

Geofaglig vurdering av petroleums-
ressursene i havområdene utenfor
Lofoten, Vesterålen og Senja



OLJEDIREKTORATET



INNHold

Sammendrag

1	Innledning	3
1.1	Konsesjonspolitikk og utforskingshistorie	3
2	Database, datainnsamling og -prosessering	8
2.1	Datainnsamling før 2007	8
2.2	Ny datainnsamling i 2007-2009	9
2.3	Innsamling av 2D- og 3D-seismikk.....	10
2.4	Fiskeriaktiviteter under innsamling.....	10
2.5	Prosessering av de seismiske dataene.....	11
2.6	Prosesseringstekniske utfordringer.....	11
2.7	Elektromagnetiske data	11
2.8	Gravimetriske og magnetiske data.	12
2.9	Stratigrafisk prøvetaking	13
3	Regionalgeologi og petroleumsgeologi.....	16
3.1	Platetektonikk og strukturelementer.....	16
3.2	Stratigrafi og paleogeografi: Landskap og sedimentære avsetninger i trias, jura, kritt og paleogen	23
3.3	Erosjonshistorie	31
3.4	Petroleumsgeologi	35
3.5	Letemodeller.....	41
3.6	Observasjoner av hydrokarboner.....	47
4	Områdekartlegging.....	49
4.1	Sokkelen sør og vest for Lofoten (Nordland VI og sørlige del av Nordland VII).....	49
4.2	Sokkelen vest for Vesterålen (nordlige del av Nordland VII).....	51
4.3	Sokkelen nord for Andøya (Troms II).....	52
4.4	Kontinentalskråningen og dyphavsområdene.....	56
4.5	Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V.....	57
4.6	Eggakanten	60
5	Ressurser i prospekter	66
5.1	Reservoar- og fluidparametre	66
5.2	Resultater av prospektevalueringen.....	72
6	Totalressurser beregnet fra letemodellanalyse	74

Referanser

Forkortelser

Vedlegg 1: Marin refleksjonsseismikk

Vedlegg 2: Elektromagnetisk datainnsamling

SAMMENDRAG

Rapporten presenterer status for Oljedirektoratets (OD) datainnsamling og evaluering av petroleumssressursene i Vestfjorden, uåpnet del av Nordland V, Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Eggakanten (figur 1.2). Det er redegjort for tolkningsarbeidet og metodene som er brukt for å gi et godt faglig basert anslag for de totale petroleumssressursene i disse områdene.

Det er god seismisk datadekning med et tett nett av regional 2D-seismikk i så godt som hele det undersøkte området, med unntak av Vestfjorden, uåpnet del av Nordland V og i dyphavet (kapittel 2). I deler av de antatt mest prospektive områdene i Nordland VI er det samlet inn 3D-seismikk av oljeindustrien. I Nordland VII og Troms II har OD samlet inn både 2D- og 3D-seismikk for å få mer kunnskap om ressurspotensialet. Det er boret to letebrønner og flere grunne stratigrafiske hull i områdene som er evaluert (figur 1.2). Det geologiske rammeverket for den mest petroleumrelevante delen av lagrekken er rimelig godt fastlagt. Tolkningen av dataene er imidlertid stedvis vanskelig på grunn av kraftig strukturering, og stedvis på grunn av dårlig seismisk datakvalitet. Nærmeste funn er gjort i boringene 7019/1-1 i nord og 6608/11-4 i sør, og de viktigste letemodellene er ikke bekreftet ved boring.

Lofoten-Vesterålen og den tilhørende kontinentalsokkelen mellom Bivrostlineamentet og Senjabruddsonen utgjorde en høyde i trias-jura (kapittel 3). Høyden ble oversvømmet i mellom- og senjura og sank deretter dypt inn i tidligkritt. I senkritt og paleogen ble det meste av høydeområdet løftet opp på grunn av de platetektoniske bevegelsene mellom Grønland og Skandinavia. Området har vært utsatt for erosjon fra paleogen fram til nåtid. Det er påvist gode midtre jura reservoarbergarter med antatt regional utbredelse. Paleocene sandsteiner med gode egenskaper forekommer i Nordland V og Nordland VI. Eventuelle reservoarbergarter i kritt vil ventelig være tynnere, mer lokale og ha dårligere egenskaper. Øvre jura kildebergarter ser ut til å ha en regional utbredelse, og kan ha betydelig tykkelse i bassengområdene.

Petroleumsgeologisk skiller det undersøkte området seg fra den nordlige delen av Norskehavet bl.a. ved at det i hovedsak har vært utsatt for erosjon i de siste 40-50 millioner år, mens Norskehavet sank inn i den samme perioden. Petroleumssystemene på kontinentalsokkelen utenfor Lofoten-Vesterålen er dermed under nedkjøling, mens de er under oppvarming i Norskehavet. Nedkjølingen antas å påvirke ressurspotensialet negativt, noe som er påvist i store deler av Barentshavet. Effektene av nedkjøling kan imidlertid være begrenset fordi det er forholdsvis store områder utenfor Lofoten-Vesterålen som står i forbindelse med bassenger som fortsatt har tilstrekkelig temperatur til at hydrokarboner kan dannes. Petroleumsgeologien i Nordland VII og Troms II kan kanskje best sammenliknes med forholdene i Troms-Finnmark- og Ringvassøy-Loppa-forkastningskompleksene (figur 3.2), der det er gjort noen gassfunn. Nordland VI har ikke noen like klar analog.

Det er kartlagt til sammen 50 prospekter i områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II (kapittel 5). I Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V er datadekningen for dårlig til at prospekter kan kartlegges. Det ble gjennomført prospektevalueringer, der ressursene i hvert prospekt er beregnet som en sannsynlighetsfordeling, og funnsannsynligheten er anslått. Parametre og metoder for ressursberegningene er beskrevet i rapporten. Ressursene i prospektene i Nordland VI er vurdert som større enn i Nordland VII og Troms II.

Totalvolumene av hydrokarboner er beregnet ved hjelp av letemodellanalyse (kapittel 6). En antar da at alle letemodellene i området er kjent, men at det er mange prospekter som ennå ikke er identifisert. I dette arbeidet er det definert en ny letemodell for oppsprukket grunnfjell,

og utbredelsen av flere andre letemodeller er revidert. I tillegg til de kartlagte prospektene legges det inn postulerte prospekter i modellene. Størrelsesfordelingen av de kartlagte og postulerte prospektene viser en størrelsesfordeling som er typisk for petroleumsforekomster i godt kjente bassenger. Det legges også inn geologisk betingete funnsannsynligheter for de postulerte prospektene. Resultatet av beregningen er et totalvolum oppgitt som en statistisk usikkerhetsfordeling.

De samlede (totale) utvinnbare ressursene er beregnet til 202 millioner Sm^3 o.e. med et usikkerhetsspenn mellom 76 og 371 millioner Sm^3 o.e. (90 % konfidensintervall). Dette betyr at det ifølge analysen er 95 prosent sikkert (P95) at ressursene er 76 millioner Sm^3 o.e. eller mer, og fem prosent sikkert (P05) at ressursene er 371 millioner Sm^3 o.e. eller mer. Hvert eneste totalvolum i en slik ressursfordeling svarer til et antall funn der noen er store og noen er små.

En beregning av totalpotensial ved hjelp av letemodellanalyse kan en se på som en god metode for å sammenlikne områder. Dette kan også være et godt utgangspunkt for å indikere verdipotensialet dersom området en ser på er tilstrekkelig stort. ODs vurdering er at datagrunnlaget for vurderingen av områdene Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Eggakanten er tilstrekkelig til å gjøre en analyse av denne typen. Nye eller forbedrede data og mer geologisk tolkningsarbeid vil gi mer kunnskap og forståelse og bidra til å redusere usikkerheten i vurderingene.

1 INNLEDNING

Bakgrunn for arbeidet

Forvaltningsplanen ”Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten” (FLB) ble lagt fram for Stortinget i Stortingsmelding nr. 8 (2005-2006) i 2006. Den beskriver rammene for petroleumsaktivitet for områdene i det sørlige Barentshavet og Nordland VI, VII, Troms II og Eggakanten.

Da Stortinget behandlet helhetlig forvaltningsplan for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten og Vesterålen på forsommeren i 2006, ble det besluttet at det ikke skulle igangsettes petroleumsvirksomhet i Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Eggakanten i stortingsperioden.

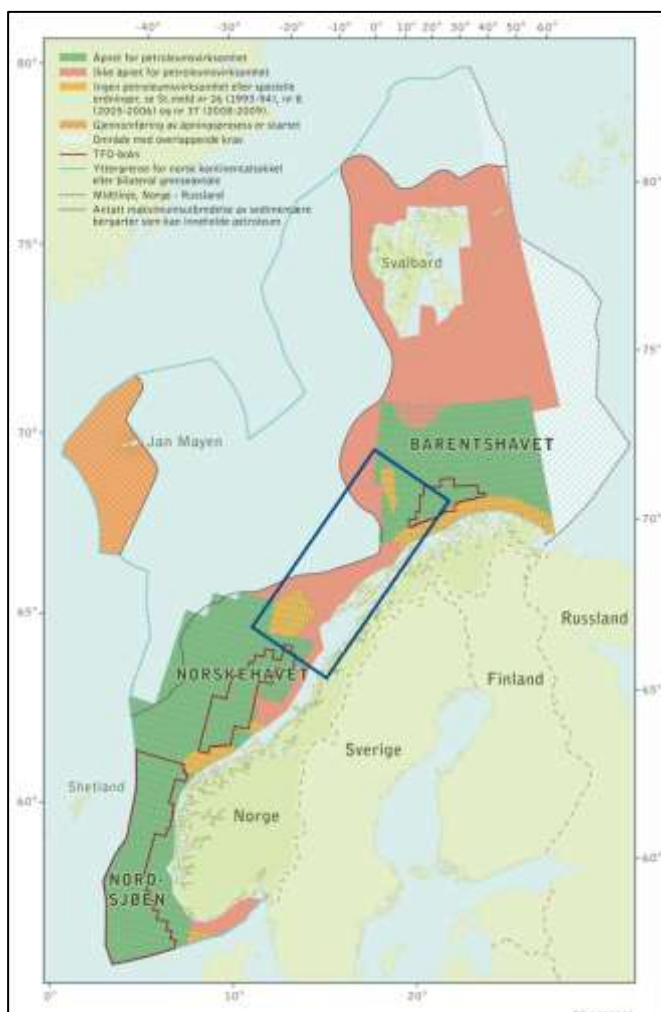
I forbindelse med stortingsbehandlingen fikk OD i oppdrag å bidra til å styrke kunnskapen om mulige petroleumsressurser i Nordland VII og Troms II. Dette er områder som aldri tidligere har vært åpnet for petroleumsvirksomhet, men helt siden 1969 har det vært samlet inn seismikk i områdene. Ny kunnskap fra OD er en del av kunnskapsgrunnlaget når politikerne skal behandle revidert forvaltningsplan i 2010/2011.

Stortingsvedtaket om kartlegging av mulige petroleumsressurser ble fulgt opp med bevilgninger på til sammen 410 millioner kroner over tre år. Sommeren 2007, 2008 og 2009 samlet OD inn både 2D-seismikk, 3D-seismikk og andre data om undergrunnen. Basert på disse nye dataene og tidligere innsamlede data, har OD kartlagt områdene og beregnet ressurspotensialet. Resultatet er oppsummert i rapporten ”Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja”, som ble overlevert til olje- og energiministeren 16.4.2010. Rapporten er tilgjengelig på ODs nettside www.npd.no.

Hensikten med denne rapporten er å presentere de geologiske vurderingene som ligger til grunn for evaluering av ressursene. Det vil alltid være betydelig usikkerhet knyttet til en slik ressursevaluering i et område der det ikke har vært omfattende leteaktivitet tidligere. Målet med denne rapporten er å dokumentere faktagrunnlaget for beslutninger som skal tas og at fagmiljøene skal være godt kjent med tolkningene, metodene og antakelsene som er benyttet for å komme fram til ODs ressursanslag og usikkerhetsspenn.

1.1 Konesjonspolitikk og utforskingshistorie

Figur 1.1 gir en oversikt over status for områder på norsk kontinentalsokkel.



Figur 1.1. Arealstatus for norsk sokkel. Områdene som er evaluert ligger innenfor det blå rektangelet.

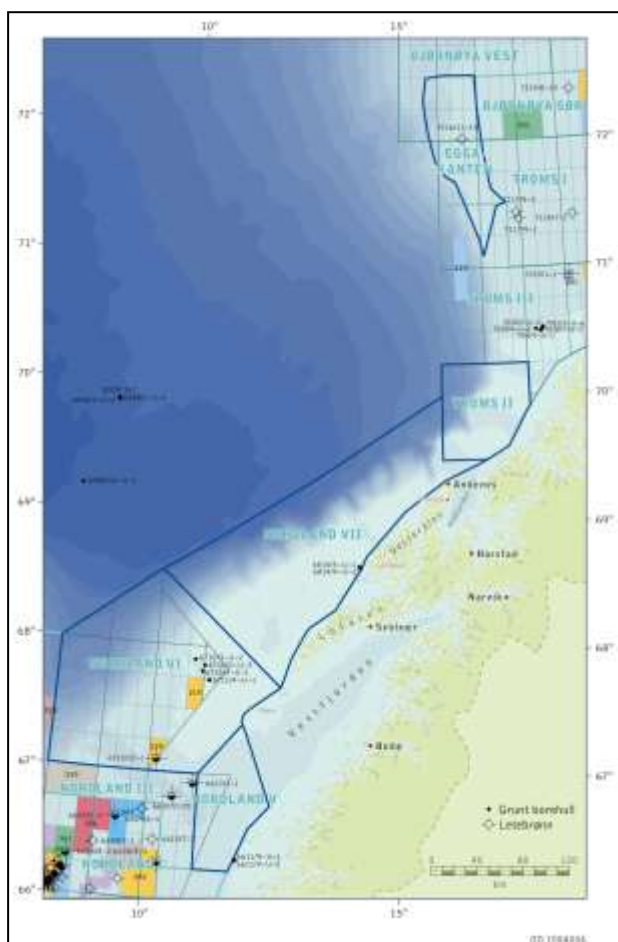
Det er Stortinget som, etter forslag fra regjeringen, beslutter om nye områder skal åpnes for petroleumsvirksomhet. Allerede tidlig på 1970-tallet ble åpning av områder nord for 62° N diskutert (St.meld. nr. 76 (1970-71)). I St. meld. nr. 81 (1974-75) ble det lagt fram en strategi for utlysning av de første blokkene nord for 62° N. Spørsmålet om å starte petroleumssundersøkelser nord for 62° N ble behandlet i en rekke stortingsmeldinger i årene etter dette. St. meld. nr. 91 (1975-76), St.meld. nr. 57 (1978-79) og St. meld. nr. 46 (1979-80) 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. 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. I perioden 1980 – 85 ble det tildelt flere utvinningstillatelser i nord.

Da Stortinget behandlet Stortingsmelding nr. 26 (1993-94), ble det vedtatt spesielle vilkår for den sentrale delen av Nordland VI (figur 1.2), se omtale senere i dette kapittelet. I 2001 stanset regjeringen aktiviteten i hele Nordland VI og de åpnete delene av Barentshavet i påvente av "Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten-Barentshavet" (ULB). I perioden 2002-2003 ble dette utredningsarbeidet gjennomført. I desember 2003 besluttet regjeringen å gjenåpne de midlertidig stengte områdene i

Barentshavet Sør for helårig petroleumsvirksomhet, med visse unntak. De tidligere åpne delene av Nordland VI forble lukket i påvente av forvaltningsplanen "Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten" (FLB).

Forvaltningsplanen 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 (figur 1.2). 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 1.2. Kartet viser områder som OD har evaluert i forbindelse med oppdateringen av forvaltningsplanen. I tillegg til områdene som er markert med blå ramme inngår Vestfjorden i de vurderte områdene. I Nordland V er kun uåpnet del inkludert. Kartet viser også vandyp, grunnlinjen, utvinningstillatelser med tillatelsesnummer, letebrønner og grunne borehull.

Utforskningshistorien til de aktuelle områdene

Vestfjorden

Vestfjorden har aldri vært vurdert for petroleumsvirksomhet. På 1970-tallet og i 1987 ble det samlet inn spredte seismiske linjer.

Nordland V

Nordland V var en del av området som ble konsekvensutredet i forbindelse med St. meld. nr. 26 (1993-94) (se figur 7.2 i nevnte melding), men det ble valgt å la være å åpne den kystnære delen av utredningsområdet for petroleumsvirksomhet. Dette innebærer at fem blokker/deler av blokker har vært åpne for petroleumsvirksomhet innenfor Nordland V.

Nordland VI

Da Stortinget behandlet St. meld. nr. 26 (1993-94), ble de vestligste delene av Nordland VI åpnet for petroleumsvirksomhet, mens de østlige delene forble uåpnet. Det ble vedtatt spesielle vilkår for den sentrale delen av Nordland VI. Her ble det gitt anledning til å bore maksimalt seks letebrønner, før spørsmålet om åpning for letevirksomhet eventuelt skulle tas opp med Stortinget på nytt. To utvinningstillatelser ble tildelt i 1996, tillatelse 219 i blokk 6710/6 og tillatelse 220 i blokk 6710/10. Det ble samlet inn 3D-seismikk i området, og i 2000 ble undersøkelsesbrønn 6710/10-1 boret. Brønnen var tørr. Begge tillatelsene gjelder fortsatt, men det har ikke vært aktivitet i området siden 2001.

Nordland VII

Konsekvensutredningen for midtnorsk kontinentalsokkel ble ferdigstilt høsten 1993. Ved Stortingets behandling av St. meld. nr. 26 (1993-94) "Utfordringer og perspektiver for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen" i 1994, ble deler av Nordland VI åpnet for petroleumsvirksomhet. Nordland VII ble ikke åpnet.

Troms II

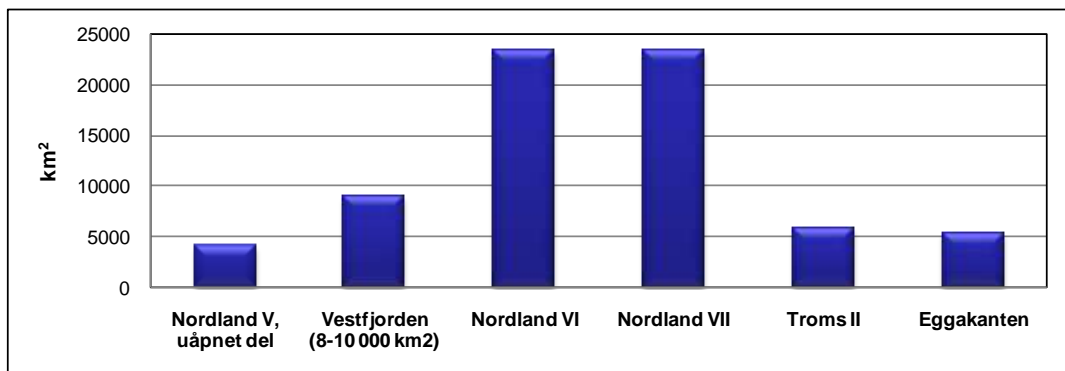
I St.meld. nr. 81 (1974-75) var Troms II ett av to områder som ble vurdert for oppstart av petroleumsaktivitet i Barentshavet. Det ble imidlertid ikke anbefalt å gå videre med dette området, blant annet av fiskerimessige hensyn. De første blokkene i Barentshavet ble lyst ut i området Troms I i 1979.

Midt på 1980-tallet var det igjen aktuelt å sette i gang med petroleumsvirksomhet i Troms II, og en konsekvensutredning ble derfor igangsatt. Denne ble ferdigstilt i 1985. Også denne gangen ble det valgt å la være å åpne Troms II for petroleumsaktivitet: "Det er ønskelig å skaffe til veie ytterligere informasjon om geologien i området, og om de virkninger en letevirksomhet her kan ha blant annet for fisk og miljø." (St meld. nr. 79 1984-85).

St.meld. nr. 40 (1988-89) omhandler åpning for leteaktivitet i Barentshavet Sør, inkludert Troms II. Petroleumsloven som ble vedtatt i 1985 krever konsekvensutredning av områder som planlegges åpnet for petroleumsaktivitet (§ 3-1). Konsekvensutredningen for Barentshavet Sør forelå sommeren 1988. Det ble vedtatt å åpne hele Barentshavet Sør for leteaktivitet, med unntak av Troms II.

Eggakanten

Eggakanten brukes her som en betegnelse på området vest i Barentshavet Sør som ble lukket etter Stortingets behandling av ULB i 2003. Utvinningstillatelse 221 var blitt tildelt i dette området i 1997. Rettighetshaverne boret en tørr letebrønn (7216/11-1 S) i 2000. Utvinningstillatelsen ble tilbakelevert i 2002.



Figur 1.3. Areal per område som inngår i evalueringen. Vestfjorden er ikke formelt definert som et område i forbindelse med petroleumsvirksomhet, og angivelsen av dette arealet er derfor omtrentlig.

Tidligere evaluering av Lofoten-Vesterålen og Troms II.

ODs forrige vurdering av Lofoten-Vesterålen og Troms II ble foretatt i 2003 i forbindelse med utredningen av Lofoten og Barentshavet (ULB). De detaljerte resultatene av denne rapporten er ikke offentliggjort. Ressurvalueringen i 2003 bygde på en regional kartlegging av områdene, og på definisjon av prospekter og prospektmuligheter som ble lagt inn i en lete-modellanalyse. Vurderingen som legges fram nå bruker i prinsippet de samme metodene som i 2003, men det nye datagrunnlaget har gjort det mulig med en mer omfattende og detaljert prospektkartlegging. Ressurstallene for 2003 og 2010 er ikke direkte sammenlignbare fordi de dekker litt forskjellige områder, men tendensen er at anslagene for totalressursene er lavere i 2010.

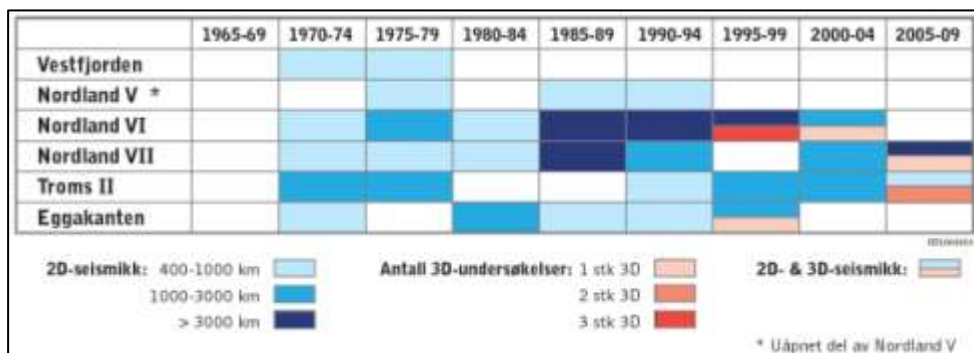
OD er kjent med at det er utført flere geologiske studier og tolkninger av Lofoten-Vesterålen i oljeindustrien. Arbeidet som legges fram her bygger i sin helhet på våre egne studier og vurderinger.

2 DATABASE, DATAINNSAMLING OG -PROSESSERING

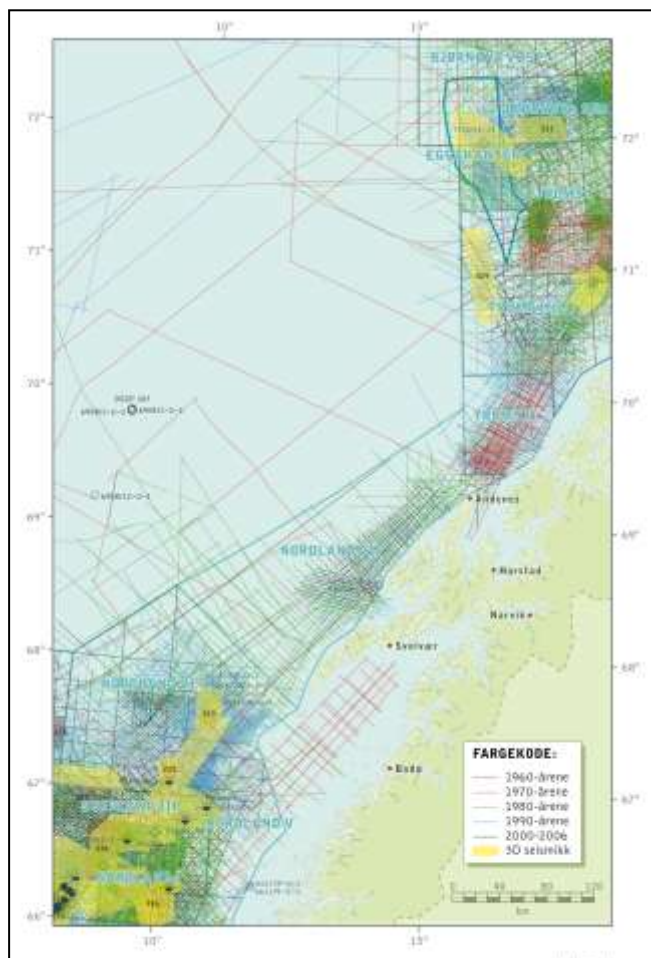
2.1 Datainnsamling før 2007

Seismikk

Som et ledd i den generelle kartleggingen av norsk sokkel har myndighetene helt siden 1969 samlet inn seismikk innen områdene som er evaluert i denne rapporten. Opp gjennom årene har også andre aktører samlet inn seismikk i de evaluerte områdene. OD har tilgang til all denne seismikken. Figurene 2.1 og 2.2 viser omfang av seismisk datainnsamling.



Figur 2.1. Omtrentlig omfang av seismisk datainnsamling i hvert av de evaluerte områdene.



Figur 2.2. Oversikt over seismisk datadekning. ODs innsamling i perioden 2007-2009 er ikke inkludert, men vises separat i figur 2.3.

