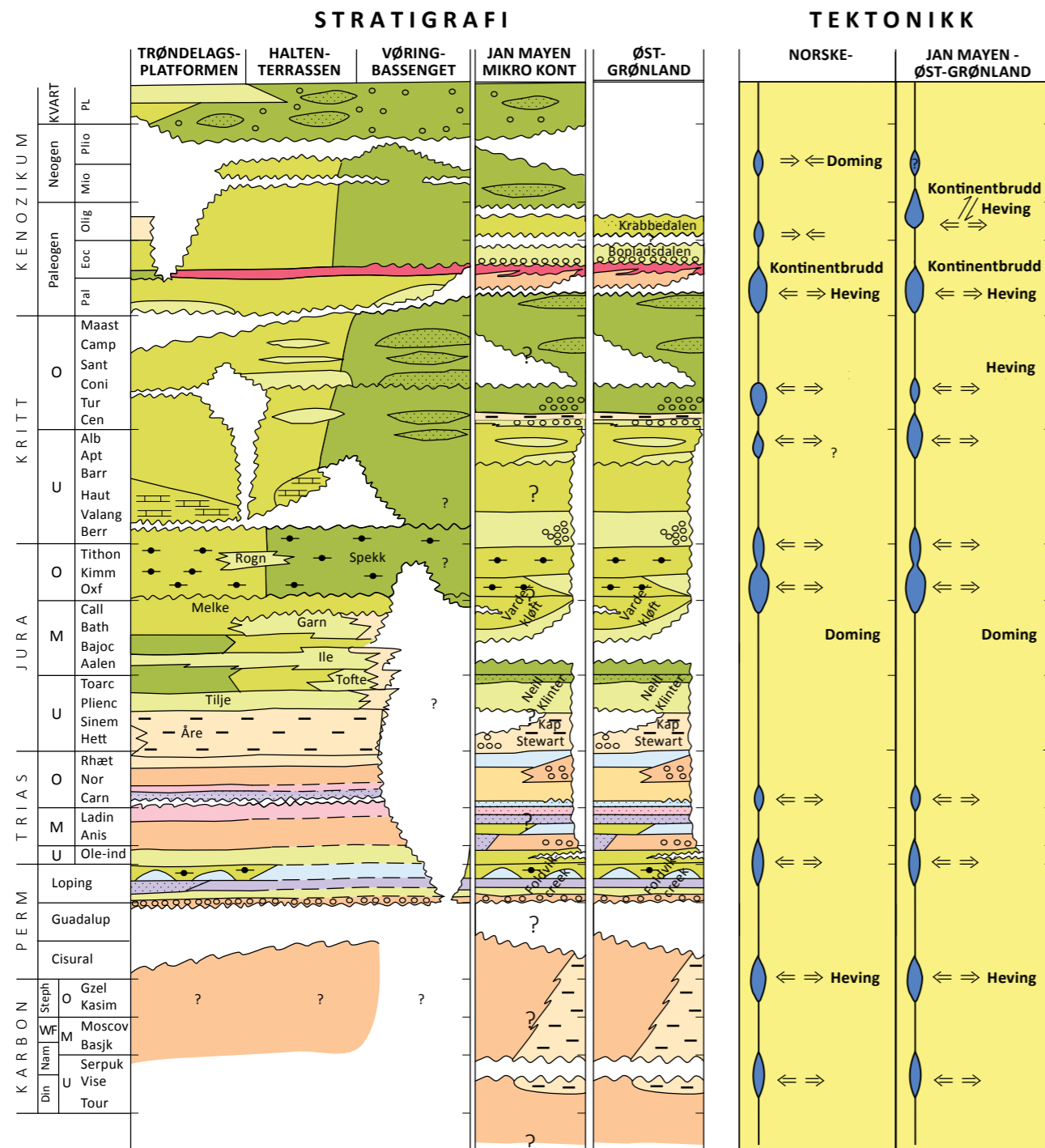
Bergarter

Tidligere grunne borer og de siste års prøvetaking på Jan Mayenryggen har sikret bergartsprøver fra trias, jura, kritt og kenozoikum. Prøvene som ble tatt ved hjelp av undervannsrobot (ROV) med motorsag i 2012, se figur 7.4 og figur 7.8, viser at bare prøvene fra kenozoikum med sikkerhet er stedeigne. Alle de eldre prøvene er høyst sannsynlig materiale som er brakt inn fastfrosset i isflak fra Øst-Grønland og droppet over Jan Mayenryggen da isen smeltet.

