



Kartlegging og ressursberegning, Barentshavet sørøst

Vedlegg til melding til Stortinget om åpning
av Barentshavet sørøst for petroleumsvirksomhet



OLJEDIREKTORATET



Innholdsfortegnelse

Sammendrag	3
Introduksjon	7
Metode for beregning av mulige petroleumsressurser	9
Oljedirektoratets datainnsamling i Barentshavet sørøst	11
Geologiske hovedtrekk	13
Nærmere om geologien	14
Letemodeller	18
Ressurservaluering	20

Sammendrag

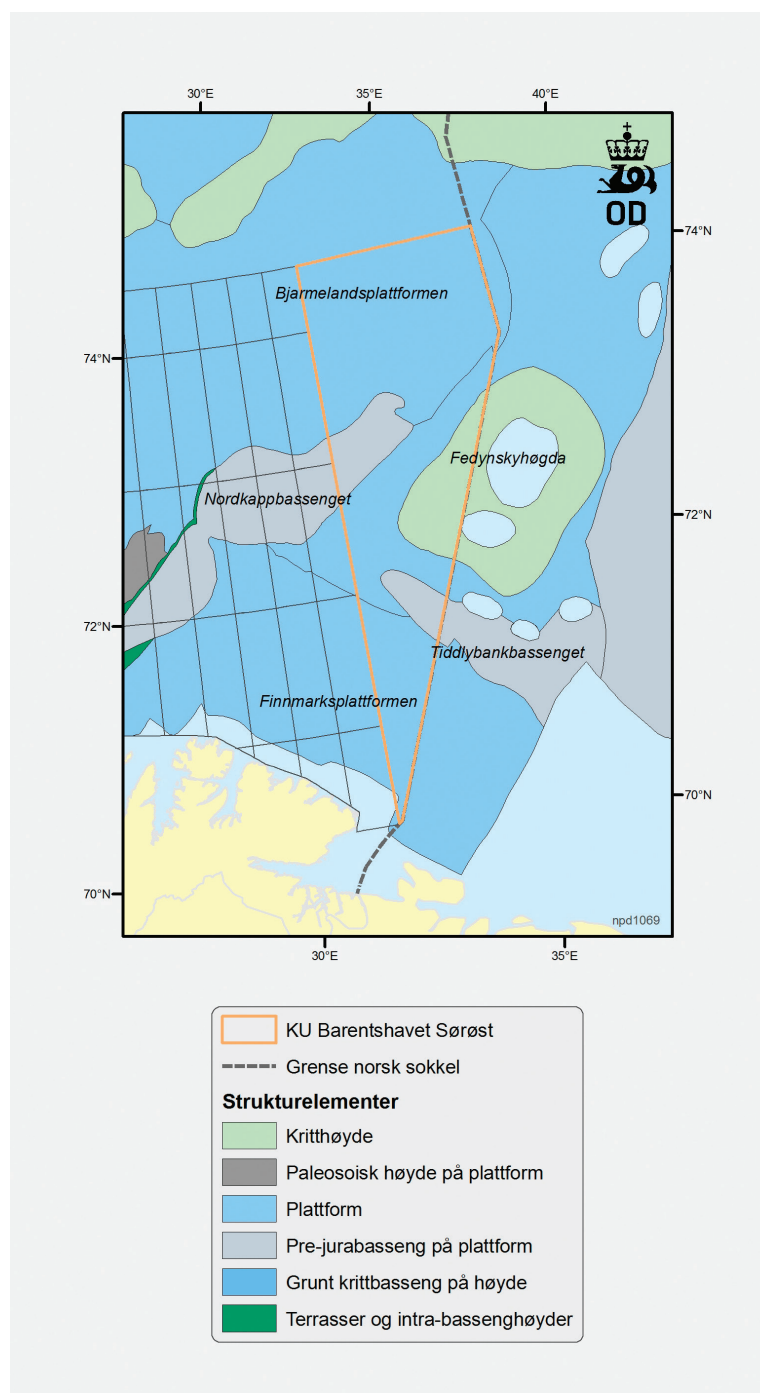
Uåpnede deler av norsk kontinentalsokkel i Barentshavet sørøst omfatter et område på ca. 44 000 km² som strekker seg nord til 74° 30' N og grenser mot russisk kontinentalsokkel i øst. I vest grenser åpningsområdet mot arealer som er åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sør.

På oppdrag fra Stortinget har Oljedirektoratet samlet inn seismikk i Barentshavet sørøst i 2011 og 2012, slik at det nå er mulig å gi et ressursestimat for området. Oljedirektoratet bruker en statistisk metode kalt letemodellanalyse for å beregne uoppdagede petroleumsressurser. Metoden går ut på å systematisere og beskrive den geologiske forståelsen av et område og definere letemodeller. Letemodeller danner grunnlaget for å beregne hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra hver letemodell.

Myndighetene har helt siden 1969 samlet inn seismikk for å bygge opp kunnskapen om norsk kontinentalsokkel. Kartleggingen av sokkelen er viktig for ressursvurderinger, og vil kunne legge grunnlag for kostnadseffektiv utforskning og langsiktig utvikling av området.

Den geologiske kunnskapen i Barentshavet sørøst er relativt begrenset, da det til nå verken er boret letebrønner eller grunne vitenskapelige boringer i området. Derimot er det boret en rekke brønner i åpnet del av Barentshavet sør, både grunne stratigrafiske brønner og kommersielle letebrønner. Fra litteraturen finnes det også noe data fra boringer i den russiske delen av Barentshavet. Innsamlede seismiske data i 2011 og 2012, samt øvrige geologiske data fra Barentshavet gir et godt grunnlag for å estimere de uoppdagede petroleumsressursene i Barentshavet sørøst.

Basert på strukturgeologien kan Barentshavet sørøst deles inn i fem geografiske områder som er viktige for å forstå petroleumspotensialet. De fem områdene er Finnmarksplattformen, Bjarmelandsplattformen, Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Fedynskyhøgda (Figur 1).



Figur 1. Oversikt over geologiske strukturelementer i sørlig del av Barentshavet, inkludert området definert av KU Barentshavet sørøst.

Geologisk utgjør en plattform et relativt flatt og stabilt område med relativt få strukturer som kan være aktuelle for oppbevaring av petroleum. Til gjengjeld kan strukturene være store. I Barentshavet sørøst er det dannet to slike store strukturer på plattformene, én på Bjarmelandsplattformen og én på Finnmarksplattformen. Funn i en av disse strukturene vil kunne ha stor betydning for den videre utviklingen av petroleumsvirksomheten i Barentshavet sørøst.