Grunne boringer

På 1990-tallet gjennomførte Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser (IKU) grunne boringer, blant annet ved Nordland V (Bugge mfl. 1993), i Nordland VI og VII (Hansen mfl. 1992) og i Troms III (Weiss mfl. 1991) (figur 1.2). Disse borehullene (tabell 2.1) er i hovedsak mellom 100 og 300 meter dype og har kontinuerlige kjerner som gir informasjon om bergartenes sammensetning og alder (Mørk mfl. 2003, Smelror mfl. 2001). Hullene er viktige for å kalibrere seismiske tolkninger og kart mot geologiske data.

Letebrønner

Letebrønner gir nødvendig informasjon om det geologiske rammeverket og om petroleumssystemene. Tabell 2.1 gir en oversikt over de letebrønnene og grunne borehullene som har vært mest benyttet i evalueringen.

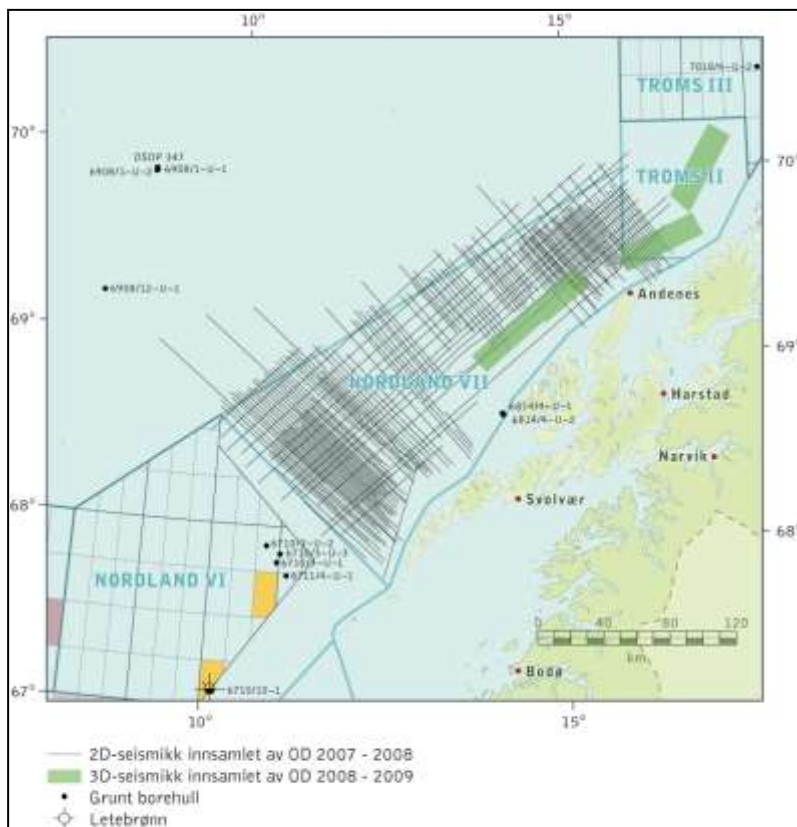
Brønn	År boret	Operatør	Utvinnings-tillatelse	Vann-dyp (muh.)	Totalt vertikalt dyp *	Alder ved totalt dyp (TD)	Merknad
Letebrønner (* totalt vertikalt dyp: meter under havnivå):							
6609/7-1	1983	Phillips	081	250	1944	Pre-devonsk grunnfjell	Tørr
6706/6-1	2003	Eso	264	1298	3414	Paleocen	Gass i paleocen
6610/2-1S	1996	Statoil	177	406	2533	Trias	Spor av hydrokarboner
6610/3-1 & -1 R	1992-93	Statoil	177	309	4170	Sentrias	Spor av hydrokarboner
6710/10-1	2000	Statoil	220	329	2231	Senkritt	Tørr
7019/1-1	2000	Agip	201	214	2974	Tidligjura	Metan og CO ₂ i midtre jura
7117/9-1	1982	Norsk Hydro	063	261	3173	Tidligkritt	Tørr
7117/9-2	1983	Norsk Hydro	063	271	4968	Tidligkritt	Tørr
7119/7-1	1983	Norsk Hydro	076	238	3109	Perm	Tørr
7119/12-1	1980	Statoil	060	200	3062	Tidligjura	Spor av hydrokarboner
7119/12-3	1983	Statoil	060	211	3279	Tidligjura	Gass/kond. i undre-midtre jura
7120/12-2	1981	Norsk Hydro	061	164	4642	Pre-devonsk grunnfjell	Gass/kondensat i trias og jura
7216/11-1 S	2000	Norsk Hydro	221	361	3709	Paleocen	Tørr
7219/8-1S	1992	Saga	182	369	4380	Tidligjura	Tørr
7316/5-1	1992	Norsk Hydro	184	450	3991	Senkritt	Gass i eocen
Grunne stratigrafiske borehull boret av Institutt for Kontinentalsokkelundersøkelser (* totalt dyp: meter under havbunnen):							
6611/9-U-1	1992	IKU	-	352	558	Senperm	549 meter berggrunn
6611/9-U-2	1992	IKU	-	355	280	Tidligtrias	273 meter berggrunn
6710/3-U-1	1991	IKU	-	241	193	Jura	174 meter berggrunn
6710/3-U-2	1991	IKU	-	193	198	Tidligjura	177 meter berggrunn
6710/3-U-3	1991	IKU	-	191	174	Tidligtrias på grunnfjell	172 meter berggrunn
6711/4-U-1	1991	IKU	-	232	171	Kritt	161 meter berggrunn
6814/4-U-1	1991	IKU	-	241	179	Midtjura på grunnfjell	168 meter berggrunn
6814/4-U-2	1991	IKU	-	233	191	Senjura	184 meter berggrunn
7018/4-U-2	1990	IKU	-	223	138	Senpaleocen	104 meter berggrunn
7018/5-U-1	1990	IKU	-	207	274	Senjura	255 meter berggrunn
7018/5-U-2	1990	IKU	-	225	298	Midtjura	280 meter berggrunn
7018/5-U-6	1990	IKU	-	230	245	Tidligjura	228 meter berggrunn
7018/7-U-1	1990	IKU	-	189	240	Tidligkritt	213 meter berggrunn

Tabell 2.1. Letebrønner og grunne stratigrafiske borehull i og nær de evaluerte områdene. I tillegg er det tatt med et utvalg av andre brønner som er relevante for å forklare den geologiske utviklingen.

2.2 Ny datainnsamling i 2007-2009

Bakgrunn for seismisk datainnsamling 2007-2009

OD fikk i forbindelse med Stortingsmelding nr. 8 (2005–2006) ”Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan)” i oppdrag å styrke den geologiske kunnskapen i områdene datadekningen ikke var tilstrekkelig for å få et tilfredsstillende bilde av prospektiviteten i alle delområdene, jfr figur 2.2. Det var derfor i første omgang behov for å samle inn mer 2D-seismiske data. 3D-seismiske undersøkelser ble planlagt og gjennomført der tidligere kartlegging basert på 2D-seismikk hadde vist at det var mulige prospektive områder, samt at det var områder med kompleks geologi der 3D-seismikk ville gi en bedre avbildning enn 2D-seismikk. I perioden 2007 til 2009 samlet OD inn 2D- og 3D-seismiske data i havområdet utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja (Nordland VII & Troms II), figur 2.3.



Figur 2.3. Seismikk innsamlet av OD i perioden 2007-2009.

2.3 Innsamling av 2D- og 3D-seismikk

Det ble i løpet av sommerhalvåret 2007 og 2008 samlet inn 2D-seismikk, henholdsvis 2615 km i 2007 og 11 688 km i 2008 (figur 2.3). For disse 2D-undersøkelsene ble det hovedsakelig benyttet kabellengder på 6000 meter med skuddpunktsavstand på 25 meter. Noen få linjer av 2D-innsamlingen i 2008 ble innsamlet med kabellengde på 8100 meter, der skuddpunktsavstand var 37.5 meter. Dette ble gjort for å få en bedre avbildning av mulige dypere strukturer. Se vedlegg 1 for beskrivelse av seismisk innsamling.

Samtidig med de seismiske innsamlingene i 2007 og 2008 ble det samlet inn gravimetrisk data. Formålet for denne innsamlingen var bl.a. å skaffe informasjon om grensen mellom sedimenter og grunnfjell i deler av Nordland VI og VII. Gravimetrisk og magnetisk modellering ble utført av Norges Geologiske Undersøkelse (NGU) (figur 2.4 og 2.5).

Sommeren 2008 ble det samlet inn 697 km² 3D-seismikk i Troms II (figur 2.3). Sommeren 2009 ble det samtidig samlet inn 3D-seismikk både i Nordland VII (1258 km²) og Troms II (805 km²). For begge de 3D-seismiske innsamlingene i Troms II ble det brukt seks kabler med 100 meter avstand og 6000 meter lengde. For 3D-innsamlingen i Nordland VII ble det brukt åtte kabler med 100 meter avstand og 5100 meter lengde.

2.4 Fiskeriaktiviteter under innsamling

I Nordland VII og Troms II er det generelt høy fiskeriaktivitet. For å ta hensyn til dette hadde OD valgt perioder på året for innsamling der fiskeriaktiviteten var på det laveste. Undersøkelsene var sentrert rundt juli måned. I tillegg ble det tatt spesielle hensyn til blåveitefiske. Beslutning om innsamlingsperiode ble tatt etter råd fra lokale fiskere, Norges Fiskarlag, Norges Kystfiskarlag, Havforskningsinstituttet og Fiskeridirektoratet. Ombord på alle seismikkfartøylene benyttet OD to fiskerikyndige som hadde som hovedoppgave å ivareta fiskeriinteressene. All kommunikasjon med fiskere ble utført av de fiskerikyndige.

2.5 Prosessering av de seismiske dataene

De 2D-seismiske dataene innsamlet i 2007 ble i sin helhet prosessert om bord på seismikkfartøyet. Avbildningen på disse prosesserte dataene er middels god. Dataene er senere blitt reprocessert og det er også utført testprosessering. Det antas å være et potensial for å forbedre avbildningen ytterligere. De ferdig prosesserte dataene var et viktig bidrag til planleggingen av seismikkinnsamlingen i 2008.

Under innsamlingen av 2D-seismikken i 2008 ble prosesseringen startet om bord på seismikkfartøyet og ferdigstilt i land. Denne prosesseringen gav ikke tilfredsstillende kvalitet. Årsaken er at de geologiske forholdene i store deler av det dekkede området i Nordland VII gjorde prosesseringen utfordrende, og det viste seg å være tidkrevende å oppnå gode resultater. 2453 linjekilometer av innsamlingen sør i Nordland VII ble reprocessert i 2009 med betydelig forbedret avbildning. Dette tyder på at det kan være mulig å forbedre datakvaliteten vesentlig også på de øvrige dataene fra 2008.

De to 3D-seismiske undersøkelsene i Troms II ble prosessert med et tilfredsstillende resultat. Avbildningen er god, med unntak av områder med grunt vann der havbunnen har høy refleksjonskoeffisient. De vestlige delene av den 3D-seismiske undersøkelsen i Nordland VII dekker områder hvor de sedimentære bergartene er gjennomvannet av vulkanske bergarter (basalt). I disse områdene er det ikke oppnådd avbildning av lagene under basalten. Utenom basaltområdene er avbildningen i den grunne delen av seismikken god, men OD forventer at det kan være mulig å oppnå bedre kvalitet mot dypet.

2.6 Prosesseringstekniske utfordringer

For alle de seismiske datasettene ble det benyttet industristandard prosesseringssekvenser for å forsøke å løse de prosesseringstekniske utfordringene. Områder med hard havbunn, grunt vanddyb og/eller basaltlag gjorde det utfordrende å få gode tolkbare seismiske data. Det er begrenset hvor effektivt dataprosesseringen vil fungere ved slike geologiske betingelser. Spesielt var det vanskelig å prosessere fram gode data fra midtre del av Nordland VII.

Havbunn med høy refleksjonskoeffisient kombinert med grunt vanddyb fører til kortperiodiske og kraftige multiple refleksjoner som overskygger reelle refleksjoner. Der vanddybet er grunnere enn ca. 200 meter og havbunnen har høy refleksjonskoeffisient, var det svært utfordrende å redusere multippelstøyen. Her var det viktig at riktig metode for å redusere multippelenergi ble benyttet.

Basaltlag er utbredt i kontinentalskråningene og i dyphavet. Det er høy akustisk impedanskontrast mellom vulkanske og sedimentære bergarter. De høyreflektive vulkanske bergartene gjør at lite energi når ned til de eldre sedimentære bergartene. Dårlig reflektivitet i dype lag medførte at det var krevende å finne riktige stakkehastigheter, og hastighetsplukkingen ble stort sett utført manuelt. Basaltlag og vulkanske intrusjoner gjorde også hastighetsarbeidet krevende.

2.7 Elektromagnetiske data

To CSEM linjer (CSEM står for Elektromagnetisk undersøkelse med kontrollert kilde, se vedlegg 2) ble i 2006 innsamlet i Troms II (figur 4.3). Totalt 25 mottakere (noder) ble lagt ut langs to parallelle profiler ca. 600 meter fra hverandre. Havdybet langs innsamlingsprofilene varierte fra 80 meter til 340 meter. Dataene ble prosessert og invertert i 2007 og 2009.

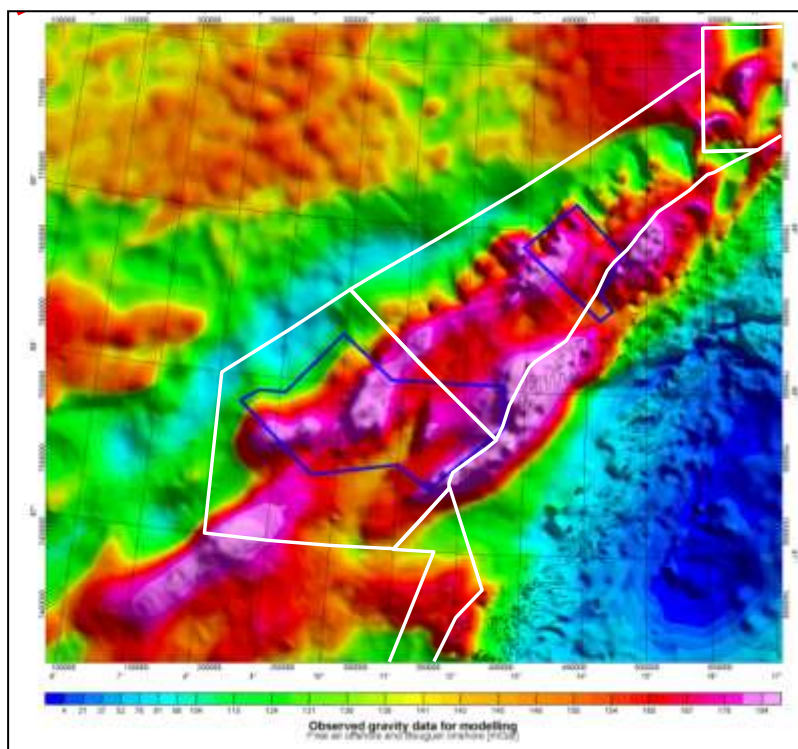
Profilene krysser et område med strukturering på paleocen nivå innenfor letemodellen BPC-1 (figur 3.20). 3D-seismikk samlet inn i 2008 viser at det er seismiske amplitudeanomalier med

liten utbredelse i et intervall på ca 1000-1500 millisekund, og dessuten kraftige anomalier som kan tolkes som intrusjoner på dypere nivåer (ca 2000 millisekund). Inversjon ble utført både for å undersøke egenskapene til den harde havbunnen i området, og for å vurdere egenskapene til bergartene og muligheten av gass dypere ned i undergrunnen. Konklusjonene var:

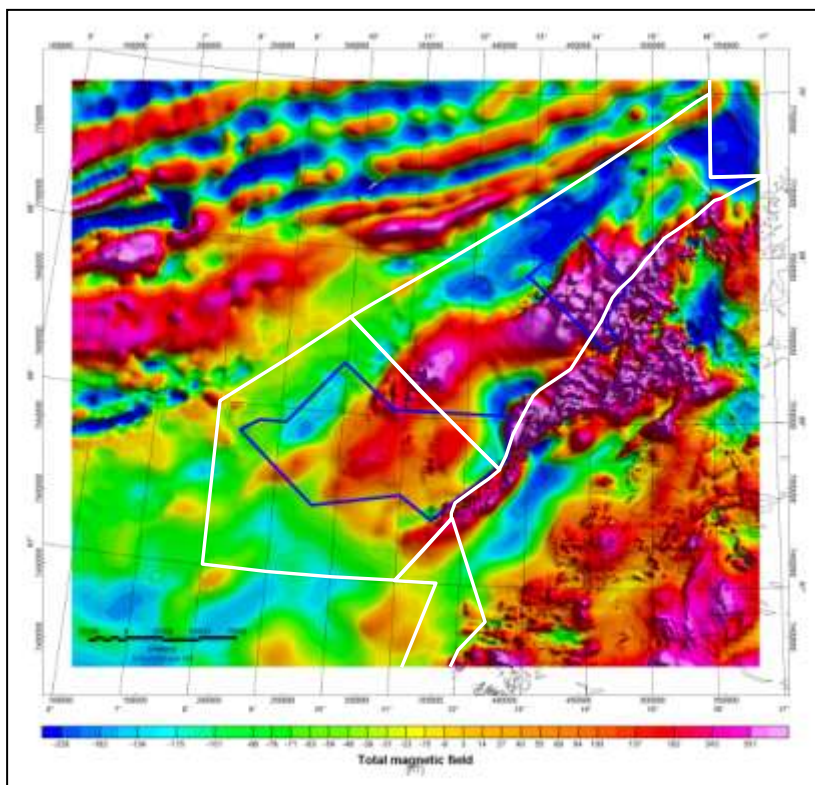
- Inversjonsresultatet ga ingen indikasjon på basalt nær havbunnen i dette området av Troms II.
- På 1500-1800 meters dyp ble det observert resistivitet som tyder på at det her dreier seg om en lokal vulkansk intrusjon.

2.8 Gravimetrisk og magnetisk data.

Gravimetrisk data ble samlet inn samtidig med de 2D-seismiske dataene. Alle tilgjengelige gravimetrisk og magnetisk data ble sammenstilt og modellert av NGU. Modelleringen indikerer at sedimenttykkelsen nedflanks på noen av forkastningsblokkene i Ribbe- og Trænbassenget (figur 3.4) kan være betydelig. Alderen på sedimentene kan ikke tolkes med sikkerhet på denne typen data. Modelleringen viser klart at sedimentpakken er svært tynn på de midtre og nordlige delene av Utrøstryggen. Figur 2.4 og figur 2.5 viser sammenstilte tyngdeanomalikart og magnetisk anomalikart.



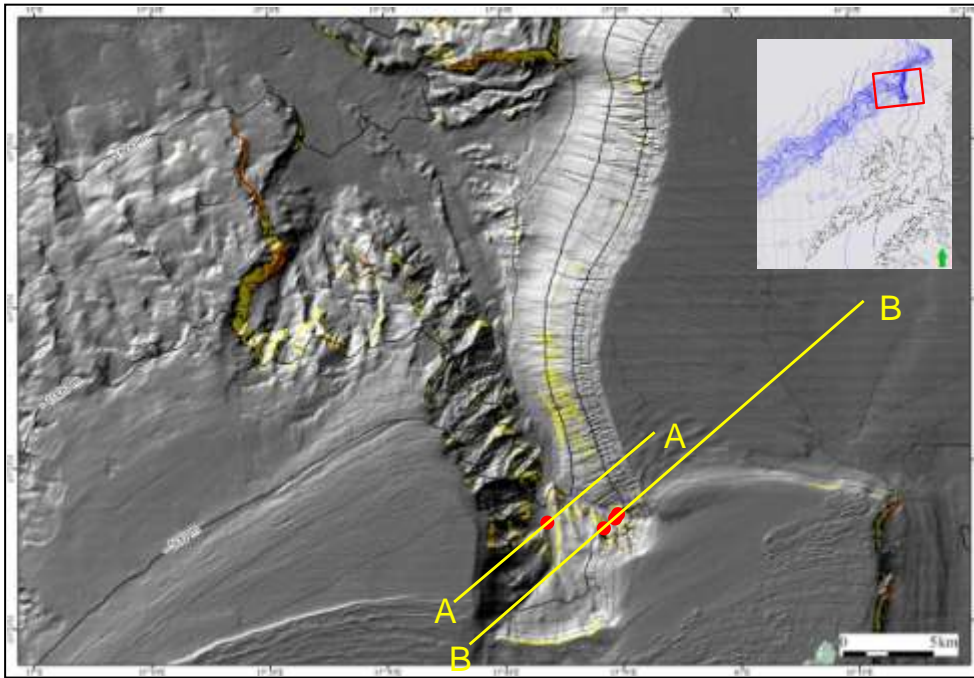
Figur 2.4. Tyngdeanomalikart fra NGU over nordøstlige Norskehavet, inkludert Nordland VI, VII og Troms II. Lilla og røde områder markerer positive tyngdeanomalier over grunnfjellsryggene, mens blå, grønne og gule farger markerer områder med lavere gravitasjon. Blå omriss markerer områdene der detaljert modellering er utført av NGU.



Figur 2.5. Magnetisk anomalikart fra NGU over nordøstlige Norskehavet inkludert Nordland VI, VII og Troms II. Lilla og røde områder markerer positive magnetiske anomalier over grunnfjellsryggene, mens blå, grønne og gule farger markerer områder med negative og lave magnetiske anomalier. Områder med havbunnskorpe kommer tydelig fram med et mønster av positive og negative stripe (spredningsanomalier). Blå omriss markerer områdene der detaljert modellering er utført av NGU.

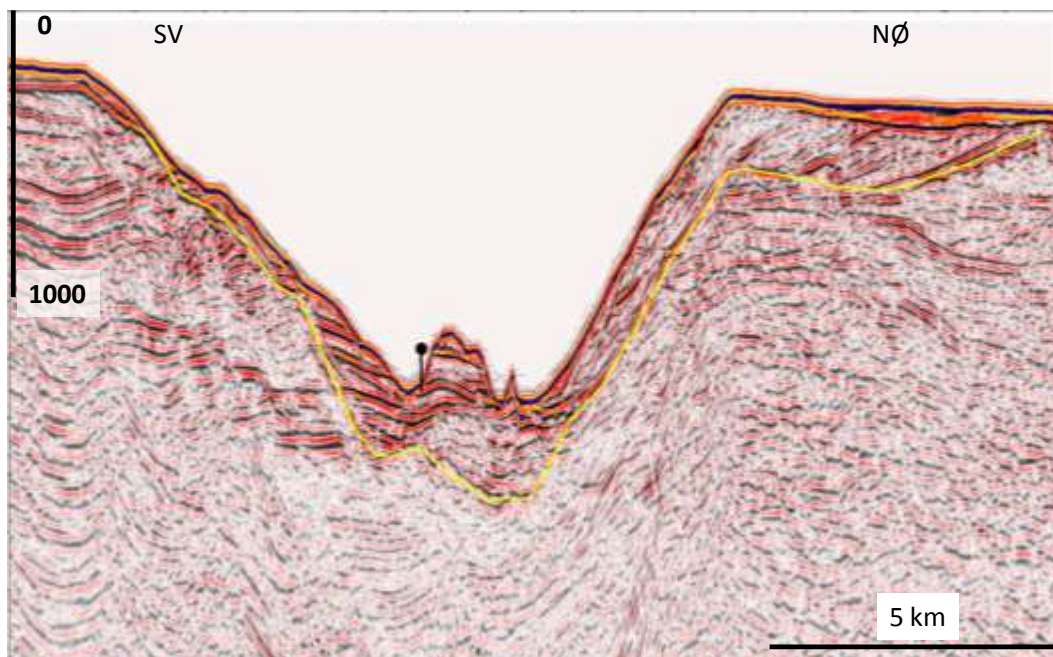
2.9 Stratigrafisk prøvetaking

I 2009 ble det innhentet stratigrafiske prøver fra havbunnen i Bleiksdjupet nordvest for Andøya, i Nordland VII (figur 2.6 a). Bleiksdjupet er en dyp undersjøisk canyon som skjærer ned i den sedimentære lagpakken (figur 2.6 b). Lokalitetene for prøvetaking ble valgt i posisjoner der seismiske linjer krysser Bleiksdjupet (figur 2.6 a). Lokalitetene ble plassert på steder der seismikken indikerer at det kunne være blotninger av fast fjell. Hvis dette ble tilfelle, ville prøvedateringen kunne korreleres til de seismiske dataene, figur 2.6 b.



Figur 2.6 a. Posisjonen av prøvene i Bleiksdjupet er vist som røde punkter. Det detaljerte havbunnskartet er framstilt av NGU, og posisjonen er vist med rød ramme på indeksskartet. Linjene AA og BB viser posisjonen til de seismiske linjene i figur 2.6 b og 3.16.

Prøvene ble samlet inn 12-13. oktober 2009 med Havforskningsinstituttets forskingsfartøy "G. O. Sars", og med fjernstyrt undervannsfartøy (ROV) fra firmaet Argus. I alt ble det samlet inn ca 60 kg prøvemateriale fra fire lokaliteter langs to seismiske profil.



Figur 2.6 b. Plasseringen av prøvelokalitet 4 på seismisk linje LO-205-07. Posisjonen for linjen er vist som linje AA i figur 2.6 a. Materialet ble datert til kvartær. Den lysegule linjen er tolket som erosjonsgrensen under den kvartære (ICS, 2009) innfyllingen i Bleiksdjupet. Oppe på sokkelen til høyre kan en over den gule linjen se kvartære lag som prograderer ut mot kontinentalskråningen og ned i Bleiksdjupet.

