

Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja



OLJEDIREKTORATET





Innholdsfortegnelse

Forord	3
Sammendrag	4
Utforskingshistorikk og konsesjonspolitikk	6
Geologiske hovedtrekk	8
Datagrunnlag	14
Prospekter og letemodeller	16
Ressurvaluering	22
Verdisetting	24

Forord

Da Stortinget behandlet helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (St. meld. nr. 8 (2005-2006)) i 2006, ble det besluttet at det ikke skulle igangsettes petroleumsvirksomhet i Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Eggakanten i stortingsperioden 2005-2009.

I forvaltningsplanen ble Oljedirektoratet (OD) gitt i oppdrag å gjennomføre geologisk kartlegging for å styrke kunnskapen om mulige petroleumsressurser i Nordland VII og Troms II. Dette er områder som ikke tidligere har vært åpnet for petroleumsvirksomhet, men fra 1969 har det blitt samlet inn noe seismiske data i området. Stortingsvedtaket om kartlegging av mulige petroleumsressurser ble fulgt opp med bevilgninger på til sammen 410 millioner kroner over 3 år. Ny kunnskap fra OD er en del av kunnskapsgrunlaget når politikerne skal behandle revidert forvaltningsplan i 2010/2011.

Sommeren 2007, 2008 og 2009 samlet OD inn 2D-seismikk og 3D-seismikk. Periodene for innsamling ble valgt etter råd fra Fiskeridirektoratet, Havforskningsinstituttet og fiskernes organisasjoner. Det har vært viktig for OD å legge innsamlingen slik at seismikken skulle være til minst mulig hinder for fiskeriene.

I tillegg har OD samlet inn andre data om undergrunnen. Basert på disse nye dataene og tidligere innsamlede data, har OD kartlagt områdene og beregnet ressurspotensialet. Det er viktig å understreke at det er boret svært få brønner i disse områdene. Boring av letebrønner er nødvendig for å påvise eventuelle petroleumsressurser. Basert på dagens kunnskap, er noen av hovedkonklusjonene at:

- Nordland VI framstår som det mest prospektive området for petroleumsressurser.
- Nordland VII og Troms II har et samlet forventet ressursestimat på høyde med det som forventes i Nordland VI.
- Ressursestimatet for olje er større enn for gass i Nordland VI og VII. I Troms II er det størst sannsynlighet for gass.

Basert på tidligere data, har OD også gjennomført en kartlegging av uåpnet del av Nordland V*, Nordland VI, Vestfjorden og Eggakanten. En mer omfattende rapport om petroleumsressursene i alle områdene vil bli publisert på www.npd.no.

OD har foretatt en økonomisk beregning av petroleumsressursene. Beregningene er basert på en rekke tekniske og økonomiske forutsetninger. Disse omfatter blant annet tidspunkt for åpning av områdene for petroleumsvirksomhet, leteaktivitet og utbyggingsløsninger. Slike forutsetninger er nødvendige for å gjøre økonomiske vurderinger.

Hovedtrekkene i geologien, ODs ressursestimater og verdivurderinger av ulike ressursutfall som speiler usikkerheten i ressursestimatene blir beskrevet i rapporten. De seismiske dataene som er samlet inn gir viktig og nødvendig informasjon. For å fastslå om det er olje og/eller gass i området, må det imidlertid bores brønner.

* Fra forvaltningsplanen for Norskehavet (St. meld. nr. 37 (2008-2009)), omtalen av kystsonen, nordlig del, sier regjeringen at "I forbindelse med oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten i 2010 vil regjeringen også vurdere om det skal settes i gang en åpningsprosess, herunder konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i disse områdene".



Bente Nyland

BENTE NYLAND, OLJEDIREKTØR



OLJEDIREKTORATET



Sammendrag

Kontinentalsokkelen og -skråningen utenfor Nordland og Troms har en variert og kompleks geologi. OD har foretatt et omfattende kartleggingsarbeid basert på geologiske og geofysiske data. Som en del av arbeidet er det blant annet samlet inn betydelige mengder 2D- og 3D-seismikk.

Det er kartlagt totalt 50 prospekter i Nordland VI, VII og Troms II. Disse ligger i sandsteinsreservoarer i fire hovednivåer i berggrunnen, med alder fra tidlig- og mellomjura, tidligkritt, senkritt og paleocen. Oppknust og forvitret grunnfjell er også vurdert som mulig reservoar. De mest prospektive nivåene er jura og kritt. Disse har mange likhetstrekk med mer kjent geologi i Norskehavet og i det sørvestlige Barentshavet. Nye seismiske data har bidratt til å redusere usikkerheten i den geologiske tolkningen, særlig i Troms II.

Utvinnbare ressurser er beregnet for de kartlagte prospektene, og det er gitt anslag for funnsannsynlighet. Resultatene fra prospektkartleggingen er deretter brukt i en statistisk letemodellanalyse. Det er definert letemodeller i flere nivå på grunnlag av vår regionale forståelse av utbredelsen av reservoarbergarter, kildebergarter, feller og forsegling. Modelleringen har gitt ressurstimer med forventningstall og usikkerhetsspenn for alle delområdene. Metodikken og prosedyrene har fulgt samme standard som OD bruker i forbindelse med konsesjonsrunder, nasjonalbudsjettreportering og ressursrapporter.

Totalt anslår OD at det forventes å finnes 202 millioner Sm^3 o.e. (standard kubikk-meter oljeekvivalenter) i det evaluerte området. Dette tilsvarer 1270 millioner fat o.e.. ODs tall refererer til utvinnbare ressurser. Anslaget er selvsagt usikkert, og vår analyse tilsier at det med 95 prosent sikkerhet finnes minst 76 millioner Sm^3 o.e., mens det er fem prosent sannsynlig at det er mer enn 371 millioner Sm^3 o.e..

Med bakgrunn i det oppdaterte ressursbildet har OD foretatt en økonomisk verdisetting av de potensielle petroleumsressursene. Beregningene er basert på en rekke tekniske og økonomiske forutsetninger. Disse omfatter blant annet tidspunkt for åpning av områdene for petroleumsvirksomhet, leteaktivitet og utbyggingsløsninger. Slike forutsetninger er nødvendige for å gjøre økonomiske vurderinger. Basert på en statistisk modell er forventet brutto salgsverdi for olje og gass beregnet til om lag 600 milliarder kroner. Samlet forventet lønnsomhet uten diskontering er beregnet til om lag 480 milliarder kroner. Med en diskonteringsrente på fire prosent er forventet lønnsomhet beregnet til 105 milliarder kroner.

Kunnskapen om geologien i området er fortsatt begrenset, og anslaget for de uoppdagede ressursene er forbundet med stor usikkerhet. Usikkerheten kan imidlertid reduseres over tid, både gjennom ytterligere bearbeiding av innsamlet seismikk og ved boring av letebrønner. Ny informasjon og mulighetene til å ta stegvise utforsknings- og utbyggingsbeslutninger skaper verdier som det er krevende å ta hensyn til i statistiske økonomiske beregninger. For bedre å ivareta dette i verddivurderingen, er det også benyttet scenariometodikk.

Det er utviklet fire scenarioer, framtidbilder (A, B, C, D), der hovedvekten er lagt på funnstørrelse (store funn eller små funn) og samlet ressursmengde (over eller under forventning). I tillegg presenteres et "wild card"-scenario (X). Dette scenarioet reflekterer at usikkerheten med hensyn til ressursutfallet i et uåpnet område er stor, og at vi ikke kan utelukke et ressursutfall som ligger helt i ytterkant av ODs ressursfordeling. I scenario X illustreres dette ved å forutsette at de to letemodellene med størst ressurspotensial bekreftes. Verdien av ressursene er beregnet for hvert framtidsbilde. Brutto salgsverdi for olje og gass varierer fra null kroner for framtidsbildet med minst ressurser (C) opp mot 1800 milliarder kroner for scenario X. Nåverdien varierer mellom -7 milliarder kroner for scenario C til opp mot 650 milliarder kroner for scenario X. Beregningene viser at stegvis utforskning av områdene vil gi betydelige verdier.

Usikkerhet i ressursberegningene

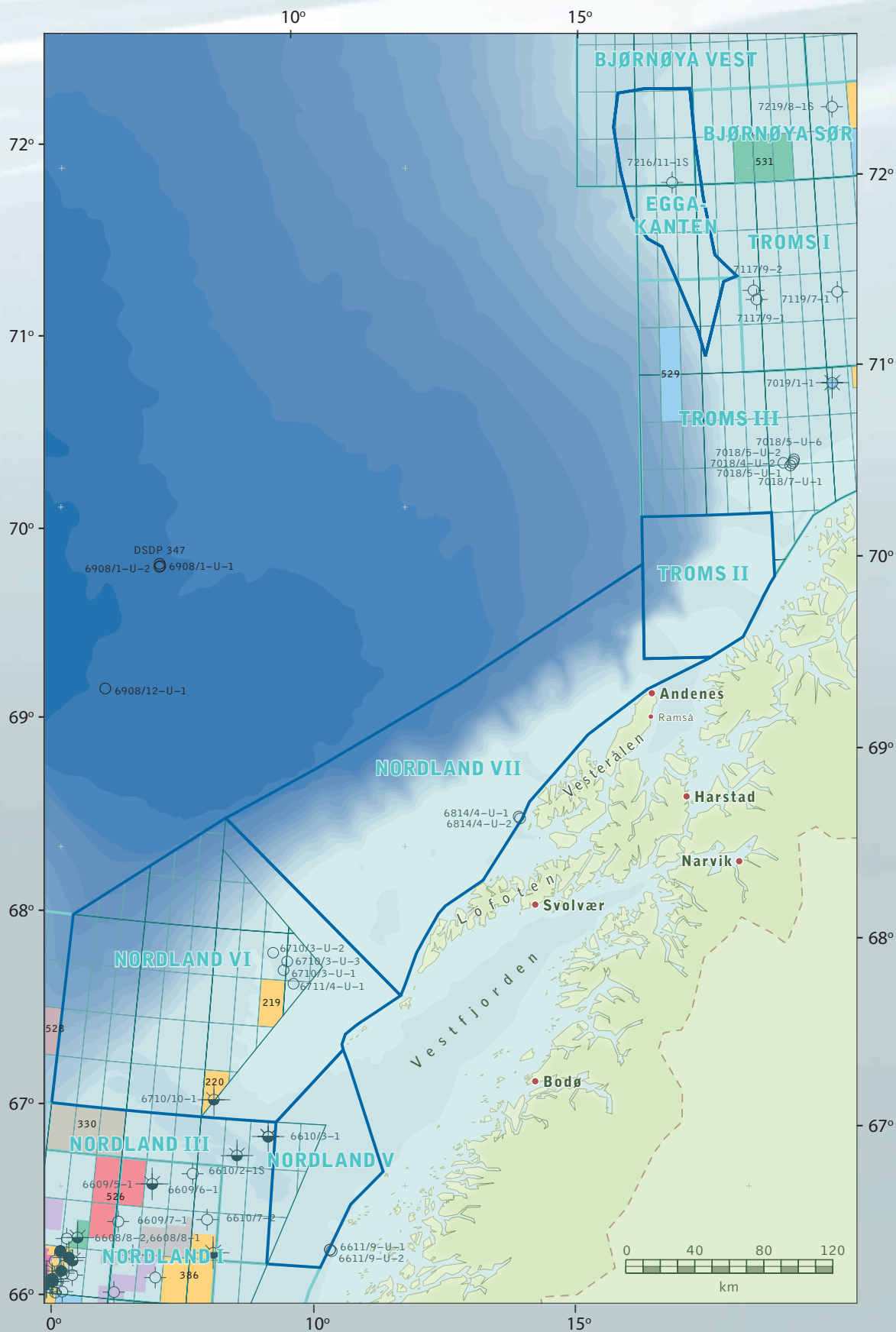
Det er stor usikkerhet knyttet til estimatene for uoppdagede petroleumsressurser. Dette vil spesielt være tilfelle i områder med lite kjent geologi, der det er boret få eller ingen brønner.

Den geologiske forståelsen av et uåpnet område vil høyst sannsynlig endre seg dersom området blir åpnet for leting. Boring vil gi informasjon som vil endre sannsynlighetene for de mulige ressursutfallene. For eksempel vil et funn som bekrefter en definert letemodell øke den anslåtte funnsannsynligheten for prospektene innenfor denne letemodellen og dermed øke ressurstimer for hele letemodellen.



Det er ikke kartlagt prospekter i Vestfjorden, uåpnet del av Nordland V eller i Eggakanten, og kunnskapen om disse områdene er begrenset. OD har likevel foretatt en statistisk ressursberegning av disse områdene, basert på den informasjon som er tilgjengelig.

*o.e. = oljeekvivalent (olje og gass)
1 Sm^3 o.e. = 6,29 fat o.e.*



Figur 1. Kartet viser områder som OD har evaluert i forbindelse med oppdateringen av forvaltningsplanen. Foruten områdene som er markert med blå ramme – unntatt vestlig del av Nordland V, inngår også Vestfjorden i de vurderte områdene. I tillegg viser kartet vanndyp, grunnlinje, utvinningstillatelser med tillatelsesnummer, letebrønner og grunne borehull.

Utforskningshistorikk og konsesjonspolitik

Figur 2 gir en oversikt over status for områder på norsk kontinentalsokkel.

Det er Stortinget som, etter forslag fra regjeringen, beslutter om nye områder skal åpnes for petroleumsvirksomhet. Allerede tidlig på 1970-tallet ble åpning av områder nord for 62° N diskutert (St.meld. nr.76 (1970-71)).

Tre år senere, i St. meld. nr. 81 (1974 -75), ble det lagt fram en strategi for utlysning av de første blokkene nord for 62° N. Spørsmålet om å starte petroleumsundersøkelser nord for 62° N ble behandlet i en rekke stortingsmeldinger i årene etter dette. St. meld. nr. 91 (1975 -1976), St. meld. nr. 57 (1978 -1979) og St. meld. nr. 46 (1979 -1980) var i sin helhet viet dette tema.

I juni 1979 ble de første blokkene nord for 62° N lyst ut (5. konsesjonsrunde). Det ble lyst ut seks blokker på Haltenbanken og 20 blokker på Tromsøflaket (Troms I). De første tildelingene skjedde i 1980, og første brønn ble boret samme år.

I perioden 1980 - 85 ble det tildelt flere blokker i nord. Resultatene fra de to første boresesongene i 1980 og 1981 indikerte at det var mulig å gjøre drivverdige funn på sokkelen utenfor Midt- og Nord-Norge.