Et geologisk basseng er et område hvor bergartene synker inn som følge av forkastningsvirksomhet. Bassengene i Barentshavet sørøst er fylt med salt fra karbon og permiden. Saltet har senere beveget seg mot havbunnen og danner en rekke saltplugger i Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget. Slike saltplugger kan ofte ha mulighet for petroleumsfeller på sidene.

Geologiske høgder defineres av et større regionalt område som er hevet opp som følge av forkastningsvirksomhet. Hevningen kan føre til at det ikke avsettes sand eller leire over toppen av høgda eller at en del av bergartene på toppen fjernes ved erosjon fordi høgda heves over havnivå. Fedynskyhøgda er et slikt stort regionalt område som er hevet opp, og hvor store deler av lagene sentralt på høgda mangler. På flankene av Fedynskyhøgda er det dannet en rekke forkastninger som kan danne feller med muligheter til å finne petroleum. De viktigste reservoarbergartene i Barentshavet sørøst finnes i sandsteiner fra triastiden. Men sandsteiner fra jura og undre del av karbon, samt kalksteiner og revstrukturer fra karbon /perm kan også være aktuelle som reservoarbergarter.

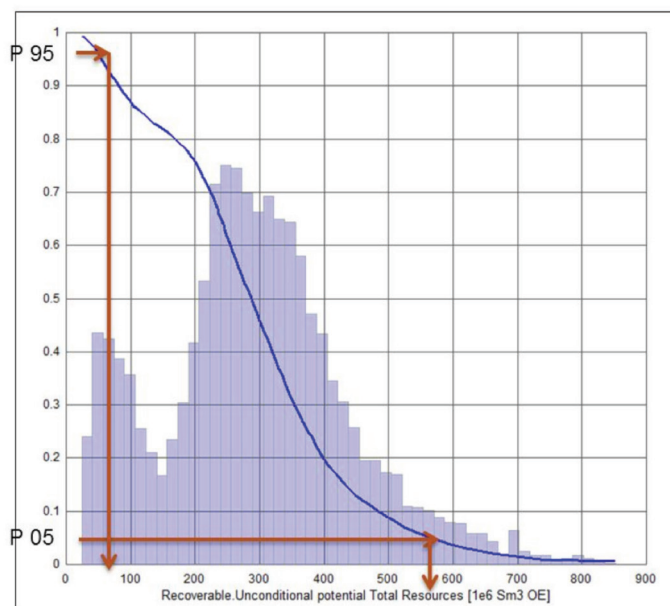
Oljedirektoratet vurderer at sannsynligheten for oljedannende kildebergart er størst i områder som er knyttet til saltbassengene. Rundt saltpluggene og i kanten av de dype saltbassengene vil hydrokarbonfasen sannsynligvis være både olje og gass. Inne på Bjarmelandsplattformen – inklusive en stor struktur i nordøst – er sannsynligheten for at hydrokarbonfasen vil være gass svært stor. Gassfunn både på Norvargdomen, Sjøstockman og Kildinskoya underbygger denne antagelsen. Utsiktene for å ha en kildebergart som har dannet tilstrekkelige mengder gass er gode.

For olje er det knyttet stor usikkerhet til om det er en kildebergart i området, og om en eventuell kildebergart har hatt tilstrekkelig volum til å være interessant i petroleumssammenheng.

Erfaring fra gassfunnet 7225/3-1 Norvarg viser at petroleumsreservoar kan være tilstede i flere nivå på Bjarmelandsplattformen. Ny seismikk i den nordlige del av Barentshavet sørøst viser at petroleum lekker fra mindre forkastninger og at dette utgjør en usikkerhet i forhold til oppbevaring av petroleum. Denne usikkerheten er størst i de grunne reservoarene. I ressursanalysen for Barentshavet sørøst har Oljedirektoratet vurdert sannsynligheten for å finne olje eller gass i de ulike områdene. Bjarmelandsplattformen og Fedynskyhøgda vurderes som rene gassprovinser, mens Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Finnmarksplattformen vurderes som kombinerte olje- og gassprovinser.

På Fedynskyhøgda er det mulighet for at Russland og Norge kan ha potensielle petroleumsføremøter som krysser grensen mellom de to land.

Oljedirektoratet har definert og kartlagt en rekke letemodeller/deler av letemodeller i avsetninger fra karbon/perm til jura alder i Barentshavet sørøst. Det er foretatt en statistisk ressursberegning basert på ulike petroleumsgesologiske parametre, som egenskapene til mulige reservoarbergarter og eventuell tilstedeværelse av gass og/eller olje. Verdiene for de enkelte parameterne oppgis med et usikkerhetsspenn. Forventede utvinnbare ressurser for Barentshavet sørøst er beregnet til 300 millioner Sm³ o.e., med en nedside på 55 millioner Sm³ o.e (P95) og en oppside på 565 millioner Sm³ o.e. (P05) (Figur 2).



Figur 2. Figuren viser fordeling av totale utvinnbare ressurser med usikkerhetsspenn for Barentshavet sørøst basert på letemodellmetode. Den bimodale fordelingen skyldes at det er lagt inn avhengighet mellom flere modeller.

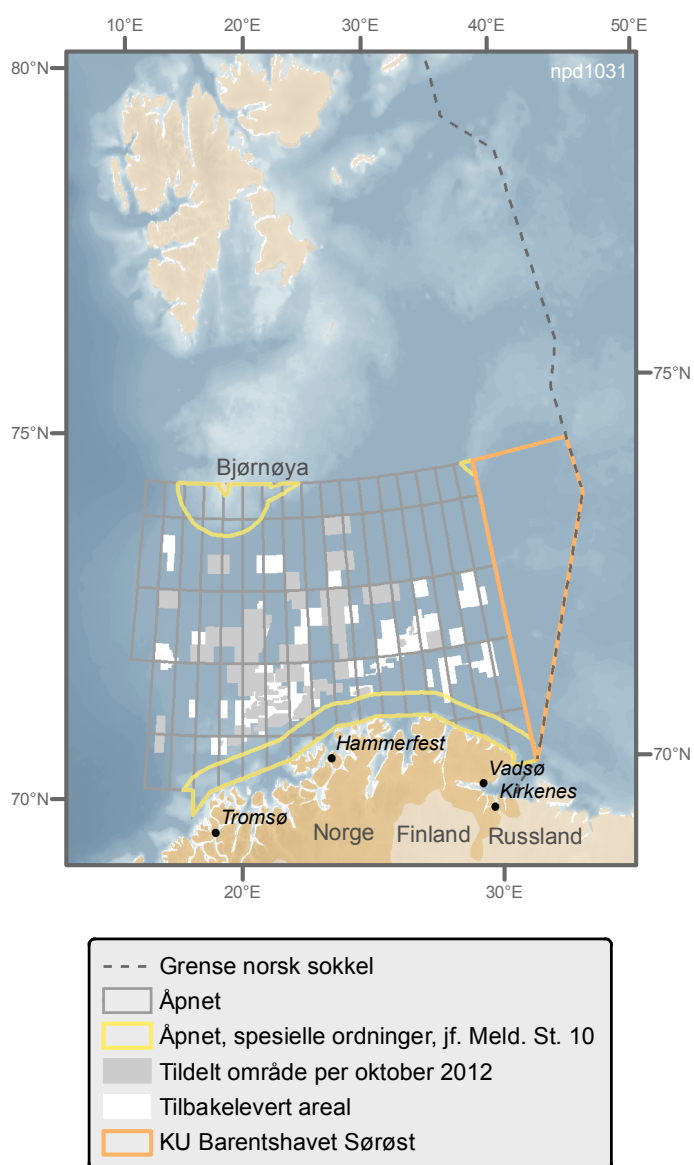
Det forventes mer gass enn olje fordi man per i dag har størst forventning om tilstedeværelse av gassgenererende kildebergart, noe også overvekten av gassfunn både på norsk og russisk side i denne delen av Barentshavet tyder på.