De innsamlede sedimentene består av ukonsolidert finkornet leire, med liten eller ingen synlig lagdeling, og noen avrundede, opptil en centimeter store fragmenter av eldre bergarter. Det ble forsøkt prøvetatt i fast bergart (*in situ*). Graden av overdekning over de prøvetatte områdene varierte. På tilnærmet vertikale blotninger var det ingen overdekning, mens det på skrå blotninger var noe overdekning av bunnslam. I ettertid viser de biostratigrafiske undersøkelser at den grunneste prøven er den eldste og sannsynligvis representerer *in situ* materiale. Denne prøven er datert til senpliocen alder etter definisjonen til "International Commission on Stratigraphy" (ICS) før 2009. Alle de andre prøvene inneholder et ledefossil som er yngre enn 1.8 millioner år (dvs. kvartær ifølge ICS-definisjonen før 2009), og kan representere alloktont materiale. I den gjeldende stratigrafiske inndelingen (ICS, 2009) er pleistocen redefinert, og prøve 3 vil i følge denne definisjonen ligge innenfor kvartær. Se også avsnitt 3.3.

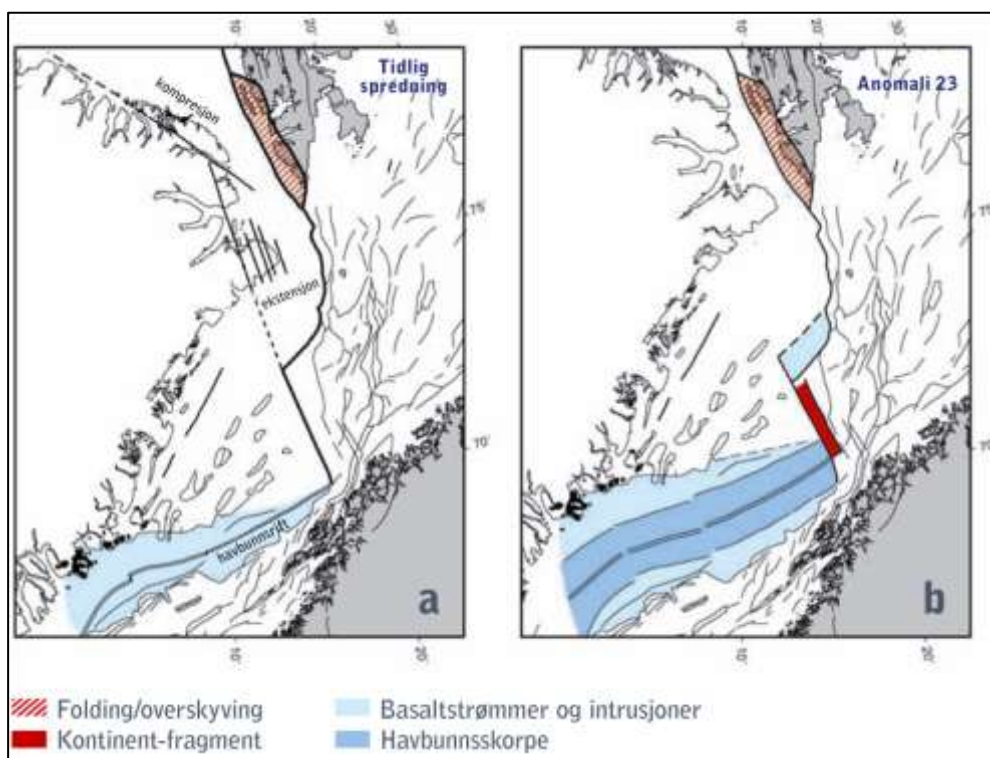
3 REGIONALGEOLOGI OG PETROLEUMSGEOLOGI

Beregningen av mulige petroleumsressurser i et område bygger på en god forståelse av den regionale geologien. I dette kapitlet beskrives den geologiske historien for delområdene Nordland VI, Nordland VII, Troms II og Vestfjorden. Området Eggakanten skiller seg geologisk fra de andre delområdene. Den generelle geologien for Eggakanten tas opp i kapittel 4.

3.1 Platetektonikk og strukturelementer

De geologiske lagene som kan inneholde hydrokarboner i områdene som omfattes av denne rapporten er av mesozoisk og kenozoisk alder (trias eller yngre, se figur 3.9). Utviklingen av geologien i dette tidsrommet henger nært sammen med hvordan kontinentalplatene har beveget seg. Dannelse av mulige reservoarer i grunnfjell ved forvitring og oppsprekking kan også ses i en slik sammenheng.

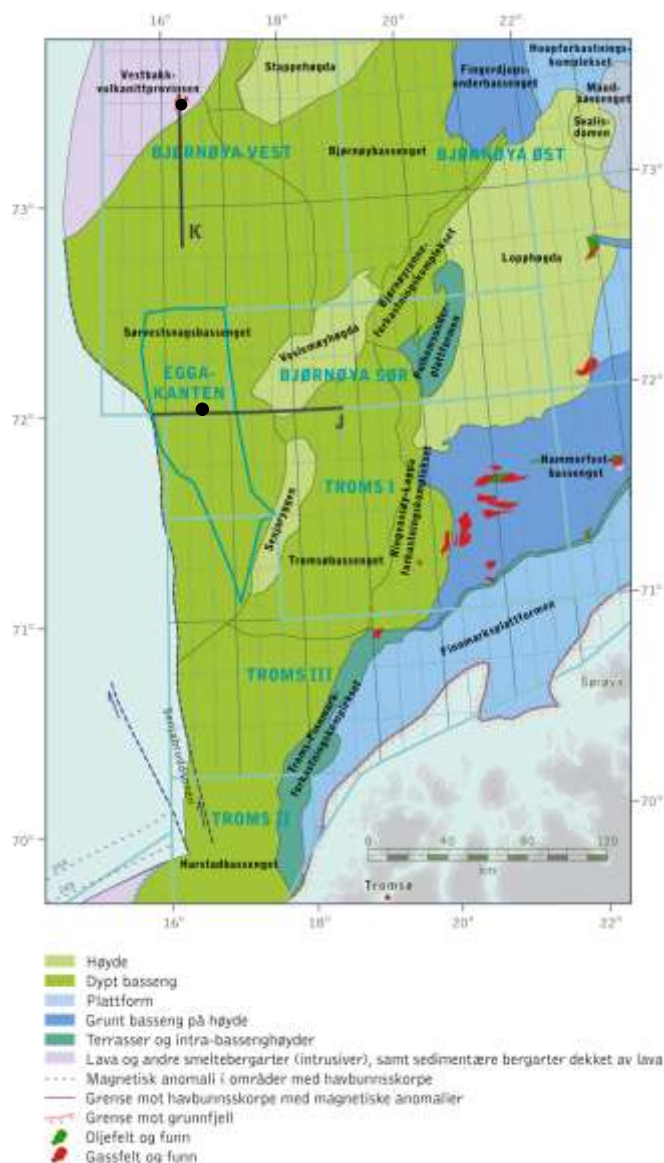
I hele perioden fra karbon til kritt lå den grønlandske sokkelen inntil den norske (figur 3.1 a). I senjura og tidligkritt ble jordskorpa mellom Grønland og Norge strukket, og det ble dannet bassenger som ble fylt av tykke lag med kretaiske avsetninger. Denne strekningen førte ikke til vulkansk aktivitet eller dannelse av havbunnskorpe i det nordlige Atlanterhavet. En ny fase med platebevegelse i senkritt førte til at Grønlandsplaten begynte å rotere i forhold til den eurasiske kontinentalplaten (figur 3.1 a). Sett fra Lofoten beveget Grønland seg mot høyre, samtidig som landområdene fjernet seg noe fra hverandre. Konsekvensen av denne sidelengsbevegelsen var at områdene som i dag er Lofoten-Vesterålen ble løftet opp mens de tykke kretaiske lagene ut mot dagens eggakant ble brutt opp av forkastninger.



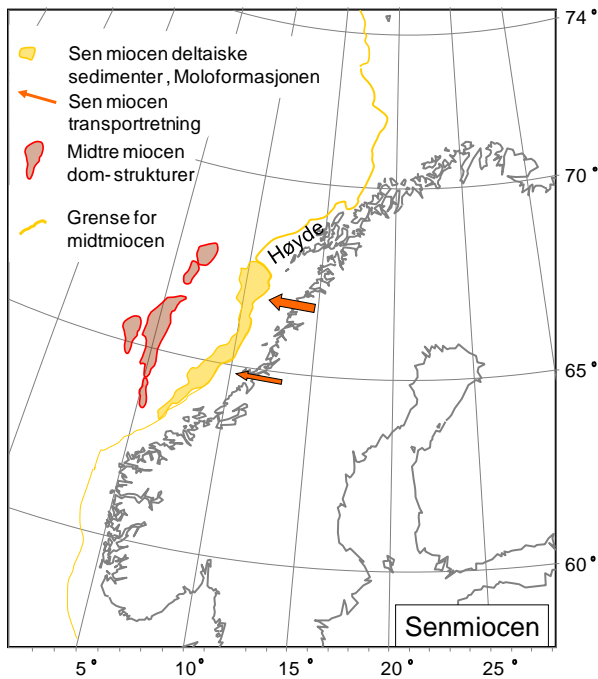
Figur 3.1 a & b. Kenozoisk platetektonisk utvikling av Norskehavet/Grønlandshavet; a) ved tidlig spredning (overgangen paleocen/eocen) og b) ved dannelsen av magnetisk spredningsanomali nr. 23 (tidlig eocen). (fra Faleide mfl. 2008)

Havbunnskorpen i det nordlige Atlanterhavet er dannet i tidsrommet fra tidlig eocen til i dag (Olesen mfl 2007). I dette tidsrommet har den kontinentale Grønlandsplaten drevet vekk fra den eurasiske kontinentalplaten (figur 3.1 a og b). Nord for Senja lå østlige del av Nord-

Grønland inn mot norskekysten og Barentshavet, og bevegelsen her var en sidelengsbevegelse som fortsatte til slutten av eocen (figur 3.1 b). Hornsundsforkastningskomplekset og Senjabruddsonen danner skillet mellom havbunnskorppe og kontinentalskorpe i nord (figur 3.1 og 3.2). Ved overgangen eocen – oligocen endret bevegelsesretningene til platene seg noe, og fra ca 35 millioner år ble det dannet havbunnskorppe også langs Barentshavsmarginen fra Troms II til Svalbard (Faleide mfl., 2008). Dermed ble denne marginen passiv og forkastningsbevegelsene opphørte. I midtre miocen endret den vulkanske aktiviteten seg i Atlanterhavet og Island ble dannet. Samtidig ble det presset opp store domformete strukturer i de tilgrensende dyphavsområdene, bl.a. i Norskehavet (figur 3.3). Det er tenkelig, men ikke bevist, at også Lofoten-Vesterålen kan ha blitt påvirket av de samme kreftene.



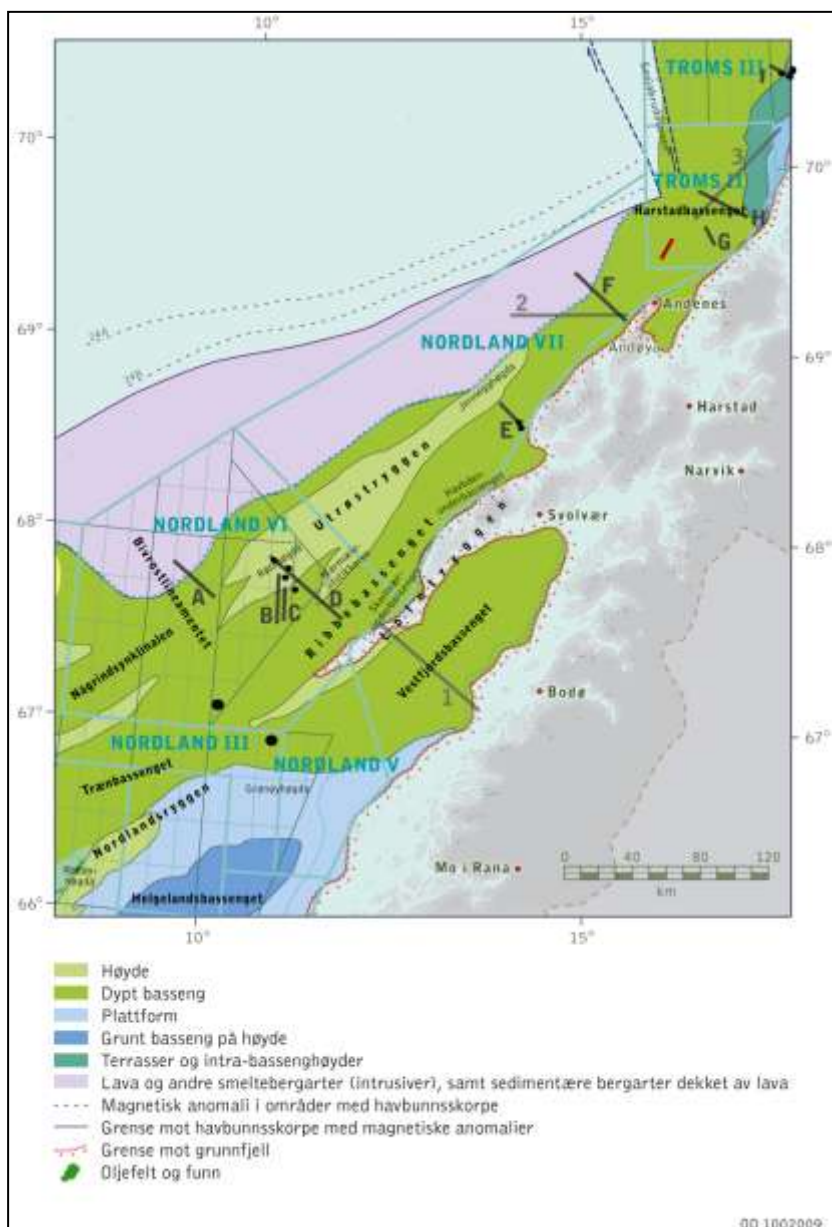
Figur 3.2. Geologiske strukturelementer i sørvestlige Barentshavet, inkludert Troms II og området Eggakanten. Kartet er basert på NPD-bulletin no. 6 (Gabrielsen mfl. 1990). Linjene refererer til profilene vist i figur 4.9 og 4.10.



Figur 3.3. Skisse (Riis, upublisert materiale) som viser situasjonen ved den siste platetektoniske endringen i Nord-Atlanteren. Domstrukturene ble presset opp i mellommiocen. Moloformasjonen ble avsatt i tidsrommet fra senmiocen og fram til istidene begynte. Se også figur 3.15.

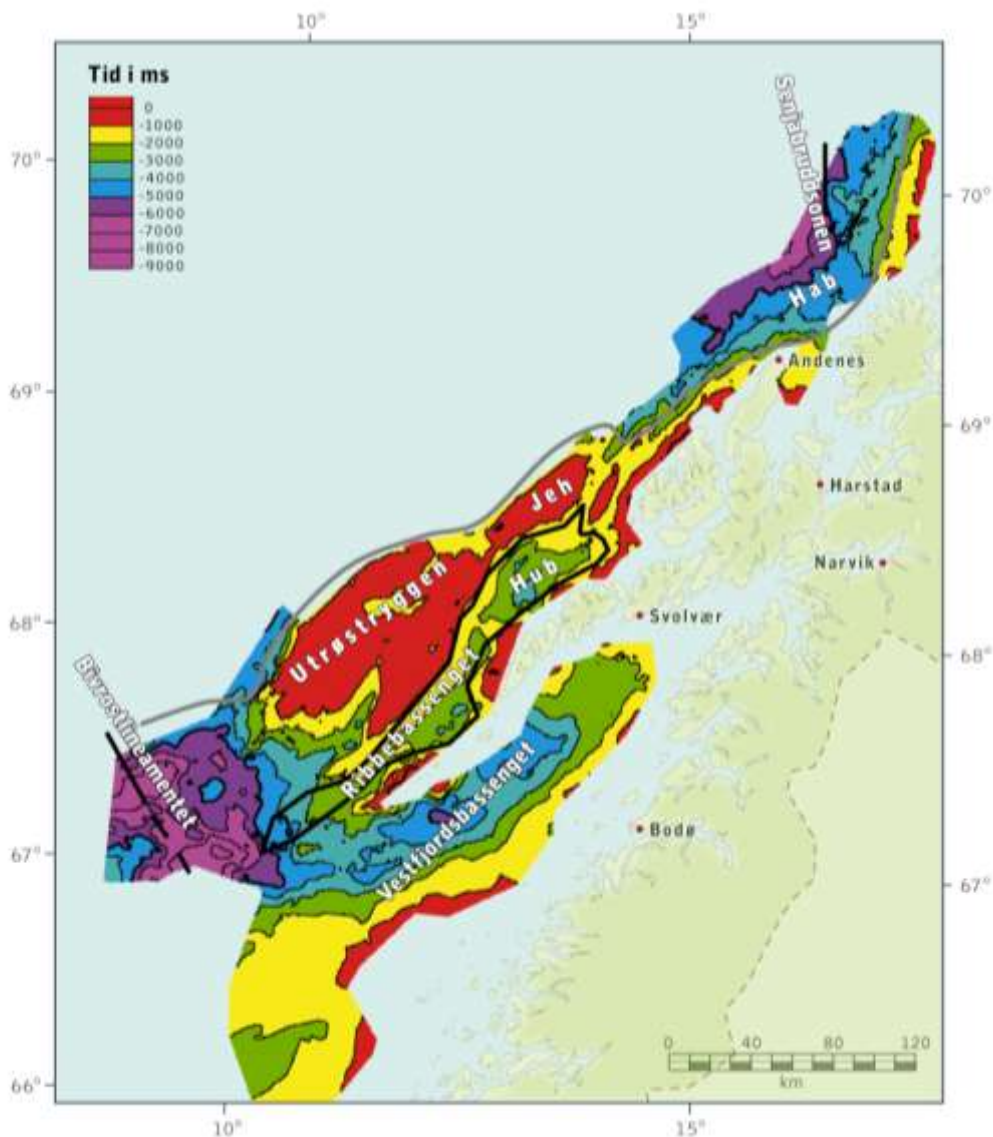
Generelt kan en regne med at det er svært liten sannsynlighet for at det er dannet økonomisk interessante hydrokarbonforekomster i sedimentene som ligger på havbunnskorpe vest for kontinentalskråningen i Norskehavet og Barentshavet.

Sokkelen utenfor Lofoten-Vesterålen er smal, og har vært utsatt for både strekning og sidelengsbevegelse (Bergh mfl. 2007, Davidsen mfl. 2001, Løseth og Tveten 1996, Ramberg mfl. 2006). Strukturelementene som er definert her skiller seg fra strukturelementene på midtnorsk sokkel ved at de gjentatte ganger har vært utsatt for store bevegelser i flere faser. Det som har vært et basseng i en tidsperiode kan ha blitt løftet opp til en høyde i neste tektoniske fase. Når en omtaler strukturelementer må en derfor ha klart for seg i hvilket tidsrom de er definert.



Figur 3.4. Geologiske strukturelementer i Vestfjorden, Nordland V, VI, VII og Troms II. Kartet er basert på NPD-bulletin no. 8 (Blystad mfl. 1995). Grunne borer er vist som små punkter og to viktige letebrønner som store. Svarte linjer refererer til seismiske profiler vist i rapporten. Grå linjer viser regionale profiler der seismikken har lavere oppløsning. Rød linje viser posisjonen til innsamlete EM-data, kapittel 2.

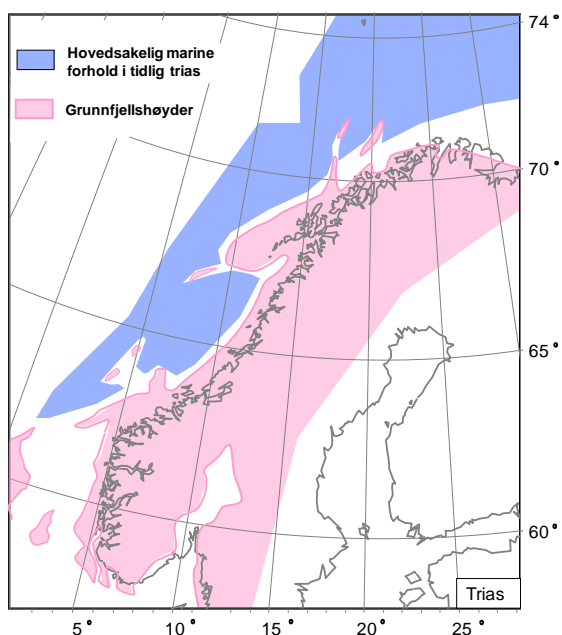
Hovedstrukturelementene i Nordland VI, Nordland VII og Troms II (figur 3.2 og 3.4) kommer tydelig fram på flatekartet på juranivå (figur 3.5). Hele det kartlagte området sør og sørvest for Senjabruddsonen og sørover omtrent til Bivrostlineamentet var en strukturell høyde i trias og tidligjura (figur 3.6 a). På denne høyden er det forventet at triasiske eller juraiske sedimentære bergarter ligger på forvitret grunnfjell. Øst for Senjabruddsonen og sør for Bivrostlineamentet er det derimot tykke avsetninger av trias alder. I tillegg er permiske karbonatbergarter påtruffet i noen få dype letebrønner i disse områdene (6609/7-1, 7120/12-2 og -4).



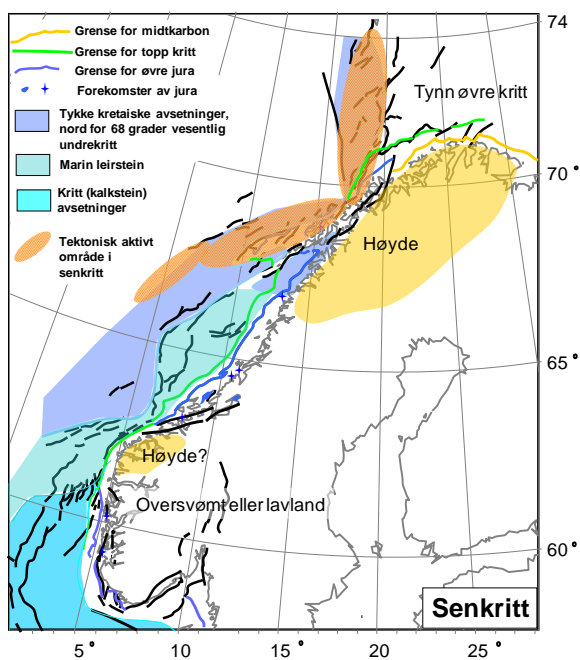
Figur 3.5. Jura flatekart, toveis gangtid. Koteavstand 1000 millisekund. Nord for Utrøstryggen er midtre jura reflektor kartlagt, i sør viser kartet bunn kritt. De viktigste strukturelementene er navngitt. Ribbebassengget er merket med svart strek. Hub: Havbåenunderbassengget, Jeh: Jennegghøgda, Hab: Harstadbassengget. Grå strek viser østlig grense for tykke krittavsetninger som er sterkt deformert ved utglidning mot vest i senkritt. Områdene i vest som ikke er omfattet av kartet er dekket av basaltiske lag i paleogen. Disse lagene svekker de seismiske signalene så mye at bunn kritt ikke kan kartlegges.

I senjura og kritt var det flere faser med jordskorpebevegelser som førte til at det ble dannet store bassenger og høyder. Ribbebassengget og Harstadbassengget, som er de to største bassengene på sokkelen utenfor Lofoten-Vesterålen, er innfylt med tykke kretaiske avsetninger. Disse avsetningene dekket sannsynligvis også dagens landområder i Lofoten og Vesterålen, men ble senere fjernet av erosjon (se avsnitt 3.3). Vestfjordsbassengget hadde en liknende utvikling. Utrøstryggen og dagens landområder ble hevet i senkritt (figur 3.6 b). Hevingen i senkritt og påfølgende bevegelser i paleogen førte til kraftig erosjon av Utrøstryggen. I dag er det bare bevart lokale tynne rester av de opprinnelige mesozoiske avsetningene på denne ryggen. Det spesielle landskapet i Lofoten og Vesterålen er framkommet ved at grunnfjell i oppstikkende forkastningsblokker ikke er blitt erodert helt ned under istidene, mens de løse mesozoiske sedimentbergartene som lå i bassenger mellom høydene er fjernet. I Vesterålen er

mesozoiske bergarter bevart på Andøya (Dalland 1981) og som løsblokker ved Sortland (Fürsich & Thomsen 2005).



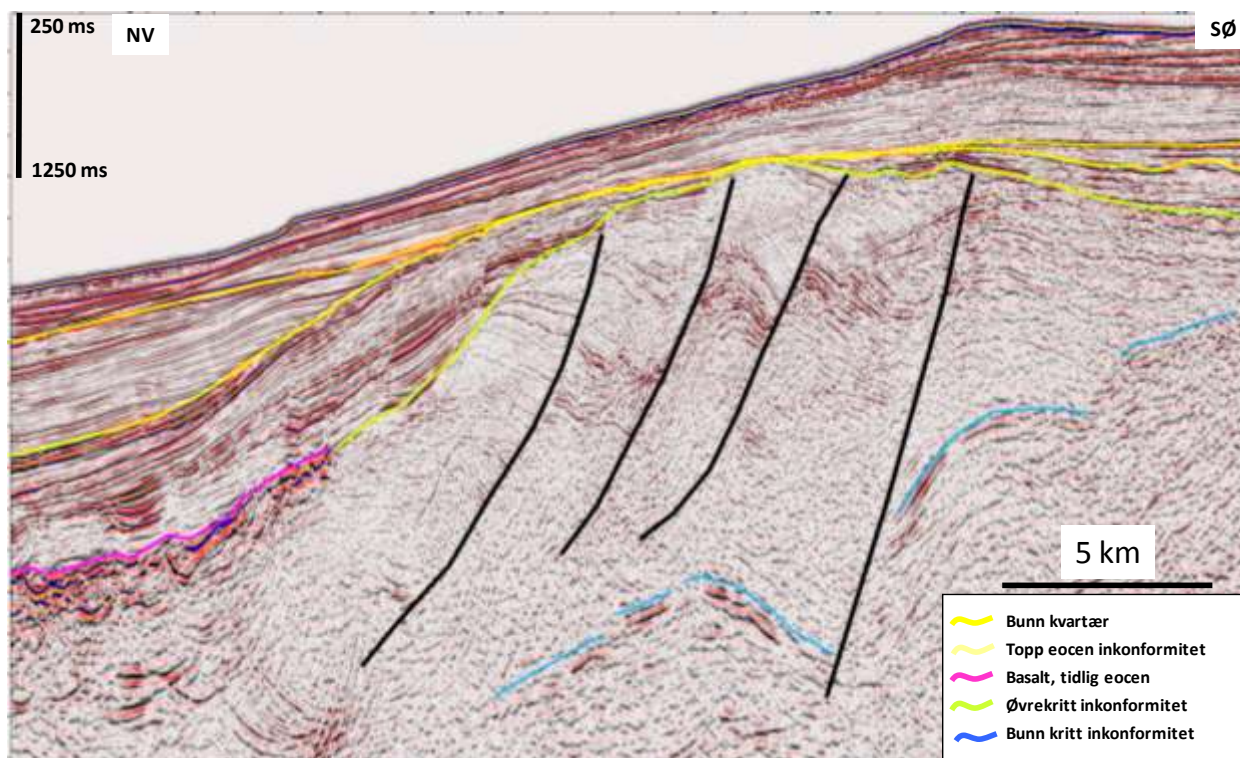
Figur 3.6 a. Skisse som indikerer utbredelsen av den mesozoiske høyden (trias til mellomjura) i Lofoten-Vesterålen sett i en regional sammenheng. De svarte linjene viser store forkastninger som påvirker grunnfjellsoverflaten (Riis, upublisert materiale).