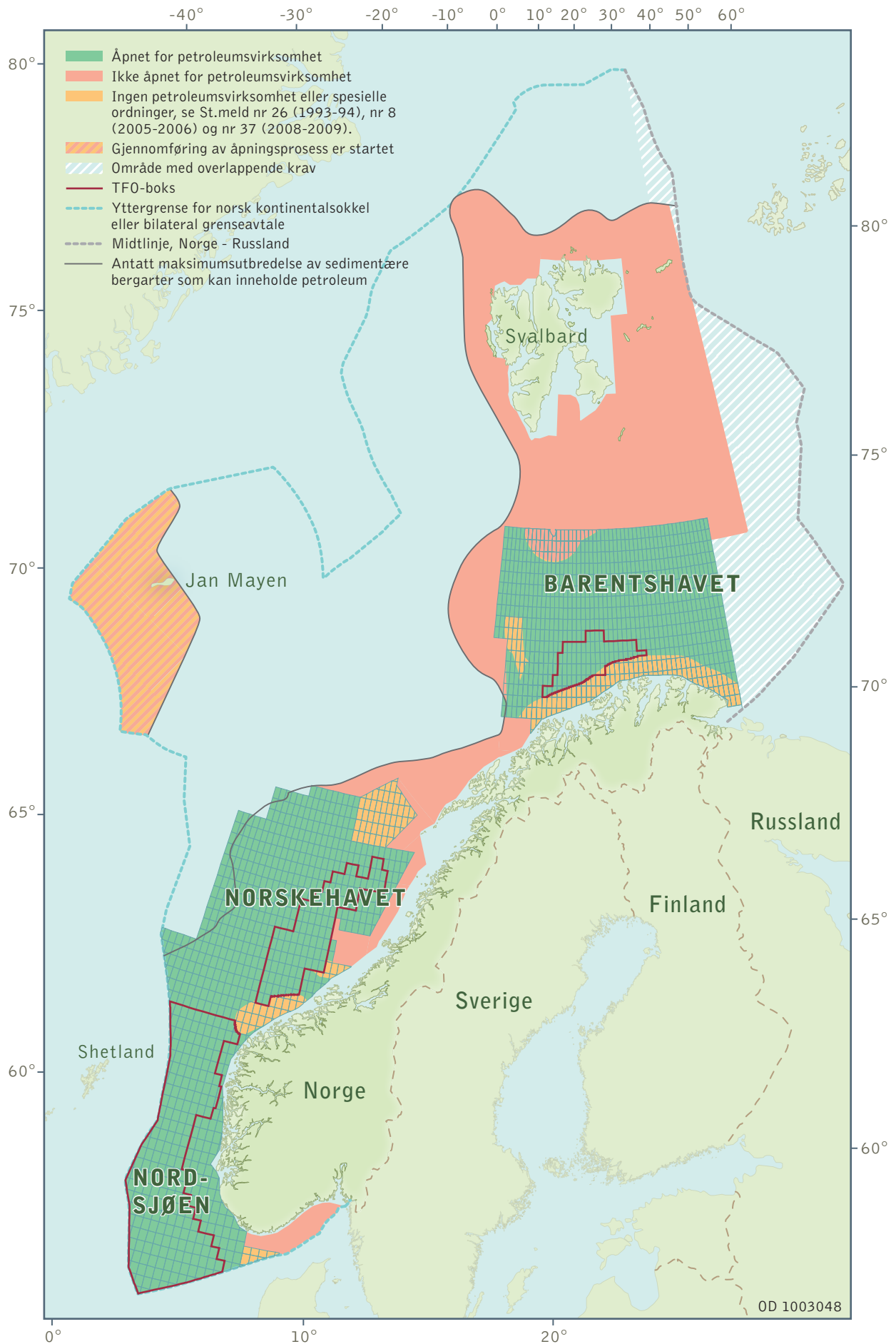
Myndighetene har helt siden 1969 samlet inn seismikk innenfor de evaluerte områdene som et ledd i den generelle kartleggingen av norsk sokkel. Resultatene fra myndighetenes seismikk har ligget til grunn hver gang det har vært diskusjon om åpning av nye områder. Denne kunnskapen har også vært viktig for strategien om stegvis utforskning. Dette innebærer at når det letes i nye områder, skal nye brønner i samme område bygge på kunnskap fra forrige brønn.

På 1990-tallet gjennomførte IKU (Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser) grunne borer, blant annet i Nordland VI og Nordland VII (figur 1), dette er borer ned til 200 meters dyp. Informasjon fra slike borehull er viktig ved den seismiske kartleggingen fordi den gir kunnskap om bergartenes sammensetning og alder.

Da Stortinget behandlet Stortingsmelding nr. 26 (1993-1994), ble det vedtatt spesielle vilkår for den sentrale delen av Nordland VI. Her ble det gitt anledning til å bore et begrenset antall letebrønner før spørsmålet om videre åpning eventuelt skulle tas opp med Stortinget på nytt.

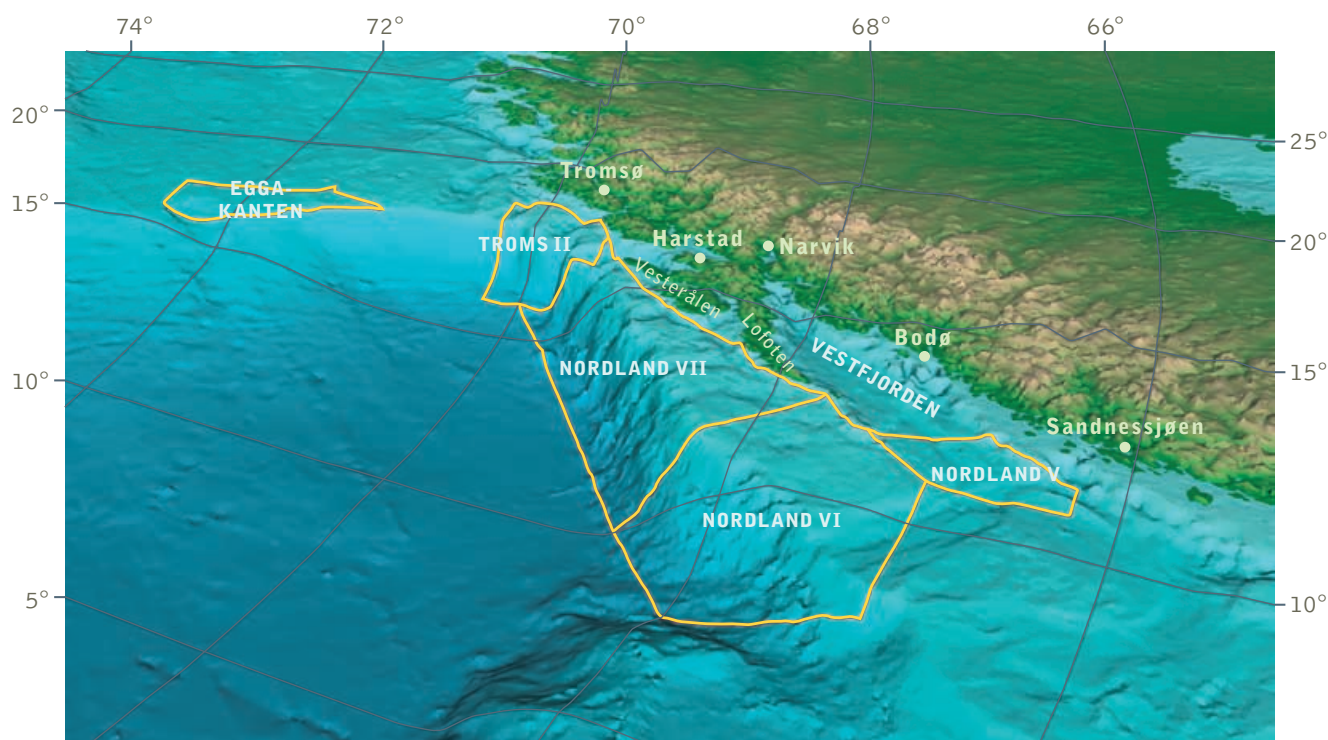
To utvinningstillatelser ble tildelt i 1996, det ble samlet inn 3D-seismikk, og i år 2000 ble det boret en undersøkelserbrønn. Brønnen var tørr. Det har ikke vært aktivitet i de to utvinningstillatelsene siden 2001. Regjeringen stanset da aktiviteten i hele Nordland VI og de åpnete delene av Barentshavet i påvente av "Utredning av konsekvenser av helårlig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet" (ULB).

Forvaltningsplanen "Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten" ble lagt fram for Stortinget i Stortingsmelding nr. 8 (2005 -2006) 31. mars 2006. Forvaltningsplanen fastsetter rammene for petroleumsaktivitet for områdene i det sørlige Barentshavet, Nordland VI og VII, Troms II og Eggakanten. Da forvaltningsplanen ble lagt fram, besluttet regjeringen at den skal være rullerende og oppdateres jevnlig. Rammene for petroleumsvirksomhet i forvaltningsplanområdet skal vurderes på nytt med utgangspunkt i det kunnskapsgrunnlaget som foreligger og rapporter utarbeidet av direktoratsgrupper med ansvar for den faglige oppfølgingen av forvaltningsplanen. Første oppdatering ble bestemt til 2010.



Figur 2. Arealstatus for norsk sokkel.

Geologiske hovedtrekk



Figur 3. Landområder og havbunnen i de områdene som inngår i denne vurderingen. Høyder og dybder er oppskalert. I Nordland V er det kun den uåpnede delen som inngår.

Strukturgeologi

Havområdene utenfor Nordland og Troms, som omfatter Vestfjorden, Nordland V, VI, VII, Troms II og Eggakanten (figur 3), har en variert og interessant geologi. Kontinental-sokkelen er her på sitt smaleste, noen steder er den smalere enn 20 kilometer. Havdypet går ned til ca 400 meter. Fra ytterkanten av kontinental-sokkelen stuper havbunnen ned til dyphavsslettene som ligger mer enn 2500 meter under havflaten.

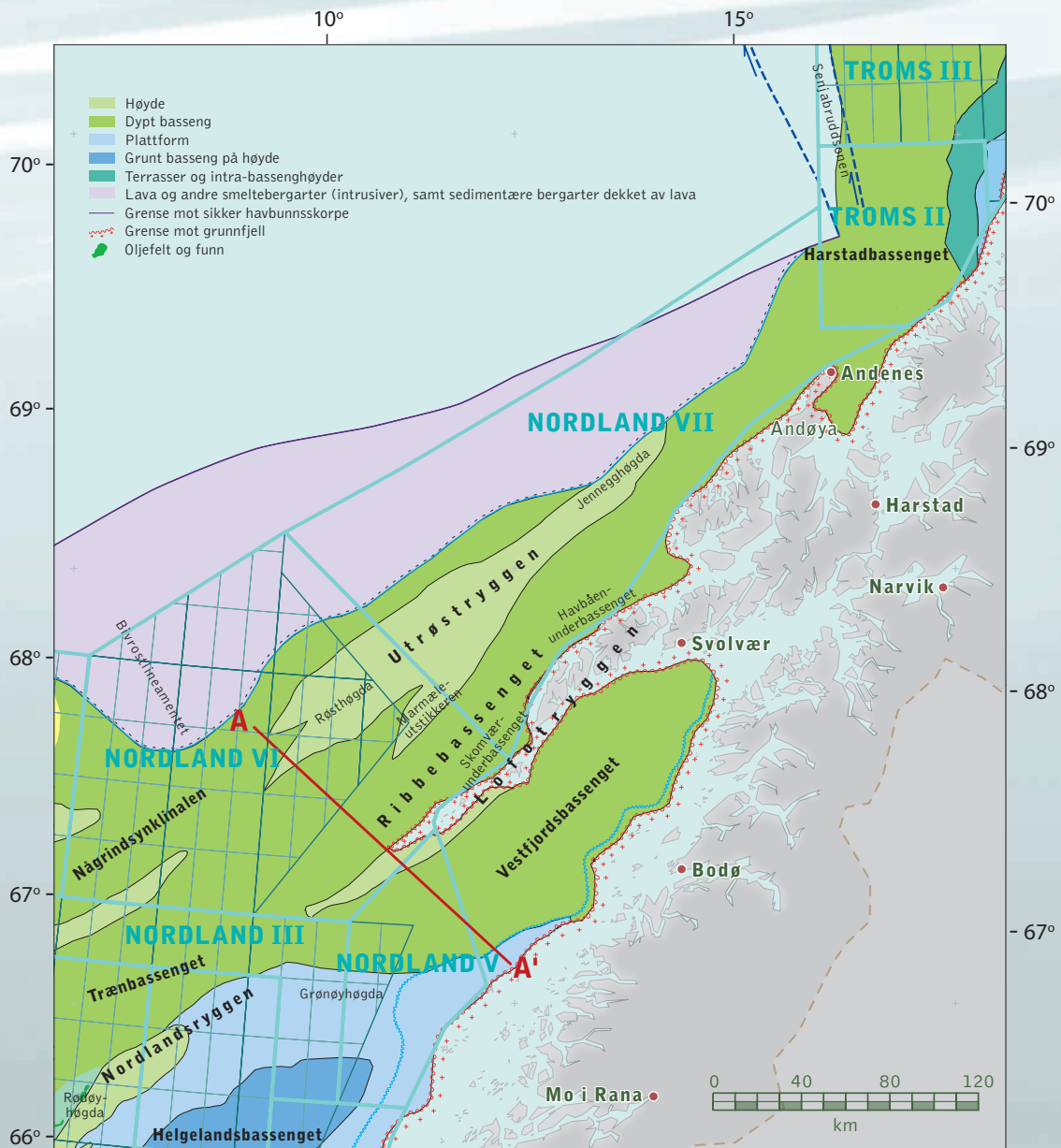
Berggrunnen i Nordland VI og VII er oppdelt av markante grunnfjellsrygger. Mellom disse ryggene er det bassenger som er fylt med sedimentære bergarter. Den mest framtrædende ryggen er Lofotryggen (figur 4 og 5), med forlengelse nordover mot Andøya. Mellom Lofotryggen og fastlandet ligger Vestfjordsbassenget. Vest og nord for Lofotryggen ligger henholdsvis Ribbebassenget og Harstadbassenget. Ribbebassenget er fylt med sedimentære bergarter av jura og kritt alder (figur 7). Harstadbassenget preges av en kraftig innsynkning i jura og kritt som gjør at det her er avsatt særlig mektige sedimenter av kritt alder. Flere prospekter er identifisert både i Ribbebassenget og i Harstadbassenget (figur 10). Vest for Ribbebassenget står Utrøstryggen opp. Dette er en høyde der grunnfjellet stedvis når helt opp til havbunnen.

Nord i Nordland VII er grunnfjellet mye dypere begravd enn i Nordland VI, og de geologiske lagene er kraftig skråstilt. Det er flere steder dannet forkastningsblokker som kan være mulige feller for olje og gass.

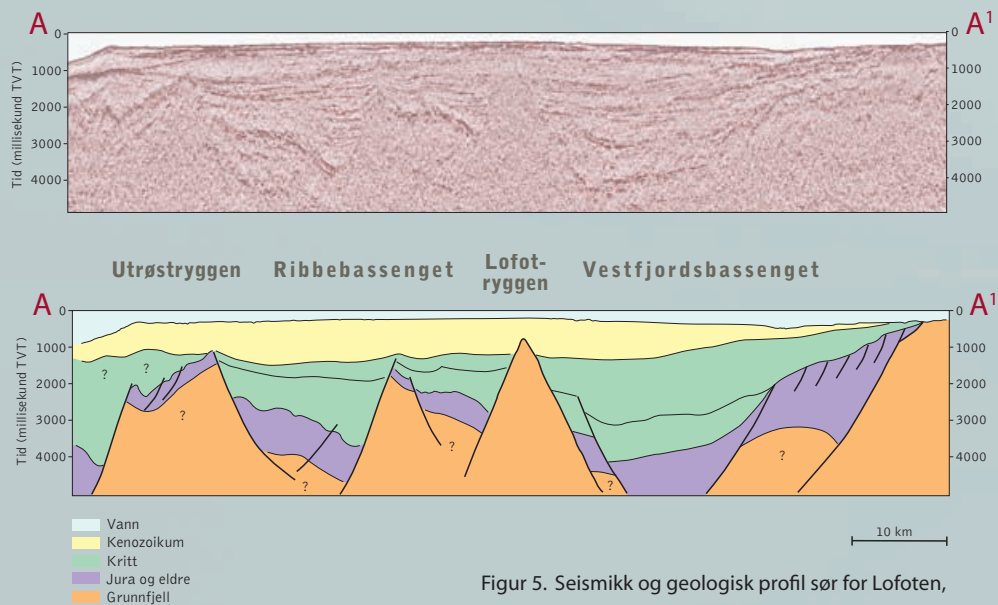
På land på Andøya er det et lite område hvor det er bevart sedimentære bergarter fra jura og undre kritt. I disse bergartene er det boret etter både kull og olje. Kullag fra jura ble funnet allerede på slutten av 1800-tallet, men det er ikke påvist økonomisk drivverdige forekomster.