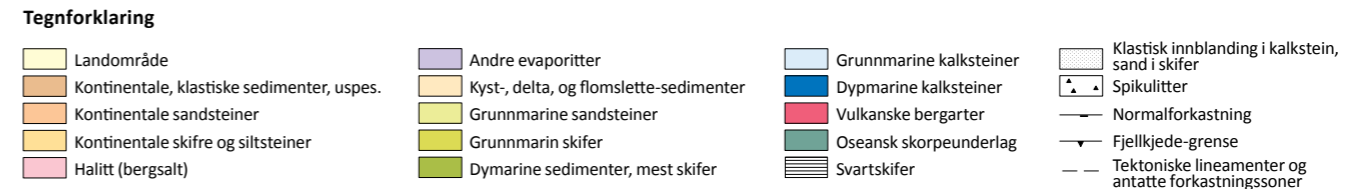
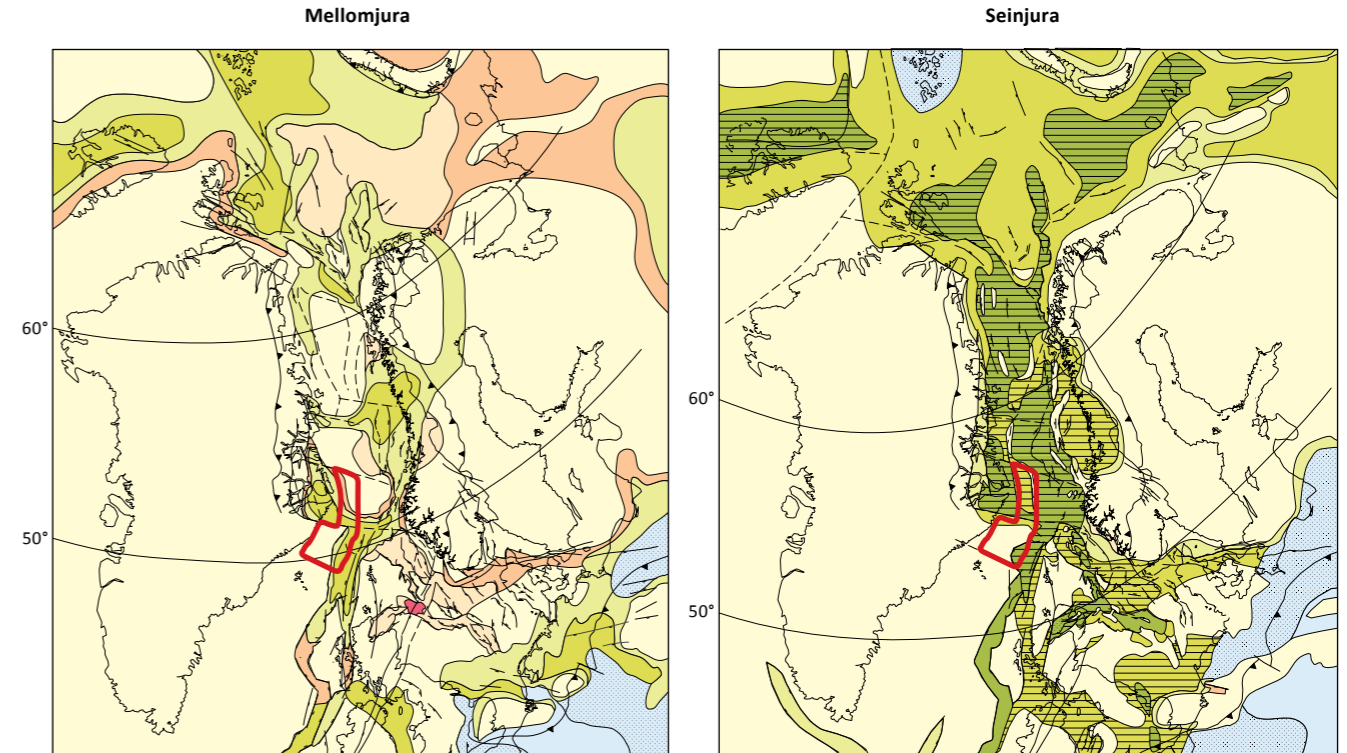
De kenozoiske prøvene bekrefter tykke lag av lava fra kontinentoppbrekningen i paleocen-eocen. Seismikken viser at disse lavalagene har regional utbredelse, og at de med stor sikkerhet tilhører den store, nordatlantiske lavaprovinsen som ble dannet samtidig med dette kontinentoppbruddet. I tillegg viser prøvene at lavalagene er overlappet av kvartsrik sandstein etterfulgt av

vekslende skifer og siltstein. Seismikken viser også detaljer som er tolket som mulige deltautbygginger av disse sedimentene fra vest mot øst, merket som klinoformer og kanalstrukturer i figur 7.9. Dette betyr at før JMM ble skilt fra Øst-Grønland, ble disse sedimentene avsatt i enden av et elvesystem som den gang drenerer indre deler av Øst-Grønland. Disse kvartsrike sandsteinene kan være gode reservoarbergarter. Finkornet materiale under den kvartsrike sandsteinen er datert til eocen, mens de overliggende, finkornede sedimentene er datert til eocen/tidligoligocen. Lenger opp i lagrekken ligger den tydelige, regionale diskordansen under øvre oligocen, som antagelig ble dannet rett i etterkant av skorpe-strekkingsprosessen som til slutt skilte JMM fra Øst-Grønland, se figur 7.3. Denne diskordansen er ikke bevart på Øst-Grønland, der den sannsynligvis ville ha ligget over nivået for Bopladdals- og Krabbedalsformasjonene, se figur 7.10.

De seismiske dataene viser stedvis antydning til en lagrekke under lavalagene, men det finnes ingen sikre bergartsprøver fra denne lagrekken. Imidlertid er det grunn til å anta at lagrekken under lavaen vil ligne på de tilsvarende lagrekken på Øst-Grønland og på den norske kontinentalsokkelen i Norskehavet rett sør for Jan Mayen-bruddsonen. Før havbunnspreddingen ble etablert i eocen, utgjorde mikrokontinentet et område mellom Kangarusuaq-Jameson Land på Øst-Grønland og Møremarginalhøgda på norsk side, se figur 7.11. Paleogeografiske sammenstillinger utført i Oljedirektoratet og OBS (Ocean Bottom Seismic)-studier viser at den pre-eocene lagrekken høyst sannsynlig vil ligne på lagrekken i Trøndelagsplattformen og Haltenterrassen på norsk side og Jameson Land på Grønlandsk side, både når det gjelder bergartstyper og lagtykkelser, se figur 7.10, 7.11 og 7.12.



Figur 7.10 Sammenstilt stratigrafisk søyle for kontinentalmarginene for Norskehavet og Øst-Grønland, med antatt stratigrafi for Jan Mayenmikrokontinentet.



Figur 7.11 Paleogeografisk rekonstruksjon av landområder og sedimenter i mellomjura og seinjura for de nordatlantiske og arktiske områder (Brekke et al., 2001, NPF Special Publication 10). Plasseringen av det framtidige JMM er vist med rødt omriss.