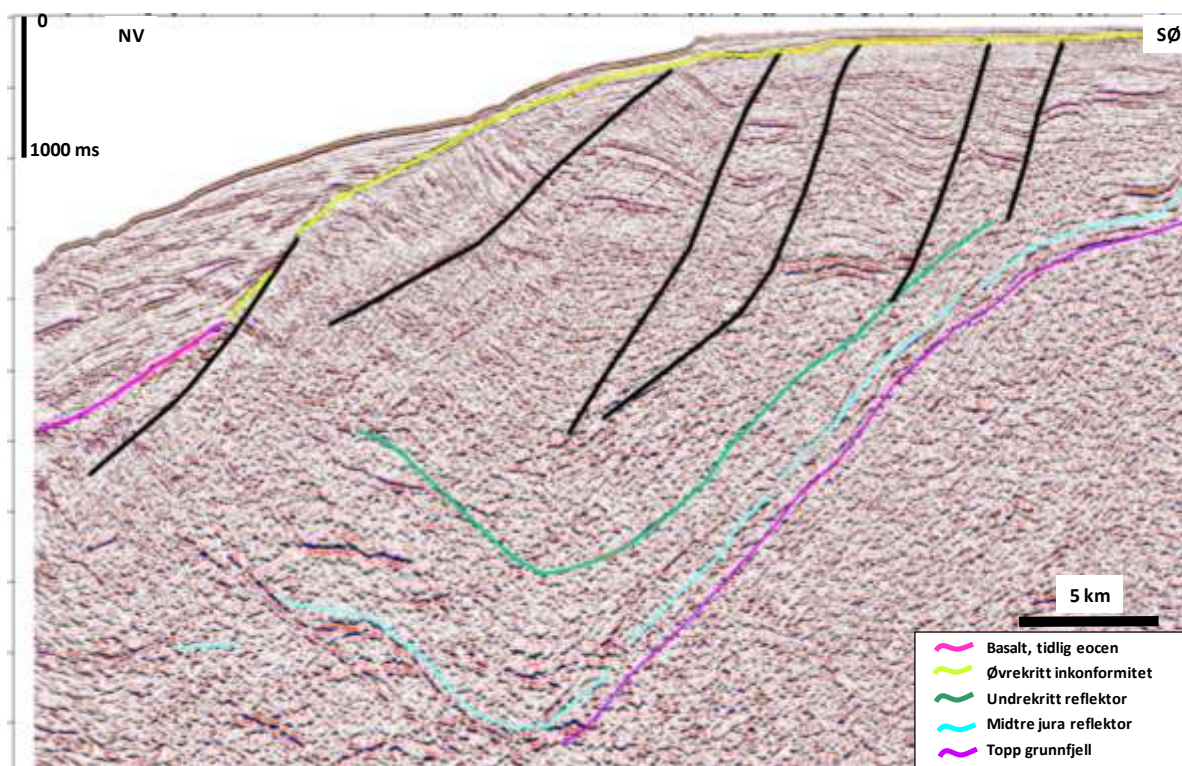
Figur 3.6 b. Skisse som indikerer sammenhengen mellom ulike geologiske provinser i senkritt (Riis, upublisert materiale, se også Riis 1996). Grønn linje viser hvor toppen av kritt kommer opp i havbunnen. Utgående for jura og midtkarbon er også vist. Det tektonisk aktive området er knyttet til bevegelser langs plategrensene før havbunnskorpe ble dannet (jfr figur 3.1).

Harstadbassenget er definert i Troms III, II og nordlige del av Nordland VII (figur 3.4 og 3.5). Dette bassenget inneholder flere tusen meter tykke kretaiske avsetninger i de dype delene, og er avgrenset mot øst av grunnfjellshøyder dekket av skrånstilte juraiske lag. Tilsvarende geologi finnes også i forlengelsen av bassenget vest for Utrøstryggen (figur 3.7 og 3.8). De

kretaiske avsetningene er glidd ut mot vest langs forkastninger som såler ut over de juraiske lagene. Utglidningene har ført til kraftig deformasjon av avsetningene. Utenfor eggkanten er de kretaiske bergartene forkastet langt ned i dypet og dekket med basalt, og kan derfor ikke kartlegges med dagens seismikk.



Figur 3.7. Profil A, jfr figur 3.4. Utsnitt av seismisk linje RHW96-115 vest for sørlige del av Utrøstryggen. En tykk pakke sedimenter av kritt alder lapper på Utrøstryggen mot høyre. Krittbasenget ble kraftig deformert i senkritt, med dannelse av en tydelig vinkeldiskordans mot paleocen (gulgrønn horisont). Denne inkonformitetsflaten danner i dag en domstruktur som følge av kompresjon i paleocen. Under kontinentalskråningen er det tykke paleogene lag. Overliggende basallag, intrusiver og antatte eocene sedimentære bergarter lapper inn på kritt pakken, men er også kraftig rotert opp mot sørøst. Basaltiske lag og intrusiver har kraftig reflektivitet. Pålappsflaten på de skrånede paleogene lagene (gul linje) er ikke datert, men det er sannsynlig at den er knyttet til endringen i platebevegelsene i slutten av eocen. De grunneste lagene representerer en utbygging av eggkanten av kvartære (pleistocene) sedimenter.



Figur 3.8. Profil F, jfr figur 3.4. Utsnitt av seismisk linje LO-48-88 vest for Andøya, der sokkelen er svært smal. Profilet inneholder de samme elementene som profil A (figur 3.7). Harstadbassenget er fylt av en tykk, tektonisk forstyrret kritt-pakke. Kenozoiske sedimenter ligger i hovedsak under kontinentalskråningen, og disse inneholder basalter og intrusiver. Den ytre delen av Harstadbassenget er løftet opp. Alderen på denne hendelsen er uvis, men den kan være knyttet til kompresjonsfasen i paleogen som vises i figur 3.7. I dette området er det svært lite kvartære sedimenter på sokkelen.

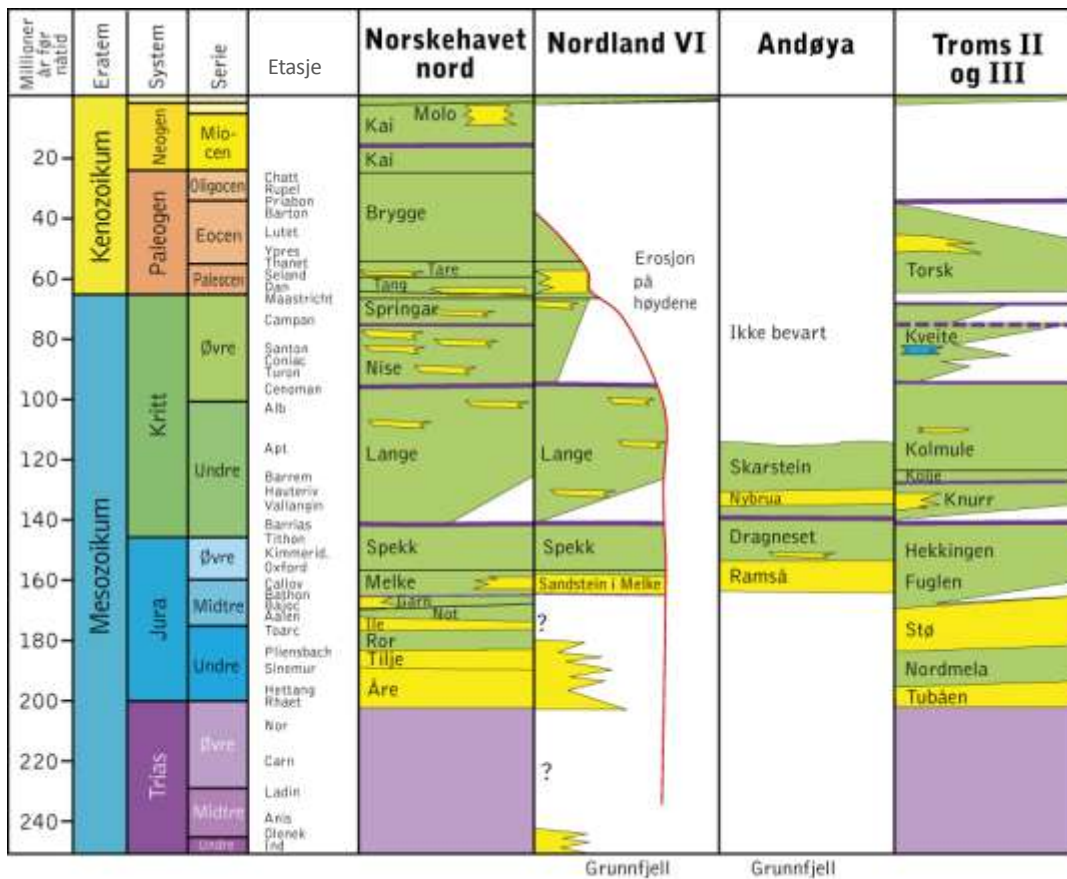
Langs eggkanten sør for Harstadbassenget i Nordland VII fortsetter samme type geologi med en tykk kretaisk pakke som er forkastet ned mot dyphavet. I deler av dette området er sokkelmarginen vanskelig å tolke på grunn av intens tektonikk og mye basaltoverdekning.

Ribbebassenget er en graben mellom to grunnfjellshøyder. I dette bassenget er de sedimentære lagene ikke deformert på samme måte som i Harstadbassenget, men lagene er rotert opp mot sidene av bassenget på grunn av innsynkningen. Forkastninger og kompresjonsstrukturer er observert i de tverrgående lineamentene som avgrensner Havbåenunderbassenget mot nord og sør (figur 3.5). I nordlige del av Ribbebassenget er øvre kritt fjernet av senere erosjon og en kan derfor ikke bruke seismikk for å korrelere øvre kritt mellom Harstadbassenget og Ribbebassenget.

3.2 Stratigrafi og paleogeografi: Landskap og sedimentære avsetninger i trias, jura, kritt og paleogen

Litostratigrafiske enheter for mesozoikum og kenozoikum i Norskehavet og Barentshavet er definert i NPD-bulletin no. 4 (Dalland mfl. 1988) og Dallmann 1999. Informasjon om de stratigrafiske enhetene finnes også på ODs faktasider (www.npd.no).

En forenklet og samlet oversikt over litostratigrafien for Norskehavet nord (Norneområdet), Nordland VI, Andøya og Troms II/III er vist i figur 3.9.



Figur 3.9. Stratigrafisk oversikt for Norskehavet nord (Norne-området), Nordland VI, Andøya og Troms II/III. Gult: Dominerende sandstein. Grønt: Dominerende leirstein. Blått: Dominerende kalkstein. I Norskehavet nord og utenfor Troms ligger jura på tykke triasavsetninger som ikke er spesifisert i figuren, men er merket med lys lilla farge. Lilla streker angir tektoniske hendelser med erosjon på strukturelle høyder. Navnene i de litostratigrafiske søylene er formasjonsnavn.

Grunnfjell

I norsk petroleumsvirksomhet blir bergarter eldre enn devon betegnet som grunnfjell.

Produksjonen av hydrokarboner fra grunnfjell utgjør på verdensbasis en svært liten del av den totale produksjonen. I noen områder er imidlertid produksjonen fra grunnfjell av stor betydning, eksempelvis i Vietnam (Batchelor mfl. 2005). På britisk sokkel er det gjort flere hydrokarbonfunn i grunnfjell. Clairfeltet vest for Shetland inneholder olje i grunnfjell, men foreløpig produseres det kun fra devonske sedimenter. Hurricane Exploration boret høsten 2009 et prospekt i en grunnfjellsblokk vest for Shetland og fant olje. Den strukturelle rammen for dette funnet har likhetspunkter med grunnfjellsblokkene som er kartlagt i Nordland VI og VII. På norsk sokkel er grunnfjell påtruffet i 53 brønner, og kjernetatt i 31 av disse. Det er tre hydrokarbonfunn i grunnfjell på norsk sokkel, alle på Utsirahøgda: 16/1-4, 16/2-4 og 16/1-12. Primær porøsitet og permeabilitet i de fleste typer av grunnfjell er så lav at den er uten interesse for vurdering som reservoar. Grunnfjell, både på fastlandet og på sokkelen, er gjennom-satt av sprekker i større eller mindre grad. Normal bakgrunnssprekkeintensitet gir grunnfjellet en porøsitet mellom 0 og 5 %, typisk 2 % (Petford 2003). Dette er for lavt til å være interessant som reservoar. Både sprekkedannelse og forvitring kan bidra til at porøsitet og permeabilitet blir så høy at grunnfjellet kan fungere som et produktivt reservoar. Sprekkeporøsiteten i påviste grunnfjellsreservoarer varierer fra 5 % til godt over 10 %.

Forvitring kan bidra til øket porøsitet, men kan også ha en motsatt effekt. Dette avhenger av i hvilken grad leirmineralene er blitt fjernet fra den forvitrede bergarten ved videre erosjon og

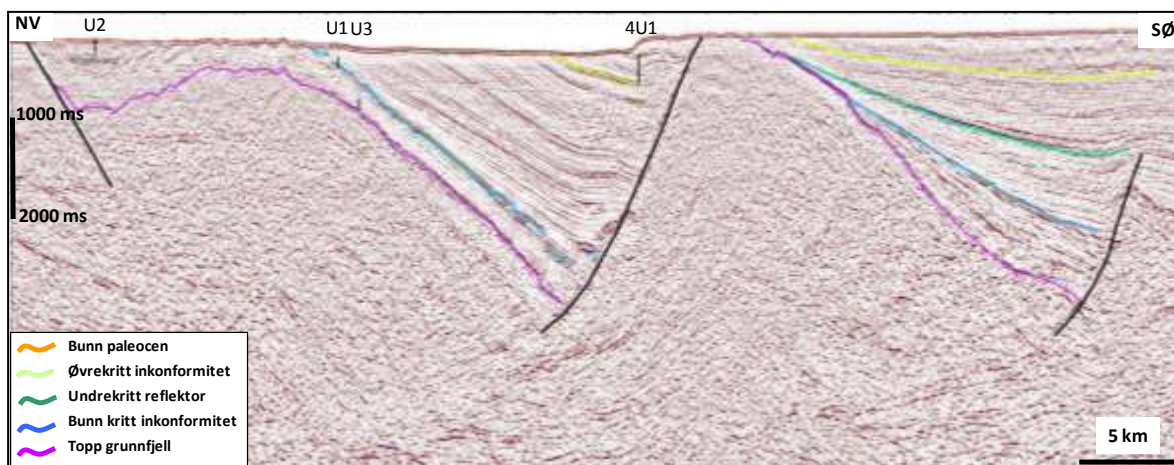
utvasking. Forvitret grunnfjell er påvist flere steder på land i Lofoten og Vesterålen (Peulvast 1986, Brønner mfl. 2010), men aldrene på de ulike forvitningsfenomenene er ikke avklart. Grunnfjellet under juraavsetningene på Andøy er forvitret (Sturt mfl. 1979). Tilsvarende forvitring er observert i den grunne boringen 6814/04-U-1 i Nordland VII (Mørk mfl. 2003). Sterkt forvitret rullesteiner av grunnfjellsbergarter er funnet i en løs blokk av tidligkretaisk strandkonglomerat på Hanøy i Hadsel kommune (Vogt & Ravn 1915). OD og NGU startet i 2009 TWIN-prosjektet som skal kartlegge og analysere dypforvitring i kystnære områder på fastlandet (Olesen mfl. 2009).

Flere av jura /triasprospektene i Nordland VI og VII består av delvis eroderte sedimentære lag som ligger direkte på flankene av store roterte grunnfjellsblokker. Graden av erosjon har vært ulik, og dette forårsaker at det varierer hvor langt oppflanks sedimentene er bevart. Disse prospektene har høy risiko for manglende bunnsegl, samtidig som det er sannsynlig at det underliggende grunnfjellet er oppsprukket. I tillegg kan grunnfjellet være forvitret. Denne situasjonen åpner muligheten for at grunnfjellet også kan fungere som reservoar.

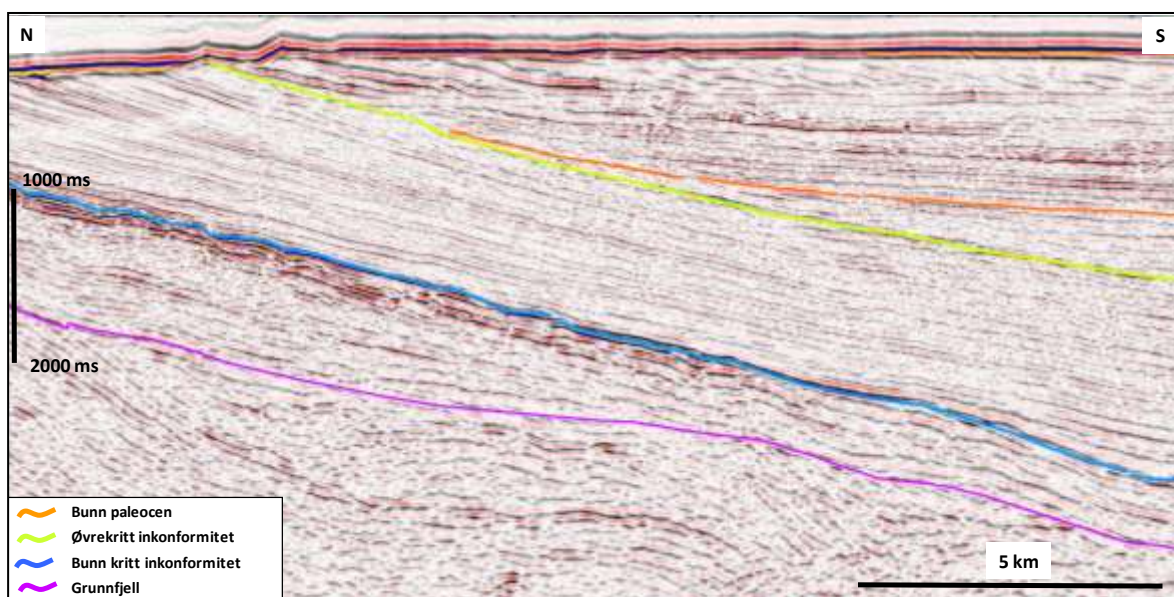
Trias-jura

I avsnitt 3.1 er det beskrevet at mesteparten av området har utgjort en strukturell høyde der trias og jurasedimenter ble avsatt på grunnfjell. Observasjoner på Andøya viser at grunnfjells-overflaten hadde ligget lenge nok over havnivå til å bli kraftig forvitret før den ble overlignet av sedimenter i mellomjura. Det kan ikke utelukkes at rester av paleozoiske sedimentære bergarter er bevart i sørvestlige del av Nordland VI og i Vestfjorden, jfr også figur 3.6a. Bergartene fra sentrias er i hovedsak kontinentale avsetninger, avsatt på elvesletter under tørt klima. Elvesletteavsetningene bestod av finkornig materiale, gjennomskåret av sandige kanaler. Mot slutten av sentrias (rhaet) skjer det en endring til fuktigere klima samtidig med at det blir større marin påvirkning på sedimentene.

Sandsteiner av tidlig- og mellomjura alder er en av de viktigste reservoarbergartene på norsk sokkel. I den stratigrafiske tabellen i figur 3.9 utgjør de Båt- og Fangstgruppen i Norskehavet og Realgrunnenundergruppen i sørlige Barentshavet. Dette er delvis og grunnmarine avsetninger som ble dekket av leire etter hvert som havet steg i mellomjura og senjura. De grunne boringene 6710/3-U-1 og 6814/4-U-1 og undersøkelsene på Andøya tyder på at reservoarsandsteinene i Lofoten-Vesterålen i hovedsak er yngre enn i Norskehavet (Dalland 1981; Smelror mfl. 2001). Dette kan forklares med at det ikke var rom til å avsette sedimenter på den strukturelle høyden i dette området før havnivået begynte å stige i mellomjura. Stratigrafisk kan en korrelere midtre jura sandsteinene i Nordland VI og VII med sandsteiner som er tidsekvivalente med Melkeformasjonen, tilsvarende det som er observert i Norneområdet (figur 3.9).



Figur 3.10 a. Profil B, figur 3.4. Utsnitt av seismisk linje LO-04-88, som er en referanselinje for korrelasjon til grunnboringene ved Utrøstryggen. Det seismiske profilet ble samlet inn og prosessert av OD i 1988. Her vises en versjon som er reprocessert av Statoil i 2000. Grunnboringen 6710/3-U-2 (U2) ligger på profilet. De øvrige grunnboringene 6710/3-U-1(U1), 6710/3-U-3(U3) og 6711/4-U-1 (4U1) er korrelert inn på profilet ved hjelp av kryssende seismiske linjer for å vise hvilke seismiske reflektorer de har påtruffet. Avstandene fra disse tre boringene til profilet er på henholdsvis 1,8 km, 3,6 km og 5,2 km. Svarte linjer viser forkastninger. Intervallet mellom grunnfjell og bunn kritt inneholder både triasiske og juraiske sedimentære bergarter. Juralagrekkene øker i tykkelse mot forkastningen lengst i vest og lengst i øst. Den sentrale forkastningsblokken (Marmæleutstikkeren) ble erodert som følge av reaktivering av forkastninger både i overgangen jura/kritt og i tidligkritt. Forkastningene ble også reaktivert i senkritt og i paleogen, og hele området ble dypt erodert i kenozoikum.



Figur 3.10 b. Profil C, figur 3.4. Utsnitt av innlinje 2180 fra 3D-seismikken NH9604, viser utkiling av øvre kritt mot Utrøstryggen. Geometrien av lagene viser at Utrøstryggen ble hevet etter avsetning av undre kritt lagpakken. Øvre kritt og en tykk pakke med paleocene sedimentære bergarter viser pålapp mot høyden.

Profilet i figur 3.10 a over Utrøstryggen gir et godt eksempel på utviklingen av grunnfjells-høyden og konsekvensene av jordskorpebevegelsene i senjura, tidligkritt og senkritt. Fire grunne borehull (6710/3-U-1, -2, -3 og 6711/4-U-1) med kontinuerlig kjerne er plassert slik at ett av hullene ligger på det seismiske profilet, og de andre tre ligger inntil 5 km unna. Ved hjelp av kryssende seismiske linjer er borehullene projisert inn og flyttet slik at de ligger på riktig stratigrafisk nivå i figuren. Toppen av jura (bunn kritt inkonformitet) og toppen av

grunnfjellet er tydelige reflektorer, og begge disse reflektorene er boret og kjernetatt. Jura-triassekvensen blir tykkere inn mot to forkastninger som danner en grabenstruktur. Undre og midtre jura sandsteiner er påvist i denne tykke sekvensen. I den sentrale delen av profilet, mellom forkastningene, er juraavsetningene tynne. Både grabenforkastningene og andre forkastninger var aktive i senjura og i en fase i tidligkritt. Toppen av forkastningsblokkene ble erodert i begge disse erosjonsfasene. En kan anta at disse erosjonsflatene var tilnærmet horisontale. Grunnen til at erosjonsflatene i dag står på skrå er en senere reaktivering av forkastningene i senkritt og trolig også i paleogen. Erosjonsflaten som ble dannet i senjura er noe mer rotert enn den i tidligkritt på grunn av bevegelsen i tidligkritt. Det er typisk for Lofoten--Vesterålen at bevegelsene i senkritt og paleogen er betydelig større enn i jura. Figur 3.10 a viser også at basseng og høyder i jura ikke alltid faller sammen med basseng og høyder som ble dannet i senkritt og paleogen. Figur 3.10 b illustrerer den kraftige hevingen av Utrøst-ryggen i senkritt, som førte til en utkiling av hele den tykke øvre kritt lagrekka.

Enda lengre inne på den mesozoiske grunnfjellshøyden ligger midtre jura sandsteiner på grunnfjell, slik det er vist i profilet i figur 3.11. Dette profilet er korrelert inn til grunnboringene (6814/4-U-1 og -2) sørvest for Langøya, og sandsteinene er av samme alder som Melkeformasjonen. Grunnboringene viser at disse sandsteinene har gode reservoaregenskaper, men tykkelsen varierer mye. Seismikken i figur 3.10 a og 3.11 viser at sandsteinene blir erodert mot toppen av de forkastningsblokkene som var aktive i senjura og tidligkritt.