Nær land, utenfor Andøya, er det kartlagt store forkastninger som har dannet strukturer i jura- og krittbergarter. Forkastningene skyldes store utglidninger som var aktive i senkritt.

Fastlandet og kontinental-sokkelen består av kontinental jordskorpe, mens det i dyphavet ligger lavabergarter og sedimenter oppå en havbunnskorppe. I områdene med havbunnskorppe er det lite trolig at det er dannet større petroleumforekomster. Grensen mellom havbunnskorppe og kontinental-skorpe ligger på store havdyp (figur 4). I området mellom sokkelkanten og havbunnskorppe ligger en sone med sedimentære bergarter som mange steder er dekket med lava og andre vulkanske bergarter. Dette området ligger dels i og dels vest for Nordland VI og VII. Her er det svært utfordrende å tolke geologien, fordi de seismiske signalene blir kraftig svekket når de trenger gjennom lavabergartene og derfor gir svake avbildninger av undergrunnen. På grunn av dette er det ikke identifisert prospekter her, men i letemodellene er det tatt hensyn til at det kan være et ressurspotensial.



Figur 4. Kart som viser geologiske strukturelementer i Lofoten-Vesterålen området. Linjen A-A' viser posisjonen til den seismiske linjen som er vist i figur 5.



Figur 5. Seismisk og geologisk profil sør for Lofoten, orientert nordvest-sørøst. Plassering er vist i figur 4.

Eggakanten er et felles begrep for ytterkanten av kontinentalsockelen. I dette arbeidet brukes Eggakanten som navn på området i overgangssonen mellom kontinentalsockelen og dyphavet i det sørvestlige Barentshavet (figur 6). I dette området er det bergarter fra paleogen tid (figur 7) som dominerer. Geologisk kunnskap om bergarter fra trias til kritt er liten i dette området, men disse bergartene ligger gjennomgående for dypt til at det kan gjøres olje- eller gassfunn her. Viktigste reservoarbergart er antatt å være eocen sandstein avsatt på dypt vann.

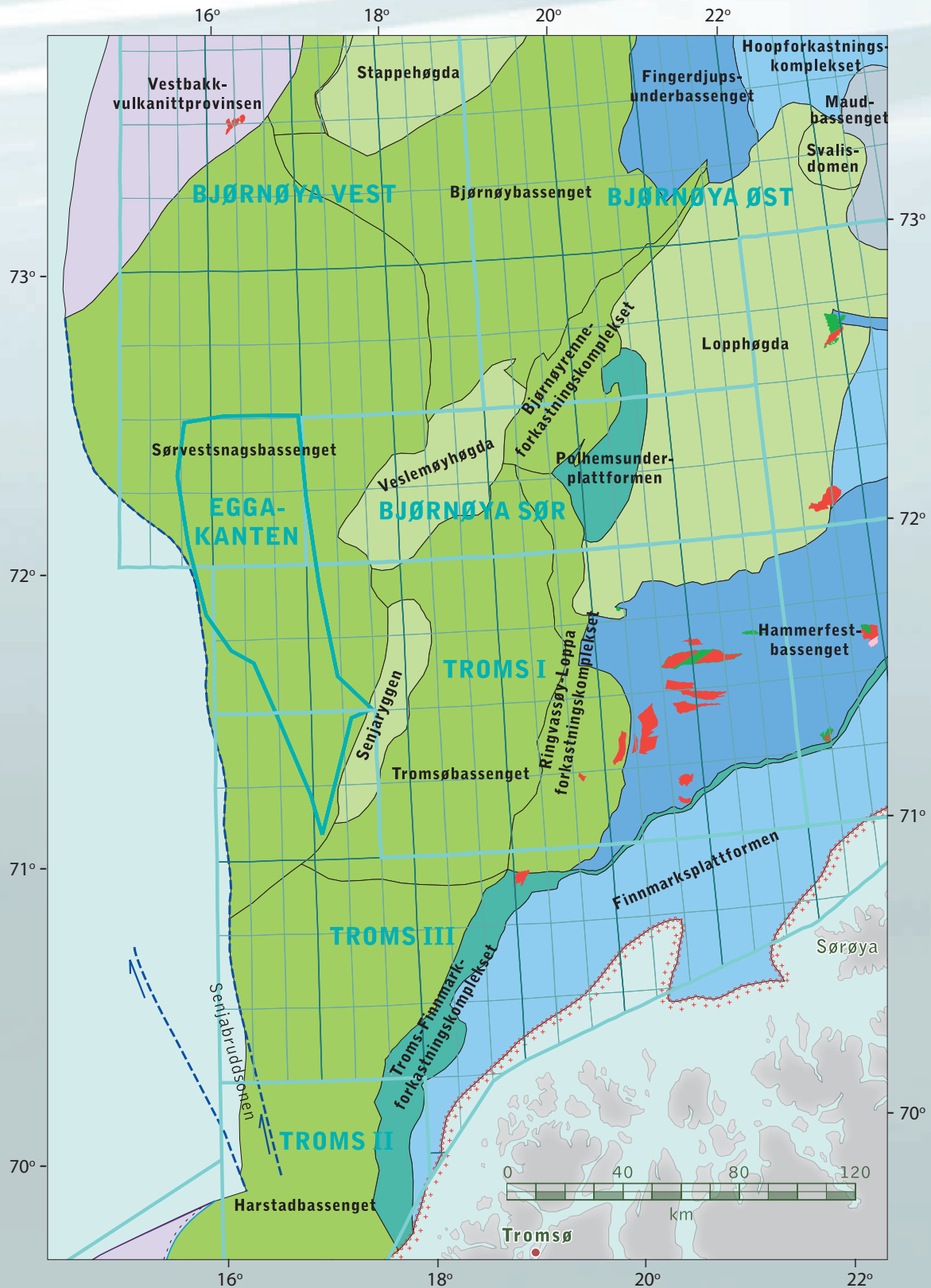
Vestfjordsbassenget er et dypt sedimentbasseng mellom Lofotryggen og fastlandet (figur 4). Det ble dannet i kritt og har en såle av trias/jura og eldre sedimentære bergarter i bunnen. Vestfjordsbassenget er omgitt av store forkastninger, særlig inn mot Lofotryggen, hvor det er spranghøyder på 4000-5000 meter eller mer (figur 5). I Vestfjordsbassenget er det avsatt store mengder sediment i kritt. Det er usikkert om det er reservoarbergarter i dette nivået, men seismikk viser at sandsteinsvifter kan ha bygd seg ut i bassenget fra sørøst. Langs sørøstsiden av Vestfjorden finnes et belte av mindre forkastningsblokker og strukturer av trias/jura alder, der det kan være mulig å finne petroleum. Datadekningen er ikke tilstrekkelig til å identifisere prospekter i området.

Reservoarbergarter

De potensielle reservoarbergartene i de kartlagte områdene består av sandsteiner avsatt i trias, jura, kritt og paleogen. I tillegg ser OD en mulighet for at oppsprukket og forvitret grunnfjell kan fungere som reservoar. Store deler av Nordland VI og VII var trolig en høyde helt fram til jura. Sedimenter fra trias kan bare forventes i lokale bassenger, og eldre sedimenter er ikke avsatt.

Sandsteinsreservoarene i trias og jura utgjør deler av avsetningssystemer som har stor utstrekning på norsk sokkel. Både i Norskehavet og Barentshavet er sandsteiner av tidlig- og mellomjura alder gode reservoarer, og vi forventer tilsvarende egenskaper i dette området. Det kan imidlertid være lokale variasjoner, særlig i det forholdsvis avstengte Ribbebassenget, som gjør at egenskapene er noe annerledes enn det som er observert i mer utforskede områder. De grunne boringene som ble gjennomført av IKU på 1990-tallet, bekrefter at det er sandsteiner fra trias og jura til stede. På noen av de store forkastningsblokkene viser seismiske data at sedimentene av jura alder ble erodert før blokkene ble begravd av yngre bergarter. Reservoarbergartene vil da ligge som sedimentkiler på flanken av strukturen. I mange tilfeller vil dette redusere muligheten for store funn på slike strukturer.

I kritt og paleogen ble det avsatt sandsteiner på havbunnen på grunn av heving og erosjon av fastlandet. Slike avsetninger kan ha sterkt varierende reservoaregenskaper og er ikke avsatt over alt. Lagpakken av kritt alder kan være opp mot 2000 meter tykk, og de antatt tynne sandsteinslagene i denne lagpakken kan ikke identifiseres med sikkerhet basert på seismiske data. I vår ressursevaluering er det lagt inn mulige reservoarnivå i undre og øvre kritt. Dette bygger på kunnskap fra andre deler av Norskehavet. Potensialet for funn i sandsteiner av kritt alder kan være betydelig, men usikkerheten er stor. Det er kartlagt en stor vifte med tykke sandsteinsavsetninger av paleocen alder i Nordland V og i Nordland VI, der sanden hadde sitt opphav fra landområdene i nordøst.



Figur 6. Kart som viser geologiske strukturelementer i Troms II og sørvestlige Barentshavet, med plassering av området Eggakanten.

- Høyde
- Dypt basseng
- Plattform
- Grunt basseng på høyde
- Terrasser og intra-bassenghøyder
- Lava og andre smeltebergarter (intrusiver), samt sedimentære bergarter dekket av lava
- Grense mot sikker havbunnskorpe
- Grense mot grunnfjell
- Oljefelt og funn
- Gassfelt og funn

Kildebergarter

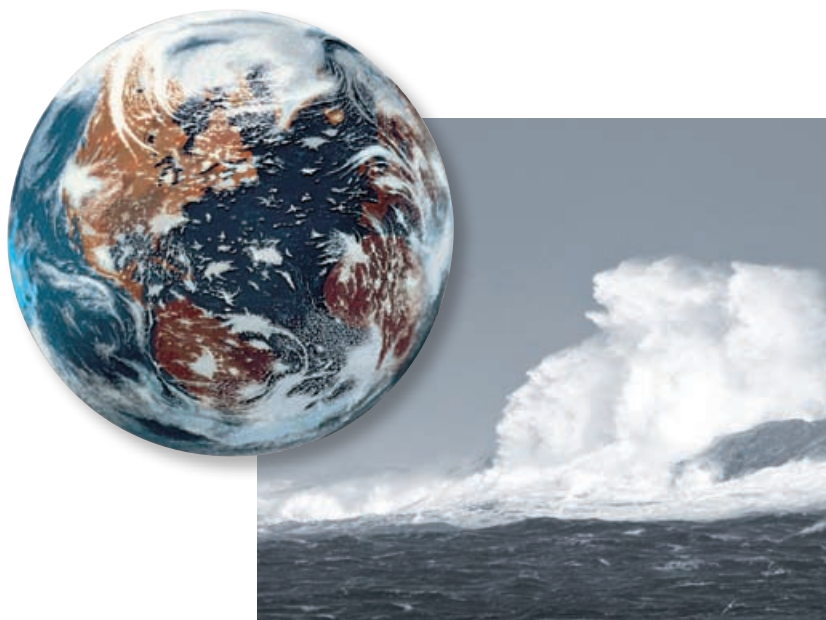
Hovedkildebergarten for olje og gass i området er av senjura alder. Den er dokumentert i sør, i Nordland III, og ved grunne borer i selve området. Kildebergarten er en organisk rik leirstein som kan danne både olje og gass. Det er sannsynlig at disse leirsteinene finnes i alle bassengområdene, også vest for Utrøstryggen.

Kildebergarten er antatt å være tilstrekkelig dypt begravet til å danne olje i deler av Ribbebassenget og i Harstadbassenget. Den ligger så dypt at den vil danne gass vest for Utrøstryggen og Andøya og i de dypere deler av Trænbassenget og Harstadbassenget. På enda større dyp er kildebergarten så oppvarmet at den sannsynligvis ikke lenger kan avgi petroleum. I Vestfjordsbassenget kan det være en smal sone langs land, særlig på sørsiden, som har vært aktuell for dannelse av olje eller gass. En annen mulig kildebergart er kull og leirstein fra trias, tidlig- og mellomjura. Kildebergarter i kritt kan heller ikke utelukkes men er ikke vurdert i detalj. Volumet og type petroleum som kildebergarten er i stand til å danne, er en betydelig usikkerhetsfaktor, fordi den er avhengig av kildebergartens kvalitet og begravningsdyp.

Kystområdene i nordlige Nordland og sørlige Troms ble utsatt for en omfattende heving og påfølgende erosjon i perioden senkritt og paleogen. Dette gjelder også sokkelområdene i Nordland VII, Troms II og deler av Nordland VI. Den største erosjonen som følge av heving er i størrelsesorden 1500-2000 meter over deler av fastlandet og ved Utrøstryggen. Vest for Utrøstryggen og Vesterålen er hevingen ubetydelig.

I sedimentbassenger der kildebergartene har hatt sin maksimale begravning for flere millioner år siden og senere blitt hevet, kan dannelsen av hydrokarboner gå langsommere eller stoppe opp. Dette kan medføre at gass som lekker langsomt ut av fellene ikke blir erstattet. Dermed øker risikoen for at hydrokarboner ikke blir oppbevart.

Erfaringer fra Barentshavet bekrefter at erosjon kan føre til økt lekkasje fra fellene. Den kartlagte erosjonen og hevingen i de vurderte områdene viser at Ribbebassenget rett vest for Lofoten trolig har den største risikoen for lekkasje.



Millioner år før nåtid	Eratem	System	Serie	Norskehavet		Barentshavet				
				Letemodeller i vurdert område	Reservoarnivå for utvalgte funn og felt	Letemodeller i vurdert område	Reservoarnivå for utvalgte funn og felt			
20	Kenozoikum	Neogen	Mio-cen							
40			Paleogen	Oligocen						
60		Eocen				Eocen	7316/5-1			
		Paleocen		Paleocen						
80	Mesozoikum	Kritt	Øvre	Øvre kritt Undre kritt Jura Prejura (trias og eldre bergarter)	Ormen Lange 6706/6-1 (Hvitveis) 6707/10-1 (Luva) 6507/2-2 Marulk 6507/5-3 (Snadd) 6605/8-1 S (Stetind) 6705/10-1	Øvre kritt Undre kritt Jura				
100			Undre							
140			Øvre					Draugen Norne Alve Urd Skarv 6608/11-2 Falk 6608/11-4 Linerle Heidrun Åsgard	Jura	Snøhvit 7120/8-1 Askeladd 7120/9-1 Albatross 7120/12-2 (Alke) 7120/12-3 (Alke Nord) 7019/1-1 7119/12-3
160			Midtre							
180	Undre									
200	Trias		Øvre							
220			Midtre							
240			Undre				7122/6-1 (Tornerose) Goliat 7125/4-1 (Nucula)			
>416	Eldre enn devon		Grunnfjell							

Figur 7. Stratigrafisk nivå for letemodeller i de vurderte områdene. I tillegg vises reservoarnivå for en del felt og funn (med uformelle funnavn) i Norskehavet og Barentshavet.

Datagrunnlag

Det seismiske datagrunnlaget for områdene som er evaluert, varierer både i omfang og kvalitet. Nordland VI og Eggakanten er de områdene som hadde best datadekning fra før. Etter innsamlingen av ny seismikk i perioden 2007–2009, har både Nordland VII og Troms II tilfredsstillende dekning. I Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V er det behov for mer seismikk for å kunne gjøre en god ressurskartlegging og prospektdefinerings.

I perioden 2007–2009 samlet OD inn totalt 14 303 kilometer 2D-seismikk i Nordland VII og Troms II. I tillegg ble det samlet inn 2 760 km² med 3D-seismikk. Figur 8 viser hvor seismikken ble samlet inn. I tillegg til seismikk har OD samlet inn gravimetrisk og magnetisk data. Høsten 2009 tok OD bergartsprøver i Bleiksdjupet like vest av Andøya i Nordland VII. Hensikten var å innhente bergartsinformasjon for å bestemme bergartenes alder og beskaffenhet.