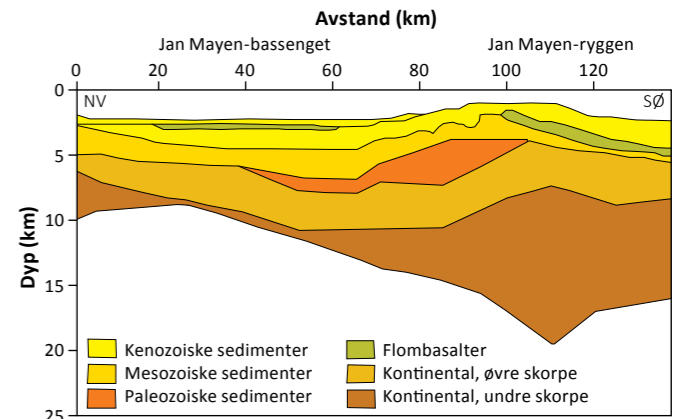
I karbon ser det ut til at JMM lå i et område som utgjorde vannskillet mellom to havområder, det boreale havet i nord og Tethyshavet i sør. Karbon består derfor trolig av kontinentale elve- og innsjø-sedimenter adskilt av områder uten avsetninger.

Undre perm forventes å bestå av elveavsetninger, som en fortsettelse fra karbon. I overgangen til senperm ga en regional heving og erosjon på Grønland en markant erosjonsdiskordans. Deretter steg havet og trengte seg inn fra nord, slik at øvre perm antagelig består av et grunnmarint konglomerat overlagret av kalkstein og muligens evaporitter (saltavsetninger), og en svartskifer som kan være en god kildebergart (kalt Ravnefjellformasjonen på Grønland).

Trias er dominert av kontinentale elveavsetninger med noe marine innslag, særlig på grønlandsk side. Både på norsk og grønlandsk side er det et marint miljø som består av evaporittavsetninger i midtre til øvre trias. På grønlandsk side er det i tillegg et eldre marint innslag som inneholder en svartskifer med et kildebergartspotensial. Dette kan være en sørlig ekvivalent til kildebergartene i Botnheiaformasjonen på Svalbard. Det antas at triaslagrekken i JMM vil ligne mest på tilsvarende lagrekke på Øst-Grønland.

I tidligjura begynte en regional havnivåstigning og transgresjon over hele området. Denne førte til i løpet av jura til en permanent forbindelse mellom det boreale havet i nord og Tethyshavet i sør. I mesteparten av denne perioden, fra mellomjura gjennom hele seinjura, foregikk samtidig den kimmeriske riftfasen mellom Skandinavia og Grønland. Dette førte til et landskap med heving av regionale domer og kantene av riftdalene i mellomjura, og

senere kollaps og oversvømmelse av hele riftsystemet i seinjura og tidligste kritt. I dette landskapet ble det i mellomjura bygget ut store deltasystemer og avsatt tilhørende klastiske kystsedimenter som utgjør våre viktigste reservoarbergarter. Det er spesielt for jura at lagrekken i undre og midtre jura på Haltenterrassen og Trøndelagsplattformen er så godt som identisk med lagrekken i Jameson Land-området på Grønland. Overjura og underste kritt er også omtrent helt like, med en lagrekke av marin skifer som i øverste del utgjør den viktigste kildebergarten i Nord-Atlanteneren (Spekkformasjonen på norsk side og Hareelvformasjonen



Figur 7.12 Jordskorpemodell for Jan Mayen-mikrokontinentet basert på seismiske hastigheter (refraksjonshastigheter) målt med havbunnsseismometre (OBS) (fra Kuvaas og Kodaira, 1997, First Break 15.7).

på grønlandsk side). Denne lagrekken inneholder også lag med gode reservoarsandsteiner innimellom skiferlagene (for eksempel Rognformasjonen som er reservoarbergarten i Draugenfeltet). Det kan se ut til at det er flere slike sandige innslag på grønlandsk side enn på norsk. JMM ligger midt mellom, slik at det forventes samme juralagrekke på begge sider. Men, som på norsk og grønlandsk side, kan også deler av JMM ha utgjort mindre landområder uten avsetninger i mellomjura.

Gjennom kritt sank de store bassengene mellom Skandinavia og Grønland (Mørebasenget, Vøringbasenget, Harstadbasenget og Tromsøbasenget) dypt inn, og det ble avsatt flere tusen meter med sedimenter i kritt. Krittlagrekken på plattform- og terrasseområdene langs flankene av disse bassengene varierer i tykkelse fra noen hundre meter til litt over tusen meter. JMM var trolig en del av plattformområdet på vestsiden av Mørebasenget i kritt, slik at krittlagrekken i tykkelse og bergartstyper vil ligne det som finnes på Trøndelagsplattformen, Haltenterrassen og Jameson Land, det vil si moderate tykkelser av marin skifer med innslag av tynne sandsteinslag.

I paleocen ble området hevet i forkant av den siste fasen av skorpe-strekkingen og det endelige kontinentbruddet mellom Grønland og Skandinavia. Både på norsk og grønlandsk side ble det i denne perioden avsatt en del sand sammen med skifer. På begge sider er det et markant brudd midt i paleocen, der mye av paleocenlagrekken enten er erodert eller ikke er avsatt. Tidsbruddet er størst på de paleocene høydeområdene. I de lavreliggende områdene er dette bruddet snevret inn til sjælland tid (ca. 60 millioner år siden), som derfor synes å være den tiden da hevingen skjedde. Deretter sank området inn igjen, og flere steder ble det avsatt grunnmarin sand. Området hevet seg igjen før den kraftige vulkanismen som startet ved selve kontinentbruddet i tidlig eocen. De basaltiske lavaene fra denne prosessen er de eldste materialene som det til nå er tatt prøver av på JMM. Hvor mye sand som er bevart i paleocen på JMM er usikkert. Bevaringsgraden av slik sand på Øst-Grønland og på norsk side varierer mye. Sanden ligger i så fall under lavalagene.