Som vist i figur 3.9 har juralagrekken i Troms II øst for Senjabruddsonen en utvikling som samsvarer bedre med den vestlige delen av Hammerfestbassenget enn med Lofoten – Vesterålen. Seismikken tyder på at perm- og triasavsetningene som er kjent fra Hammerfestbassenget fortsetter sørover og inn i Troms II. Seismikk og grunnboringene 7018/5-U-1, 7018/5-U-2, 7018/5-U-6 og 7018/7-U-1 viser at det i Troms III ble avsatt undre og midtre jura reservoarsandsteiner som ble dekket av tykke midtre og øvre jura leirsteinssekvenser. Juralagrekken i grunnboringene i Troms III er korrelert med stratigrafien i Barentshavet av Smelror mfl. (2001).

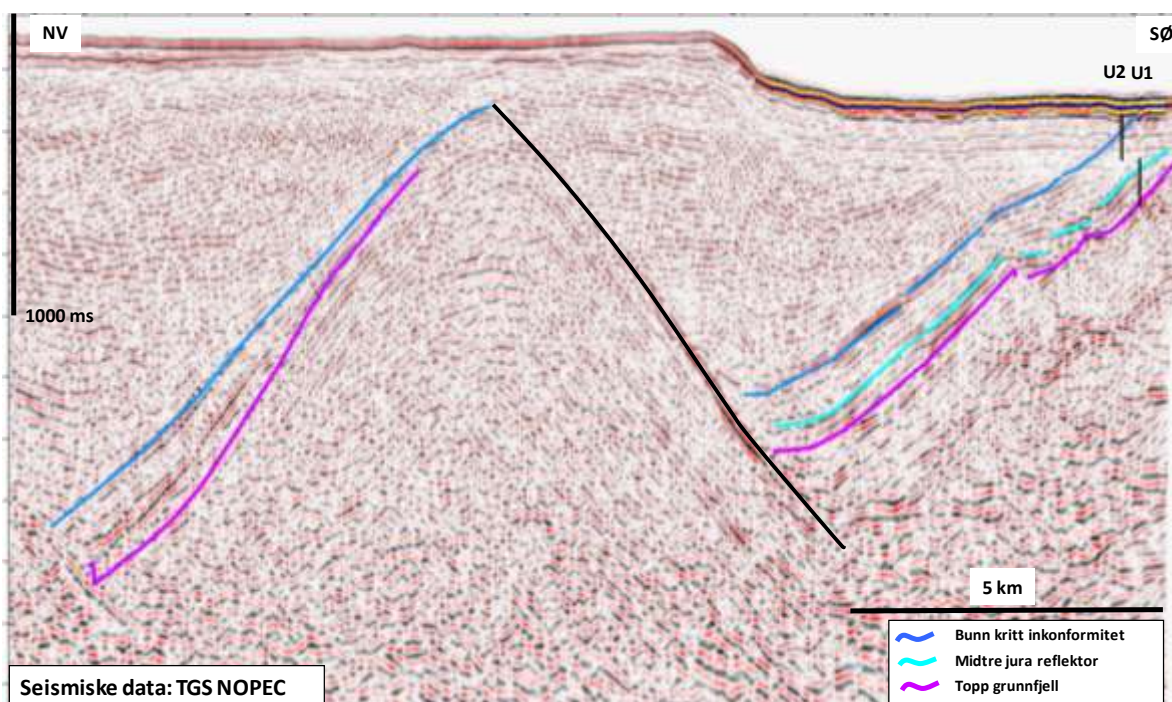
Leirsteinene i øvre jura ble avsatt under en periode med havnivåstigning, hvor det meste av norsk sokkel ble oversvømmet av havet. Deler av denne leirsteinspakken består av organisk rike skifre som utgjør den viktigste kildebergarten for hydrokarboner i Norskehavet og i Snøhvitområdet i Barentshavet. Den totale mektigheten av de senjuraiske leirsteinene er antatt å være størst i Troms II. Dette er basert på korrelasjonen til grunnboringene sør i Troms III, der mektigheten er ca 500 meter på flanken av Harstadbassenget. I dype deler av bassenget kan mektigheten være større. Kildebergarter med svært høye verdier av TOC (total organisk karbon) og med potensial for å danne både olje og gass ble funnet i en ca 50 meter tykk sone i undre del av Hekkingenformasjonen i 7018/5-U-2 (Smelror mfl. 2001). Seismisk korrelasjon fra Troms III til Troms II er vanskelig, men jurasekvensen ser ikke ut til å skifte vesentlig karakter langs østmarginen av Harstadbassenget.

I Lofoten-Vesterålen er bassengene som ble dannet som følge av ekstensjon i senjura fylt med øvre jura sedimentære bergarter. Den senjuraiske leirsteinen er derfor tykkest i forkastningsbassenget og tynnere på høydene. De grunne boringene i Nordland VII (6814/4-U-1 og -2) tyder på at øvre jura leirsteinene i den nordlige delen av Ribbebassenget ble avsatt mer proksimalt i bassenget og har noe lavere innhold av organisk karbon enn i Troms III. Men den undre delen av Hekkingenformasjonen er også i Nordland VII en kildebergart med potensial for både olje og gass (Smelror mfl. 2001).

Undre kritt

Harstadbassenget, Ribbebassenget og Vestfjordsbassenget begynte å synke inn i senjura, men den viktigste innsynknings- og innfyllingsfasen i disse bassengene var i tidligkritt. Undre kritt bergarter består i all hovedsak av leir- og siltstein. Disse bergartene viser tydelig pålapp på flankene av bassengene, slik at de eldste kretaiske bergartene bare finnes sentralt i bassengene. Innfyllingen av bassenget gjør at spranget i geologisk tid mellom jura- og kritt-sedimentene øker oppflanks (figur 3.10 a).

Samtidig med innsynkningen skjedde det også en viss erosjon på de høydene som ble løftet opp av de store forkastningene. Eventuelle reservoarbergarter i undre kritt er antatt å være lokale avsetninger som er erodert fra slike høyder. Formen på noen av de oppløftede forkastningsblokkene viser at både sedimentære bergarter og deler av grunnfjellet er blitt fjernet ved erosjon (figur 3.10 a og 3.11). Erosjonsproduktene kan være avsatt lokalt rundt den oppstikende høyden, og kan utgjøre mulige reservoarer. Korttransporterte erosjonsprodukter fra sedimentære bergarter vil ofte være sandige, og ha gode reservoaregenskaper. Korttransporterte erosjonsprodukter fra grunnfjell ("basement wash") vil i utgangspunktet være heterogene (konglomerater, utvaskede forvitringssoner), og ha relativt dårlige reservoaregenskaper. Ulike sedimentære prosesser i strandsoner/grunt hav kan eventuelt endre disse avsetningene og gi bedre egenskaper.

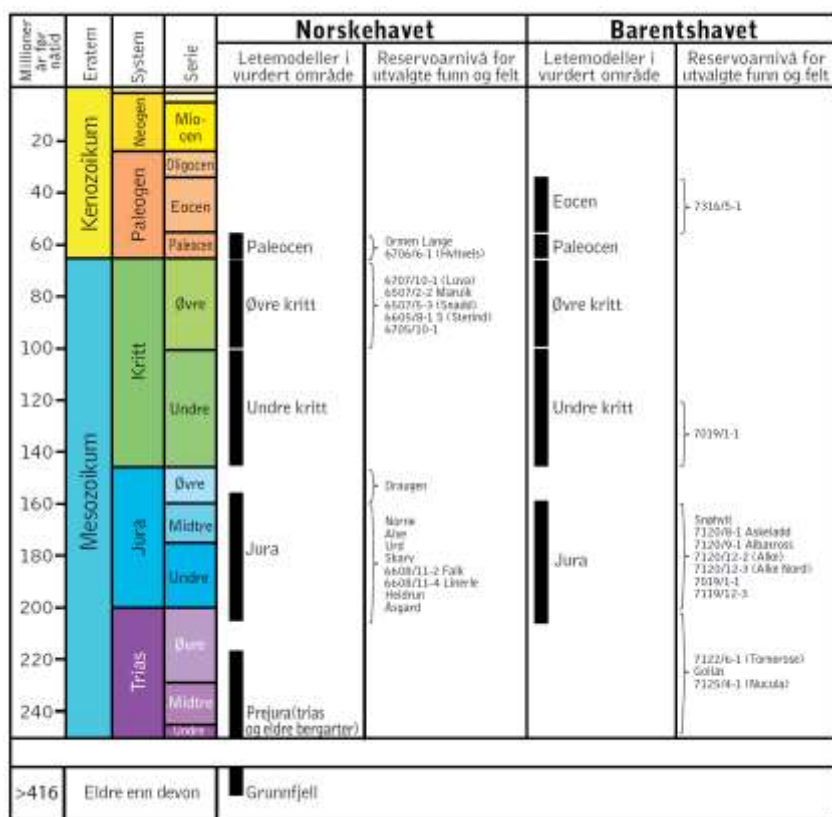


Figur 3.11. Profil E, jfr figur 3.4. Seismisk linje samlet inn og prosessert av TGS NOPEC. De to grunnboringene 6814/4-U-1 og -U-2 er korrelert inn slik at de blir plassert stratigrafisk riktig på seismikken. Avstanden fra disse to boringene til profilet er henholdsvis 0,5 og 1,5 km. På grunt havdyp i vest er seismikken sterkt forstyrret av støy og multipler. I denne nordvestlige delen kan grunnfjellet være representert av den sterke reflektoren som ligger noe grunnere enn det som er tolket. Juralagrekken kiler ut mot toppen av den store forkastningsblokken. Blokken er blitt reaktivert både i kritt og paleogen.

Undre krittavsetningene på Andøya består hovedsakelig av marine skifre, men inneholder både et sandsteinslag, tynne turbiditter og flere soner med utraste grunnfjellsblokker. Grunnfjellsblokkene stammer fra grunnfjellet vest for de mesozoiske avsetningene (Dalland 1981). Vogt & Ravn (1915) beskriver en løs blokk med et tidligkretaisk (sannsynligvis hauteriv/barrem) konglomerat som er funnet nær Hanøy, i Hadsel kommune. Konglomeratet består av strandgrus, bruddstykker av skjell og rullesteiner av grunnfjellsbergarter.

Under kartleggingen er det rundt noen få av de eroderte grunnfjellsblokkene seismiske refleksjonsmønstre, til dels assosiert med høy refleksivitet, som kan tyde på lokale avsetninger fra blokkene. Varierende seismisk kvalitet og dårlig seismisk dekning gjør imidlertid at det foreløpig ikke har vært mulig å kartlegge disse mulige prospektene.

I nordlige del av Norskehavet er det ikke gjort funn av hydrokarboner i undre kritt, men det er påvist spor i noen få letebrønner. I Barentshavet opptrer undre kritt sandsteiner avsatt fra forkastningsbetingete høyder i Knurrformasjonen. I 7019/1-1 er det funnet små mengder gass i slike sandsteiner (figur 3.12). Geologien her kan sammenliknes med Troms II.



Figur 3.12. 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.

Definisjonen av prospekter i undre kritt bygger på seismiske amplitudeanomalier knyttet til strukturelle feller.

Øvre kritt

I Norskehavet er det avsatt en tykk øvre kritt lagpakke som vesentlig består av leirstein og siltstein. Lagrekka inneholder i tillegg flere nivåer med sandsteiner (Lysing-, Nise- og Springarformasjonene). Det er gjort gassfunn i disse formasjonene, både på Haltenterrassen og i dyphavet. Sandkilden for Lysingformasjonen (coniac alder) er antatt å være i nordlige Skandinavia, mens Nise og Springarformasjonene har sitt kildeområde på Grønland. I letebrønneren 6710/10-1 ble det funnet lave konsentrasjoner av hydrokarboner i tynne sandsteinslag som er avsatt i samme tidsrom som Springarformasjonen.

På grunn av bevegelsen mellom Grønland og Barentshavsokkelen var senkritt en periode med tektonisk aktivitet og heving i det meste av Barentshavet og på Svalbard. I Barentshavet opp-

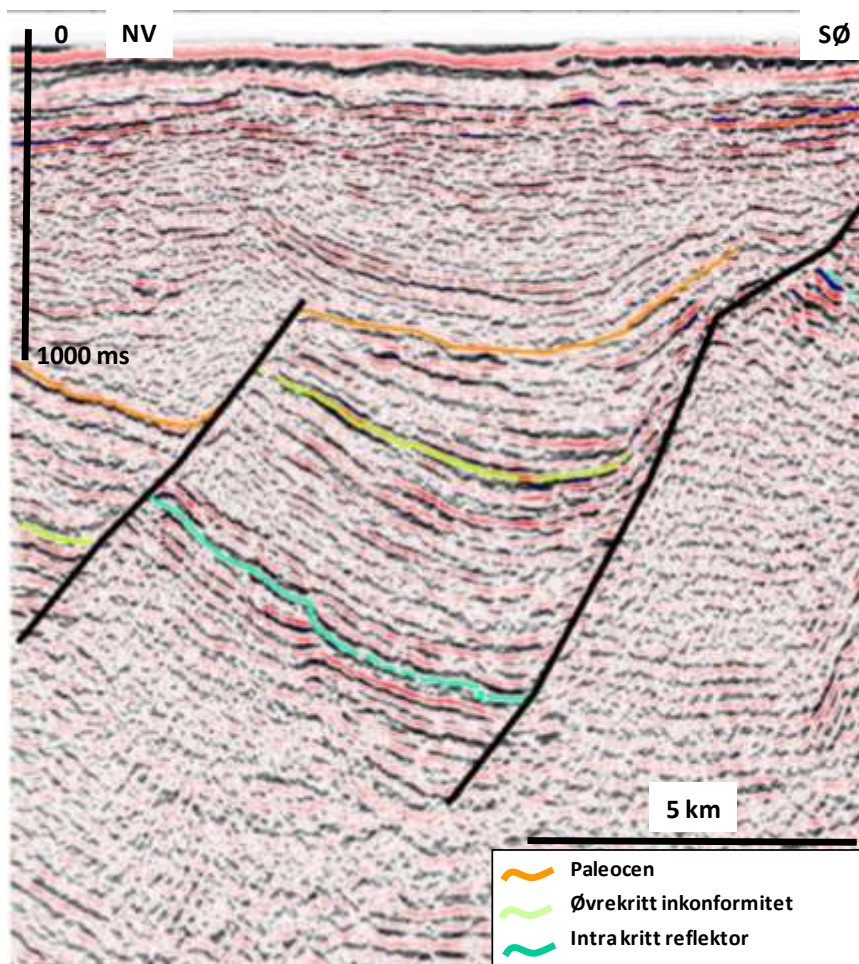
trer øvre kritt vanligvis som en kondensert sekvens eller mangler helt. Det bare en boring som har påtruffet store mektigheter med øvre kritt, 7119/7-1 i Tromsøbassenget.

Den seismiske kartleggingen i Nordland VI viser at Utrøstryggen ble løftet opp i overgangen mellom tidlig- og senkritt, slik at den tykke øvre kritt sedimentpakken ble avsatt inntil Utrøstryggen og kiler ut mot den (figur 3.10 b). En del av denne utkilingsssekvensen er boret i 6711/4-U-1 i Nordland VI (figur 3.10 a). Nord i Ribbebassenget kommer øvre kritt-lagene opp i havbunnen, slik at en ikke kan definere noen slik utkiling. I Troms II og Nordland VII er det ingen geologiske data som kan bekrefte om øvre kritt er avsatt. Også i disse områdene vil en forvente en tydelig seismisk sekvensgrense mellom disse to pakkene. Toppen av kritt-pakken er definert av en inkonformitet (øvre kritt inkonformitet) som markerer avslutningen av den omfattende forkastningsaktiviteten og utglidningen av kritt-pakken som en ser langs hele eggakanten (figur 3.7 og 3.8).

Paleogen

Både sørlige og nordlige Skandinavia ble hevet i tidlig paleocen. Påfølgende erosjon førte til en utbygging av sedimenter mot vest som kan ses på seismiske data fra vestlandskysten til Lofoten. Utbyggingen av kysten i paleocen nådde ikke særlig langt ut fra dagens kystlinje, men sandstein ble også avsatt i massestrømmer på dypere vann, slik som på Ormen Lange. Grønland var kilde til sandsteinene på dypt vann vest i Norskehavet (6706/6-1 Hvitveis). De paleocene sandsteinsavsetningene i Tangformasjonen i Nordland V og VI er svært tykke og sandrike. I 6710/10-1 ble det påvist et paleocenintervall på 800 meter, vesentlig sandstein. Disse sandsteinene har et karakteristisk seismisk mønster med uregelmessige haugformer. De seismiske dataene og resultater fra andre leteboringer viser at tykkelsen avtar mot sør og vest. Mot Utrøstryggen i nord kommer Tangformasjonen opp i havbunnen på grunn av senere erosjon.

I sørlige del av Barentshavet var det også utbygging av paleocene sedimenter mot vest. Utbyggingstretningene tolket på seismikk i Hammerfestbassenget tyder på at det kom lite tilførsel fra norskekysten, og sedimentene er stort sett leir- og siltstein. For Troms II er det nærmeste geologiske kontrollpunktet for paleocen en grunnboring i sørlige del av Troms III. Verken borehullsdata eller seismisk karakter tyder på sandstein i dette området. Seismikken endrer imidlertid karakter inn mot de store forkastningene ved utløpet av Andfjorden, der det ligger tykke sedimentpakker på øvre kritt inkonformiteten (figur 3.13).



Figur 3.13. Profil G, jfr. figur 3.4. Utsnitt av krysslinje 2688 fra ODs 3D-seismikk i sørlige del av Troms II. Roterte forkastningsblokker i kritt. Gulgrønn reflektor viser øvre kritt inkonformitet. Sekvensen over inkonformiteten (opp til oransje reflektor) er ikke datert med boreriger og kan være øvre kritt eller paleocen. Det seismiske uttrykket viser mer undulerende og mindre kontinuerlige reflektorer enn kritt pakken under. De store forkastningene er reaktivert med kompresjon i paleocen. Grunne refleksjoner med høy amplitude over forkastningen til høyre kan indikere grunn gass.

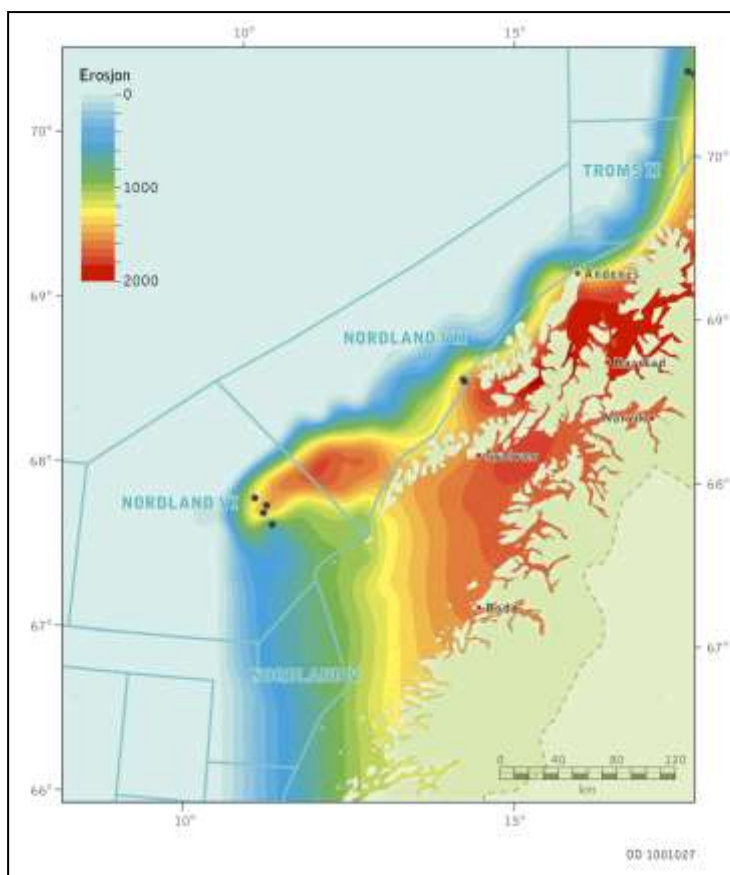
Vest for dagens eggakant i Nordland VI og VII er paleocenlagene gjennomslått av basaltiske intrusiver og også stedvis dekket av basalt. I områdene hvor lagene er dekket av basalt er det vanskelig å se de underliggende bergartene på seismikken. Det er tenkelig at noe sandtransport gikk mot vest fra det oppløftede Lofoten-Vesterålen, men det er ikke sett klare seismiske indikasjoner på dette.

6710/10-1 viser at sandsteinene i Tangformasjonen er overlågret av eocen leirstein (Tareformasjonen). Oppå Tareformasjonen ligger sedimenter som hører til den glasiøle perioden. Det er bare utenfor eggakanten i den vestlige delen av Nordland VI og VII at en kan regne med å finne avsetninger fra oligocen og miocen. Her er det observert en tydelig seismisk sekvensgrense med pålapp i et nivå som er grunnere enn bunnen av Tareformasjonen (figur 3.7). Denne sekvensgrensen er ikke datert ut fra boreriger, men det regnes som sannsynlig at den svarer til den platetektoniske omleggingen i overgangen eocen-oligocen. De sedimentære bergartene fra eocen til miocen i Norskehavet er dannet av dyphavsslam som stort sett bestod av leire og diatoméskall, og har ikke reservoaregenskaper.

3.3 Erosjonshistorie

Kystområdene i nordlige Nordland og sørlige Troms - inkludert sokkelområdene i Nordland VII, Troms II og deler av Nordland VI - ble utsatt for en omfattende heving og påfølgende

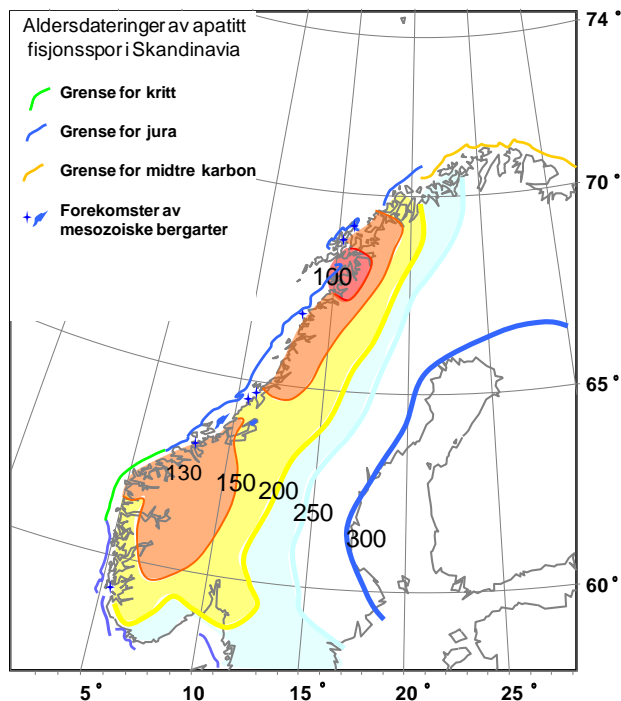
erosjon i perioden senkritt og paleogen. Hevingen skyldes de platetektoniske bevegelser i forbindelse med åpningen av Norskehavet, der Grønland ble forskjøvet mot høyre i forhold til Nord-Norge og Barentshavet, jfr avsnitt 3.1. På bakgrunn av volumene av de sedimentene som er transportert ut fra det eroderte området antas erosjonen å ha vært særlig omfattende i paleocen og under istidene (siste 2.8 millioner år). Det er ikke avklart om den økte erosjonen under istidene bare skyldes endringen i klima eller om det i tillegg var en ny fase med heving i området, slik det ble foreslått av Riis (1996). Erfaringene fra leteboring i blant annet Barentshavet viser at i sedimentbassenger som har hatt sin maksimale temperatur (maksimale begravning) for flere millioner år siden vil det være en betydelig usikkerhet om i hvor stor grad hydrokarboner er oppbevart i fellene. I et basseng som er under kontinuerlig innsynkning er denne usikkerheten lavere. Dette henger sammen med at erosjonen fører til en nedgang i trykk og temperatur. Trykkreduksjonen får gassonene til å ekspandere og gass til å boble ut av oljesonene. Lekkasje fra fellene vil kunne øke på grunn av høyere gasskolonner i reservoarene og endringer av stress i de forseglende lagene over fellene. Lavere temperatur fører til at det blir redusert dannelse av hydrokarboner som kan erstatte gass som lekker ut av fellene. I Barentshavet har erosjon og gassekspansjon ført til en situasjon der fellene bare er delvis fylte og der det er store mengder residuell olje som er fordelt utover og nedover i vannsonene. Effekten på oppbevaring av hydrokarboner blir større jo dypere erosjonen går, og har også sammenheng med tidspunktet for erosjonshendelsene.



Figur 3.14 a. Kart som viser beregnet total erosjon i meter, uttrykt som forskjellen mellom dagens begravning og maksimal begravning.