Det har vært samlet inn 2D-seismikk i det kartlagte området tidligere, både av OD og andre aktører. I tillegg er det gjennomført seks grunne borer, og det er boret en undersøkelsesbrønn i Nordland VI (6710/10-1).

Alle brønnene som er boret i og rundt områdene for dette studiet er brukt i evalueringen. Grunne borer er gjennomført både ved Nordland V, i Nordland VI, VII og i Troms III.

Også på land i Vesterålen er det informasjon som kan brukes i vurderingen av geologien i sokkelområdet. På Andøya er eldre sedimentære bergarter av jura og kritt alder bevart i et begrenset område. Dette er et viktig område som tidligere har vært gjenstand for grundige studier.

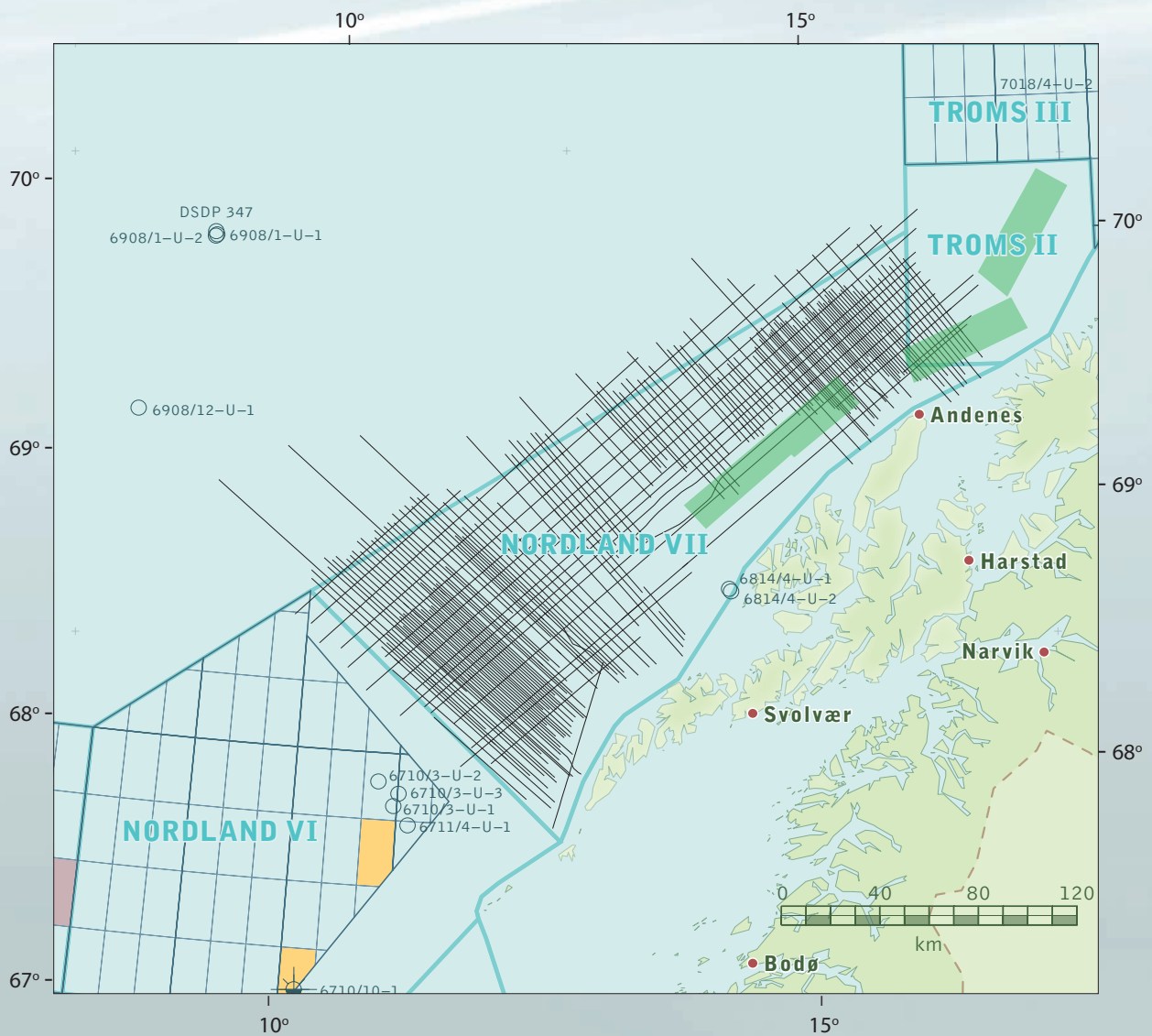
I områder med mange grunne borehull og undersøkelsesbrønner, er det godt grunnlag for å kunne anslå mulige olje- og/eller gassressurser. Viktig informasjon er blant annet tykkelse på reservoarsandstein, porøsitet og hydrokarbonmetning (det vil alltid være noe vann til stede i porerommene).

En god forståelse av de geologiske hovedtrekkene er grunnleggende for å beskrive mulighetene for å finne olje og gass i et område. Der det ikke har vært petroleumsaktivitet, må en slik forståelse bygge på seismisk tolkning sammenholdt med data og kunnskap fra kjente petroleumsprovinser. Eksempelvis kan geologien i den østlige delen av Nordland VI ses på som en forlengelse av de prospektive områdene lengre sør. De østligste delene av Troms II kan sammenliknes med den sørlige delen av Barentshavet. Nordland VII og sørlige del av Troms II har sin egen spesielle geologiske utvikling, men med elementer som kan kjennes igjen både fra nord og sør. Basert på en slik vurdering vil usikkerheten være større i dette mellomliggende området enn i de andre områdene som er beskrevet.

Etter at seismikk er samlet inn, blir dataene bearbeidet (prosessert). Deler av Nordland VII har hard havbunn og lite vanddyp. Dette vanskeliggjør prosesseringen av de seismiske dataene. OD vurderer kvaliteten på de rådataene som er samlet inn som god. Det er imidlertid fortsatt mulig å bearbeide rådataene for ytterligere å styrke kunnskapen om geologien i området.



3D-seismikken fra Troms II har bidratt til å øke den geologiske forståelsen.



- 2D-seismikk innsamlet av OD 2007-2008
- 3D-seismikk innsamlet av OD 2008-2009
- Grunt borehull
- ⊕ Letebrønn

Figur 8. Seismikk innsamlet i perioden 2007-2009.

Prospekter og letemodeller

For at petroleum skal kunne dannes og oppbevares innenfor et område, er det flere geologiske faktorer som må opptre samtidig. Disse er at:

- 1) det finnes en reservoarbergart hvor petroleum kan oppbevares
- 2) det er dannet en felle, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret
- 3) det finnes en kildebergart som inneholder organisk materiale som ved tilstrekkelig temperatur og trykk er omdannet til petroleum
- 4) det finnes en migrasjonsvei, slik at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten

Det er sjelden at alle disse faktorene er oppfylt samtidig. Hvis én eller flere ikke er oppfylt, vil det ikke finnes oppsamlede mengder av olje og gass i området. Det er alltid knyttet usikkerhet til om det kan finnes petroleum, og det må bores brønner for å kunne fastslå dette. Sannsynligheten for å finne petroleum kalles for funnsannsynlighet, og den anslås ved å vurdere sannsynligheten for at faktorene over inntreffer.

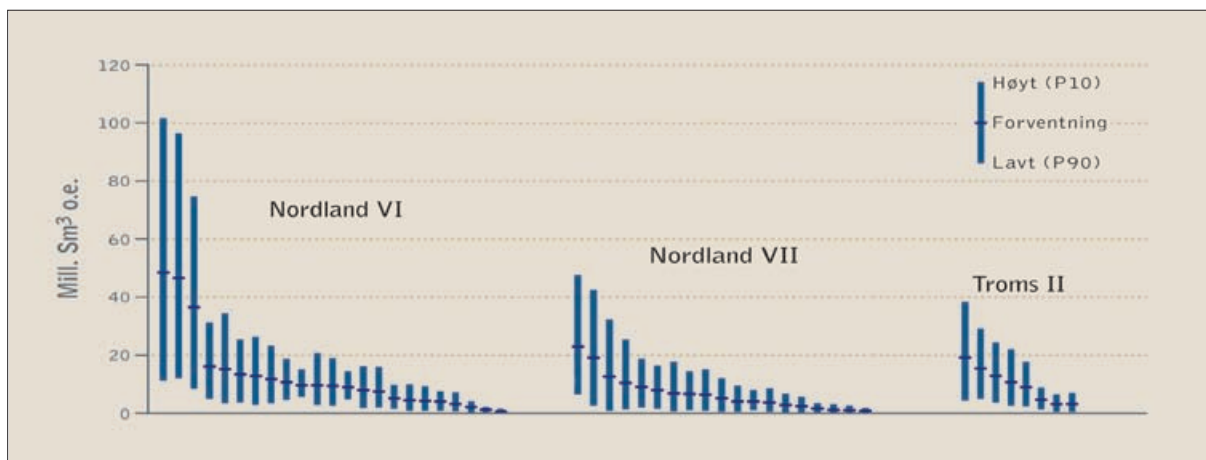
Kartlagte prospekter

OD har kartlagt og beregnet utvinnbare petroleumressurser i 50 prospekter i Nordland VI, Nordland VII og Troms II (figur 9 og 10). Betegnelsen prospekt brukes om en kartleggbar mulig petroleumsfelle. ODs arbeid er basert på seismisk kartlegging og på data fra boring og funn i nærliggende områder. Ressursmengden for hvert prospekt

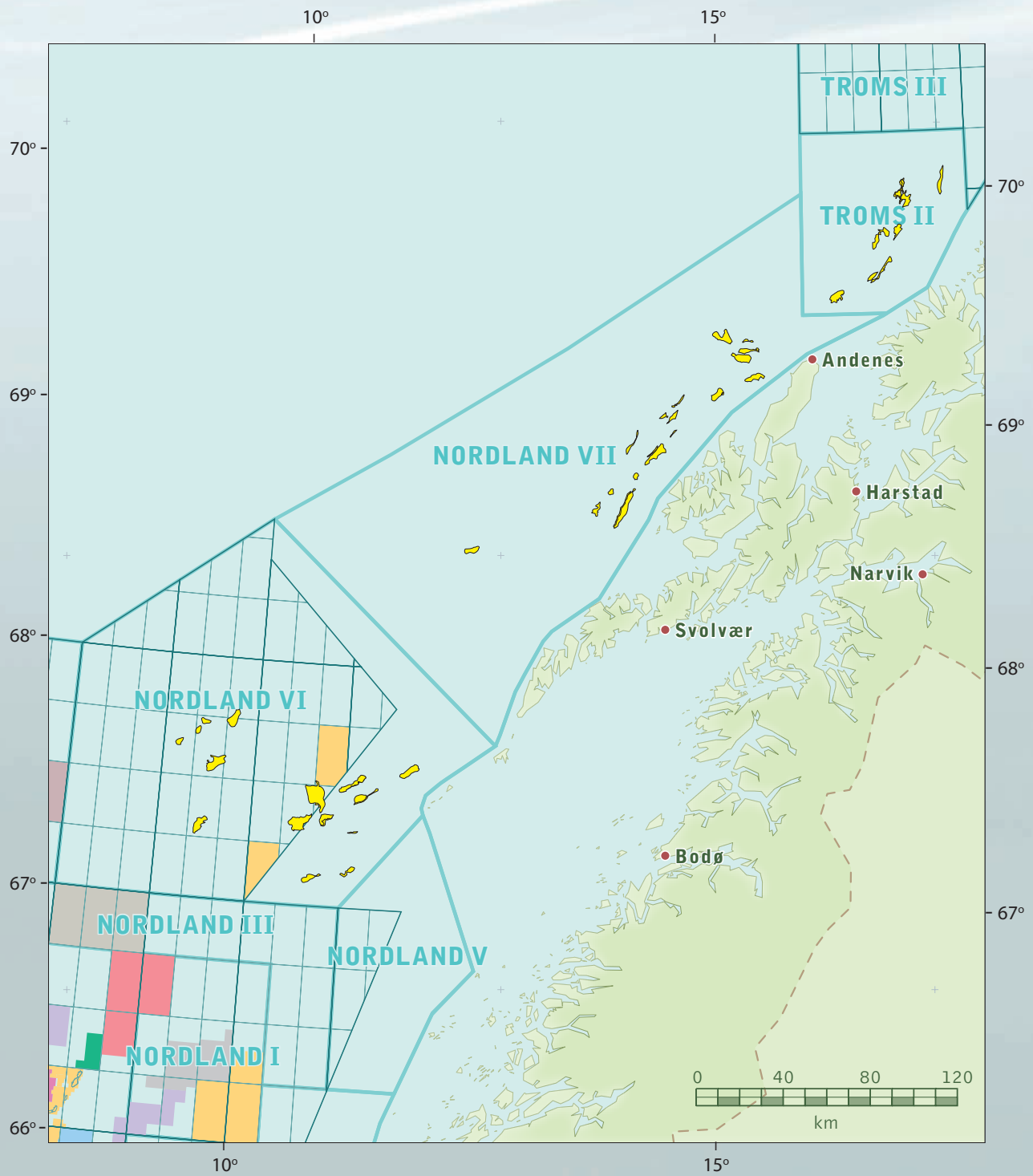
kan ikke fastslås nøyaktig, fordi det er knyttet stor usikkerhet til alle de geologiske parameterne som inngår i estimatet. Derfor angis ressursene i prospektene med et forventningstall og et usikkerhetsspenn som viser et høyt og et lavt estimat som representerer henholdsvis 10 prosent og 90 prosent sannsynlighet. Funnsannsynligheten varierer fra tre til 25 prosent. Noen av de viktigste faktorene som vurderes for å fastslå funnsannsynligheten er:

- reservoarkvaliteten
- kartlegging av felle med bakgrunn i datatetthet, datakvalitet og geologisk kompleksitet
- mulighet for at petroleum har lekket ut av reservoaret som følge av oppsprekking av overliggende bergarter
- migrasjonsvei for olje og gass fra kildebergarten til fellene
- kildebergartens begravningsdyp
- heving og etterfølgende erosjon


Detaljert kunnskap om sandsteinene og vekslingen mellom sand-, silt- og leirstein gir geologene mulighet til å vurdere hvilke forhold sedimentene ble avsatt under. Leteboring gir informasjon om tykkelse på reservoarsandstein, porøsitet og hydrokarbonmetning, i tillegg til kunnskap om type og kvalitet på hydrokarbonene. 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.



Figur 9. Forventningsverdi og usikkerhetsspenn for utvinnbare ressurser i prospekter som OD har kartlagt i områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II. (Sortert på område og størrelse).



Figur 10. Prospekter kartlagt av OD i områder som ikke er åpne.
 Prospekter i utvinningstillatelser er ikke vist.

 Prospekter

Lang avstand til brønner med relevant informasjon om reservoar- og væskeparametre er en utfordring for kartlegging og ressursevaluering i Nordland VII og Troms II. Nordland VI ligger nærmere brønner, funn og felt i Norskehavet, og det er antatt at de juraiske/triasiske prospektene i Nordland VI vil ha likhetstrekk med de påviste reservoarene av samme alder lenger sør.

Mengden av olje eller gass som kan finnes i et kartlagt prospekt avhenger av mange fysiske parametere. Geologene vil kartlegge petroleumfeltens geometriske form og volum, estimere en forventet sandsteinstykkelse, beregne mengden olje eller gass som kan ha migrert inn i prospektet og vurdere hvor mye petroleum som eventuelt kan ha lekket ut i forbindelse med senere erosjon og reaktivering av forkastninger. Disse faktorene gir grunnlag for estimat av tilstedeværende hydrokarbonvolum i prospektet. ODs kartlegging og data fra grunne borer viser at reservoaret i mange av de største strukturene i Nordland VI og Nordland VII er blitt erodert før de senere er blitt dekket av yngre sedimenter. Reservoaret vil da ligge i kileform nedenfor toppen av strukturene. En slik reservoarform gir vesentlig mindre volum enn om sanden var blitt bevart i de opprinnelige parallelle lagene.