Introduksjon

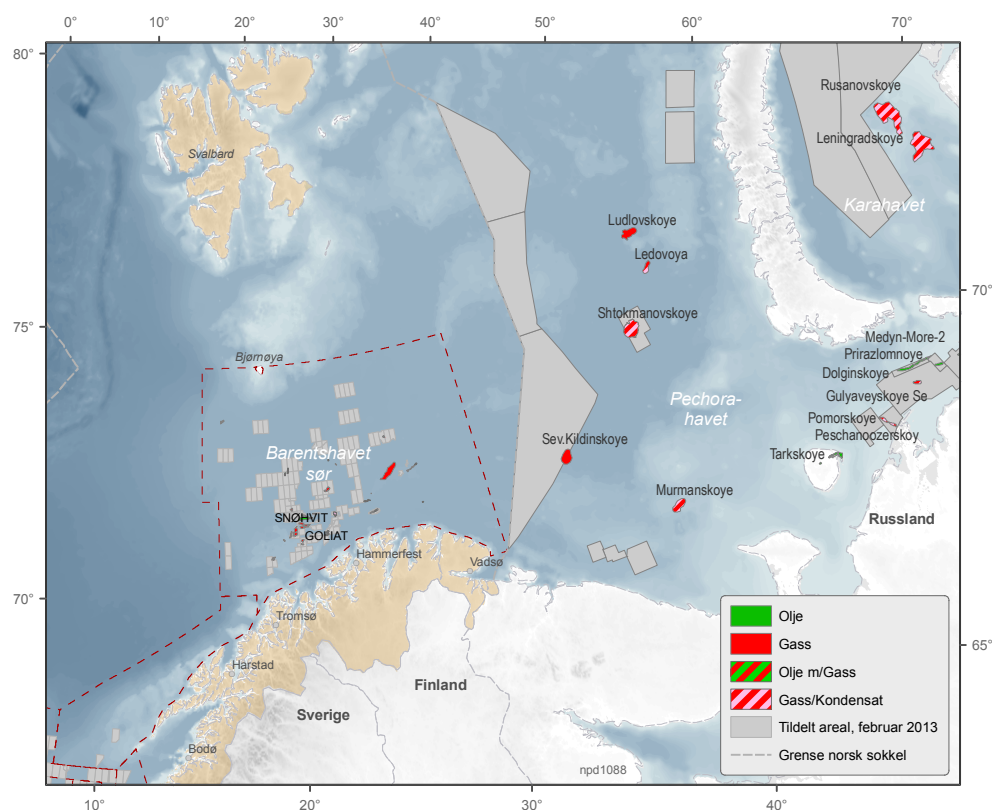
Etter at overenskomsten med Russland om maritim avgrensning og samarbeid i Barentshavet og Polhavet trådte i kraft 7. juli 2011, startet arbeidet med en åpningsprosess for petroleumsvirksomhet i uåpnede områder i Barentshavet sør. Områdene som omfattes av åpningsprosessen er på ca. 44 000 km² som strekker seg nord til 74° 30' N og grenser mot russisk kontinentalsokkel i øst. I vest grenser åpningsområdet mot arealer som tidligere har vært åpnet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørvest (Figur 3).

Oljedirektoratet gjennomfører jevnlig oppdatering av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Området som nå beskrives er ikke inkludert i de nyeste tallene som ble publisert januar 2013.

I russisk del av Barentshavet ble seismiske undersøkelser påbegynt på 1970-tallet og resulterte i flere store funn, inklusive Sjtokman og Kildinskoya (Figur 4).



Figur 3. Barentshavet sørøst.



Figur 4. Barentshavet.

På oppdrag fra Stortinget har Oljedirektoratet samlet inn seismikk i Barentshavet sørøst i 2011 og 2012, slik at det nå er mulig å gi et ressursestimat for området. Potensialet for petroleum er en viktig del av beslutningsgrunnlaget når åpning av områdene skal vurderes. For å øke kunnskapen om petroleumspotensialet i det nye området ytterligere, er det viktig å bore konvensjonelle letebrønner.

Myndighetene har helt siden 1969 samlet inn seismikk for å bygge opp kunnskapen om norsk kontinentalsokkel. Dette innebærer at når det letes i nye områder, bygger leting og boring av nye brønner på kunnskapen fra tidligere brønner. Kartlegging og kunnskap om sokkelen er svært viktig for ressursvurderinger og langsiktig utvikling av sokkelen. Dette legger grunnlag for samhandling med aktørene på norsk sokkel og kostnadseffektiv utforskning.

Metode for beregning av mulige petroleumsressurser

Beregninger av mulige petroleumsressurser i et område bygger på en god forståelse av den regionale geologien. Innenfor et område uten tidligere letevirkosomhet vil det være usikkerhet om:

- De totale ressursene
- Den geografiske fordelingen av ressursene
- Den størrelsesmessige fordelingen av ressursene (små eller store forekomster)
- Fordelingen mellom olje- og gassressurser

Det finnes flere ulike metoder for å anslå hvor mye olje og gass som kan være dannet og oppbevart i et område. Valg av metode vil være avhengig 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.



Figur 5. Skisse av forholdet mellom basseng, letemodell, funn og prospekt.