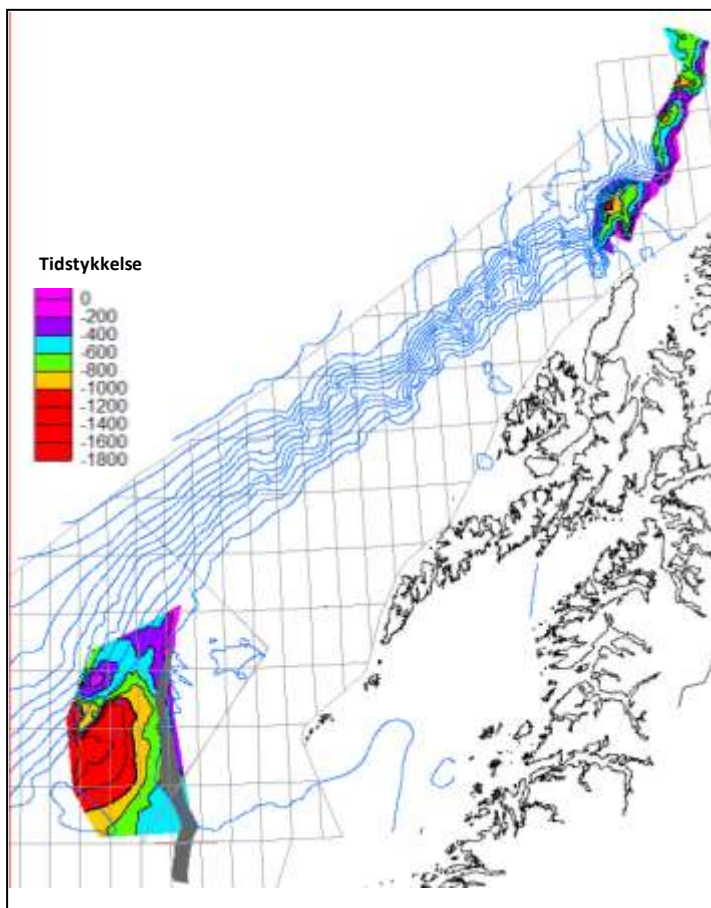
Som en del av ODs vurdering ble det gjort en regional kartlegging og sammenstilling av data for å undersøke hvor omfattende erosjonen har vært i Lofoten- og Vesterålen. Resultatet er vist i figur 3.14 a. I erosjonsstudiet er det tatt utgangspunkt i data fra grunnboringer (svarte punkter på kartet). Data fra juraglene på Andøya er også brukt. Graden av forkulling av organisk materiale i de sedimentære bergartene i grunnboringene viser at de har vært begravd

1000-2000 meter dypere enn i dag. Dette er også i overensstemmelse med porøsiteten i sandsteinene i boringene. For å komme fram til et erosjonskart ut fra disse datapunktene er toppen av paleocen og bunnen av de glasiale sedimentene kartlagt der de er bevart, og ekstrapolert videre mot land. Kartet er også sett i sammenheng med en sammenstilling av radiometriske data fra fastlandet (fisjonsspor i mineralet apatitt; Hendriks mfl. 2007), jfr figur 3.14 b. Der som en regner at maksimalt begravningsdyp på Andøya har vært på 2000 meter eller mer i senkritt eller paleocen, betyr det at hele Vesterålen og Lofoten (også dagens fjelltopper) har vært dekket av tykke krittavsetninger. Kystlinja i tidlig kritt må da ha gått vesentlig lengre mot øst.



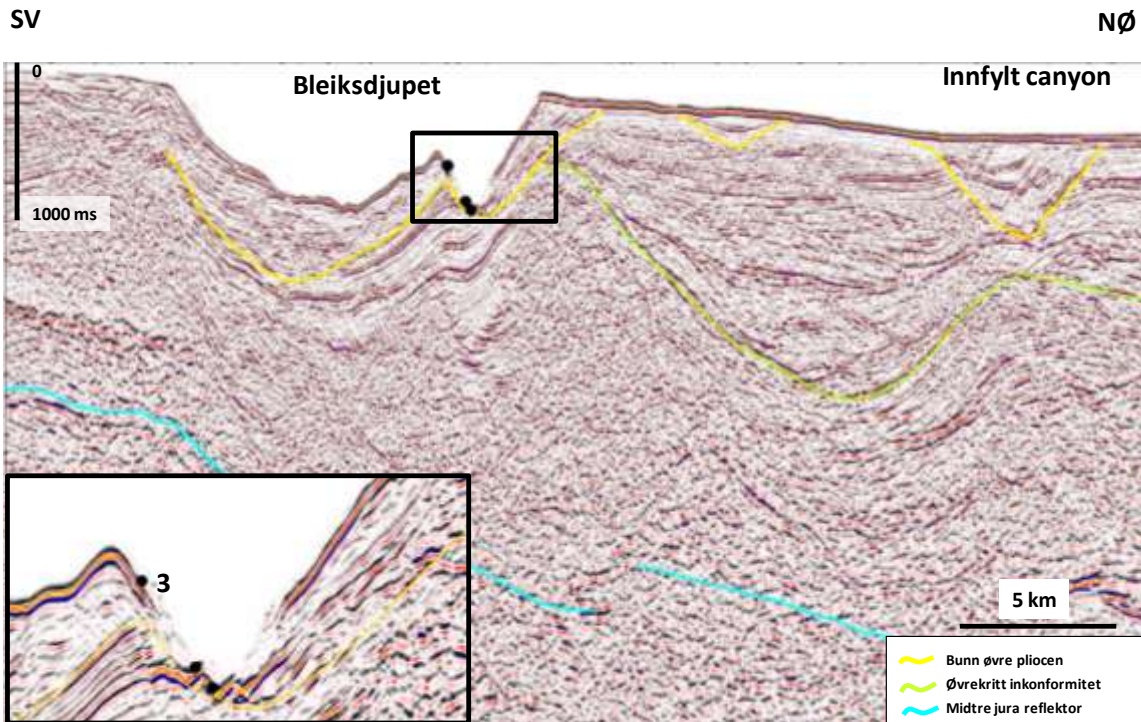
Figur 3.14 b. Skisse som viser fisjonsspor-aldre (millioner år) i Skandinavia. Figuren er laget ved å konturere og glatte dataene til Hendriks mfl. (2007). Disse aldrene viser i hvor lang tidsperiode apatittkornene i en bergart har hatt så lav temperatur at fisjonsspor blir bevart uten å rekrystallisere. Figuren indikerer at Vestfjordsområdet var dypt begravd i tidligkritt. Grenselinjene der kritt, jura og midtre karbon er erodert inn mot fastlandet korrelerer med fisjonsspor-aldrene.

Som nevnt i avsnitt 3.2 er det ikke bevart sedimenter fra perioden mellom oligocen og senmiocen inne på sokkelen utenfor Lofoten-Vesterålen. Utbredelsen av sedimentene fra istidene viser at transporten har vært fra Lofoten-Vesterålen mot sør og nord (Ottesen mfl. 2005). I motsetning til resten av norsk kontinentalsokkel ser det ikke ut til at eggakanten er bygd ut videre mot vest i løpet av istidene, figur 3.15. Dette tyder på at området har stått høyt slik at dreneringen har gått rundt. Utbredelsen av Moloforrasjonen (10-3 millioner år, Eidvin mfl. 2007) tyder på at denne høyden eksisterte også før istidene begynte, figur 3.15.



Figur 3.15. Kart som viser tykkelsen av kvartære (ICS, 2009) vifter som har bygd seg ut på eggakanten. Tykkelsen er målt i millisekund toveis gangtid. Grå stripe i sør viser utkilingen av Moloformasjonen mot vest, se figur 3.3. Vanndyp er vist med 300 meter koteavstand. Mellom de to viftene er det enkelte lokale vifter, men ingen tydelig utbygging av eggakanten knyttet til istidene.

Prøvene som ble tatt i Bleiksdjupet er et interessant datapunkt i denne sammenhengen. En mulig tolkning av de overraskende unge aldrene i disse prøvene er at de stammer fra en glacial innfylling i en dyp canyon som var skåret ned i kretaiske eller paleogene sedimentære bergarter (figur 2.6b). Seismiske data viser at det er flere slike canyoner som er blitt fylt og erodert i flere omganger (figur 3.16). På bakgrunn av dateringene og relasjonene til den kvartære utbyggingen av eggakanten regnes det som sannsynlig at de opprinnelige rennene ble dannet i tidlig fase av nedisningene i kvartær (senpliocen i ICS-nomenklaturen før 2009). Størrelsen på og dybden i Bleiksdjupet og de parallelle nedskjæringene i samme område kan indikere at kontinentalskråningen var svært bratt nord og vest for Andøya i tidlig fase av den glisiale perioden. En detaljert beskrivelse av prøvetakingen og dateringene er under arbeid for publisering.



Figur 3.16. Utsnitt av seismisk linje LO-05-86 som krysser det prøvetatte området i Bleiksdjupet (linje BB i figur 2.6 a). Prøvene ble tatt i bunnen og i skråningen av den smaleste ravinen i profilet, og er vist med svarte prikker. Alle prøvene har pleistocen alder i henhold til ICS (2009). Den grunneste prøven (prøve 3) er eldst, tilsvarende senpliocen i ICS-definisjonen før 2009. Den gule horisonten er tolket som erosjonsgrensen mellom den pleistocene (ICS, 2009) innfyllingen i Bleiksdjupet og de kenozoiske sedimentære bergartene som Bleiksdjupet er skåret ned i. Til høyre for det prøvetatte Bleiksdjupet er det to canyoner som er helt gjenfylt. Den dypeste canyonen til høyre viser flere faser med erosjon og innfylling av sedimenter.

Samlet tyder alle disse observasjonene på at maksimal begraving for det eroderte området i Nordland VII og Troms II inntraff lenge før istidene tok til. En slik tolkning støttes også av at det er bygd ut svært tykke sandrike avsetninger i paleocen i Nordland VI, med kilde fra det eroderte området, jfr avsnitt 3.2.

I vurderingen av maksimal begraving skal en være oppmerksom på at de geologiske dataene (forkulling, apatitt, porøsitetstrender) gir opplysning om maksimal temperatur, mens rekonstruksjon av eroderte lag gir informasjon om begravningshistorien. I sammenstillingen må en gjøre antakelser om hvordan sammenhengen mellom temperatur og begraving har variert over tid. Det er trolig maksimal temperatur som er den viktigste parameteren for å analysere effektene på dannelse og oppbevaring av hydrokarboner.

3.4 Petroleumsgeologi

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

- 1) Det finnes en **reservoarbergart**, som er en porøs bergart hvor hydrokarboner kan oppbevares.
- 2) Det er dannet en **felle**, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at hydrokarboner holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret.
- 3) Det finnes en **kildebergart**, som inneholder organisk materiale som ved temperatur og trykk er omdannet til hydrokarboner.
- 4) Det finnes en **migrasjonsvei** slik at hydrokarboner kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.

Det er sjelden at alle disse faktorene er oppfylt samtidig. Hvis en 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 hydrokarboner, og det må bores brønner for å kunne fastslå dette. Sannsynligheten for å finne mer enn et minimumsvolum hydrokarboner i et prospekt kalles for funnsannsynligheten. Den anslås ved å vurdere sannsynligheten for at faktorene over inntreffer, og i tillegg, som en femte faktor, at hydrokarboner kan oppbevares i fellen Disse del sannsynlighetene blir deretter multiplisert/kombinert slik at en får en verdi for den totale funnsannsynligheten.

Kildebergart, modning og migrasjon

Øvre jura leirstein er den viktigste kildebergarten i Norskehavet (Spekkformasjonen) og i sørvestlige del av Barentshavet (Hekkingenformasjonen). Slike leirsteiner er utviklet i alle bassengområdene i Nordland V, VI, VII, Troms II og Vestfjorden. De kan stedvis mangle på høydene. De tykkeste og mest produktive kildebergartene er forventet i Troms II, jfr avsnitt 3.2. Basis for ODs ressursevaluering er et petroleumssystem basert på øvre jura leirstein som kildebergart. Det er antatt at øvre jura leirstein i de vurderte områdene har et tilsvarende høyt innhold av organisk materiale, og petroleumspotensial, som Spekkformasjonen i Norskehavet og Hekkingenformasjonen i Barentshavet. I den sentrale delen av den mesozoiske grunnfjellshøyden er det imidlertid rimelig å forvente at Spekkformasjonen har noe dårligere kvalitet som kildebergart. Jfr avsnitt 3.2.

Omdanningen av det organiske materialet i kildebergarten til hydrokarboner er avhengig av begravning til et dyp der temperaturen er tilstrekkelig høy. Etter hvert som kildebergarten blir begravd dypere øker temperaturen, og når den er kommet tilstrekkelig dypt vil den generere olje, og blir betegnet som oljemoden. Ved videre innsynkning og høyere temperatur vil bergarten generere gass. Økes temperaturen ytterligere forsvinner hydrokarbonpotensialet i det organiske materialet, kildebergarten er utbrent. Temperaturene som er nødvendige for å danne hydrokarboner er avhengige av kvaliteten på kildebergarten og hvor lange tidsrom en snakker om. En regner ofte med at oljedannelse kommer i gang ved ca 80° C. Ved temperaturer i størrelsesorden 120° C kan en forvente dannelse av større mengder hydrokarboner som kan bevege seg ut av kildebergarten og migrere inn i feller. Denne prosessen krever at det eksisterer permeable geologiske lag som forbinder kildebergarten og fellen. Et kritisk element i vurderingen av petroleumspotensialet i prospektene er om migrasjonsprosessen har fungert.

På norsk sokkel vil temperaturen typisk øke med ca 35° C pr km begravningsdyp, men dette varierer noe fra område til område. Spekkformasjonen og Hekkingenformasjonen har vært begravd til svært ulike dyp i de vurderte områdene (figur 3.5), og varierer derfor mellom å være umoden, oljemoden, gassgenererende og utbrent. Kildebergarten er antatt å være tilstrekkelig dypt begravd til å danne olje i nordlig del av Trænbassenget, deler av Ribbebassenget og den sørlige delen av Harstadbassenget. Den ligger så dypt at den sannsynligvis vil danne gass vest for Utrøstryggen og Andøya, samt i de dypere deler av Trænbassenget og Harstadbassenget. På enda større dyp er kildebergarten så oppvarmet at den sannsynligvis ikke lenger kan avgi hydrokarboner. Olje og/eller gass kan være dannet i de dypere delene av Vestfjordsbassenget.

I områder som har vært utsatt for erosjon har kildebergarten tidligere nådd en maksimumstemperatur som var høyere enn bergartens temperatur i dag. I de områdene der erosjonen har vært betydelig vil det eksistere et større volum kildebergart som har dannet hydrokarboner enn det en får inntrykk av fra figur 3.5. Dette kan særlig ha betydning for evalueringen av Ribbebassenget. I figur 3.18 viser den mørkeblå streken hvor jura er begravd omtrent til 3500

meter, mens den grønne streken viser hvor den maksimale begravningen har vært på dette dypet. Dette kartet bygger på erosjonskartet i figur 3.5.

I ulike deler av området kan også andre potensielle kildebergarter være tilstede. De mest aktuelle er kull og leirstein i undre og midtre jura og leirstein i kritt. Disse kan være et tillegg eller alternativ til Spekkformasjonen.

Reservoarbergarter

Kartleggingen som er oppsummert i avsnitt 3.2 viser at det eksisterer reservoarbergarter på flere stratigrafiske nivåer. Følgende nivåer er tatt med i ODs ressursevaluering:

Juraiske sandsteiner har vært avsatt i nesten hele det undersøkte området. Det er antatt å være gode reservoaregenskaper i midtre jura sandstein, som er avsatt på den mesozoiske grunnfjellshøyden. Tidsmessig tilsvarer dette sandsteiner i Melkeformasjonen i Norskehavet. Undre jura sandsteiner med lokal utstrekning, tilsvarende Åreformasjonen, kan også bidra til å øke bergartsvolumene i enkelte prospekter. Jura sandsteinene vil være helt eller delvis erodert på toppen av noen av de store forkastningsblokkene. Dette er det tatt hensyn til i volumberegningen av prospektene, avsnitt 5.1.

Undre og midtre jura sandsteiner i Troms II er antatt å ha tilsvarende gode reservoaregenskaper som i jurareservoarene i Hammerfestbassenget.

Reservoaregenskapene til en sandstein (porøsitet og permeabilitet) vil vanligvis bli gradvis dårligere med økende begravning på grunn av at porerommene blir kompaktert og fylt av kjemisk utfelte mineraler. Avkutningskriteriene for permeabilitet og porøsitet (se avsnitt 5.1), som er basert på brønndata fra Norskehavet og Barentshavet, gjør at det ikke er definert prospekter som har hatt et maksimalt begravningsdyp større enn ca 4500 meter.

Triasiske sandsteiner kan være reservoarbergarter i Nordland VI og Troms II. Porevolumet i triasisk sandstein kan da komme som et tillegg til jurareservoaret i prospektet. Triasiske sandsteiner er forventet å ha lavt netto/brutto-forhold og lav porøsitet.

En undre kritt sandstein er påvist på Andøya, men det er lite sannsynlig at slike sandsteiner har regional utbredelse. I prospektkartleggingen og ressursevalueringen er det antatt at undre kritt sandsteiner opptrer lokalt i tilknytning til erosjon av forkastningsblokker. Kvaliteten og tykkelse på slike sandsteiner vil være avhengig av kildemateriale, topografi og sedimentære prosesser. Det er svært vanskelig å forutsi tykkelse og egenskaper for disse.

Øvre kritt sandsteiner er viktige reservoarbergarter i Norskehavet. Hevingen av Troms og nordlige Nordland i senkritt gav opphav til store sandsteinsavsetninger i paleocen. Tynne sandsteinslag som er avsatt som en følge av denne hevingsfasen er imidlertid observert også i senkritt i Nordland VI. I prospektene i Nordland VI forventes at øvre kritt vil inneholde dypmarine sandsteiner (turbiditter) som lokalt kan ha god reservoarkvalitet. I Nordland VII og Troms II er det kartlagt prospekter i øvre del av den tykke krittlagrekka. I disse områdene er toppen av kritt som regel erodert, og utgjør en regional inkonformitet. Utstrekning og tykkelse av øvre kritt pakken i Nordland VII og Troms II er uavklart. I dette området er det derfor bare definert en letemodell i kritt, der alle prospektene er håndtert. I volumberegningene er sandsteinene i hele krittintervallet gitt tilsvarende egenskaper som undre kritt sandstein, dersom det ikke er seismiske indikasjoner på noe annet.

Paleocen sandstein ble avsatt i store tykkelser i Vestfjorden og Nordland VI. På grunn av senere erosjon kommer disse sandsteinene opp i havbunnen vest for Lofoten. Prospekter er definert i den sørlige delen av Nordland VI. Her er paleocen sandstein overlagret av eocen

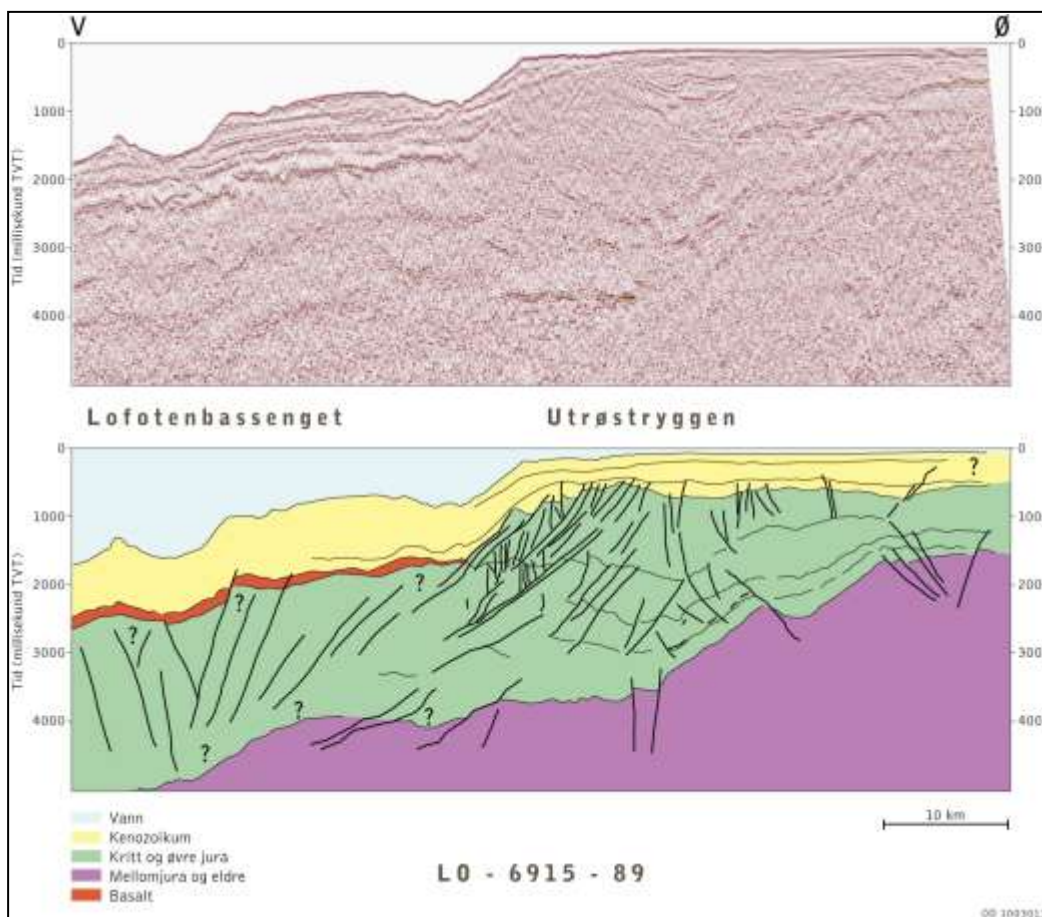
leirstein, som kan fungere som taksegl for prospektene. I ressursevalueringen er det også lagt inn et potensial for at erosjonsprodukter fra hevingen i kritt kan være potensielle reservoarbergarter i den sørlige delen av Troms II.

Oppsprukket grunnfjell er vurdert som mulig reservoarbergart i de store forkastningsblokkene i Nordland VI og VII. Bakgrunnen for dette er at grunnfjellet er gjennomslått av mange sprekker forårsaket av betydelig forkastningsaktivitet. I tillegg kan grunnfjellet også ha porøsitet dannet ved forvitring av bergartene. Et slikt reservoar er preget av sprekkintensiteten, og vil generelt ha lav porøsitet og meget varierende permeabilitet, se avsnitt 5.1

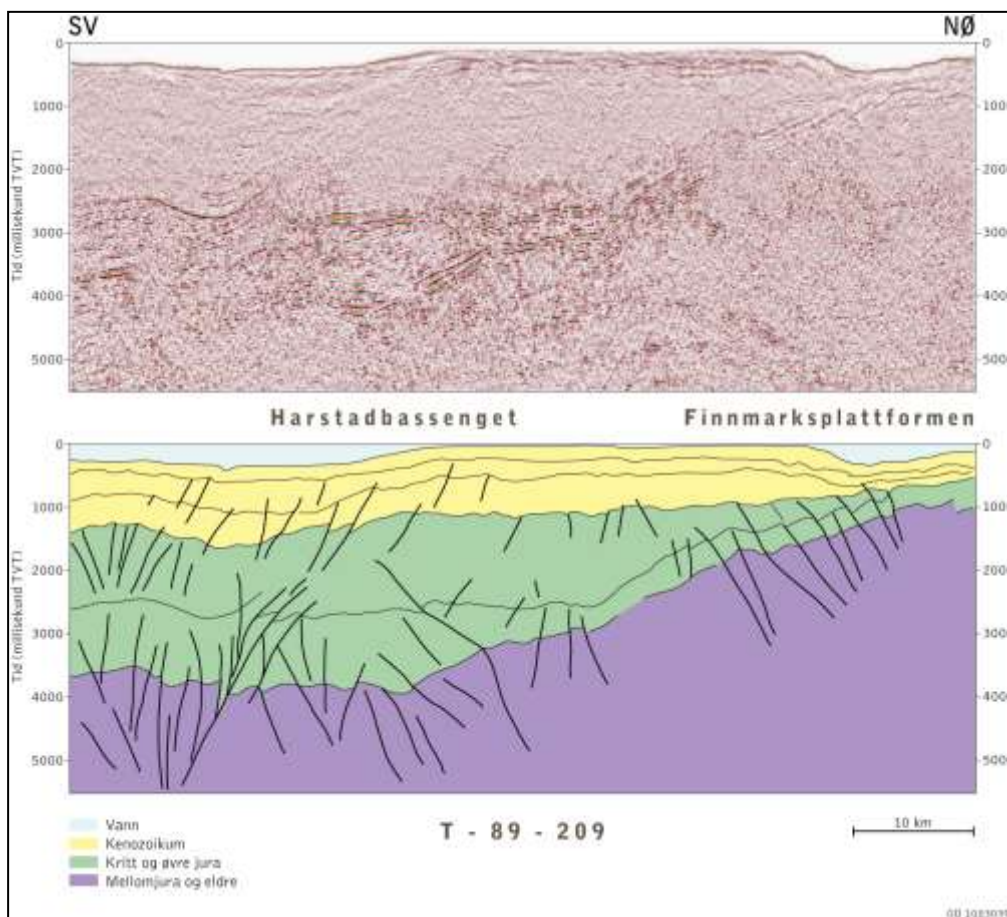
Feller

De aller fleste fellene som er kartlagt er strukturelle feller, som regel i form av ulike typer forkastningsblokker avgrenset av normalforkastninger. I nordlige del av Nordland VII, i Troms II og langs eggakanten ligger forkastningene tett og lagene kan være kraftig rotert. I slike områder vil en typisk få dannet mange strukturelle feller, men volumet av hver enkelt felle blir ikke så stort, figur 3.17 a og 3.17 b. Strukturelle feller er også kartlagt innenfor det komplekse strukturbildet som er knyttet til sidelengsbevegelser i forlengelsen av Senjabruddsonen (figur 3.17 a). En tredje type feller er observert i domstrukturer som antas å være knyttet til kompresjon i paleogen, se figur 3.7 og 3.17 b.

I tilknytning til bassengene og de store forkastningene som har dannet disse gjennom de tektoniske bevegelsene i jura, kritt og paleogen er det oppstått større lukkede strukturer. Et eksempel på dette er den markerte strukturen i nordlige del av Ribbebassenget som er vist i figur 3.11. På noen av disse strukturene er det definert interessante prospekter. Kritiske parametere for å evaluere volumet av slike prospekter er utbredelsen av jura reservoarsandstein mot toppen av strukturen og sannsynlig høyde på hydrokarbonkolonnen. På noen av disse strukturene er utbredelsen av jura usikker, se figur 3.11.



Figur 3.17 a. Profil 2, jfr figur 3.4. Geoseismisk snitt langs linje 6915-89 vest for Andøya. Profilet viser et potensial for strukturelle feller i forkastningsblokker på juranivå som er rotert opp mot øst. På kritt nivå er det en intens strukturering som også kan danne strukturelle feller dersom det er reservoarbergart tilstede. Det er vage seismiske indikasjoner på at de mesozoiske lagene fortsetter under basalten i vest, men spørsmålsteget markerer at tykkelsen av paleocen og plasseringen av midtre jura er svært usikker. Multipler fra havbunnen gjør at også den grunne tolkningen i øst er usikker.