En faktor som har stor betydning for beregning av volumet, er høyden på petroleumskolonnen i prospektene. Denne avhenger av hvor sterk forsegling det er over prospektet, men også hvor mye olje og gass som har migrert inn i prospektet og hvor mye som eventuelt har lekket ut. OD har analysert 45 funn i Norskehavet og det vestlige Barentshavet og laget en oversikt over olje- og gasskolonner som er funnet der. Disse varierer fra noen få meter opp mot 400 meter, der 200 meter utgjør en middelverdi. I deler av de vurderte områdene regner OD med noenlunde tilsvarende geologiske forhold, og at det er sannsynlig at prospektene her har tilsvarende høye olje- og gasskolonner som i Norskehavet og det vestlige Barentshavet. I deler av området der det har vært stor heving og erosjon, forventer vi lavere kolonner som en følge av at forseglingsegen-skapene svekkes.

Alle ressursanslag er beregnet på grunnlag av en statistisk (stokastisk) metode som tar hensyn til usikkerheten i alle faktorene. Ressursanslaget er vist med forventningsverdi og usikkerhetsspenn. Anslått funnsannsynlighet er i gjennomsnitt 12 prosent for de kartlagte prospektene, det vil si at det statistisk forventes at det blir gjort funn i hvert åttende prospekt. Når det blir gjort funn, vil dette ofte øke funnsannsynligheten i liknende prospekt i nærheten.

Letemodeller

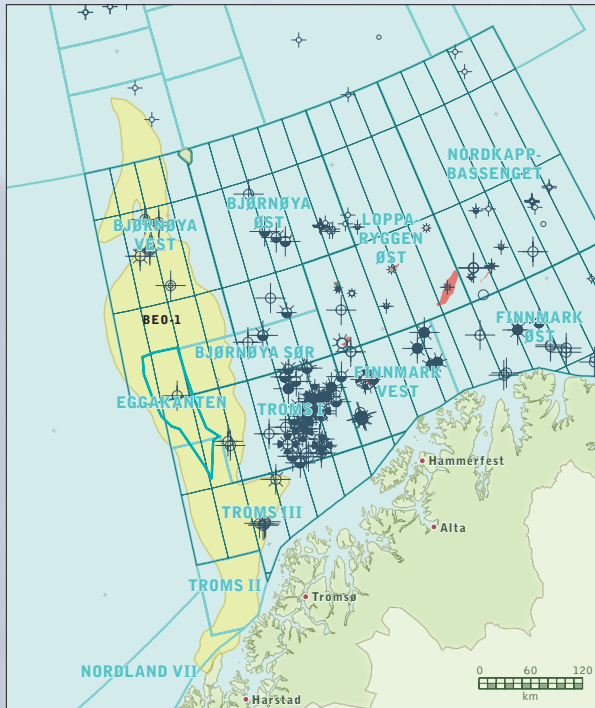
Det finnes ulike metoder for å anslå hvor mye olje og gass som kan være dannet og oppbevart i et område. Metodene avhenger av hvor mye kunnskap som finnes om området. ODs foretrukne metode, letemodellanalyse, er en beregningsmetode som går ut på å definere geologiske modeller, letemodeller, innenfor et avgrenset geografisk område som omfatter prospekter med felles egenskaper.

For hver letemodell vurderes sannsynligheten for at både reservoarbergart, felle, kildebergart og migrasjonsvei er til stede. Dette kalles letemodellsannsynligheten. Det er usikkert om letemodellen faktisk fungerer før det blir gjort funn i et prospekt som tilhører letemodellen. Dersom det ikke er påvist produserbar petroleum i en letemodell er den ubekreftet. Når det er gjort et funn, er letemodellen bekreftet. Da er det ikke lenger usikkert om letemodellen fungerer, og letemodellsannsynligheten settes til én. Dette vil normalt ha som effekt at ressursanslaget for letemodellen øker. Det kan finnes flere letemodeller innenfor samme geografiske område, de kan for eksempel ha ulik geologisk alder og derfor ligge over hverandre på ulike dyp i lagrekken.

Når det er gjort funn, er det fortsatt usikkert hvor stor del av de påviste ressursene det er teknisk og økonomisk mulig å produsere. Det er altså usikkert hvor mye ressurser som finnes innenfor de ulike geografiske områdene, om disse ressursene vil ligge i små eller store funn, og om det hovedsakelig er olje eller gass. Jo mer informasjon som er tilgjengelig, jo sikrere er evalueringen av letemodellene og muligheten for å gjøre funn.

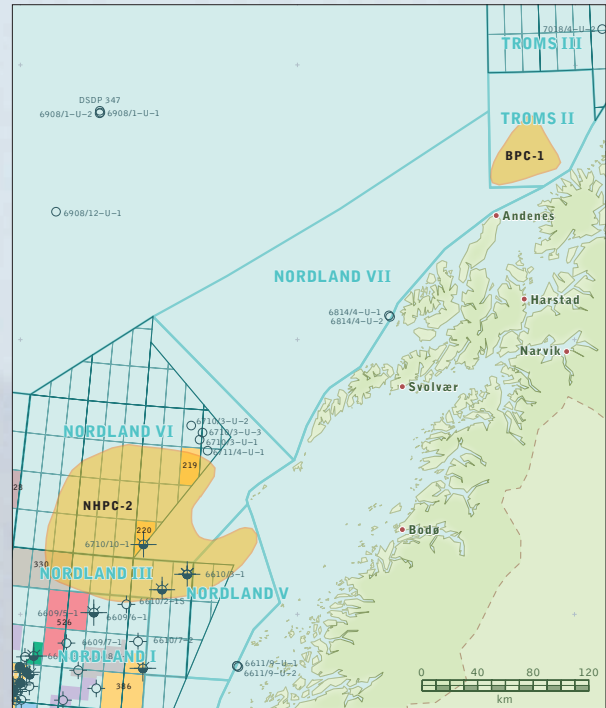
Innenfor de kartlagte områdene har OD definert letemodeller som i alder faller innenfor seks hovedgrupper. Den enkelte letemodell kan strekke seg over flere av områdene.

EOCEN



Figur 11. Letemodell i eocen (gul farge).

PALEOCEN



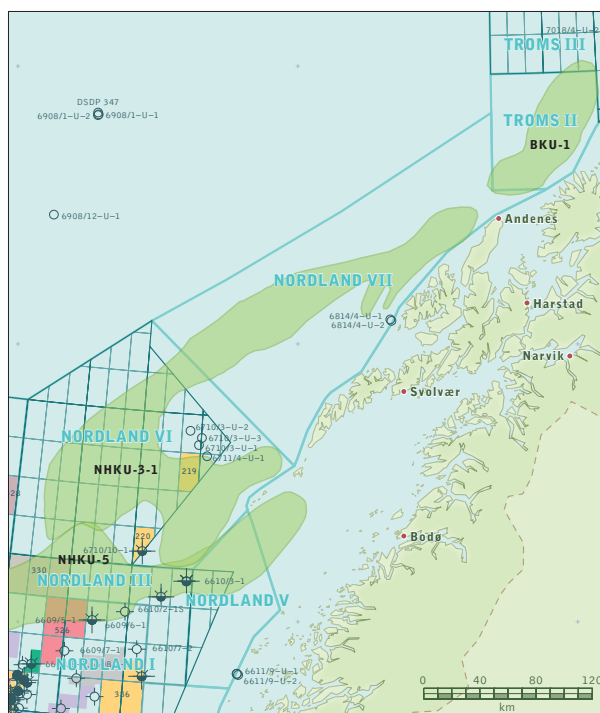
Figur 12. Letemodeller i paleocen (oransje farge).

Eocen og paleocen

Den yngste letemodellen er definert å ligge lengst vest i Barentshavet, inkludert Eggakanten (figur 11) og omfatter reservoarsandstein av eocen alder. Det er boret én undersøkelsesbrønn i området, men modellen er ikke bekreftet. Det har ikke vært mulig å kartlegge prospekter, men det er identifisert flere prospektmuligheter. Vi mener likevel at det kan være mulig å kartlegge prospekter og påvise petroleum ved boring. Denne letemodellen bidrar derfor i de beregnede ressursmengdene.

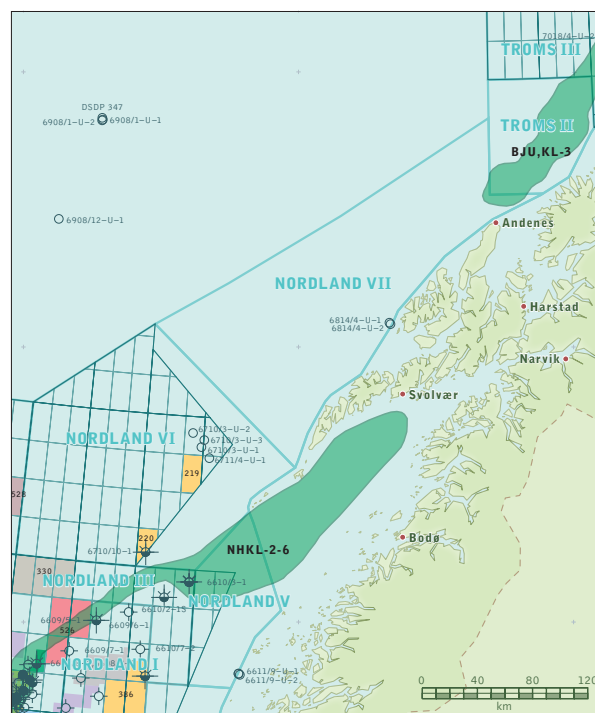
Det er videre definert to letemodeller i paleocen (figur 12) som begge er ubekreftet. Den største og best kartlagte ligger i ytre del av Vestfjordsbassenget. Reservoaret antas å være sandstein med svært god reservoarkvalitet som er påvist i flere brønner sørvest for området. Dette er sandsteinsvifter som ble avsatt i havet mot sør fra et landområde i Lofoten. Kildebergarten er ventelig av senjura alder. To prospekter er kartlagt i Nordland VI, og flere prospektmuligheter er identifisert. I Troms II er det kartlagt sekvenser som er svært like de som er tolket som paleocen letemodell i Nordland VI. Det er ikke identifisert paleocene prospekter i Troms II.

ØVRE KRITT



Figur 13. Letemodeller i øvre kritt (lys grønn farge).

UNDRE KRITT



Figur 14. Letemodeller i undre kritt (mørk grønn farge).

Kritt

Letemodellene i øvre og undre kritt (figur 13 og 14) består av sandvifter avsatt langs kanten av de sedimentære bassengene. I Troms II-området finnes det betydelige mektigheter med sedimenter i kritt. Kildebergarten er organisk rik leirstein av tidlig- og senjura alder. Letemodellen i undre kritt som strekker seg inn i Nordland V og Vestfjorden, er bekreftet ved funn på Haltenbanken, men det har ikke vært mulig å definere prospekter her. I Nordland VI og VII er det tykke lag av kritt alder, men letemodellen er ikke bekreftet. Grensen mellom undre kritt og øvre kritt er kartlagt i Nordland VI, men kan ikke bestemmes med sikkerhet i Nordland VII. Det er kartlagt 14 prospekter av kritt alder, ett prospekt i Nordland VI, sju i Nordland VII og seks i Troms II.

Ressurspotensialet i kritt letemodeller er betydelig.

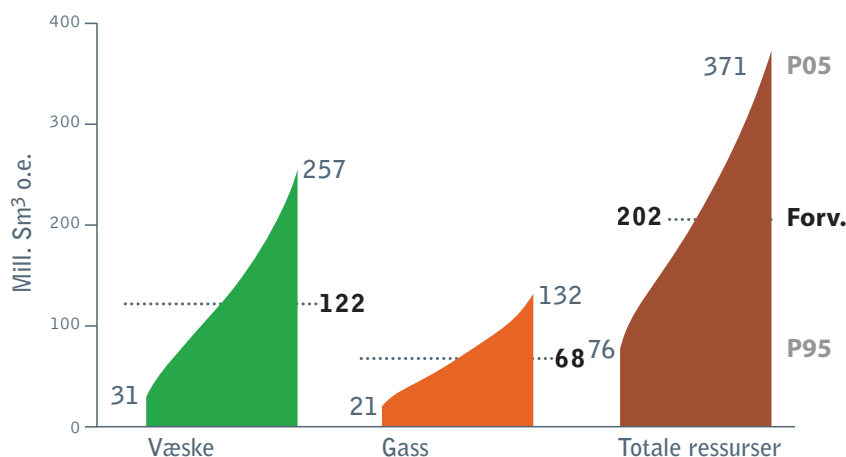
Jura

Jura-letemodellen som ligger i Nordland VI og VII er ubekreftet (figur 15). Det er påvist sandstein i jura i grunne stratigrafiske borer, og tilsvarende bergarter er kjent fra Andøya. Kildebergarten antas å kunne danne olje i de dypere deler av Ribbebassenget, mens den trolig danner gass i de dypere delene av Trænbassenget (figur 4). Heving og erosjon har trolig redusert forseglingsegenskapene og kan ha gitt lekkasje. Dette, sammen med tynn overdekning av yngre sedimentære lag som kan ha dårligere forseglings-egenskaper, ansees som en betydelig risiko ved letemodellen. Letemodellen, som strekker seg inn i Nordland V og Vestfjorden, er bekreftet ved funn på Haltenterrassen.

I Troms II er letemodellen bekreftet med flere funn i Barentshavet (7019/1-1 og 7119/12-3).

Det er kartlagt 15 prospekter i Nordland VI, 10 i Nordland VII og to i Troms II av antatt jura alder. Letemodellene i jura bidrar med de største ressursene i hele det kartlagte området.

Ressurvaluering



De enkelte områdene

Ressursene i de enkelte områdene er beregnet på bakgrunn av letemodeller. De seks grafene til høyre viser fordelingen av væske og gass, totale ressurser og usikkerhetsspennet. Tallene viser lavt (P95) estimat (til venstre i søylene), forventningsverdi og høyt (P05) estimat (til høyre i søylene) (figur 20).

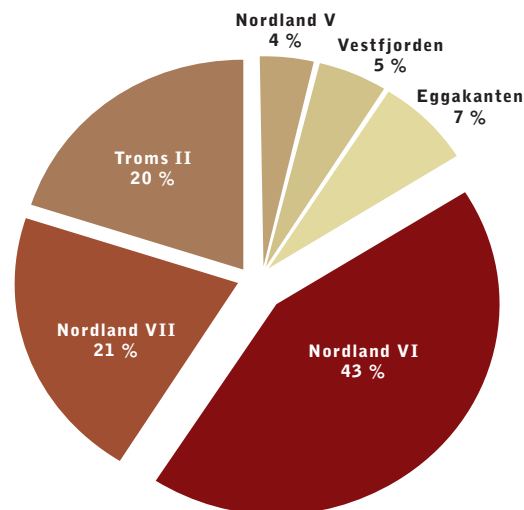
Figur 18. Totale ressurser i hele området.

Beregning av olje- og gassressurser

Basert på ressursberegningene og anslått funnsannsynlighet i de 50 kartlagte prospektene, har OD anslått ressursene i hver letemodell i alle områdene. Denne analysen gir et overslag over hvor mange og hvor store funn som kan forventes. Alle anslag blir gitt med usikkerhetsspenn. Ressursanslaget for hele området er vist i figur 18.