Lagrekken under lavalagene i eocen kan ha et stort potensial for olje og gass, spesielt hvis jura-lagrekken er tilstede på et gunstig dyp i undergrunnen. Men JMM har gjennomgått en kraftig tektonisk fase i oligocen som norsk sokkel ikke har vært utsatt for. Dette kan ha medført ødeleggelse og lekkasje fra petroleumsfeller som allerede var etablert, men det kan også ha medført dannelse av nye feller. Denne delen av lagrekken har det vært umulig å kartlegge ved hjelp av seismikk på grunn av de overliggende lavalagene.

Letemodellbeskrivelse

Letemodeller defineres på grunnlag av stratigrafisk nivå i undergrunnen, reservoarbergart, oppsamling av petroleum (typer av fellemekanismer) og kildebergarter.

Tre letemodeller er definert på to nivåer i undergrunnen i Jan Mayenryggen; de to første i eocen (øst og vest og den tredje i et ikke nærmere aldersbestemt nivå under de tykke lagene med basaltisk lava som ligger under eocen (sub-basalt)). Lagene under lavaen er vanskelige å kartlegge. Lagene fra eocen derimot er godt avbildet på seismikken, noe som gir en mye sikrere kartlegging. De to eocen-modellene fordeler seg geografisk langs hver sin side av Jan Mayenryggen, mens sub-basalt modellen dekker hele ryggen.

Kildebergart og migrasjon

Alle de tre letemodellene forutsetter migrasjon av olje og/eller gass fra de samme kildebergartene, dvs. skifer i overjura-, midttrias- og midtperm. Det er usikkert hvor dypt disse kildebergartene ligger begravet eller om alle er til stede i Jan Mayenryggen. Modningsmodeller viser at dersom kildebergarter er til stede på



Figur 7.13 Oversiktskart med utbredelse av letemodeller; eocen øst (grønn), eocen vest (rød), sub-basalt (grønn+rød).

gunstige begravningsdyp, er det stor mulighet for at minst én fortsatt genererer olje og/eller gass. I så fall vil petroleumsfellene i sub-basaltmodellen ligge gunstigst til for inn-migrasjon av petroleum, fordi dette nivået har kortest vei ned til kildebergarten(e). Petroleum i de to letemodellene fra eocen har en lenger vei å migrere fordi eocen ligger lenger opp i lagrekken, og fordi de tykke lavalagene kan virke som en barriere på veien opp for petroleum.