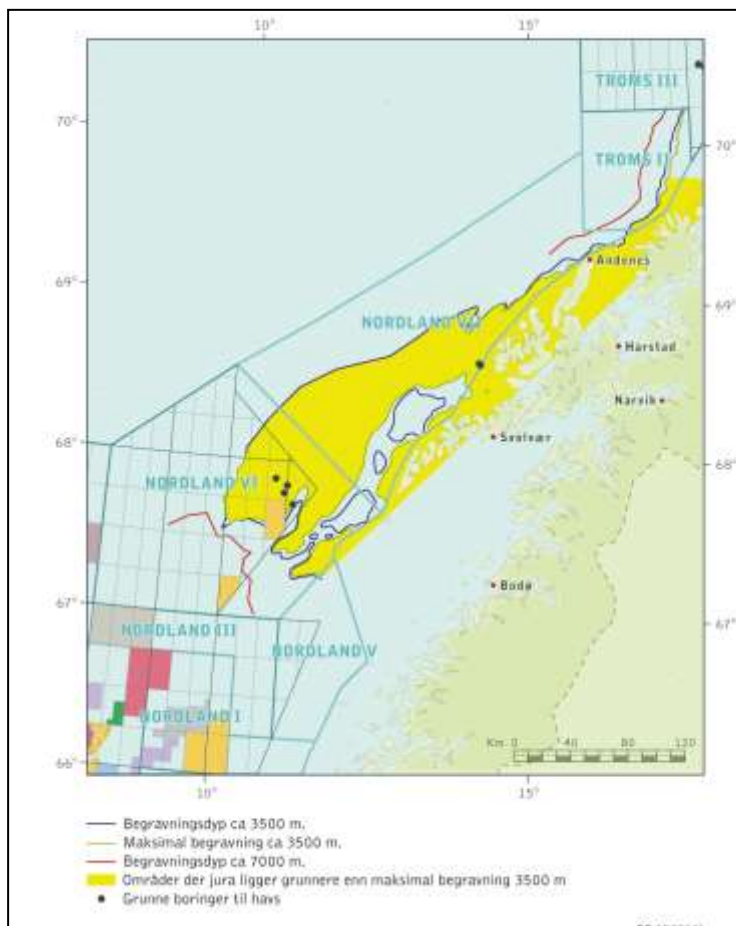


Figur 3.17 b. Profil 3, jfr figur 3.4. Geoseismisk snitt langs linje T-89-209 i Troms II. Sentrale deler av profilet krysser forlengelsen av Senjabruddsonen og er karakterisert av kompleks tektonikk som kan skape strukturelle feller. Den nordøstlige delen av profilet illustrerer at det kan dannes strukturelle feller på juranivå på forkastningsblokker som er rotert opp mot øst. Den sørvestlige delen illustrerer mulig felledannelse på en domstruktur som trolig er dannet ved paleogen kompresjon.

Oppbevaring av hydrokarboner

Det er en erfaring fra de eroderte områdene i Barentshavet at også de funnene som inneholder mye olje har gass i toppen av strukturen. Dette er en naturlig konsekvens av temperatur- og trykknedgang som fører til at gass bobler ut av oljen. Det regnes derfor som sannsynlig at eventuelle oljeakkumulasjoner i de eroderte områdene vil ha en gasskappe. Det er ikke gjort forsøk på å legge dette inn direkte i prospektevalueringen. Statistisk blir det tatt hensyn til ved at hvert prospekt er regnet som både gass- og oljetilfelle, og det er angitt sannsynlighet for hvert av de to tilfellene.

I de bassengene der hydrokarboner fremdeles dannes i store mengder i dag vil betydningen av erosjon være mindre viktig enn der dannelsen har avtatt eller stoppet som følge av reduksjon i begravningsdyp. Figur 3.5 og 3.18 viser at det er i Nordland VI en har de største områdene med kildebergart på et optimalt begravningsdyp. Det er også et belte utenfor Vesterålen og i Troms II der juraiske kildebergarter må antas å danne hydrokarboner i dag (utenfor den grønne streken i figur 3.18). I disse nordlige områdene er det beregnet en større sannsynlighet for gass enn for olje, siden størstedelen av kildebergartens volum ser ut til å ligge i gassvinduet. De fleste prospektene ligger på grunne nivåer, og vil være avhengige av vertikal migrasjon gjennom tykke pakker av leirstein, noe som også favoriserer gass.



Figur 3.18. Kart som viser nåværende begravningsdyp og beregnet maksimalt begravningsdyp for jura.

Innenfor det kartlagte området har erosjonen trolig hatt størst påvirkning på oppbevaringen av hydrokarboner i de prospektene som er avhengige av migrasjon fra Ribbebasen. Figur 3.18 viser at området der jurabergarter fortsatt ligger under 3500 meter er blitt betydelig redusert som en følge av erosjonen. Dette er tatt hensyn til ved vurderingen av sannsynligheten for fylling av fellene, og dermed også i funnsannsynligheten. I slike områder kan en forvente at en stor del av den oljen som tidligere har vært oppbevart i fellene nå kun vil forekomme som residuell olje, og derfor ikke vil være produserbar, jfr avsnitt 3.3.

3.5 Letemodeller

Innenfor et område uten tidligere letevirkingsomhet 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. ODs foretrukne metode er letemodellanalyse. Dette er en beregningsmetode som er basert på å definere geologiske modeller, letemodeller, som har klart definerte geografiske og stratigrafiske avgrensninger og omfatter prospekter som deler viktige geologiske egenskaper som reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsvei. Det kan finnes flere

letemodeller innenfor det samme området, de kan for eksempel ha ulik geologisk alder og derfor ligge over hverandre på ulike dyp i lagrekken.

For hver letemodell vurderes sannsynligheten for at de tre faktorene reservoar, felle og kilde er til stede. Produktet av sannsynlighetene for disse tre enkeltfaktorene utgjør letemodellsannsynligheten. Denne beskriver usikkerheten i om letemodellen fungerer før det er gjort funn innenfor letemodellen. Dersom det ikke er påvist produserbare hydrokarboner innenfor 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 medfører at ressursanslagene for letemodellen oppjusteres. De enkelte prospektene innenfor letemodellen vil normalt oppjusteres tilsvarende. Årsaken til dette er at ressursene i en letemodell beregnes under forutsetning av at modellen er bekreftet. Hvis letemodellen ikke er bekreftet, så reduserer vi anslaget ved at dette multipliseres med letemodellsannsynligheten, som er mindre enn 1. Resultatet kalles ofte "risket" eller "risikoveiet" estimat. Jo lavere letemodellsannsynligheten er, desto mindre vil det riskete estimatet være. En bekreftelse av en kraftig risket letemodell vil gi desto større økning av de anslåtte ressursene.

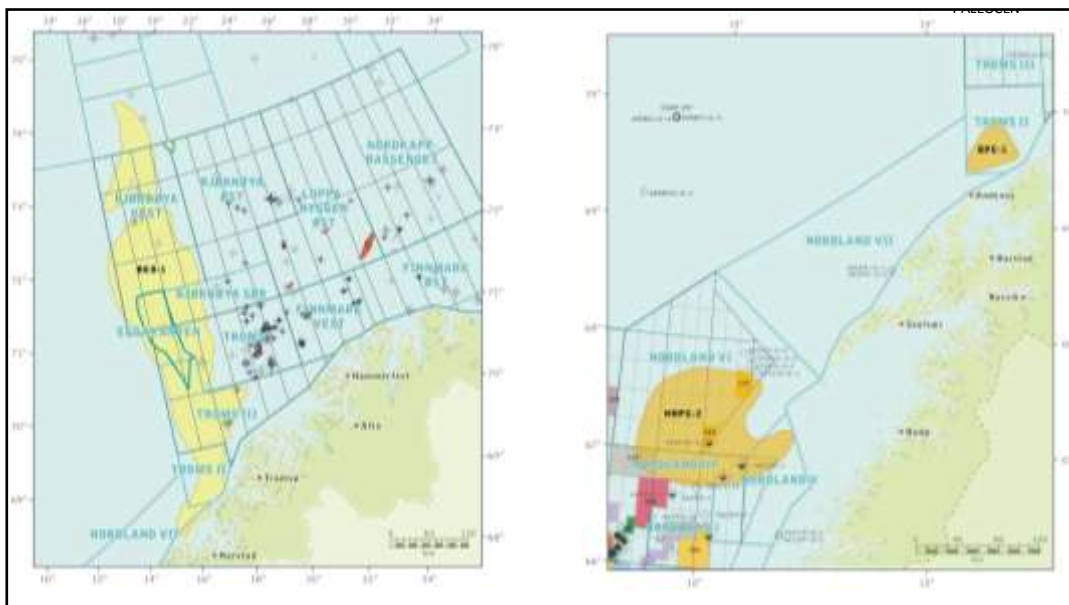
Oversikt over letemodellene

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

Eocen og paleocen

Den yngste letemodellen i evalueringen, BEO-1, ligger lengst vest i Barentshavet (figur 3.19) og omfatter reservoarsandstein av eocen alder. Denne letemodellen er aktuell i området Eggakanten (figur 1.2). 7216/11-1 S er den eneste letebrønnen som er boret innenfor letemodellen. Denne brønnen bidro ikke til å bekrefte letemodellen, men påviste reservoarsandstein i eocen. Det er ikke kartlagt prospekter, men det er identifisert flere prospektmuligheter innenfor letemodellen. Det er derfor beregnet at denne letemodellen bidrar til de totale ressursmengdene. I Nordland VII og Troms II ligger eocen for grunt til at det har vært aktuelt å kartlegge prospekter.

Det er videre definert to letemodeller i paleocen (figur 3.20) som begge er ubekreftet. Den største og best kartlagte modellen (NHPC-2) ligger i ytre del av Vestfjordsbassenget og i deler av Trænbassenget, Ribbebassenget og Någrindsynklinalen. Reservoalet antas å være sandstein med svært god reservoarkvalitet som er påvist i brønner (6710/10-1 og 6610/3-1) innenfor denne letemodellen. Sandsteinen er avsatt som grunnmarine vifter mot vest fra et erodert område på fastlandet i øst og nordøst. Kildebergarten er forventet å være leirsteiner av senjuraisk alder. I Nordland VI er to prospekter kartlagt, og flere prospektmuligheter er identifisert innenfor letemodellen. I Troms II er det kartlagt sekvenser som er antatt å samsvare med paleocen i Nordland VI, avsnitt 3.2. Det er foreløpig ikke kartlagt paleocene prospekter i Troms II. Paleocen er lagt inn som en ny letemodell i Troms II.

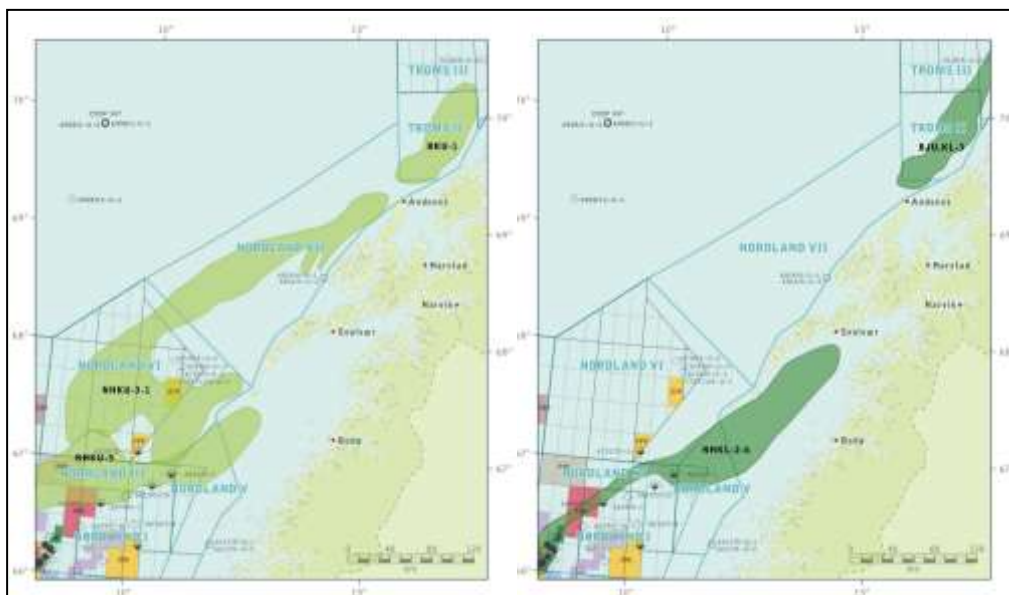


Figur 3.19 og 3.20. Letemodeller i eocen (til venstre) og paleocen (til høyre).

Kritt

Letemodellene i kritt og undre kritt (figur 3.21 og 3.22) består av sandvifter avsatt fra kanten av de sedimentære bassengene og fra oppstikkende forkastningsblokker. Kildebergarten er organisk rik øvre jura leirstein. Undre kritt letemodell NHKL-2 er ikke bekreftet. Denne letemodellen strekker seg inn i Nordland V og Vestfjorden, men det er ikke definert prospekter i disse områdene.

I Nordland VI, Nordland VII og Troms II er det tykke krittlag, sannsynligvis hovedsakelig undre kritt. Det er bare i Nordland VI en kan etablere en sikker grense mellom undre og øvre kritt, avsnitt 3.2, og letemodellen for kritt bergarter i disse områdene omtales derfor som kritt letemodell (NHKU-3). Modellen er ikke bekreftet, men det er påvist tynne lag med reservoarsandstein i sand tilsvarende Springarformasjonen i 6710/10-1, og det er tynne sandsteinslag med gass i Knurrformasjonen i 7019/1-1 (tabell 2.1 og figur 3.9). Det er kartlagt 14 prospekter i kritt letemodeller, ett prospekt i Nordland VI, sju i Nordland VII og seks i Troms II. Prospektene i Nordland VI og VII tilhører letemodell NHKU-3, mens prospektene i Troms II tilhører letemodell BKU-1 og den bekreftede letemodellen BJU,KL-3.



Figur 3.21 og 3.22. Letemodeller i kritt (til venstre) og undre kritt (til høyre).

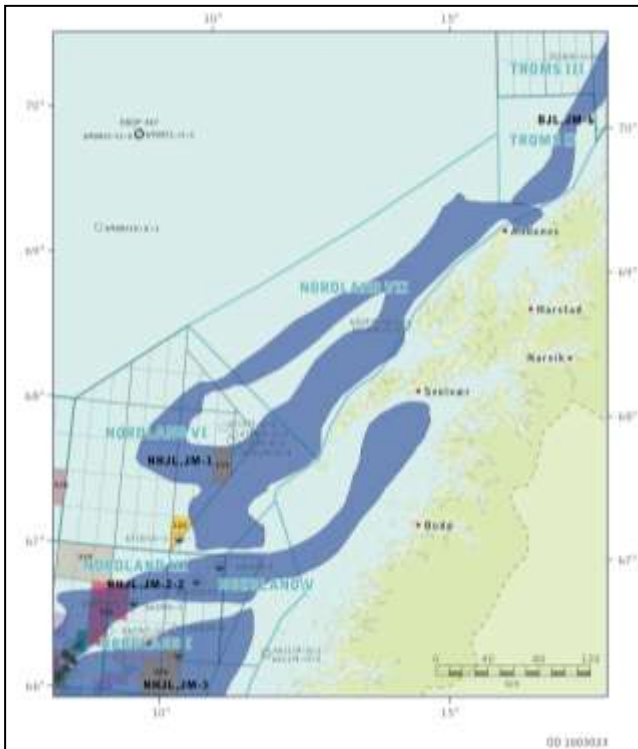
Jura

I figur 3.23 er det vist tre jura letemodeller som ligger i ulike områder. Jura letemodell NHJL, JM-1 som er definert i Nordland VI og VII er knyttet til den mesozoiske høyden (se kap 3.2 trias-jura). Denne letemodellen er ubekreftet. Den antas å ha reservoarbergarter av samme alder (tidlig- og mellomjura) og type som er påvist på Haltenbanken (Båtgruppen, Fangstgruppen og sandsteiner i Melkeformasjonen). Disse sandsteinene er påvist i grunne stratigrafiske borer, og tilsvarende bergarter er kjent fra Andøya. Den senjuraiske kildebergarten antas å kunne danne olje i de dypere deler av Ribbebassenget, mens den vil danne gass i de dypere delene av Trænbassenget. Heving og erosjon har trolig redusert forseglingsegenskapene i takbergartene, noe som kan ha ført til lekkasje. Dette er vurdert til å være en betydelig risiko i letemodellen. I områder hvor overdekningen er tynn og/eller består av yngre sedimentære lag med dårligere forseglingsegenskaper, øker denne risikoen ytterligere.

Jura letemodell NHJL, JM-2, som strekker seg inn i Nordland V og Vestfjorden (figur 3.23), er bekreftet bl.a. ved funn i Norneområdet.

I Troms II er jura letemodell BJL, JM-6 bekreftet ved flere funn i Barentshavet, bl.a. 7019/1-1 og 7119/12-3 (tabell 2.1).

Det er kartlagt totalt 27 juraprospekter, 15 i Nordland VI, 10 i Nordland VII og to i Troms II. Disse letemodellene forventes å inneholde mest ressurser i hvert av de tre områdene og også totalt i hele det vurderte området.

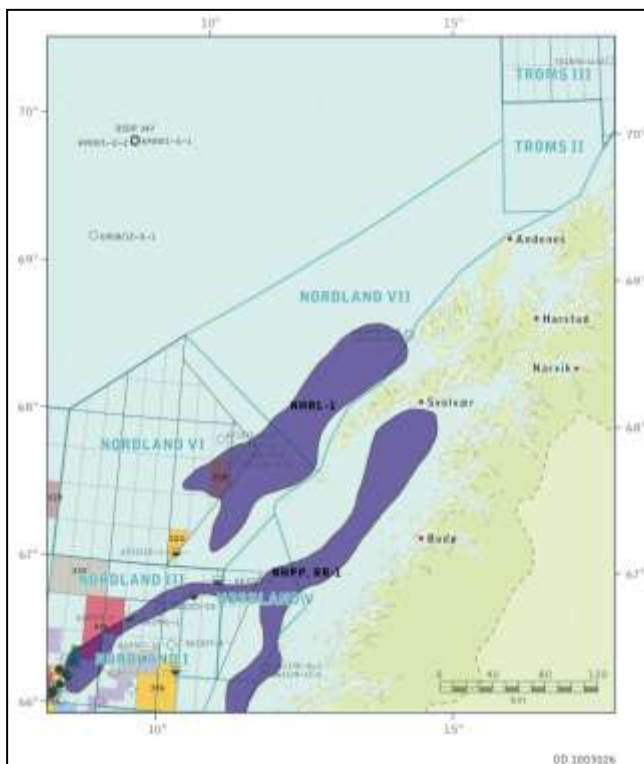


Figur 3.23. Letemodeller i undre og midtre jura.

Prejura

To letemodeller av prejura alder er definert i de aktuelle områdene. Den ene modellen (NHPP, RR-1) omfatter karbon, perm og trias i den østlige delen av Norskehavet (figur 3.24). Denne modellen er basert på mulige reservoar i kontinentale og deltaiske sandsteiner, samt karbonatoppbygninger. Den andre modellen (NHRL-1) ligger vest for Lofoten og omfatter alluviale og deltaiske sandsteiner i trias. Ingen av letemodellene er bekreftet. Potensialet i begge modellene anses som lavt.

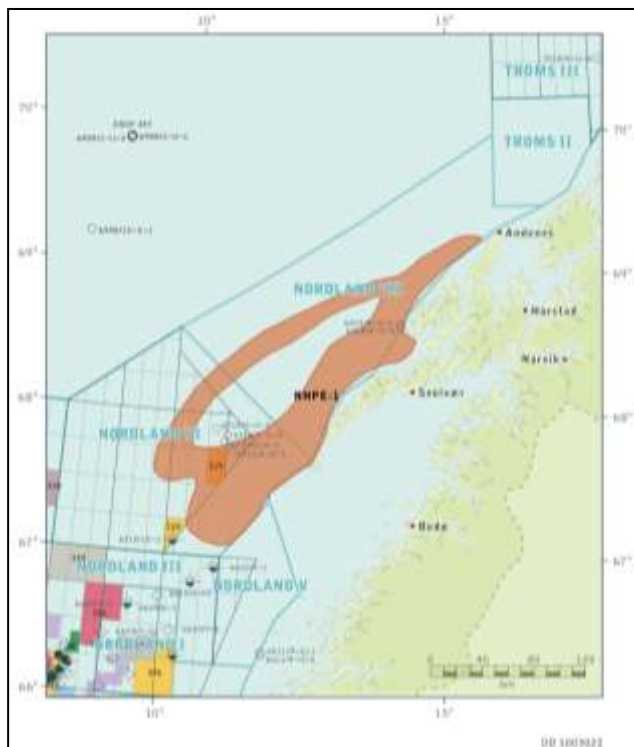
Det er en mulighet for at noen av prospektene som er kartlagt i jura i Nordland VI kan inneholde triasiske bergarter. Det er ikke utarbeidet alternative triasiske prospekter. Muligheter for triasiske bergarter i prospektene er behandlet som en nedside (P90) i netto/brutto-forhold og porøsitet i juraprospektene.



Figur 3.24. Letemodeller av prejura alder.

Grunnfjell

Det er definert en ny letemodell der reservoarbergarten er oppsprukket og forvitret grunnfjell. Letemodellen, NHPE-1, strekker seg fra Nordland VI inn i Nordland VII (figur 3.25). Det er kartlagt i alt sju prospekter i denne letemodellen. Potensialet i letemodellen vurderes som lavt.



Figur 3.25. Letemodell i grunnfjell.

3.6 Observasjoner av hydrokarboner

I områder der det dannes hydrokarboner som fanges opp i feller vil det vanligvis være små lekkasjer av metangass som siver langsomt opp til havbunnen. Oljelekkasjer kan også forekomme. Lekkasjer og spor etter lekkasjer kan gi en indikasjon på hvor aktive de sedimentære bassengene er med hensyn til dannelse av hydrokarboner. Grunn gass kan også dannes ved biologisk aktivitet i sedimenter som inneholder nedbrytbart organisk materiale nær havbunnen (biogen gass), og grunn gass er derfor ikke noe sikkert tegn på et aktivt petroleumssystem i dypet. Jfr også avsnittet om området Eggakanten i kapittel 4.

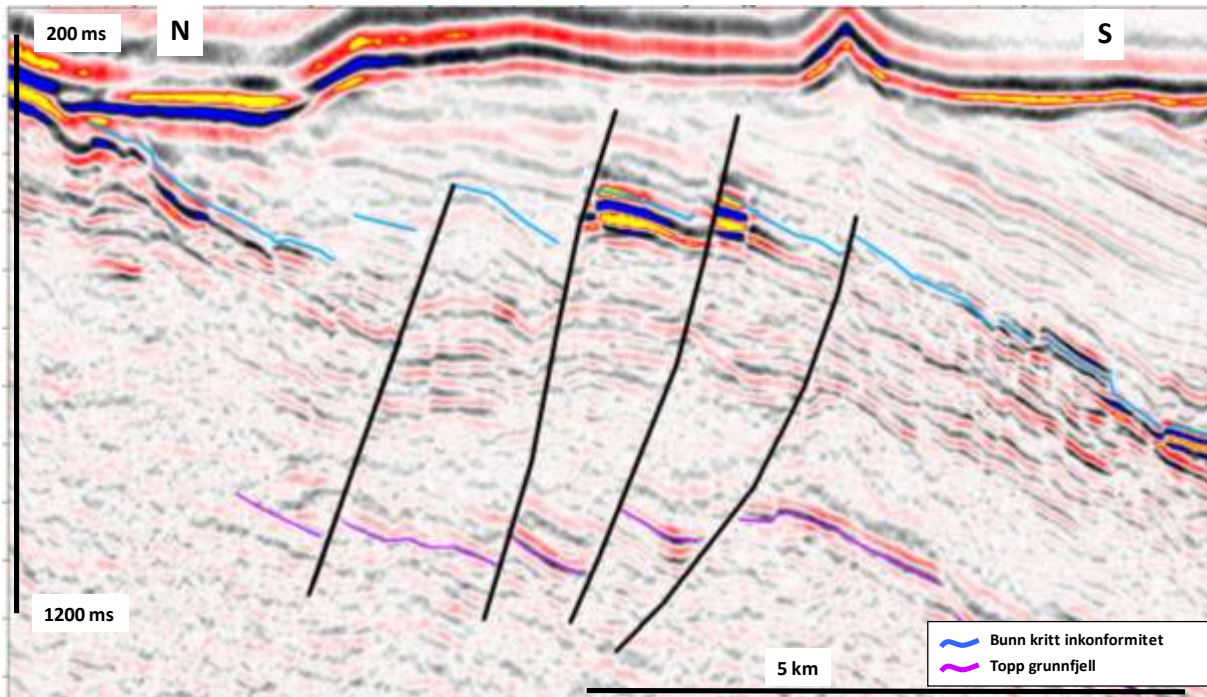
Spor etter lekkasje kan ses på havbunnen som groper (kopparr, engelsk: pockmarks), slamvulkaner osv. Metangass gir næringsgrunnlag for mange organismer, og derfor er gropene ofte preget av høy biologisk aktivitet. Gass som er på vei til havbunnen kan bli fanget opp i grunne lommer med sand og silt. På seismiske data av normalt god kvalitet vil grunne gasslommer som regel vises tydelig som refleksjoner med høy amplitude. Gass som er fanget opp i en tykk porøs reservoarbergart kan gi et seismisk signal helt ned til 3500 meter dyp, avhengig av kvaliteten på seismikken. Dersom et prospekt har seismiske indikasjoner på gass vil det øke funnsannsynligheten.