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. Innenfor én letemodell kan det finnes kartlagte og ikke-kartlagte prospekter, funn og felt (Figur 5). De geologiske hovedtrekkene for Barentshavet sørøst og de ulike letemodellene i området beskrives senere.

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

En letemodell er definert innenfor et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen, slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er:

- 1) **Reservoarbergart**, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå.
- 2) **Felle**, som er 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**, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

Et prospekt er en potensiell petroleumforekomst som er kartlagt men ikke boret, og der mengden av mulig produserbar petroleum kan beregnes. Det er knyttet en sannsynlighet til om en brønn vil kunne påvise produserbar petroleum i prospektet, dette er prospektets funnsannsynlighet. Prospekter er de grunnleggende elementer i letemodellanalysen, og antall prospekter og hvor mye petroleum hvert prospekt kan inneholde, bestemmer sammen med funnsannsynligheten for prospektene de estimerte ressursene for letemodellen. I arbeidet med letemodellanalyser er det viktig å kunne anslå hvor mange prospekter som kan finnes i hver letemodell. Dette omfatter prospekter som allerede er kartlagt samt antall prospekter som kan forventes å bli kartlagt etter som utforskningen av området går framover. Antallet mulige funn og størrelsen på eventuelle funn må også vurderes i lys av erfaring fra leting i området eller fra områder som har likhetstrekk med foreliggende område. I et område med få eller ingen brønner er slike vurderinger den viktigste informasjonskilden når ressursestimatet for letemodellen skal utarbeides.

Det er usikkert om en letemodell fungerer inntil det er gjort funn innenfor den. Usikkerheten beskrives ved letemodellsannsynligheten. Dette er sannsynligheten for at det finnes en reservoarbergart, at det finnes en moden kildebergart som har dannet petroleum som har migrert inn i reservoarbergartene og at det er blitt dannet feller som har kunnet samle opp petroleum. Dersom det ikke er påvist produserbare hydrokarboner innenfor en letemodell, er den ubekreftet, og ressursanslagene justeres ned ved å multiplisere med letemodellsannsynligheten. Resultatet kalles ofte "risket" eller "risikoveiet" estimat. Jo lavere letemodellsannsynligheten er, desto mindre vil det riskede estimatet være. Når det blir gjort et funn, er letemodellen bekreftet. Da er det ikke lenger risiko knyttet til om letemodellen fungerer, og letemodellsannsynligheten settes til hundre prosent. Dette medfører at ressursanslaget for letemodellen oppjusteres. Dette påvirker også funnsannsynligheten til de enkelte prospektene innenfor letemodellen som normalt vil oppjusteres tilsvarende. En bekreftelse av en kraftig risket letemodell vil gi desto større økning av de anslåtte ressursene.

Oljedirektoratet oppgir sine ressursanslag for uoppdagede ressurser med forventningsverdien (gjennomsnittsverdien) og et usikkerhetsspenn. Usikkerhetsspennet er beregnet gjennom en stokastisk simulering og ytterpunktene som oppgis tilsvarer 90 % sikkerhet, der det lave estimat tilsvarer P95 (95 % sannsynlighet for dette volumet eller et større volum) og det høye estimat tilsvarer P05 (5 % sannsynlighet for dette volumet eller et større volum).

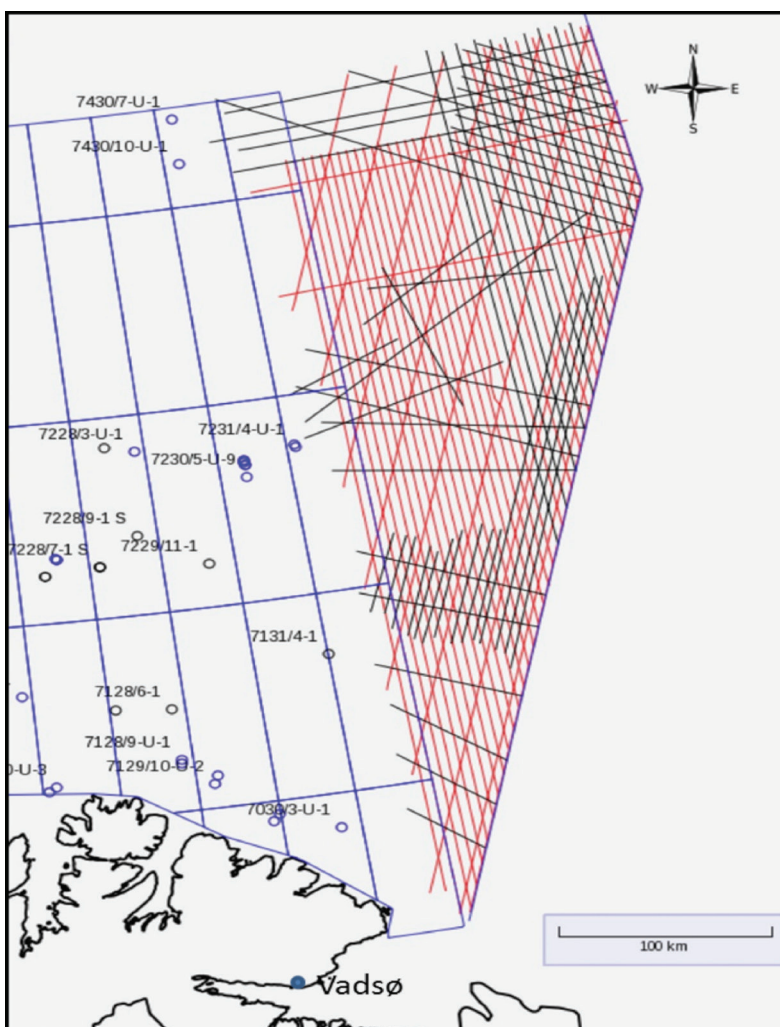
De totale ressursene som angis i en letemodell er ikke det man forventer å finne i ett prospekt, men i hele modellen. Tallet kan endre seg jo mer informasjon man får om området gjennom kartlegging og leteboring i modellen. I områder der det er boret mange letebrønner, er det et godt datagrunnlag for å anslå hvor store olje- eller gassmengder det kan forventes å finnes i et nytt prospekt i området. Usikkerheten i estimatene øker med avstanden fra kjente områder.

Oljedirektoratets datainnsamling i Barentshavet sørøst

Den geologiske kunnskapen i Barentshavet sørøst er relativt begrenset. Til nå er det verken boret grunne vitenskapelige brønner eller letebrønner i området. Derimot er det boret en rekke brønner i åpnet del av Barentshavet sør. Fra litteraturen finnes det også noe data fra kommersielle boringer 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 (Figur 6)).