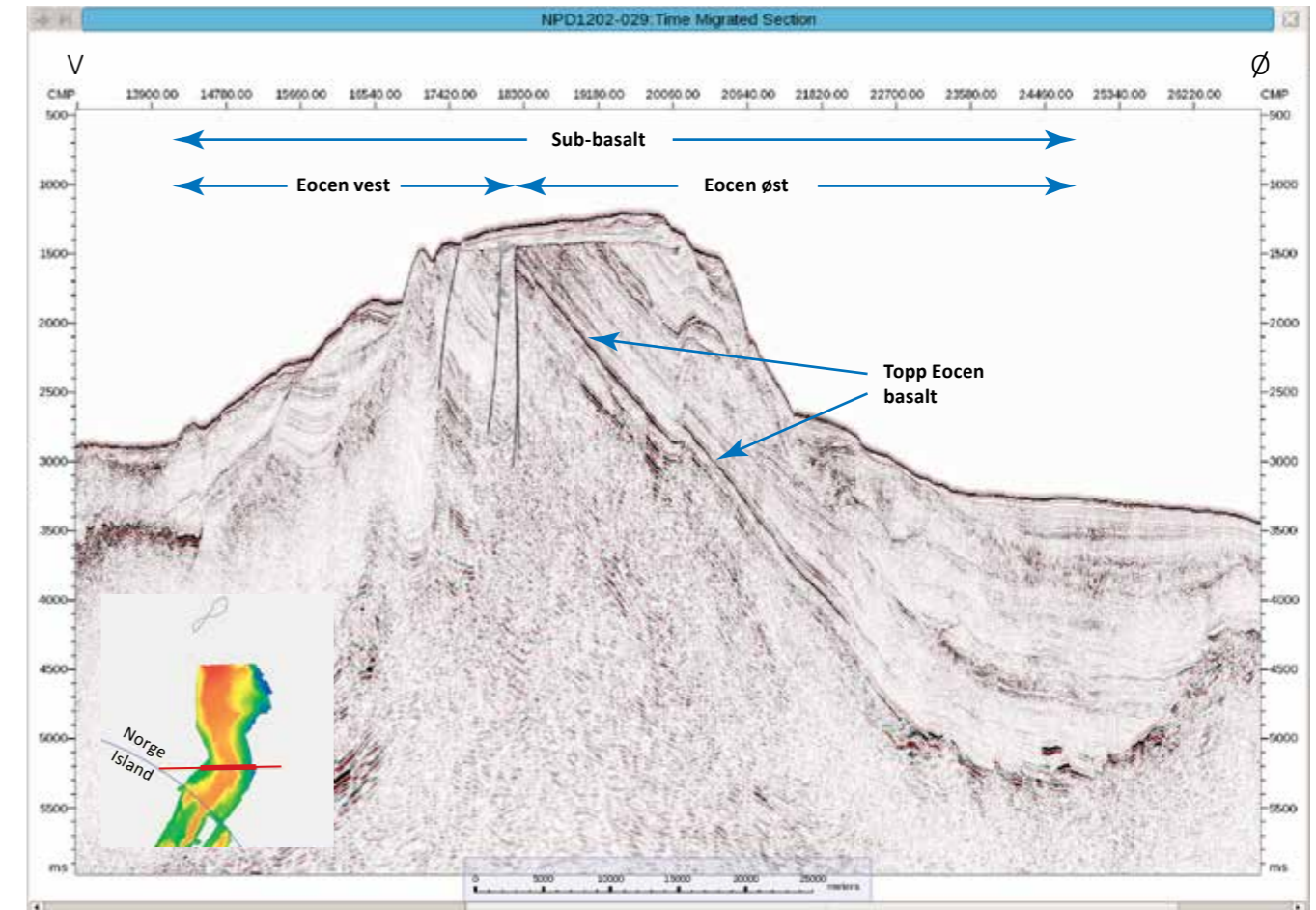
Reservoarbergarter

Reservoarbergarten i letemodellene i eocen antas å bestå av en ren, kvartsrik sandstein med gode reservoaregenskaper, dvs. høy porøsitet og permeabilitet (gjennomstrømningsevne). Prøver av denne sandsteinen viser at den til forveksling likner på en tilsvarende sandstein fra eocen på Øst-Grønland, den såkalte Bopladsdalenformasjonen. Det er derfor rimelig å anta at sandsteinen som det er tatt prøve av på Jan Mayenryggen tilhører samme formasjon, og at den finnes i et stort område.

I sub-basaltmodellen kan det være sandsteinreservoarer i flere nivåer. De mest sannsynlige er sandsteiner avsatt på grunt vann i trias og/eller i jura. Disse forventes å være ekvivalente med de svært gode reservoarbergartene som finnes i tilsvarende nivå på Jameson Land på Øst-Grønland og på Haltenbanken i Norge.

Fellemekanismer

De to eocenmodellene skiller seg først og fremst fra hverandre på grunn av type fellemekanisme. Felle i eocen vest-modellen består av forkastningsblokker som er rotert og begravet i tett skifer. Sandsteinslagene er dermed stilt på skrå og effektivt forseglett i tuppen av forkastningsblokkene, noe som gir gode feller for oppstigende petroleum, se figur 7.14. De vestlige delene av Jan Mayenryggen er gjennomgått av forkastninger som danner slike feller.



Figur 7.14 Seismisk tverrsnitt over Jan Mayenryggen. Lokaliseringen av letemodellene omtalt i teksten er markert. Lokalisering framgår av den røde linja på det innfelte kartet. Kartet viser også vannndyp (rødt = grunt, blått = dypt) og letemodellområdene.

Den østlige flanken av ryggen, med eocen øst-modellen, har få forkastninger og lagene skrånere jevnt ned mot dyphavsbasenget i øst (Ægirbasenget). Petroleumsfellene i denne modellen antas i hovedsak å bestå av stratigrafiske feller, dvs. steder der sandsteinen kiler ut, omgitt av skifer. Siden lagene er skrånende, vil slike utkilinger av sandsteinen i oppoverbakke danne feller forseglett av den omsluttende skiferen.

På grunn av de harde basaltlagene finnes det så langt ikke noe detaljert bilde fra seismikken av typene petroleumsfeller i sub-basaltmodellen. Imidlertid er det slik at forkastningene i lagene over lavaene også går gjennom lagene under lavaene og gir roterte forkastningsblokker i disse. På Øst-Grønland og på Haltenbanken ble lagene i jura og eldre nivåer utsatt for en periode med forkastningstektonikk før lavalagene kom på plass. Derfor finnes det trolig petroleumsfeller dannet av roterte forkastningsblokker gjennom hele denne letemodellen.

Ressurvaluering

Metodikk

Det er alltid usikkert om det kan finnes petroleum i et område. Beregning av ressurser i letemodeller tar hensyn til usikkerheten ved å risikovurdere de ulike parametrene som har betydning for tilstedeværelse og oppbevaring av petroleum. I tillegg er letemodellene definert med usikkerhetsfordelinger for ulike reservoar- og væskeparametre.

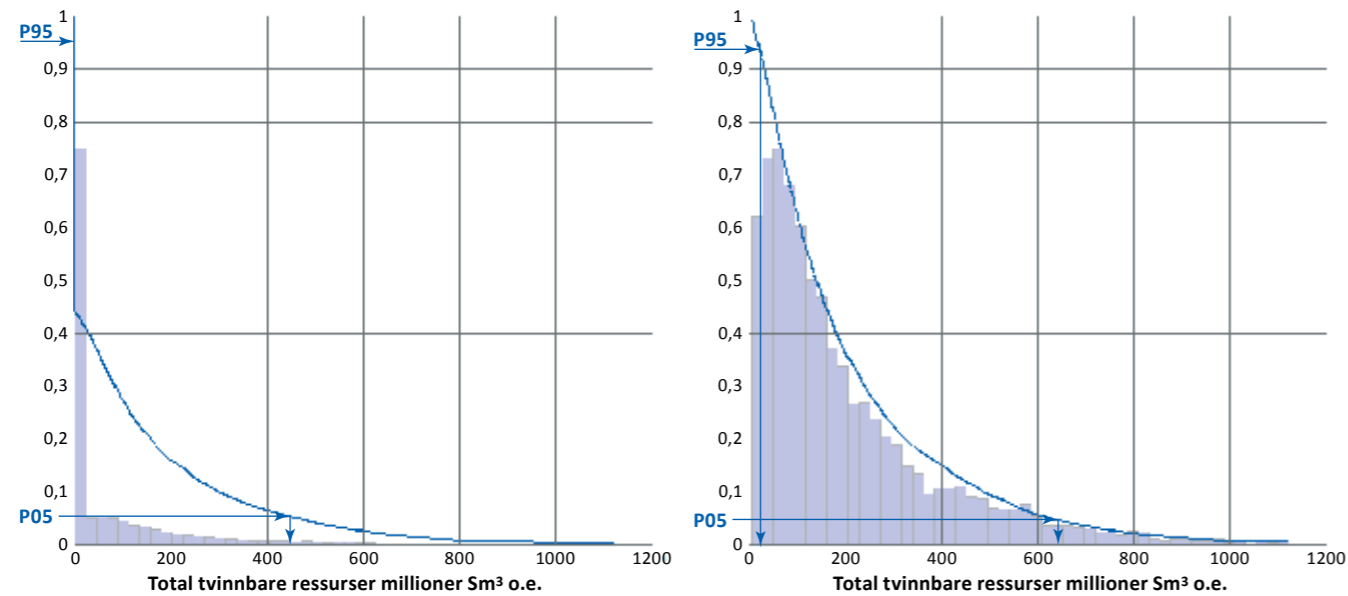
Utarbeidelse av letemodeller er en metode for å systematisere og gruppere de geologiske parametrene som kjennetegner letemodellene og som skiller dem fra andre letemodeller.