De totale forventede utvinnbare ressursene er anslått til 202 millioner Sm³ o.e. med et usikkerhetsspenn på mellom 76 og 371 millioner Sm³ o.e. Dette betyr at det er 95 prosent sannsynlig at ressursene er 76 millioner Sm³ o.e. eller mer, og fem prosent sannsynlig at ressursene er 371 millioner Sm³ o.e. eller mer. Innenfor samme usikkerhetsspenn er anslaget at det vil bli gjort mellom 14 og 28 funn med en forventningsverdi på 20-21 funn. Analysen bygger på forutsetningen om at alle kartlagte og antatte prospekter blir boret. Ressursene fordeler seg som vist i figur 19.

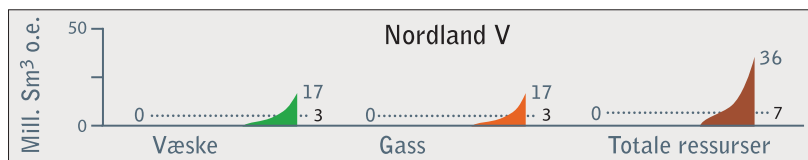
Tabellen under viser fordelingen av antall funn og størrelsesfordelingen av disse innenfor hele området.



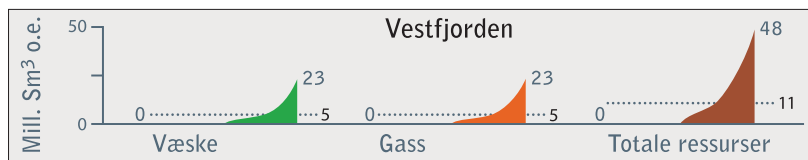
Figur 19. Prosentvis fordeling av forventede utvinnbare ressurser fordelt på områder. For Nordland V gjelder dette uåpnet del.

Hele området	Forventningsverdi	P95 95 % sannsynlighet for at det er likt eller mer/større enn;	P50 50 % sannsynlighet for at det er likt eller mer/større enn;	P05 5 % sannsynlighet for at det er likt eller mer/større enn;
Antall funn	20-21	14	20	28
Størrelse per funn mill. Sm ³ o.e.	15,2	3,0	9,3	47,7

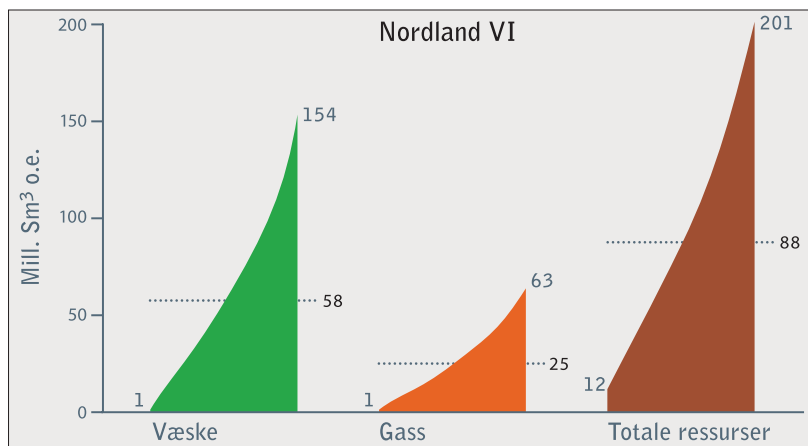
Nordland V (uåpnet del)
Ressursestimatene er basert på letemodeller i kritt, jura og prejura.



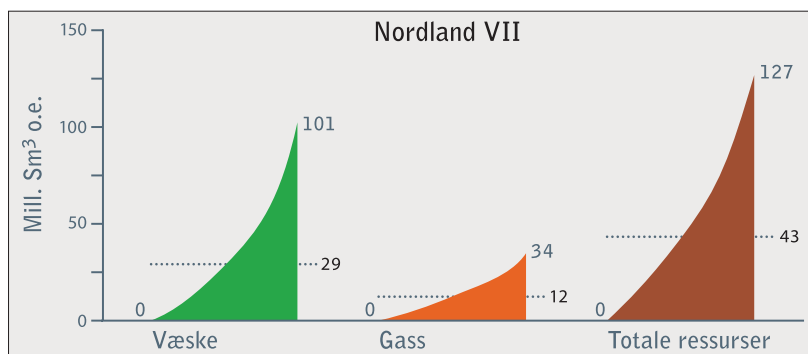
Vestfjorden
Ressursestimatene er basert på letemodeller i kritt, jura og prejura.



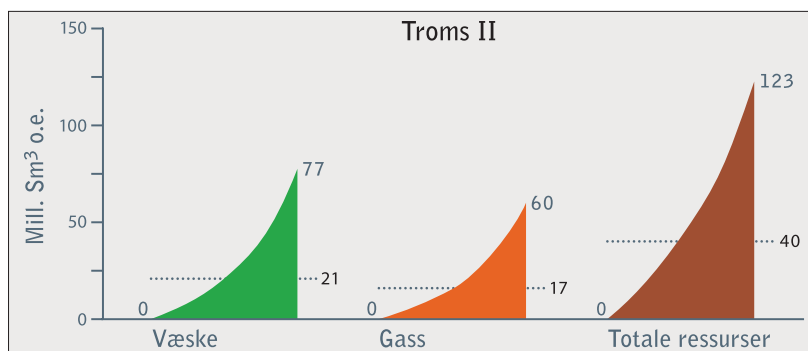
Nordland VI
Ressursestimatene er basert på letemodeller i paleocen, kritt, jura og grunnfjell.



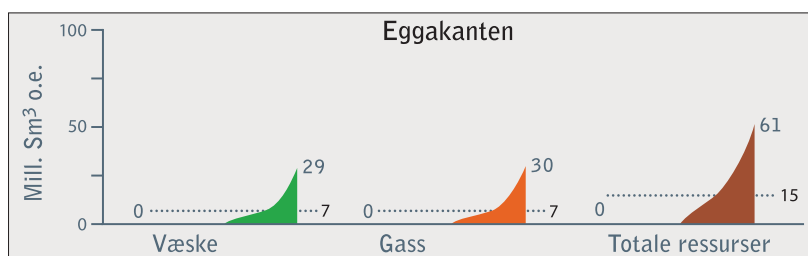
Nordland VII
Ressursestimatene er basert på letemodeller i kritt, jura og grunnfjell.



Troms II
Ressursestimatene er basert på letemodeller i paleocen, kritt og jura.



Eggakanten
Ressursestimatene er basert på letemodeller i eocen og kritt.



Figur 20. Ressursene i de enkelte områdene.

Verdisetting

OD har med bakgrunn i det oppdaterte ressursbildet foretatt en økonomisk verdisseting av de potensielle petroleumsressursene. Beregningene er basert på en rekke tekniske og økonomiske forutsetninger. Disse omfatter blant annet tidspunkt for åpning av områdene for petroleumsvirksomhet, leting og utbyggingsløsninger. Slike forutsetninger er nødvendige for å gjøre økonomiske vurderinger.

Det er bare boret en undesøkelsesbrønn i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja, og den geologiske utviklingshistorien er komplisert. ODs anslag over de uoppdagede ressursene har derfor et stort usikkerhetsspenn. På grunn av dette er det benyttet to metoder for verdisseting som utfyller hverandre (figur 21). Ved hjelp av en statistisk beregningsmodell beregnes forventet lønnsomhet og usikkerhetsspenn for lønnsomhet. Denne modellen klarer imidlertid ikke å fange opp at usikkerheten kan reduseres over tid, både gjennom ytterligere bearbeiding og tolking av innsamlet seismikk og ved boring av letebrønner. Ny informasjon og mulighetene til å ta stegvise utforsknings- og utbyggingsbeslutninger skaper verdier som det er krevende å ta hensyn til i tradisjonelle økonomiske beregninger. For bedre å ivareta dette, er det benyttet scenarioanalyse. Scenarioanalyse er også benyttet til å verdissete ressursutfall som ligger helt i ytterkant av usikkerhetsspennet for ressursene.

Metoder for verdisseting

Den økonomiske verdivurderingen tar utgangspunkt i anslått ressursmengde med tilhørende usikkerhetsspenn (figur 18). I den ene metoden blir det benyttet en statistisk økonomisk beregningsmodell (stokastisk modell), hvor hver ressursstørrelse tilknyttes en utbyggingsløsning og lønnsomhet beregnes. Beregningene gir både forventet lønnsomhet (nåverdi) og usikkerhetsspennet i lønnsomheten.

Beregningene viser om det er lønnsomt å starte letevirksomhet i området. Fordelingen for nåverdien viser både den økonomiske nedsiden og oppsiden av en slik beslutning. Oppsiden har imidlertid størst betydning for beslutningen om å starte letevirksomhet i et nytt område. Det er den mulige oppsiden som gir oljeselskapene incitamenter til å lete i nye områder.

En del av usikkerheten rundt geologien i områdene vil

bli avklart over tid gjennom aktive tiltak som for eksempel boring av letebrønner. Boring av letebrønner vil kunne bekrefte eller avkrefte letemodellene. Reduksjon av usikkerhet gjennom læring skaper muligheter, eller opsjoner, ved at beslutninger kan tas stegvis (sekvensielt) og basert på ny informasjon. For eksempel kan et funn gi ytterligere informasjon om geologien i et omkringliggende område og dermed gi grunnlag for mer effektiv utforskning.

Ny informasjon og mulighetene til å ta stegvise utforsknings- og utbyggingsbeslutninger skaper opsjonsverdier som er krevende å ta hensyn til i de økonomiske beregningene. I denne analysen er det spesielt krevende, ettersom det dreier seg om mange prospekter som er innbyrdes avhengige av hverandre. Det er derfor i tillegg til den statistiske beregningsmodellen brukt scenariometode for å få fram mulige opsjonsverdier.

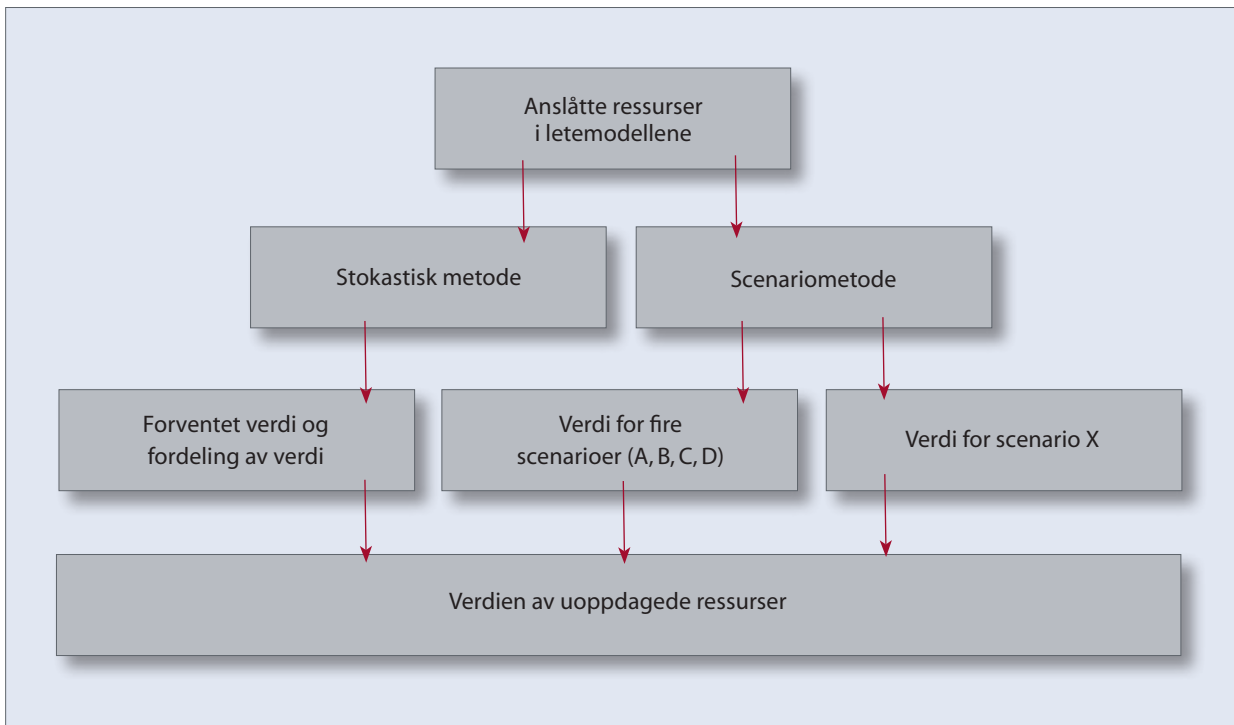
Verdier for de uoppdagede ressursene er estimert for fire ulike scenarioer eller framtidsbilder (A, B, C, D). OD har i tillegg utarbeidet et såkalt "wild card"-scenario (X). Dette scenarioet reflekterer at usikkerheten i ressursutfallet i et uåpnet område er stor, og at vi ikke kan utelukke et ressursutfall som ligger helt i ytterkant av ODs ressursfordeling. I scenario X forutsettes det at de to letemodellene med størst ressurspotensial (jura og øvre kritt) bekrefte. Scenarioet illustrerer en opsjon som bør være med i vurderingen av mulige konsekvenser av å åpne områdene for letevirksomhet.

Forutsetninger for verdissetingen

Verdissetingen av de uoppdagede ressursene er basert på en rekke forutsetninger. De mest sentrale er kort omtalt.

Miljø

Områdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja er i St. meld. nr. 8 (2005-2006) vurdert som særlig verdifulle og sårbare områder. I verdiberegningene er det lagt til grunn samme betingelser for virksomheten som gjelder i de delene av forvaltningsplanområdet hvor petroleumsvirksomhet er tillatt.



Figur 21. Verdivurdering av uoppdagede ressurser – ulike metoder.

Tidsplan for aktivitet

Som grunnlag for denne verdisettingen ligger at havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja åpnes for petroleumsvirksomhet i 2014.

Det antas at strategien om stegvis leting legges til grunn – slik det gjøres ellers på norsk sokkel. Dette innebærer at evaluering av leteresultater i tildelte blokker bør foreligge før videre utforsking.

Ved verdivurderingen er det lagt til grunn at Nordland VI og Troms II utforskes først av hensyn til stegvis utforsking.

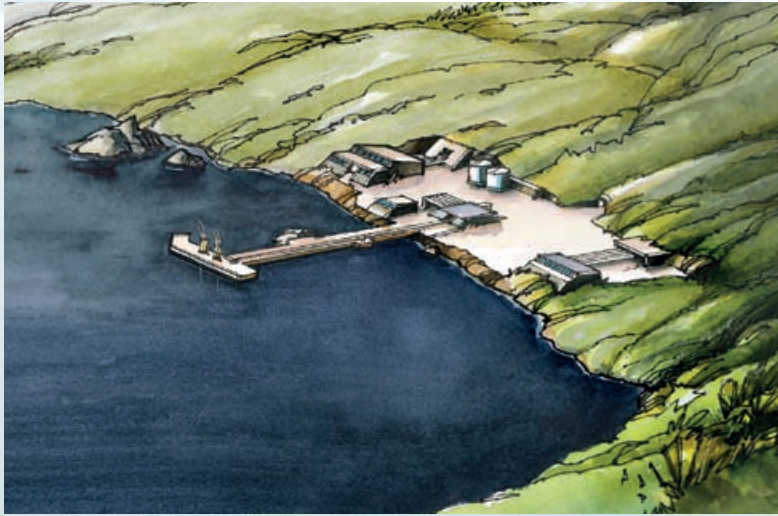
I utvinningstillatelse 219 i Nordland VI som ble tildelt i 1996, er det forutsatt boring av én letebrønn i 2014. Fra og med 2015 er det forutsatt at det bores inntil to letebrønner per år både i Nordland VI og i Troms II. Utforsking av Nordland VII med boring av inntil to letebrønner per år er forutsatt å starte noe senere enn utforskingen av Nordland VI og Troms II.

Det er lagt til grunn for verdivurderingen at områdene blir grundig utforsket før det blir tatt beslutning om utbygging. Den første investeringsbeslutningen er forutsatt tatt i 2024, og det er antatt inntil fire år fra investeringsbeslutning til produksjonsstart.