I perioden 1974-1982 samlet Oljedirektoratet inn 2D-seismikk i grenseområdene mot Russland hvor landene hadde overlappende interesser. Kvaliteten av disse dataene er svært variabel, og datadekningen er lav og usystematisk. Etter 1982 har norske myndigheter ikke samlet inn seismikk før delelinjeavtalen mellom Norge og Russland trådte i kraft 7. juli 2011.

Det nye seismiske datagrunnlaget for området består av to datasett innsamlet i sommerhalvåret 2011 (ca. 11 500 km, GeoStreamer) og 2012 (ca. 6 800 km, konvensjonell lyttekabel).



Figur 6. Datagrunnlag for kartlegging av Barentshavet sørøst inklusive nærliggende brønner og seismikk.

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 grader N. I 2011 ble det lagt opp til et grid på ca. 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.

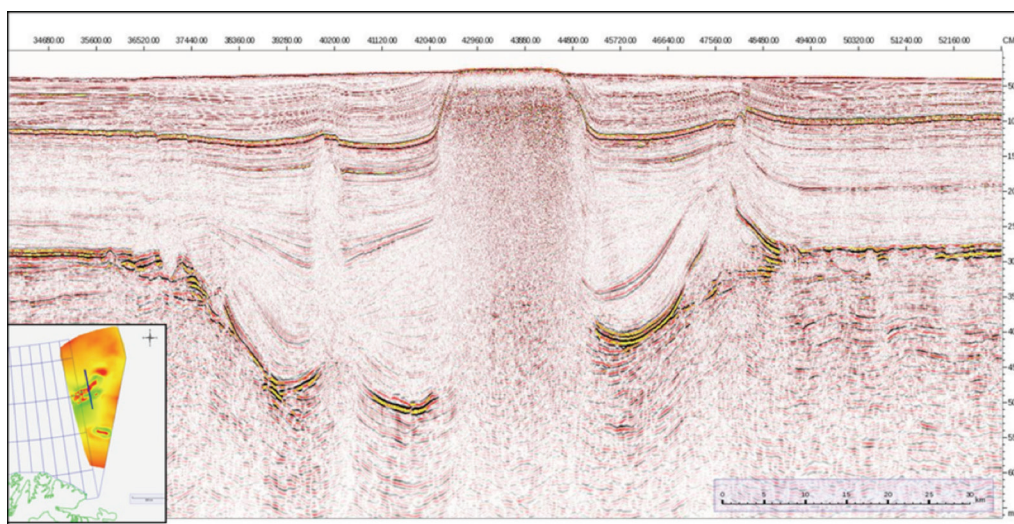
Under innsamlingen i 2011 ble GeoStreamer-teknologi brukt. Dette er en teknologi der lyttekabelen taues dypere i vannet enn ved konvensjonell seismikkinnsamling. Dermed tåler operasjonen større bølgehøyde, og innsamlingen blir mindre væravhengig og følgelig mer effektiv. I 2012 ble 2D-seismikken samlet inn med konvensjonelle metoder.

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 dypereliggende struktureringene. Innsamlingene i 2011 og 2012 har forløpt svært produktive, uten HMS-hendelser samt uten å være til hinder for andre brukere av havet.

Bearbeidingen (prosesseringen) av alle innsamlede seismiske data fra 2012 ble ferdigstilt i november/tidlig desember 2012. Relativ grunt hav og hard havbunn, samt en svært markert undre kritt reflektor, har gjort prosesseringen krevende, men Oljedirektoratet vurderer både kvaliteten på rådataene og kvaliteten på prosesseringen som tilfredsstillende og god (Figur 7).

Samlet sett er Oljedirektoratets vurdering at innsamlede data i 2011 og 2012, supplert med tidligere seismiske innsamlinger og øvrige data fra Barentshavet, gir et godt grunnlag for å etablere et estimat for petroleumsressurser i Barentshavet sørøst.

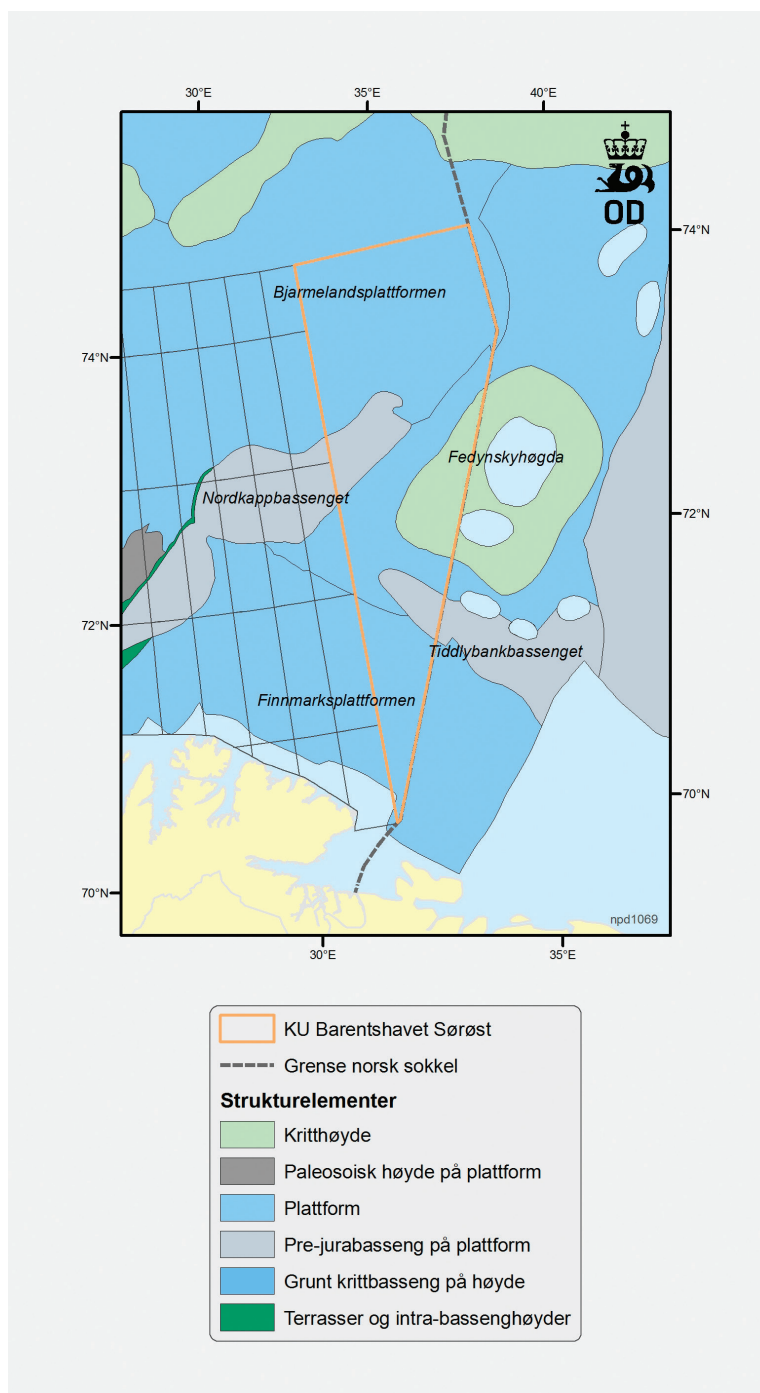
Høsten 2012 samlet Oljedirektoratet inn seismiske data i Barentshavet nordøst. Dette er data som ikke er prosessert enda, fra et område som tidligere ikke har vært gjenstand for seismiske undersøkelser. Gamle seismiske data vest for det nye området viser at det her antagelig er noen store strukturer som fortsetter inn i de nye områdene. For 2013 er det bevilget 80 mill. kr til seismiske undersøkelser i dette området.