Resultat av ressurvalueringen

Det er utarbeidet tre letemodeller i Jan Mayen-området: To letemodeller i bergarter av eocen alder (ca. 55 – 35 millioner år gamle), og en i eldre bergarter som ligger under vulkanske bergarter (sub-basalt letemodell). De to eocen-modellene fordeler seg geografisk langs hver sin side av Jan Mayenryggen, mens sub-basaltmodellen dekker hele ryggen (figur 7.14). Alle de tre letemodellene forutsetter migrasjon av olje og/eller gass fra de samme kildebergartene. Det er derfor lagt inn avhengighet mellom letemodellene for tilstedeværelse av kildebergart. Det er også lagt inn avhengighet mellom eocen-letemodellene med hensyn til oppbevaring av petroleum.

Forventede utvinnbare ressurser for Jan Mayen er beregnet til 90 millioner Sm^3 o.e. Det er vanskelig å kartlegge lagene under basalten, og det er derfor svært usikkert, spesielt for sub-basalt-letemodellen, om det er petroleum til stede under disse lagene. Usikkerheten gjenspeiles i ressursfordelingen, med en nedside uten funn (0 millioner Sm^3 o.e) og en oppside (P05) på 460 millioner Sm^3 o.e. (fem prosent sannsynlig at ressursene er lik eller større enn 460 millioner Sm^3), se figur 7.15. Det er 44 prosent sannsynlig at det blir gjort ett eller flere funn.

Det store usikkerhetsspenntet skyldes at ingen av letemodellene i Jan Mayen-området er bekreftet. Dersom minst en av letemodellene blir bekreftet gjennom boring, vil forventede ressurser i området øke til om lag 200 millioner Sm^3 o.e, figur 7.15, med en nedside (P95) på om lag 20 millioner Sm^3 o.e. og en oppside (P05) på om lag 650 millioner Sm^3 o.e.

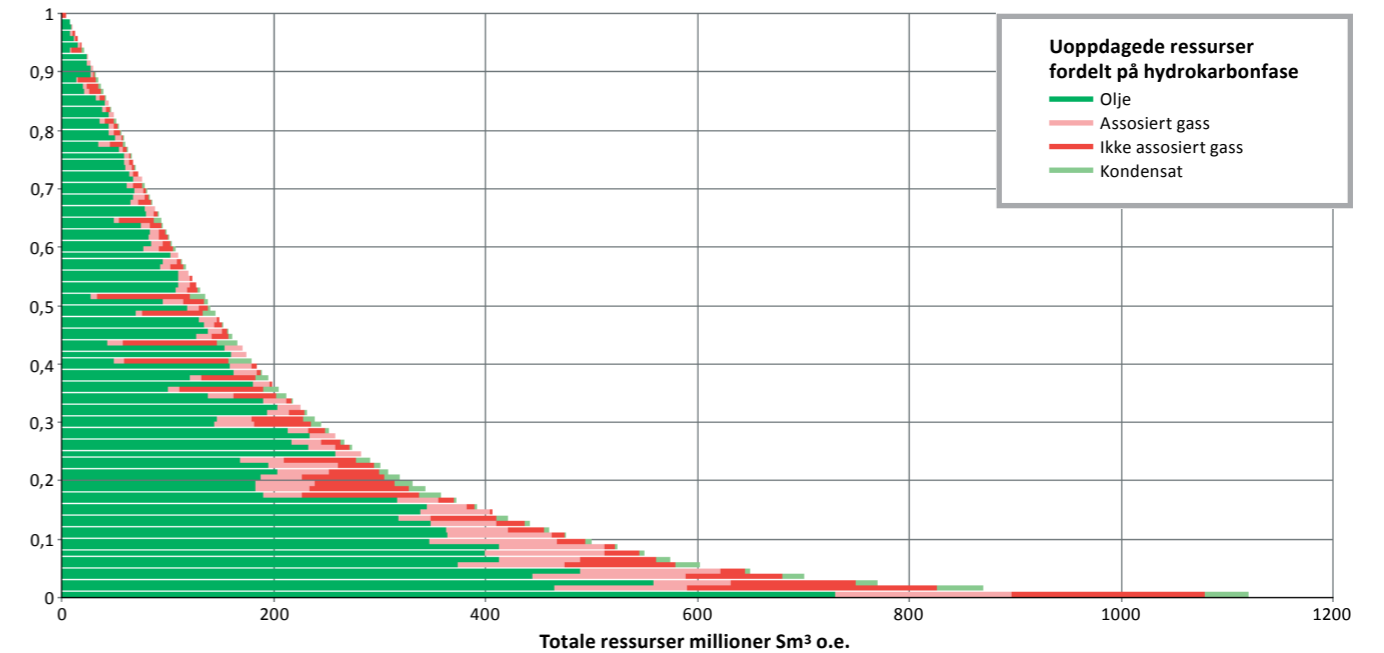


Figur 7.15 Fordeling av de totale utvinnbare ressursene for Jan Mayen-området. Figuren til høyre viser ressursfordelingen dersom det gjøres minst ett funn som bekrefter minst en letemodell.