Geologer undersøker sandsteinslagene av jura alder ved Ramså på Andøya.



Figur 22. Landanlegg.



Figur 23. Overtrålbar undervannsutbygging.



Figur 24. Flytende produksjonsinnretning.

Utbyggingsløsninger

Samlet ressursmengde og type ressurser i områdene bestemmer hvilke utbyggingsløsninger som velges. Samordnede løsninger er lagt til grunn der dette er mest lønnsomt.

Rene gassfunn føres enten til land for prosessering og videre transport til Haltenbanken, eller komprimeres på skip offshore og føres videre til Haltenbanken.

Oljefunn (med assosiert gass) føres enten til land eller prosesseres og lastes offshore. Den assosierte gassen reinjiseres i oljefeltet dersom det ikke er landanlegg for gass i området.

Velges ilandføring av både olje og gass, forutsettes en integrert løsning med havbunnsseparasjon, hvor væske og gass går i separate rør til land. På land skilles vann fra olje, og vannet transporteres tilbake til feltene for injeksjon. Oljen transporteres i skip fra landanlegget, mens gassen føres i rør til Haltenbanken for videre eksport.

Et mulig landanlegg og tilhørende offshore havbunnsutbygging er illustrert i figur 22 og 23. Offshore utbyggingsløsning for oljefunn er vist i figur 24.

Priser, kostnader og diskonteringsfaktor

Olje- og energidepartementets prisprognoser for olje og gass er lagt til grunn for beregningene. På kort sikt ligger oljeprisprognosen på vel \$ 80 per fat, stigende mot \$ 97 per fat i 2030. For regnetekniske formål er det lagt til grunn en valutakurs på 6 NOK/USD. Olje- og energidepartementets oljeprisprognose er på linje med prognosene til andre aktører som utarbeider prisanslag. Basert på denne oljeprisen er det lagt til grunn en gassprisprognose på kr 1,78 per Sm³ i 2010, og deretter en noe stigende prognose fram mot 2030. For å illustrere usikkerhet i prisprognosen, er sensitiviteter på +/- 30% benyttet. Prisene er realpriser målt i 2010-kroner.

For lete-, utbyggings- og driftskostnader er kostnadsnivået i 2010 lagt til grunn.

Det er videre lagt til grunn en realrente på fire prosent ved beregningene.

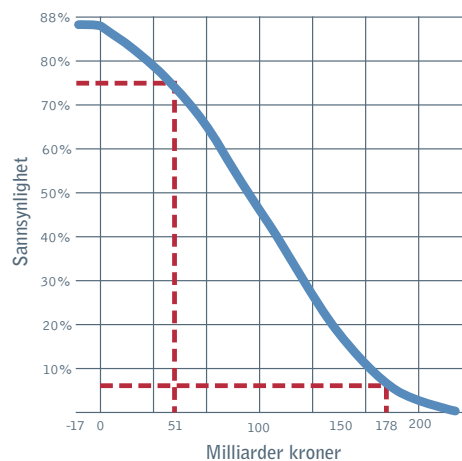
Verdianslag basert på en statistisk beregningsmodell (stokastisk metode)

Forventet brutto salgsverdi for de totale olje- og gassressursene er beregnet til om lag 600 milliarder kroner. Lønnsomheten (forventet nåverdi) er beregnet til om lag 105 milliarder kroner. Den kumulative sannsynlighetsfordelingen i figur 25 (blå linje) viser at sannsynligheten for positiv verdi er om lag 88 prosent. Videre viser figuren at det er 75 prosent sannsynlighet for at verdien er 51 milliarder kroner eller mer og at det er fem prosent sannsynlighet for at verdien er 178 milliarder kroner eller mer. Disse tallene er naturlig nok svært følsomme for de prisforutsetninger for olje og gass som er lagt til grunn.

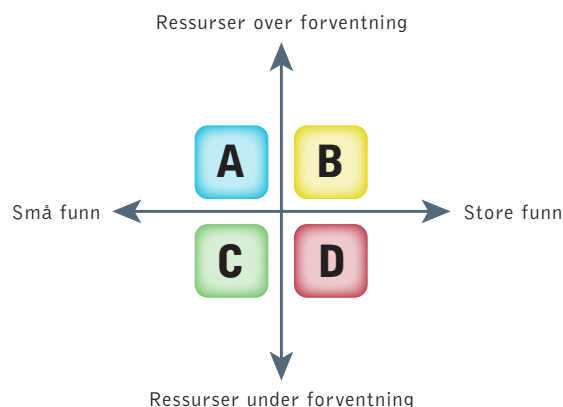
Den negative verdien reflekterer at det bores flere letebrønner uten at det har vært mulig å finne tilstrekkelige volumer til en lønnsom utbygging. Sannsynligheten for negative verdier er om lag 12 prosent.

Det er også beregnet lønnsomhet med endring i prisforutsetningene (+/- 30 prosent). Samlet forventet verdi for de totale ressursene er beregnet til om lag 150 milliarder kroner med en høy prisbane, og om lag 60 milliarder kroner med en lav prisbane.

Samlet forventet verdi uten diskontering er beregnet til om lag 480 milliarder kroner.



Figur 25. Verdianslag for områdene basert på letemodellanalyse.



Figur 26. Scenariokryst.

Verdianslag basert på framtidssbilder

OD har utarbeidet fire framtidssbilder. Hensikten med disse er å få fram verdier som følge av stegvise utforsknings- og utbyggingsbeslutninger. Framtidssbildene gir også en bedre visualisering av usikkerheten enn den stokastiske metoden.

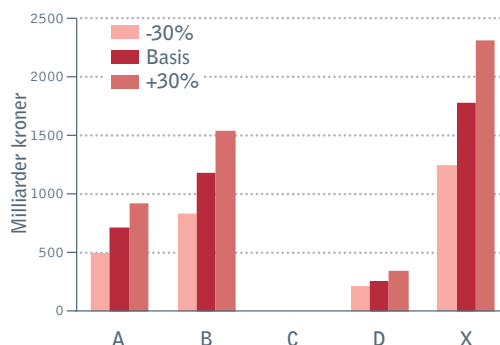
I utarbeidelsen av disse framtidssbildene er hovedvekten lagt på funnstørrelse (store funn eller små funn) og ressursmengde (over eller under forventning). Prisutviklingen for olje og gass er tatt for gitt. Strukturen i framtidssbildene er framstilt i figur 26.

Hvert enkelt framtidssbilde representerer mulige utfall for hva som kan inntreffe innenfor ODs ressursfordeling. I tillegg presenteres et "wild card"-scenario (X) helt i ytterkant av usikkerhetsspennet for ressursfordelingen. Dette reflekterer et tilfelle der de to letemodellene med størst ressurspotensial bekreftes. Hvert framtidssbilde er skrevet ut som en kort fortelling om veien fra i dag og fram til 2030. Ressurser etter 2030 er forutsatt fasett inn og produsert i den infrastrukturen som er til stede i 2030, etter hvert som det er ledig kapasitet.

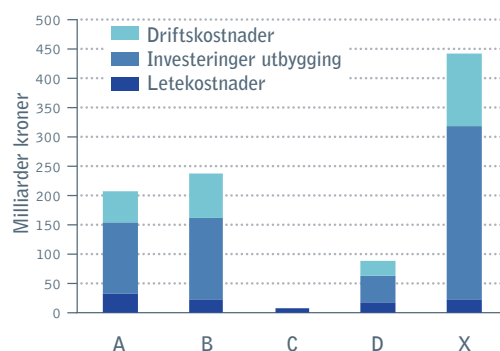
Forventet brutto salgsverdi for totale olje- og gassressurser er beregnet for hvert framtidssbilde. Denne varierer fra null kroner (framtidssbildet C) til om lag 1800 milliarder kroner for scenario X (figur 27). Figur 28 illustrerer lete-, investerings- og driftskostnadene for hvert framtidssbilde. De totale kostnadene varierer fra 7 milliarder kroner til om lag 440 milliarder kroner. Dette kan gi en indikasjon på aktivitetsnivået knyttet til petroleumsvirksomheten, inkludert grunnlaget for ringvirkninger i regionen.

Lønnsomheten av petroleumsressursene varierer mellom -7 milliarder kroner for framtidssbildet med minst ressurser (framtidssbildet C) til om lag 650 milliarder kroner for "wild card"-scenario X (figur 29). Beregningene viser et stort spenn i verdianslaget for petroleumsressursene i områdene, noe som reflekterer den store usikkerheten i estimeringen av ressursene.

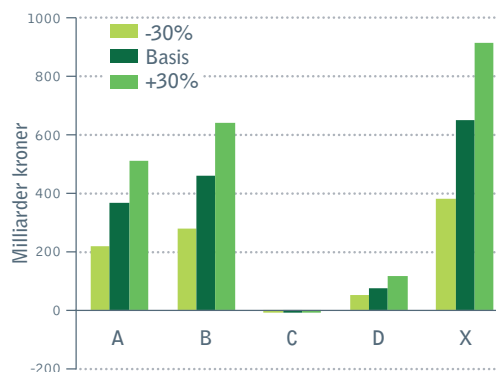
En del av usikkerheten rundt geologien kan avklares over tid ved boring av letebrønner. Utforskning vil avklare om vi beveger oss i retning av framtidssbilde A, B, C, D eller kanskje scenario X. Dette skaper muligheter, eller opsjoner, ved at beslutninger kan tas stegvis og tilpasset ny informasjon. Verdien av slike opsjoner kan være betydelige og bør tas hensyn til i utforskningen. Fornuftig ressurspolitikk er derfor å gå stegvis fram, slik at eventuelle opsjonsgevinster kan realiseres.



Figur 27. Brutto salgsverdier for olje og gass for de ulike framtidssbildene.



Figur 28. Lete-, investerings- og driftskostnader for de ulike framtidssbildene.



Figur 29. Verdianslag (nåverdi) for de ulike framtidssbildene.

A – Høyt ressursutfall og små funn

Mange - men små funn i klynger

Nordland VI: Området åpnes for leting i 2014, og den første brønnen bores samme år. Funnraten er høy, men funnene er små. Innen 2024 er det gjort åtte funn. De ligger i klynger - konsentrert i to avgrensede områder. Samlede utvinnbare ressurser er 45 millioner Sm³ olje og 30 milliarder Sm³ gass.

Troms II: Leting starter i 2015. Innen 2024 er det gjort sju mindre funn. De er små og ligger også her i klynger. De samlede påviste utvinnbare ressursene er 40 millioner Sm³ olje og 25 milliarder Sm³ gass. I perioden 2024-2030 blir det gjort flere små funn i området.

Nordland VII: Innen 2030 gjøres det to funn på totalt 20 millioner Sm³ o.e. Dette er ikke tilstrekkelig for å få til en lønnsom utbygging. Det er imidlertid fortsatt optimisme til å lete mer i området.

Til sammen blir det funnet 370 millioner Sm³ i områdene, inkludert funn etter 2030.

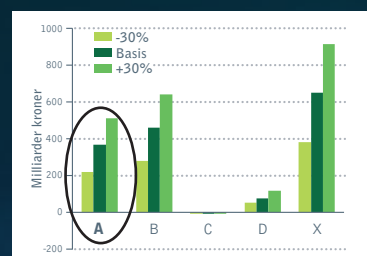
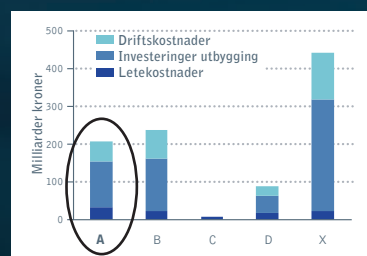
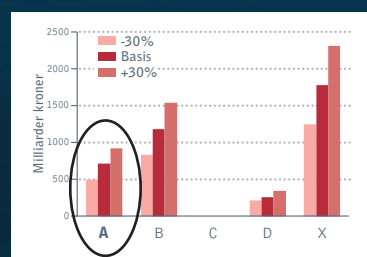
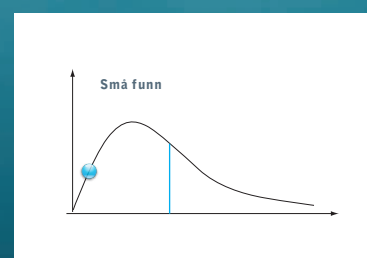
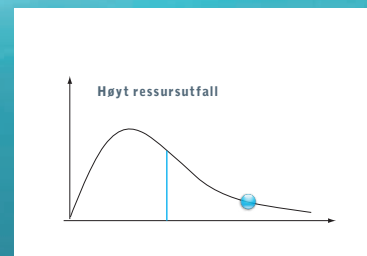
Havbunnsinstallasjoner i klynger med landanlegg

Mange små funn gjør at det er utfordrende å finne gode utbyggingsløsninger. Endelig beslutning om å bygge ut funnene i Nordland VI og Troms II blir fattet i 2024. Funnporteføljen gjør at det etableres ett felles integrert landanlegg for prosessering. Funnene bygges ut med overtrålbare havbunnsrammer. Olje og gass separeres og føres i atskilte rør til landanlegget. Produsert vann føres tilbake og injiseres i reservoaret som trykkstøtte. Gassen føres i rør til Haltenbanken. Oljen skipes ut fra landterminalen.

Det blir stadig gjort nye funn i årene framover. Alle funn etter 2024 i Nordland VI, Nordland VII og Troms II fases inn i den etablerte infrastrukturen i området.

Lang tid å realisere verdiene

Scenario A gir en brutto salgsverdi for olje og gass på om lag 700 milliarder kroner. Små funn, lang modningstid og mange letebrønner gir en netto nåverdi på om lag 365 milliarder kroner.



B – Høyt ressursutfall og store funn

Flere store funn utenfor Lofoten og Vesterålen

Nordland VI: I 2014 blir det første oljefunnet gjort. Fram mot 2030 blir det gjort ytterligere fire funn. I alt blir det i perioden funnet 150 millioner Sm³ olje og 27 milliarder Sm³ gass.

Troms II: Første oljefunn gjøres i 2016. I perioden fram mot 2027 blir det i alt gjort tre større oljefunn på til sammen 100 millioner Sm³ og et gassfunn på 25 milliarder Sm³. I tillegg gjøres flere små olje- og gassfunn.

Nordland VII: Det gjøres flere små og spredte funn, men det kommer ingen avklaring i forhold til utbygging innen 2030.

Til sammen blir det funnet om lag 370 millioner Sm³ o.e. i områdene, inkludert funn etter 2030.

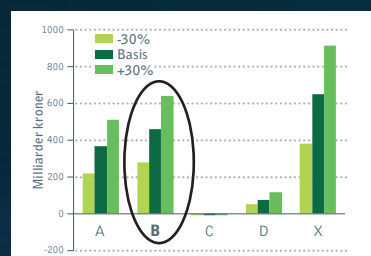
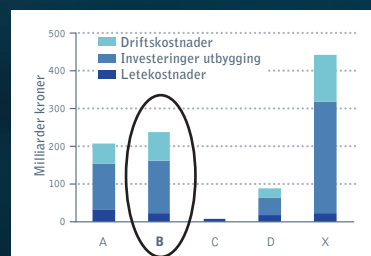
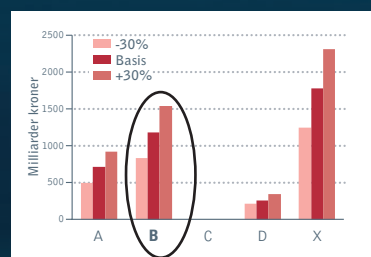
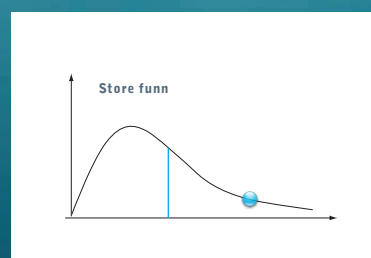
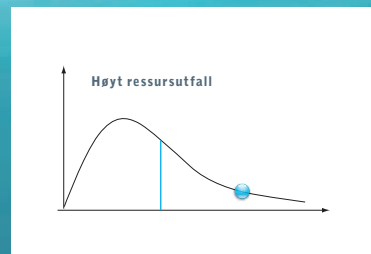
Havbunnsløsninger og stort landanlegg

Ressursene viser seg å ligge over ODs forventning fra 2010. Dette gir grunnlag for ilandføring. Konseptet som blir valgt er et stort olje- og gassanlegg.