Figur 7. Seismisk linje fra Nordkappbassenget.

Geologiske hovedtrekk

Geologien i Barentshavet sørøst definerer fem geografiske områder som er viktige for å forstå petroleumspotensialet i området. De fem geografiske områdene er Finnmarksplattformen, Bjarmelandsplattformen, Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Fedynskyhøgda (Figur 8).



Figur 8. Strukturelle hovedtrekk på norsk og russisk side i Barentshavet sørøst.

Geologisk utgjør en plattform et relativt flatt og stabilt område med relativt få strukturer som kan være aktuelle for oppbevaring av petroleum. Til gjengjeld kan strukturene være store. I Barentshavet sørøst er det dannet to slike store strukturer på plattformene – én på Bjarmelandsplattformen og én på Finnmarksplattformen. Funn i en av disse strukturene kan ha stor betydning for den videre utviklingen av petroleumsvirksomheten i Barentshavet sørøst.

Et geologisk basseng er et område hvor bergartene synker inn som følge av forkastningsvirksomhet. Bassengene i Barentshavet sørøst er fylt med salt fra karbon og permiden. Saltet har senere beveget seg mot havbunnen og danner en rekke saltplugger i Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget. Slike saltplugger kan ofte ha reservoarer på sidene.

Geologiske høgder defineres av et større regionalt område som er hevet opp som følge av forkastningsvirksomhet. Hevningen kan føre til at det ikke avsettes sand eller leire over toppen av høgda eller at en del av bergartene på toppen fjernes fordi høgda heves over havnivå. Fedynskyhøgda er et slikt stort regionalt område som er hevet opp og hvor store deler av lagene sentralt på høgda mangler. På flankene av Fedynskyhøgda er det dannet en rekke forkastninger som kan danne feller med muligheter til å finne petroleum. I dette området er det mulighet for at Russland og Norge kan ha potensielle petroleumforekomster som krysser grensen mellom de to landene.

Nærmere om geologien

Forutsetningen for å gjøre funn av olje eller gass er tredelt. Det må finnes en kildebergart som kan danne olje eller gass. Det må være dannet en reservoarbergart som kan danne en felle hvor petroleum kan oppbevares. I tillegg må det finnes en takbergart som hindrer at petroleum lekker ut av fellen.

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 kiselrev (svampespikler) som kan ha dannet reservoarbergarter.

Felles for alle reservoarene er at begravningsdyp er en viktig faktor for reservoaregenskapene. På grunne dyp vil reservoarene ha gode reservoaregenskaper. Slike egenskaper er påvist lengre vest på Finnmarksplattformen i letebrønn 7131/4-1, som ble boret i 2005. Dersom reservoarene på den annen side blir begravd for dypt, vil etter hvert porøsitet og strømningssegenskaper for olje og gass bli dårligere. Til slutt vil disse egenskapene bli så redusert at bergarten ikke lenger kan betraktes som reservoarbergart.

I Barentshavet sørøst har det vært en heving av bergartene mellom 1000 og 1500 m. Når reservoaregenskapene skal beregnes, er det særlig den maksimale begravingsdybden og temperatur som styrer endringer i reservoaregenskapene etter hvert som tiden går. I de aktuelle områdene vil reservoarer i mellom og øvre trias og jura ligge i gunstige dyp for å ha bevart reservoaregenskapene over store områder. For dypere nivå i undre trias og karbon/perm er det først og fremst de kystnære områdene som har potensial til å ha bevart gode reservoaregenskaper. Kalksteiner fra karbon og perm både på Fedynskyhøgda og på den nordlige del av Bjarmelandsplattformen kan være interessante reservoarbergarter, men med noe reduserte reservoaregenskaper på grunn av begravings dyp. I noen formasjoner i trias og jura kan det ha vært en sekundær vekst av mineralet kloritt som kan hindre gjengroing av porene og bevare relativt god porøsitet til større dyp enn det som ville ha vært normalt. Dette er et fenomen som er kjent fra andre områder på norsk sokkel.

Kildebergarter

En av forutsetningene for et vellykket leteresultat er at det finnes en kildebergart som har dannet nok petroleum til helt eller delvis å fylle kartlagte prospekter og prospektmuligheter. I Barentshavet sørøst finnes det etter all sannsynlighet kildebergarter som gir tilstrekkelige mengder gass. Den pågående geologiske kartleggingen har vist at det er stor sannsynlighet for å finne kullhorisonter og organisk materiale både i undre karbon og gjennom store deler av trias. Sammen med organisk rike mørke skifre og kalksteiner i karbon og undre trias vil disse bergartene være aktuelle kildebergarter for gass. På russisk side er det gjort flere større og mindre gassfunn som viser at det er gass tilgjengelig i området. Tilsvarende er Norvargdomen i Barentshavet sør den mest aktuelle analoge felletypen i plattformområdene på norsk side. Her ble det boret en letebrønn i 2011 på en stor struktur som påviste gass i flere geologiske nivå. Ressurstørrelsen på Norvarg er foreløpig usikker, og det kreves flere letebrønner for å avgrense funnet.

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 % 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 m -1200 m. Selv om disse bergartene i en periode har vært begravet dypere (størrelsesorden 1000 m – 1500 m dypere) 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 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 i Barentshavet sørøst. Den store usikkerheten ved denne kildebergarten er om den har et volum som er tilstrekkelig til å generere olje i kommersielle mengder. Kun boring kan bekrefte eller avkrefte denne usikkerheten.