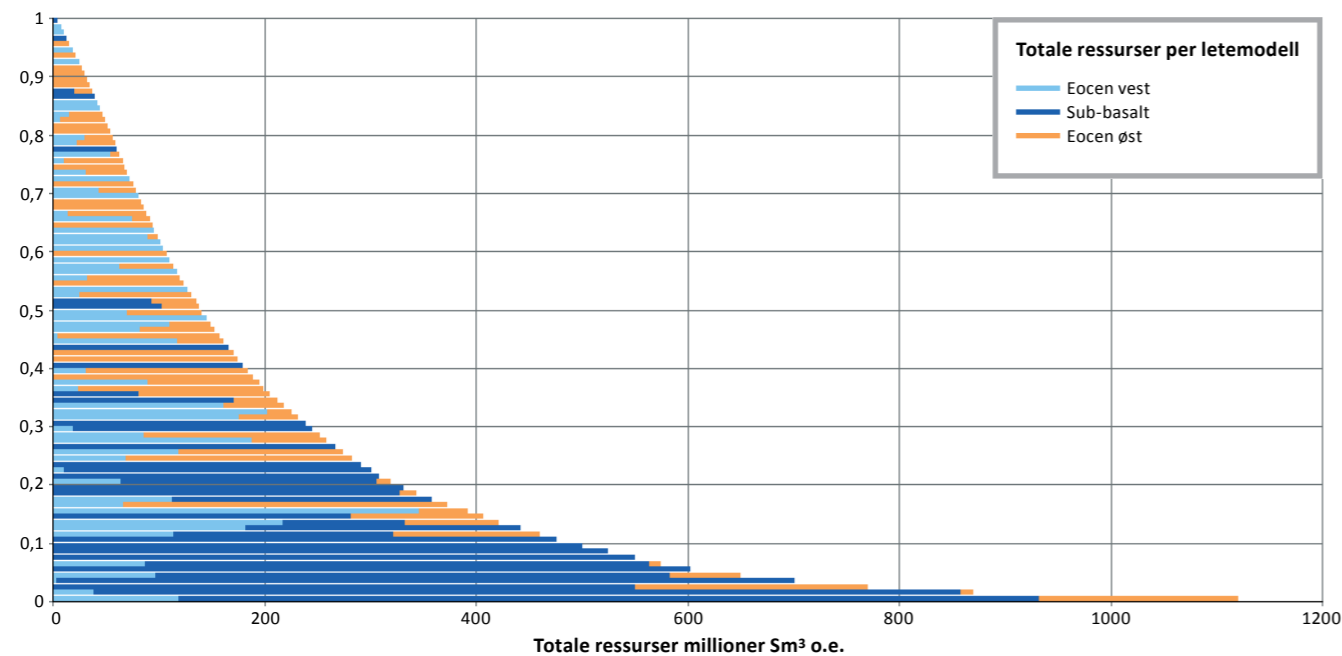
Figur 7.16 viser den kumulative fordelingen av de utvinnbare ressursene for Jan Mayen-området, dersom det gjøres minst ett funn som bekrefter minst én letemodell. Figuren viser bidragene fra de ulike letemodellene. Det er letemodellen for sub-basalt som bidrar til de store ressursestimatene.

Estimatene av de oppdagede ressursene i Jan Mayen-området er svært usikre. Det er potensial for funn av olje og gass. Fordelingen mellom olje og gass er anslått til 75 prosent olje og 25 prosent gass. En bedre forståelse av hvordan letemodellene fungerer og en bekreftelse gjennom funn, kan gi en betydelig ressursoppside.

De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på om lag 70 millioner Sm³ væske og om lag 20 milliarder Sm³ gass. Dersom det gjøres minst ett funn som bekrefter minst en letemodell, fordeler ressursene seg på om lag 150 millioner Sm³ o.e. væske og 50 milliarder Sm³ gass, se figur 7.17.



Figur 7.17 Kumulativ fordeling av de totale olje- og gassressurser i Jan Mayen-området, gitt at det gjøres minst ett funn som bekrefter minst én letemodell.



Figur 7.16 Kumulativ fordeling for de totale utvinnbare ressurser i Jan Mayen-området og viser bidragene fra de ulike letemodellene.