Funnene bygges ut med overtrålbare havbunnsløsninger. Olje- og gasstrømmen sendes i hvert sitt rør til landterminalen. Gassen transporteres til eksisterende infrastruktur på Haltenbanken, mens oljen skipes ut fra landterminalen.

Store verdier

Scenario B gir en brutto salgsverdi for olje og gass på om lag 1200 milliarder kroner. Store funn gjør at det tar kortere tid å modne fram utbyggingsløsninger. De store funnene medfører også at det velges utbyggingsløsninger med stor kapasitet. Dette, i tillegg til behov for færre letebrønner, gir en netto nåverdi på om lag 460 milliarder kroner.



C – Lavt ressursutfall og små funn

Få og små funn utenfor Lofoten og Vesterålen

Nordland VI: Det bores en tørr brønn i utvinningstillatelse 219 i 2014. Deretter bores det flere tørre brønner. Fram mot 2030 gjøres det likevel flere funn, men funnene er små og ligger så spredt at de er vanskelige å samordne i en utbygging. Jakten på det store funnet fører til enkelte letebrønner også etter 2030.

Troms II: Den første letebrønnen bores i 2015. Fram til 2022 blir det gjort to små oljefunn og et lite gassfunn. På grunn av at det bare gjøres små funn, blir det pause i letingen fra 2022.

Nordland VII: Fram til 2030 bores det fem brønner. Det gjøres funn, men funnene er svært små og forsvare ingen utbygging.

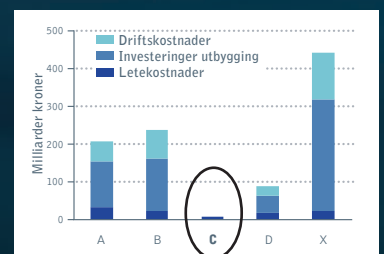
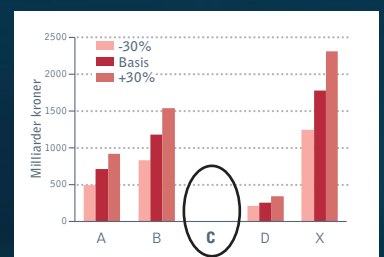
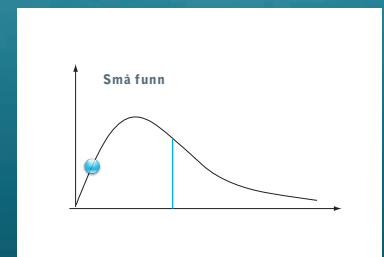
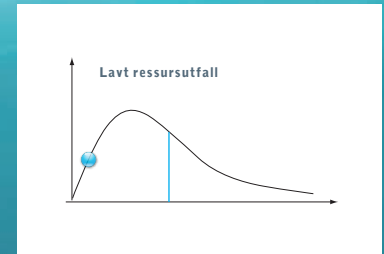
Til sammen blir det funnet om lag 75 millioner Sm³ o.e i områdene, inkludert funn etter 2030.

Ingen utbygginger

Funnene i Nordland VI og Troms II er små og ligger så spredt at utbygging ikke er lønnsomt, verken selvstendig eller samordnet.

Bare kostnader

Det er brukt om lag 7 milliarder kroner på leting. Funnene som er gjort, har ikke ført til noen utbygging. Letingen har imidlertid gitt geologisk informasjon som vil være viktig for videre utforskning.



D – Lavt ressursutfall og store funn

To store funn

Nordland VI: Det bores en tørr brønn i utvinningstillatelse 219 i 2014. Det bores flere tørre brønner i årene som kommer, men i 2017 blir det gjort et oljefunn på om lag 30 millioner Sm³ o.e. Dette skaper ny optimisme. Flere letebrønner bores, uten at det blir gjort flere lønnsomme funn i Nordland VI.

Troms II: Første brønn i området bores høsten 2015. Denne viser seg å være tørr. Etter flere tørre brønner i området, blir det i 2023 gjort et gassfunn på om lag 20 milliarder Sm³ gass. Flere brønner bores i området, men ingen gir lønnsomme funn.

Nordland VII: Fram til 2030 bores det fem brønner. Resultatene er skuffende. Ingen lønnsomme funn blir gjort.

Til sammen blir det funnet om lag 75 millioner Sm³ i områdene, inkludert funn etter 2030.

Offshore utbygging

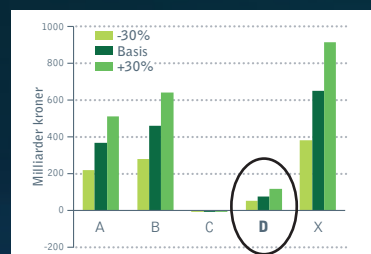
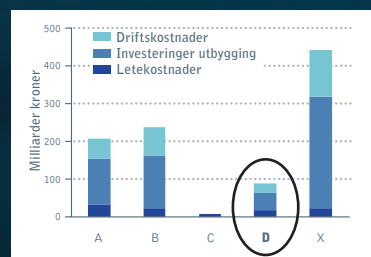
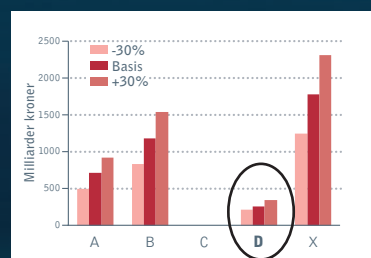
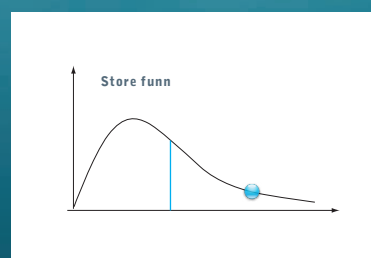
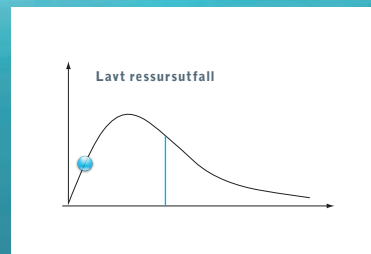
Nordland VI: I 2024 tas det beslutning om utbygging av oljefunnet i Nordland VI. De samlede ressursene er for små til å forsvare ilandføring. Derfor velges en flytende produksjonsinnretning på feltet. Assosiert gass blir injisert tilbake til reservoaret sammen med det produserte vannet fra feltet. Injeksjonen bidrar til å øke oljeutvinningen.

Troms II: I 2027 tas det beslutning om å bygge ut gassfunnet med et skip der gassen komprimeres. Gassen skipes til Haltenbanken for videre prosessering og transport.

Nordland VII: Det foretas ingen beslutning om utbygging av funn i Nordland VII i perioden fram mot 2030.

Begrensede ressurser

Begrensede ressurser gir begrensede verdier. Brutto salgsverdi for olje og gass er om lag 260 milliarder kroner, og netto nåverdi er estimert til om lag 75 milliarder kroner.



X

Nordland VI: Det bores en brønn i utvinningstillatelse 219 i 2014 der det blir gjort et mindre funn. Prospektiviteten i området bekreftees av neste brønn som blir boret i nytt lisensiert område i 2015. Brønnen gir et stort oljefunn - om lag 100 millioner Sm³ o.e. I 2017 bekreftees en ny letemodell i området. Det blir gjort et nytt oljefunn på om lag 100 mill Sm³ o.e. De neste letebrønnene i området fram mot 2030 gir flere oljefunn som kan knyttes opp mot det første oljefunnet.

Troms II: Første brønn bores i 2015. Denne gir et større gassfunn på om lag 40 mrd Sm³ gass. Fram mot 2024 gir leting flere gassfunn av denne størrelsen som kan danne grunnlag for en felles utbyggingsløsning.

Nordland VII: Innen 2026 blir det gjort et mindre oljefunn og et oljefunn på om lag 45 millioner Sm³ o.e. Senere gjøres flere olje- og gassfunn opp mot denne størrelsen.

Til sammen blir det funnet om lag 550 millioner Sm³ i områdene (som tilsvarer vel 3,5 milliarder fat).

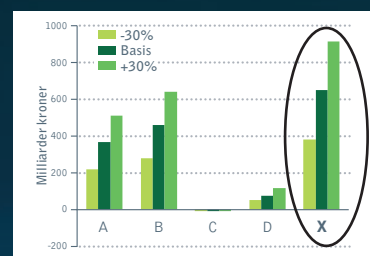
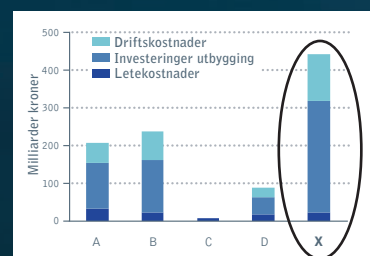
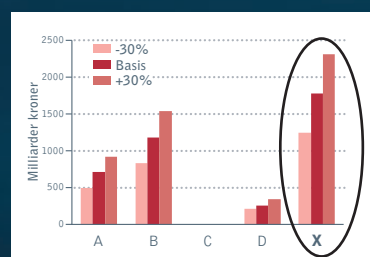
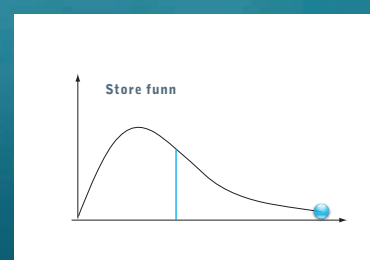
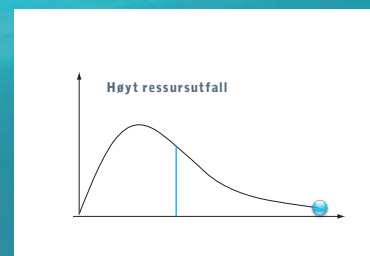
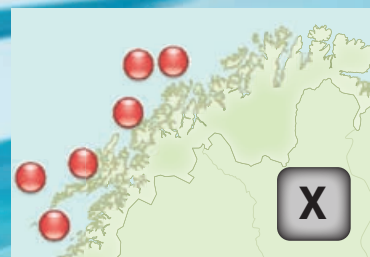
Flere store funn - krever stor kapasitet på land

Flere store funn medfører et stort integrert landanlegg. Store ressurser sikrer langsiktig kapasitetsutnyttelse.

Funnene bygges ut med overtrålbare havbunnsløsninger. Olje- og gasstrømmen sendes i hvert sitt rør til landterminalen. Gassen transporteres til eksisterende infrastruktur på Haltenbanken, mens oljen skipes ut fra landterminalen.

650 milliarder

Store ressurser gir store verdier. Brutto salgsverdi for olje og gass er om lag 1800 milliarder kroner og netto nåverdi er estimert til om lag 650 milliarder kroner.



Ansvarlig utgiver:

Oljedirektoratet

Professor Olav Hanssensvei 10,

postboks 4003 Stavanger

Telefon: +47 51 87 60 00

E-post: postboks@npd.no

www.npd.no



Design/layout:

Helge Steinnes, Kristian Høiland,

Visual Communication

Kart og figurer: Runa Goa,

Oljedirektoratet

Omslagsgrafikk: Morten Sand,

Oljedirektoratet

Trykkeri:

Kai Hansen, Stavanger

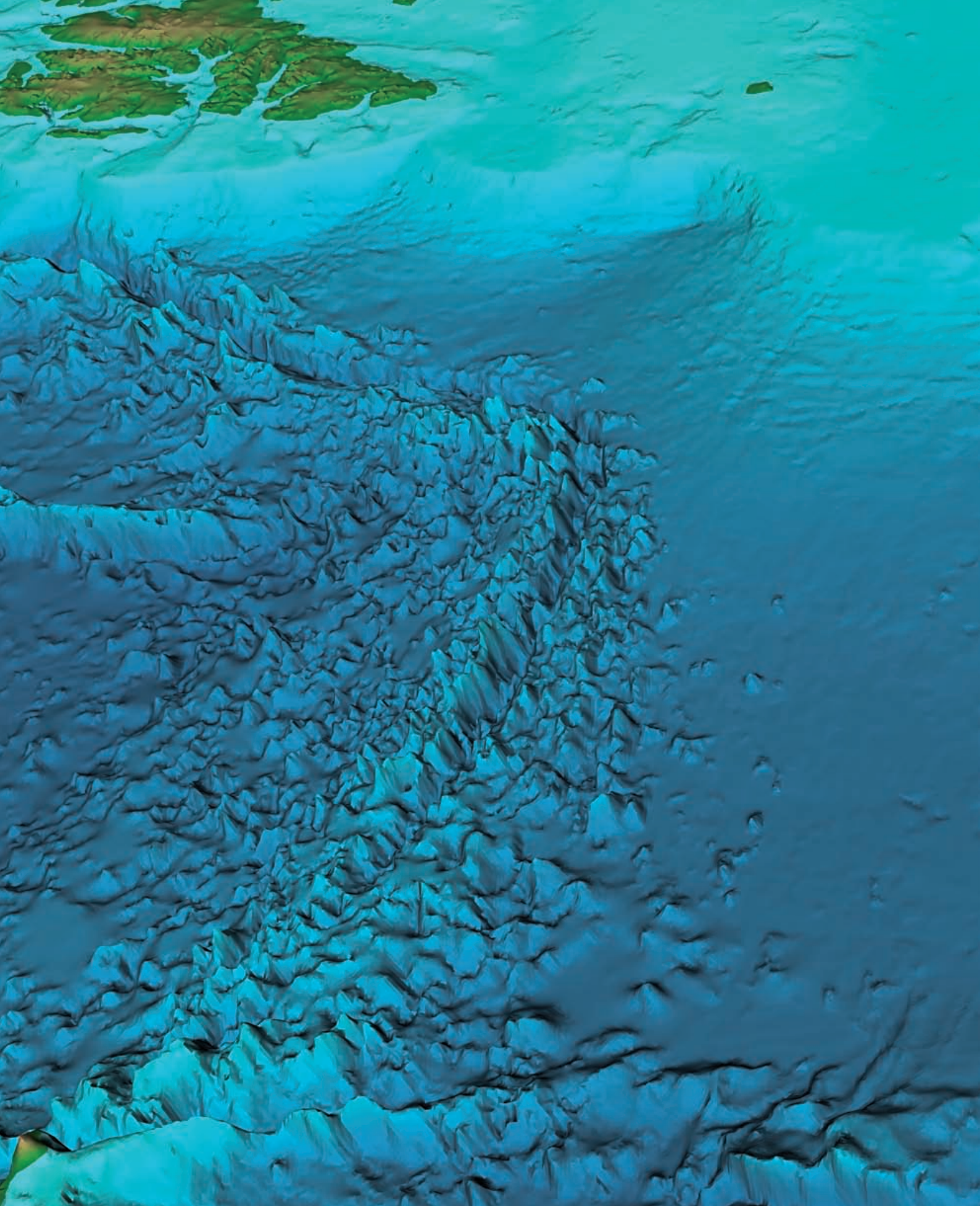
Mer omfattende rapporter om petroleumsressursene og verdien av disse vil bli offentliggjort i månedskiftet april/mai 2010.

Denne rapporten ligger på ODs nettside www.npd.no



OLJEDIREKTORATET





www.npd.no



OLJEDIREKTORATET