Funnet på Finnmarksplattformen ligger i sedimentære bergarter som ble avsatt i permiden. 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 Billefjorden og i gruvene i Pyramiden og avdunsting av flyktige hydrokarboner 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 sørøst er relativt stor. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til mengden av olje som kan ha vært dannet. Dette skyldes usikkerhet knyttet til mengden av tilgjengelig kildebergart, og det er knyttet stor usikkerhet til begravings dyp. Dersom kildebergarten har vært begravet for dypt, vil kildebergarten ikke lenger danne olje. Da er det mer sannsynlig at kildebergarten kan ha dannet gass.

I undre trias viser seismikken i de østlige områdene at det er dannet et stort delta eller sokkelkant som har bygget seg ut fra land i nordvestlig retning. I forkant av dette deltaet tyner 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 saltpluggene. 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 i forhold til 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 før hevingprosessen 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 funn av olje i Barentshavet sørøst.

I nordlig og vestlig del av Barentshavet er det utviklet modne kildebergarter i marine skifre fra mellomtrias. I Barentshavet sørøst viser seismisk tolkning at delta og deltaslette avsetninger 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.

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

Takbergart

En av de største utfordringene i sentrale deler av Barentshavet er forseglingspotensialet. Dette gjelder særlig for eventuelle reservoarer i jura. Oppløfting i Barentshavet og opphopning av salt i kjernen av de fleste strukturene har ført til en intens oppsprekking og utvikling av små forkastninger i og over strukturene. Forkastningene går mange steder helt opp til havbunnen eller stopper mot løsmasser av kvartær alder. Fra noen av strukturene viser seismikken at det lekker gass fra jura reservoarene. Dette viser at det har vært dannet gass i området, og at det fremdeles er gass igjen i noen av jurareservoarene. Spørsmålet er derfor hvor mye gass som er igjen i reservoarene og om det finnes olje.

Risikoen for lekkasje langs forkastningene er størst for de grunne reservoarene. Lenger ned avtar denne risikoen. Mulighetene for å finne takbergarter som kan danne feller for petroleum vurderes som gode i trias og karbon/perm der det kan kartlegges strukturelle feller. I trias, hvor gamle elvekanaler kan danne stratigrafiske feller, kan tynne sandsteiner være en utfordring ved at de opptrer som tyvsandsteiner og drenerer ut petroleum fra et eventuelt reservoar i kanalene.

Oppsummering

Oljedirektoratet vurderer at sannsynligheten for å danne olje er størst i områder som er knyttet til saltbassengene. Rundt saltpluggene og i kanten av de dype saltbassengene vil hydrokarbonfasen sannsynligvis være både olje og gass. Inne på Bjarmelandsplattformen – inklusive en stor struktur i nordøst – er sannsynligheten for at hydrokarbonfasen vil være gass svært stor. Gassfunn både på Norvargdomen og Sjtokman underbygger denne antagelsen. Utsiktene for å ha en kildebergart som har dannet tilstrekkelige mengder med gass som kan være kommersielt interessante er gode.

For olje er det knyttet stor usikkerhet til om det er en kildebergart i området, og om en eventuell kildebergart har hatt tilstrekkelig volum til å være interessant i petroleumssammenheng.

I ressursanalysen for Barentshavet sørøst har Oljedirektoratet vurdert sannsynligheten for å finne olje eller gass i de ulike geografiske områdene. Resultatet er at Bjarmelandsplattformen og Fedynskyhøgda vurderes som rene gassprovinser, mens Nordkappbassenget, Tiddlybankbassenget og Finnmarksplattformen vurderes som kombinerte olje- og gassprovinser.

Letemodeller

Karbon/perm

I store deler av Barentshavet sørøst ligger karbon/perm bergartene på grensen til å ligge for dypt begravd til å være aktuelle som reservoarbergarter. Unntaket er et lite område inn mot norskekysten hvor disse bergartene går helt opp til havbunnsoverflaten. Her kan det være muligheter for gassansamlinger i sandsteiner fra undre del av karbon. I karbon og perm kan det også være prospektmuligheter i kalksteiner og revstrukturer på Finmarksplattformen, Bjarmelandsplattformen og Fedynskyhøgda.

Erfaring fra Finnmarksplattformen i brønn 7128/4-1 og Nordkappbassenget i brønn 7228/7-1A lenger vest viser at det her kan være både olje og gass i eventuelle prospekter. Ressursestimat for karbon/perm modellene er begrenset, og det er beregnet ressurser for tre letemodeller i området. Den største usikkerheten er knyttet til felle og reservoaregenskaper.



Figur 9. Den geologiske tidsskala.

Undre trias

Seismikken viser at det i undre trias 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 dannet grunnmarine sandsteiner som i utgangspunktet har hatt et bra reservoarpotensial. Disse bergartene ligger gjennomgående dypt begravd slik at reservoaregenskapene i store områder vil være redusert. Antall strukturelle feller er begrenset. Det er særlig i den sørlige delen av Barentshavet sørøst at reservoarer fra undre trias er mest aktuelle. Ressursestimat for undre trias er beregnet for flere modeller, og forventet hovedfase er gass. Den største usikkerheten er knyttet til felle og reservoaregenskaper.

Mellomtrias og øvre trias

I Barentshavet sørøst er det reservoarer fra mellomtrias og øvre trias som har det største potensialet for å inneholde olje eller gass. Gjennomgående ligger disse mulige reservoarene på et dyp hvor reservoaregenskapene fremdeles er intakte. Samtidig er potensialet for oppbevaring større enn høyere opp i jura hvor det lekker gass fra noen av strukturene.

Karakteren på seismikken viser at store deler av lagpakken i mellom- og øvre trias ser ut til å bestå av deltaslette avsetninger med kanaler som har flytt utover elvesletta. I den nordlige delen er de seismiske signalene mer sammenhengende og kan tyde på at det er større sannsynlighet for å finne sammenhengende marine sandsteiner i mellomtrias 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. Ressursestimat for mellomtrias er beregnet for flere letemodeller, og man forventer både olje og gass.

Den største usikkerheten er knyttet til oppbevaring etter at petroleum er kommet på plass. Utsiktene til å finne olje vurderes til å være størst i saltbassengene i Nordkappbassenget og Tiddlybankbassenget og strukturer som ligger nært inn til disse bassengene. Den store strukturen på Finnmarksplattformen har etter Oljedirektoratets vurderinger potensial til å inneholde både olje og gass i triasreservoarene, mens den store strukturen på Bjarmelandsplattformen vurderes til å ligge i en gassprovin.