INTERNASJONAL KRONOSTRATIGRAFISK TABELL

www.stratigraphy.org

Den internasjonale stratigrafiske kommisjon

v 2013/01



Eonotem / Eon		Eratem / Æra		System / Periode		Serie / Epoke		Etasje / Alder	GSSP	Numerisk alder (m.a.)
Fanerozoikum	Kenozoikum	Kvartær	Holocen	nåtid					↘	0,0117
		Pleistocen	Midtre	0,781						
			Calabria	1,806						
			Gela	2,588						
		Pliocen	Piacenza	3,600						
			Zancle	5,333						
		Neogen	Miocen	Messina	7,246					
				Tortona	11,62					
				Serravalle	13,82					
	Langhe		Langhe	15,97						
			Burdigala	20,44						
			Aquitain	23,03						
	Oligocen		Chatt	28,1						
			Rupel	33,9						
			Priabona	38,0						
			Barton	41,3						
	Eocen	Lutetia	47,8							
		Ypres	56,0							
		Thanet	59,2							
	Paleocen	Sjælland	61,6							
		Dan	66,0							
		Maastricht	72,1 ±0,2							
	Mesozoikum	Kritt	Øvre	Campan	83,6 ±0,2					
				Santon	86,3 ±0,5					
			Coniac	Coniac	89,8 ±0,3					
				Turon	93,9					
				Cenoman	100,5					
			Undre	Alba	~113,0					
				Apt	~125,0					
				Barrem	~129,4					
				Hauteriv	~132,9					
				Valangin	~139,8					
	Berrias	~145,0								
	Fanerozoikum	Mesozoikum	Jura	Øvre	Tithon	~145,0				
					Kimmeridge	152,1 ±0,9				
			Midtre	Oxford	157,3 ±1,0					
				Callov	163,5 ±1,0					
				Bathon	166,1 ±1,2					
			Undre	Bajoc	168,3 ±1,3					
Aalen				170,3 ±1,4						
Trias			Øvre	Toarc	174,1 ±1,0					
				Pliensbach	182,7 ±0,7					
				Sinemur	190,8 ±1,0					
Midtre		Hettang	199,3 ±0,3							
		Ræt	201,3 ±0,2							
		~208,5								
Undre		Nor	~227							
		Karn	~237							
		Ladin	~242							
Perm		Øvre	Anis	247,2						
			Olenek	251,2						
			Indus	252,17 ±0,06						
Midtre		Changxing	254,14 ±0,07							
		Loping	259,8 ±0,4							
		Wujiaping	259,8 ±0,4							
Undre		Capitan	265,1 ±0,4							
		Guadalup	268,8 ±0,5							
		Road	272,3 ±0,5							
Cisural		Kungur	283,5 ±0,6							
		Artinsk	290,1 ±0,26							
		Sakmara	295,0 ±0,18							
Karbon		Pennsylvaniana	Assel	298,9 ±0,15						
			Gzhel	303,7 ±0,1						
			Kasimov	307,0 ±0,1						
Undre		Moskva	315,2 ±0,2							
		Basjkir	323,2 ±0,4							
		Serpukhov	323,2 ±0,4							
Silur		Øvre	Visé	330,9 ±0,2						
			~346,7 ±0,4							
			Tournai	358,9 ±0,4						
Devon		Midtre	Fortune	541,0 ±1,0						
			Etasje 2	~521						
			Etasje 3	~514						
Undre	Etasje 4	~509								
	Etasje 5	~504,5								
	Drum	~500,5								
Ordovicium	Midtre	Guzhang	~497							
		Paibi	~494							
		Jiangshan	~489,5							
Øvre	Etasje 10	485,4 ±1,9								
	Tremadoc	477,7 ±1,4								
	Flo	470,0 ±1,4								
Silur	Midtre	Daping	467,3 ±1,1							
		Darriwil	458,4 ±0,9							
		Sandby	453,0 ±0,7							
Undre	Katy	445,2 ±1,4								
	Hirnant	443,4 ±1,5								
	Rhuddan	440,8 ±1,2								
Arkeikum	Neo-arkeikum	Aeron	438,5 ±1,1							
		Telych	433,4 ±0,8							
		Sheinwood	427,4 ±0,5							
Paleo-arkeikum	Homer	425,6 ±0,9								
	Ludford	423,0 ±2,3								
	Pridoli	419,2 ±3,2								
Proterozoikum	Meso-proterozoikum	Lochkov	410,8 ±2,8							
		Praha	407,6 ±2,6							
		Ems	393,3 ±1,2							
Undre	Eifel	387,7 ±0,8								
	Givet	382,7 ±1,6								
	Frasne	372,2 ±1,6								
Neo-proterozoikum	Kryogen	Ton	850							
		Sten	1000							
		Ektas	1200							
Ediacara	Kalym	1400								
	Stather	1600								
	Orosir	1800								
Hadeikum	Ryax	2050								
	Sider	2500								
	~4600									

Oversettelsen til norsk er foretatt av redaksjonen for «Landet Blir Til», i samarbeid med nøkkelpersoner bl.a. i NGU, OD og NPI samt Språkrådet (ved Marit Hovdenak) og Norsk stratigrafisk komite (NSK).

NSK har godkjent oversettelsen som norsk standard. Oversettelsen er videre godkjent av Den internasjonale stratigrafiske kommisjon (ICS) i den form den foreligger her.

Det pågår nå en prosess der de nedre grensene for alle enhetene i tabellen defineres med Global Boundary Stratotype Section and Points (GSSP). Dette gjelder også for grensene i arkeikum og proterozoikum som lenge har vært definert med Global Standard Stratigraphical Ages (GSSA). Tabeller og detaljert informasjon om ratifiserte GSSP er tilgjengelig på websiden <http://www.stratigraphy.org>. Denne tabellens URL finnes nedenfor.

Numeriske aldre underkastes revisjon og definerer ikke enheter i fanerozoikum og ediacara; kun ratifiserte GSSP gjelder. For grenser i fanerozoikum uten ratifisert GSSP eller kalibrerte numeriske aldre, er bare tilnærmete aldre (~) oppgitt.

Numeriske aldre for alle systemer unntatt perm, trias, kritt og prekambrium er hentet fra 'A Geological Time Scale 2012' av Gradstein et al. (2012), mens de fra perm til kritt er fremskaffet av de relevante underkomiteer i ICS.



Fargeskalaen følger retningslinjene til The Commission for the Geological Map of the World, <http://www.ccgw.org>

Tabellen er tegnet av K.M. Cohen, S. Finney & P.L. Gibbard (c) International Commission on Stratigraphy, January 2013 <http://www.stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2013-01Norwegian.pdf>

Omregningstabell:

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

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

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



Ressursrapportens design

Designelementene i denne ressursrapporten er basert på mikroskopbilder av mikroorganismer som dinoflagellater og bolboforma fra Oljedirektoratets samlinger. Mikroorganismene, som i utgangspunktet er gule og hvite, er fra 95 millioner til 10 millioner år gamle. De er bearbejdet av arkitektene Liv-Kristine Ruud og Agnes Selheim i forbindelse med et utsmykningsoppdrag for Oljedirektoratet.