I øvre trias er det påvist kanalsandsteiner med meget gode reservoaregenskaper i 7131/4-1 på Finnmarksplattformen. Selv om brønnen var tørr, viser den at sandsteinene i øvre trias har potensial til å ha gode reservoarbergarter dersom mekanismen for felledannelse virker andre steder i Barentshavet sørøst. I forhold til kilde i Tiddlybankbassenget ligger 7131/4-1 i skyggen av den store strukturen mellom Finnmarksplattformen og Tiddlybankbassenget som kan ha fanget opp alle hydrokarboner som kan ha migrert opp fra Tiddlybankbassenget. Med hensyn til hydrokarbonfase i mellom- og øvre trias er det størst sannsynlighet for å finne gass i nord og gass og olje i nærheten av saltbassengene i sør. Ressursestimat for mellomtrias er beregnet for flere modeller, og man forventer både olje og gass. Størst usikkerhet er knyttet til oppbevaring.

Mellomjura

Kunnskap fra borehull på norsk side i Barentshavet sør viser at det i mellomjura kan være reservoarsandsteiner med gode reservoaregenskaper i de nye områdene. Seismiske amplitudeanomalier antyder at det er små lommer av gass bevart i flere av strukturene, men seismikken viser også at disse reservoarene lekker gass på grunn av sterk oppsprekking og et tett nettverk av små forkastninger. Oppbevaringspotensialet regnes derfor som begrenset i mellomjura. Dette gjelder særlig de høyeste strukturene. Hevningshistorien 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.

Ressursestimat for mellomjura er beregnet for flere modeller, og man forventer både olje og gass. Størst usikkerhet er knyttet til oppbevaring.

Ressurvaluering

Metodikk

Det er alltid knyttet usikkerhet til om det kan finnes petroleum i et område. Beregningen av letemodeller i et område består av å beskrive disse usikkerhetene, og det gjøres en risikovurdering av de ulike parametrene som inngår i beregningene. I tillegg legges det inn reservoarparametre og væskeparametre for hver enkelt modell, og disse oppgis med usikkerhetsspenn for å ivareta usikkerheten knyttet til de ulike faktorene.

Definisjon av letemodeller er en metode for å systematisere og gruppere de geologiske parametre slik måte at hver letemodell får sitt særtrekk som skiller de fra andre lete-modeller.

Ressursmengden for hvert prospekt kan ikke fastslås nøyaktig, fordi det er knyttet stor usikkerhet til alle de geologiske parameterne som inngår i beregningen. Det samme gjelder også for letemodellen. Alle ressursestimater som er beregnet ved en letemodellanalyse er oppgitt med en spredning, dvs. en statistisk sannsynlighetsfordeling, som gir synkende sannsynlighet med økende ressursmengde. Derfor angis ressursene i letemodellene med et forventningstall og et usikkerhetsspenn som viser et lavt estimat P95 (95 % sannsynlighet for dette volumet eller et større volum) og høyt estimat P5 (5 % sannsynlighet for dette volumet eller et større volum).

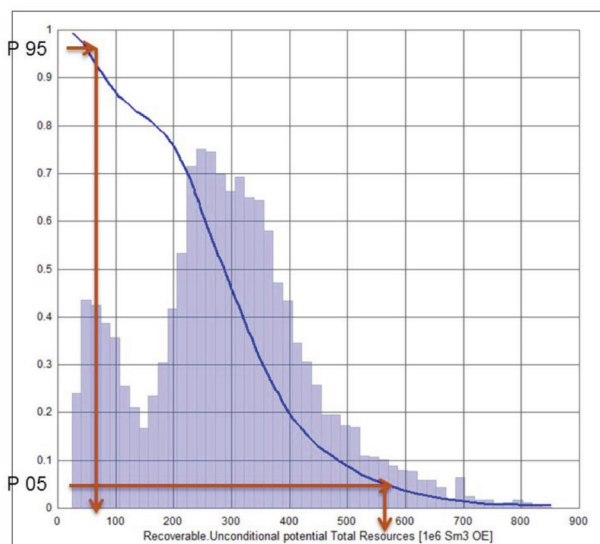
Resultat

Oljedirektoratet gjennomfører jevnlig oppdatering av de uoppdagede ressursene på norsk sokkel. Området som nå beskrives er ikke inkludert i de nyeste tallene for de uoppdagede ressursene som ble publisert januar 2013.

Oljedirektoratet har tolket tilgjengelig 2D-seismikk samt benyttet andre relevante data, slik som grunne borehull og letebrønner fra Barentshavet sør. Med bakgrunn i dette har Oljedirektoratet definert og kartlagt en rekke letemodeller/deler av letemodeller i avsetninger fra karbon/perm til jura alder i Barentshavet sørøst. Det er foretatt en stokastisk ressursberegning basert på ulike petroleumsgesologiske parametre, som egenskapene til mulige reservoarbergarter og eventuell gass og olje. Verdiene for de enkelte parameterne oppgis med et usikkerhetsspenn.

Forventede utvinnbare ressurser for Barentshavet sørøst er beregnet til om lag 300 millioner Sm³ o.e., med en nedside fra 55 millioner Sm³ o.e. (P95) til en oppside på 565 millioner Sm³ o.e. (P05) (Figur 10). De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis 50 millioner Sm³ væske og 250 milliarder Sm³ gass. Det forventes mer gass enn olje på grunn av usikkerhet om tilstedeværelse av en kildebergart som kan danne olje.

Det er lagt inn avhengighet mellom flere letemodeller for tilstedeværelse av kildebergarter. Dersom det gjennom boring av brønn påvises en kildebergart som fungerer, vil disse kildebergartene også påvirke de andre letemodellene som har samme kildebergarter. Dette illustreres i Figur 10, som viser en bimodal fordeling. Fordelingen viser at dersom man påviser fungerende kildebergarter, så får man et utfall av større ressurser.



Figur 10. Figuren viser fordeling av totale utvinnbare ressurser med usikkerhetsspenn for Barentshavet sørøst basert på letemodellmetode. Den bimodale fordelingen skyldes at det er lagt inn avhengighet mellom flere modeller.



OLJEDIREKTORATET

www.npd.no

Offentlige institusjoner kan bestille flere
eksemplarer fra:

Departementenes servicesenter

Post og distribusjon

E-post: publikasjonsbestilling@dss.dep.no

www.publikasjoner.dep.no

Tlf.: 22 24 20 00

Husk å oppgi publikasjonskode: Y-0122 B

Trykk: Departementenes servicesenter - 04/2013