Havbunnsdata

I forbindelse med Mareanoprojektet er det gjort omfattende havbunnskartlegging og mer detaljerte studier av enkelte områder på havbunnen. I Hola, et dypt trau mellom Eggagrunnen og Vesterålsgrunnen i Nordland VII ble det funnet spor av gasslekkasje på havbunnen, og også observert en naturlig gasslekkasje i vannsøylen (Bøe og Mortensen 2008, Chand mfl. 2009). Det er ikke observert noen strukturell lukning under dette området. Den store havbunnsstrukturen Håkon Mosby-slamvulkanen ligger på 1270 meter vandyp på 72 grader nord utenfor Bjørnøyrenna. Vulkanen har bygd seg opp på grunn av omfattende gasslekkasje over lang tid, kanskje flere hundre tusen år (Perez-Garcia mfl. 2009). Slamvulkanen ligger vest for området Eggakanten. Det er ikke observert noen mulig hydrokarbonfelle under dette lekkasjesystemet.

Seismiske data

De tydeligste seismiske indikasjonene på gass i sedimentære bergarter er sett i et område sør for Utrøstryggen, om lag 50 km vest for Røst. I dette området er det flere lokaliteter med høye seismiske amplituder som indikerer gass (figur 3.26), og også horisontale reflektorer som kan tolkes som gass/vann-kontakter. Disse seismiske anomalier er knyttet til små strukturer på juranivå. Observasjonene tyder på at det er et aktivt petroleumssystem i dette området.



Figur 3.26. Profil D, jfr figur 3.4. Utsnitt av innlinje 3860 fra 3D-undersøkelsen NH9604. Toppen av små forkastningsblokker viser kraftig forsterkede seismiske amplituder. Toppen av forkastningsblokkene ligger nær havbunnen. Disse amplitudeanomaliene viser med stor sannsynlighet lag som inneholder gass.

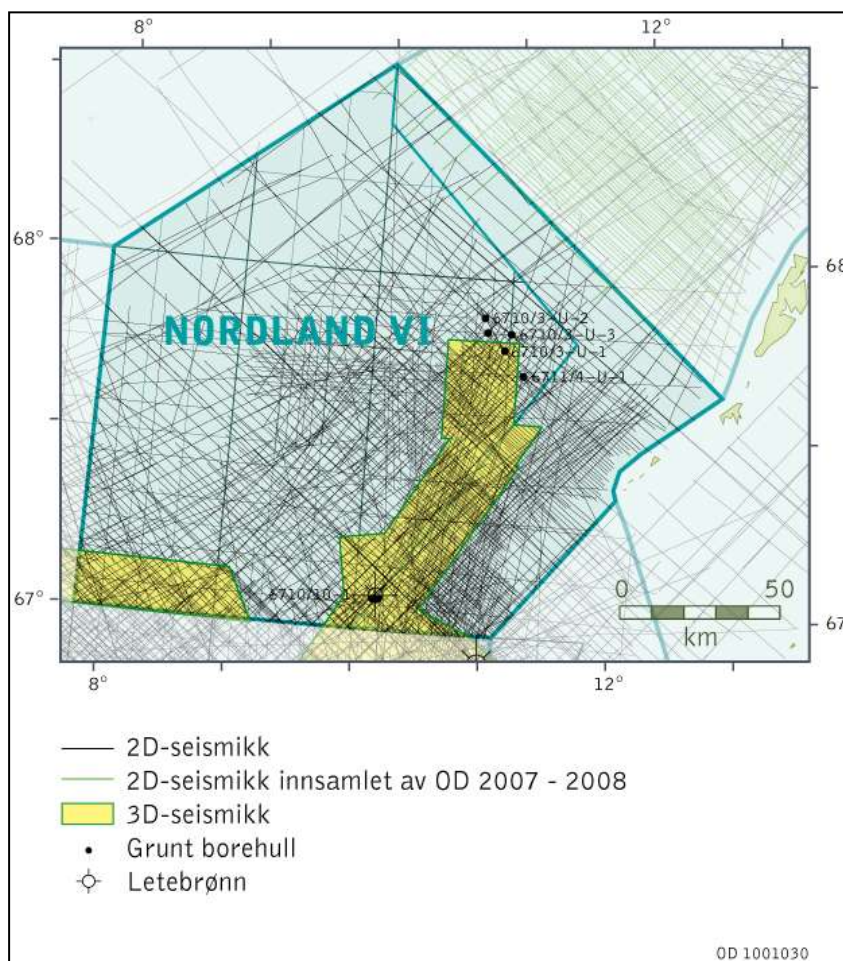
Under tolkning av seismikken i Troms II ble det observert en god del grunne seismiske anomalier. Noen av disse kan tolkes som grunn gass. Grunn gass som er knyttet til store forkastninger kan indikere at det er en dyp kilde for gassen (figur 3.13). I Nordland VII og nordlige del av Nordland VI er det ikke observert åpenbare seismiske indikasjoner på gass. En del av disse områdene består av grunne banker, som forårsaker svært dårlig seismisk oppløsning like under havbunnen. Det er derfor ikke sikkert at en grunn gasslomme her vil gi en tydelig refleksjon på konvensjonell seismikk.

4 OMRÅDEKARTLEGGING

I kapittel 3 oppsummeres den regionale geologien og petroleumsgeologien i områdene rundt Lofoten-Vesterålen. De ulike problemstillingene ved kartlegging og prospektdefinering i delområdene Nordland VI, Nordland VII, Troms II, Vestfjorden med uåpnet del av Nordland V og Eggakanten blir beskrevet noe mer detaljert nedenfor. I tillegg er geologien under kontinentalskråningen og dyphavet kort beskrevet.

4.1 Sokkelen sør og vest for Lofoten (Nordland VI og sørlige del av Nordland VII)

Det seismiske datagrunnlaget i Nordland VI varierer i kvalitet og dekning (figur 4.1). Det er samlet inn fire 3D-seismiske undersøkelser som strekker seg inn i sørlig og sørøstlig del av Nordland VI (figur 4.1). 3D-seismikken dekker blant annet utvinningstillatelsene 219 og 220. I nordvestlige deler av Nordland VI og sørlige del av Nordland VII er den seismiske data-dekningen mer begrenset. Avbildningen varierer mye i området. Jevnt over er den middels god i sør (figur 3.10 a og b) og noe dårligere i den nordlige delen av området (figur 3.11). Reprosessering utført av ulike aktører på 2000-tallet har ført til betydelig forbedret kvalitet på enkelte datasett. Årsaken til varierende avbildning er i hovedsak at havbunnen har en svært høy refleksjonskoeffisient, noe som gir opphav til multiple refleksjoner og støy. Økende erosjon mot nord og øst fører til at lag med høyere tetthet og hastighet kommer opp i havbunnen og dermed øker refleksjonskoeffisienten.



Figur 4.1. Datadekning i Nordland VI.

De kartlagte områdene omfatter Ribbebassenget, sørlig del av Utrøstryggen og skråningen ned mot Bivrostlineamentet (figur 3.4). Jura letemodell NHJL, JM-1 er ressursmessig den viktigste, men det er også kartlagt prospekter i paleocen (NHPC-2) og øvre kritt (NHKU-3).

Den seismiske tolkningen ble konsentrert om noen nøkkelhorisonter. Den seismiske horisonten bunn kritt inkonformitet er tolket og kartlagt i hele området. Denne inkonformiteten kan tydelig følges over de store forkastningsblokkene, men kan være vanskeligere å identifisere i de dype bassengområdene i sør. Det har ikke vært mulig å tolke grensen mellom triasiske og juraiske bergarter. Horisonten bunn øvre kritt er en viktig seismisk sekvensgrense som ble tolket både med tanke på dybdekonvertering og for å gi informasjon om den geologiske utviklingshistorien. Bunn og topp paleocen er tolket i de områdene der det var antatt å være prospektivitet i paleocen. Havbunnen og bunnen av de glasiale lagene er tolket med tanke på dybdekonvertering og beregning av erosjon. Alle kartlagte seismiske horisonter kan med høy grad av sikkerhet knyttes inn til leteboringer og grunnboringer (tabell 2.1 og figur 2.1).

Kartlagte prospekter tilhører i hovedsak ODs jura letemodell NHJL, JM-1. Muligheten for at prospektene også kan inneholde triasiske bergarter, og hvordan dette er håndtert i ressursberegningene er beskrevet under omtalen av prejura letemodell NHRL-1, se kapittel 3.5. Det er kartlagt 11 prospekter innenfor jura letemodell NHJL, JM-1 i Nordland VI, de fleste i området sør og vest for Røst. I de tilfellene der det var vanskelig å tolke tykkelsen av jura reservoarbergart ble volumberegningene utført ved å legge inn 100 meter som sannsynlig tykkelse, 50 meter som minimum (P10) og 200 meter som maksimum (P90). Denne spredningen i tykkelse bygger på den regionalgeologiske forståelsen, jfr avsnitt 3.2. Spredningen i tykkelsen av reservoarbergart ble også sammenholdt med resultatene av de gravimetriske og magnetometriske modelleringene som var blitt utført, jfr avsnitt 2.8. I tillegg til de kartlagte prospektene finnes prospektmuligheter som trenger bedre seismisk dekning for eventuelt å bli oppgradert til prospekter.

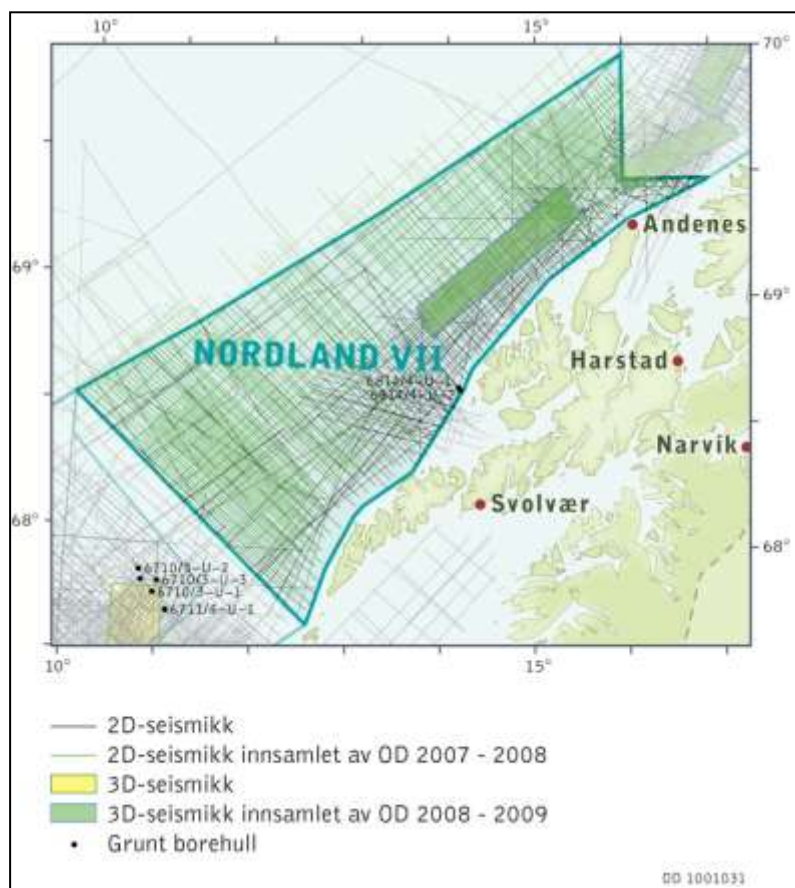
I det kartlagte området ble det observert flere amplitudeanomalier i det kretaiske intervallet. Slike anomalier kan indikere endringer i bergartsegenskaper og/eller tilstedeværelse av hydrokarboner. De fleste av disse anomaliene ligger ikke på strukturelle lukninger og trenger bedre datadekning før det eventuelt kan defineres som prospekter. Det er definert ett prospekt i øvre kritt i Nordland VI.

Det ble kartlagt to prospekter i de tykke paleocene sandsteinene i Tangformasjonen. I tillegg er det muligheter for flere mindre lukninger og for stratigrafiske feller på samme nivå. Det ble ikke funnet spor av hydrokarboner i Tangformasjonen i 6710/10-1. Dette kan enten skyldes at hydrokarboner ikke er migrert inn eller at takseglet ikke har fungert. Oppsprukket og dypforvitret grunnfjell kan utgjøre en mulig letemodell i roterte forkastningsblokker, og er volumberegnet for fem prospekter i Nordland VI. Sammenhengen mellom grunnfjellsprospektene og de overliggende juraprospektene er beskrevet i kapittel 5.

Nordland VI er beregnet til å være det delområdet som har størst petroleums potensial. På juranivå er flere prospekter med interessant størrelse kartlagt, og seismiske indikasjoner på gass tyder på et petroleumssystem som fungerer. Sannsynligheten for at jura letemodell skal fungere er høy. Etter ODs vurdering er de mest kritiske elementene i modellen knyttet til lekkasje fra fellene, og graden av erosjon av juraintervallet på de store forkastningsblokkene. For prospektene i øvre kritt og paleocen er de viktigste usikkerhetsfaktorene lekkasje og om det har migrert hydrokarboner inn i fellene.

4.2 Sokkelen vest for Vesterålen (nordlige del av Nordland VII)

Nordland VII nord for Utrøstryggen er dekket av et nett med 2D-seismiske linjer av forskjellige årganger. Den seismiske datakvaliteten varierer fra middels god til dårlig. Det beste 2D-seismiske datasettet i nordlige Nordland VII består av linjer som er reprocessert av Statoil i 2000. Dette datasettet inkluderer seismikk innsamlet av OD fra 1986 til 1989 og er blitt brukt som basis for den regionale tolkningen. OD samlet inn og prosesserte en 3D-seismisk undersøkelse i 2009 (figur 4.2). Denne 3D-undersøkelsen har god avbildning på grunne dyp og mindre informasjon i de dypere nivåene. Det er ikke boret noen undersøkelsesbrønner i Nordland VII. Den nærmeste stratigrafiske kontrollen er de grunne boringene 6814/4-U-1 og -U-2 utenfor Langøya (figur 1.2).



Figur 4.2. Datadekning i Nordland VII.

Sokkelen smalner fra Utrøstryggen ned mot bare 20 km bredde utenfor Vesterålen i nordlig del av Nordland VII. De seismiske horisontene som er tolket som trias-jura skråner bratt ned fra kysten vestover mot ikke-prospektive dyp. Det viktigste strukturelementet her er Harstad-bassenget, som er svært dypt i den sentrale og vestlige delen av den smale sokkelen (figur 3.5 og 3.8). Det er fylt med kretaiske sedimentære bergarter. Juralagene var skråstilt allerede da avsetningen begynte i tidlig kritt. De kretaiske bergartene ble rotert og gjennomslått av forkastninger i den tektoniske fasen i senkritt (se beskrivelse av trias-jura i kapittel 3.2). Dette dannet strukturer som igjen ble reaktivert i paleogen. Over øvre kritt inkonformitet ligger det en tynn kvartær sedimentkile. Kenozoiske sedimenter og basalter lapper inn på kritt-sedimentene i vest. De viktigste letemodellene er jura letemodell og kritt letemodell. Grunnfjell er vurdert som letemodell på de store forkastningsblokkene i sør.

De viktigste tolkede horisontene:

Jura: Den stratigrafisk dypeste flaten som er tolket i nordlige Nordland VII er korrelert med jurahorisonten som er tolket i Troms II (figur 3.8) og antas å ligge nær toppen av reservoarbergartene i jura.

Kritt: I kritt (antatt undre kritt) er det tolket en flate som har amplitudeanomalier i en del av området på overgangen mellom Utrøstryggen og Harstadbassenget. Kriteriene for tolkningen av denne flaten er dels toppen av lavfrekvente seismiske refleksjoner med svært høy amplitude og dels vinkeldiskordans mot overliggende lag. Det er definert prospekter og prospektmuligheter på dette nivået.

Øvre kritt inkonformiteten: (se beskrivelse av øvre kritt i kapittel 3.2) er tolket og kartlagt over hele nordlig del av Nordland VII. Flaten er definert av en vinkeldiskordans og er korrelert med øvre kritt inkonformitet i Troms II. Det er kartlagt prospekter i forkastningsblokker under denne inkonformiteten. Det er også tolket seismiske sekvensgrenser i kenozoikum som støtte for dybdekonvertering og regionalgeologisk forståelse.

I den nordlige delen av Nordland VII er juralagrekken kraftig rotert ned mot vest, og det er ikke identifisert strukturelle lukninger av betydning inne på sokkelen. I området nord for Utrøstryggen er det definert prospekter på noen forkastningsblokker med kjerne av grunnfjell. Den seismiske oppløsningen er dårlig i området hvor disse blokkene ligger. Den kraftige reflektoren som representerer bunn kritt inkonformitet maskerer underliggende lag og overgangen til krystallinsk grunnfjell. Dermed er tykkelsen på reservoarsandstein i jura usikker. Jura er tolket til å være helt eller delvis erodert på toppen av disse blokkene, og det er regnet mulige ressurser i oppsprukket grunnfjell. Se beskrivelsen av sammenhengen mellom grunnfjellsprospektene og de overliggende juraprospektene i kapittel 5. Ut mot Eggakanten og på dypere vann er det identifisert en prospektmulighet der jura kommer opp på et grunnere nivå enn sentralt i Harstadbassenget. Det har ikke vært mulig å kartlegge lukninger på grunn av at datadekning og datakvalitet under basalt er dårlig, figur 3.8 og 3.17 a. I den kretaiske lagrekken er prospekter definert på strukturelle lukninger, fortrinnsvis med amplitudeanomalier. I disse prospektene er reservoarsandsteinen antatt å være tynn (10-50 m). Det er høyst usikkert om noen av de anomaliene som er observert er forårsaket av gass.

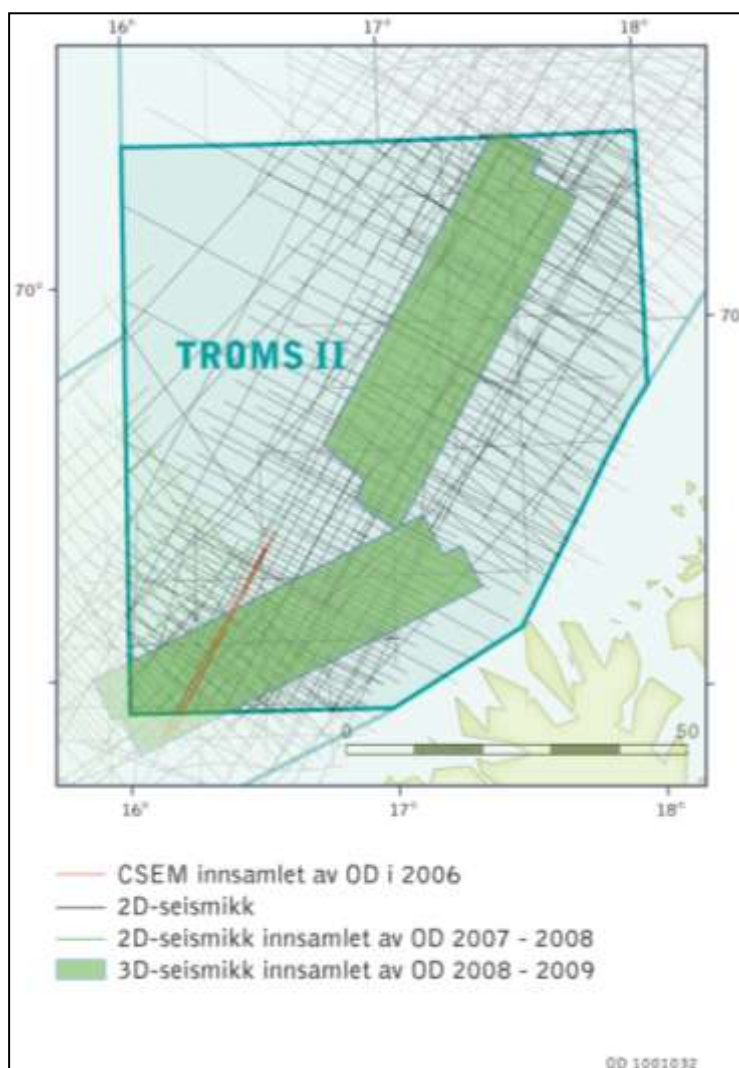
På juranivå er størst usikkerhet knyttet til kildebergarten og utbredelsen av reservoar på strukturene. For prospektene i kritt er størst usikkerhet knyttet til om det er reservoarsandstein til stede. De definerte prospektene ligger i områder som har vært utsatt for erosjon, og oppbevaring av hydrokarboner i fellene er også en betydelig usikkerhetsfaktor. På grunn av begravningsdypet til øvre jura kildebergart er det antatt at det er større sannsynlighet for gass enn for olje.

4.3 Sokkelen nord for Andøya (Troms II)

Den undersøkelsesbrønnen som ligger nærmest Troms II er 7019/1-1 i utvinningstillatelse 201 (figur 1.2). I denne brønnen ble det funnet metan og CO₂ i juraiske reservoarbergarter (Støformasjonen). De grunne boringene 7018/4-U-2, 7018/5-U-1, -U-2 og -U-6 samt 7018/7-U-1 på Troms III gir stratigrafisk informasjon som er viktig for vurdering av geologien i Troms II.

Den seismiske tolkningen er basert på et 1x2 km til 2x6 km nettverk av utvalgte 2D-seismiske undersøkelser, samt de to 3D-seismiske undersøkelsene som ble samlet inn av OD i 2008 og 2009 (figur 4.3). Kvaliteten på 2D-seismikken i Troms II er varierende, og bærer også preg av at ulike stratigrafiske nivå har vært prioritert i prosesseringene. Dette har medført at samme

stratigrafiske nivå i samme område kan være svært ulikt avbildet på de forskjellige seismiske undersøkelsene.



Figur 4.3. Datadekning i Troms II.

Kvaliteten av de to 3D-undersøkelsene er vurdert til å være god (figur 4.4), med unntak av enkelte områder der det er grunt vann og havbunnen har høy reflektivitet. 3D-seismikken har bidratt vesentlig til forståelsen av geologien og evalueringen av ressurspotensialet.

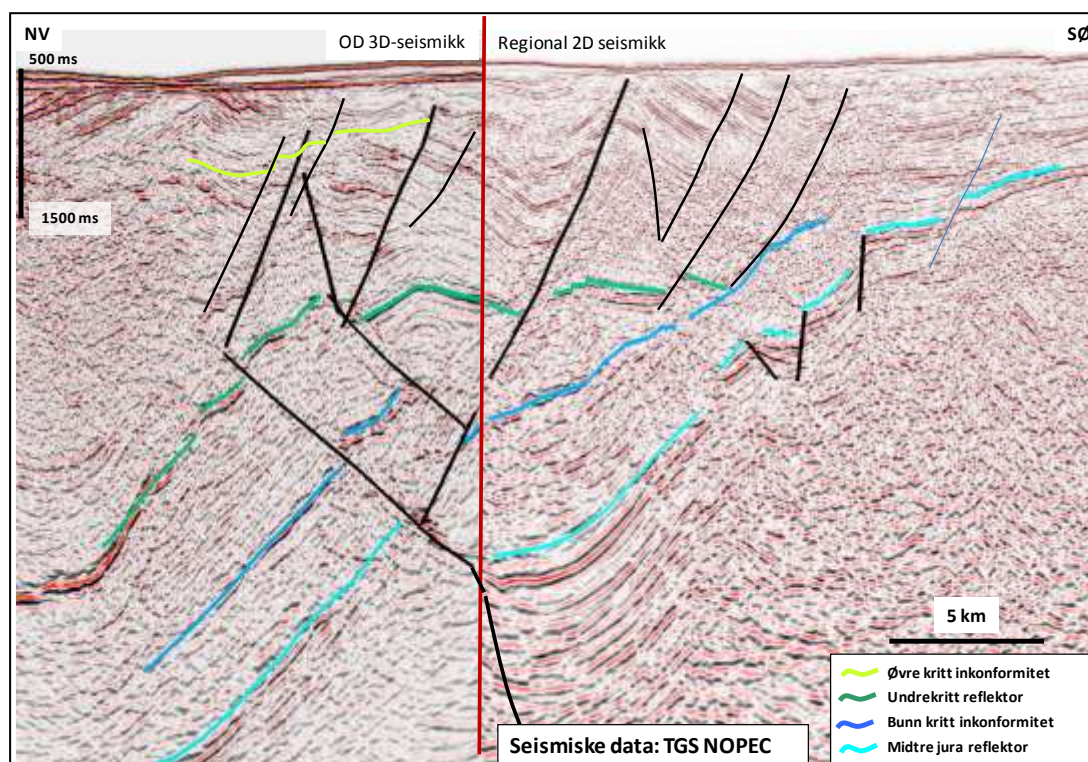
Strukturelementer og letemodeller

I nordlig del av Troms II faller eggakanten omtrent sammen med overgangen til havbunns-skorpe, og mesteparten av det prospektive arealet ligger på den smale kontinentalsokkelen. I sentral og vestlig del ligger sokkelen innenfor strukturelementet Harstadbassenget, mens den østlige delen tilhører Troms-Finnmark-forkastningskomplekset (figur 3.2 og 3.4). Senjabruddsonen er knyttet til havbunns-skorpen, men forlengelsen av Senjabruddsonen inn på kontinental skorpe deler Harstadbassenget i to deler, der bassengkanten av den østlige delen har en nord-sør strøkretning mens sørlig del stryker vestsydvest-østnordøst.

De eldste tolkete lagene i Troms II i denne evalueringen er av jura alder. Basert på regional-geologiske vurderinger (jfr avsnitt 3.2) regnes den bekreftede letemodellen BJL, JM-6 i undre og midtre jura i Barentshavet å strekke seg inn i Troms II (figur 3.23). Det er antatt å være både senpaleozoiske og triasiske avsetninger til stede i Troms II, i hvert fall øst for Senja-

bruddsonen og dens forlengelse. Toppen av grunnfjellet er ikke identifisert med sikkerhet på de seismiske dataene.

I Harstadbassenget ligger det en mektig kretaisk lagrekke over de juraiske sedimentære bergartene. Akkurat som i Nordland VII er krittlagrekken sterkt påvirket av forkastningstektonikk og den lapper inn på de skråstilte juralagene østover mot det skandinaviske grunnfjellsområdet, slik at den blir markert tynnere mot øst. Over den kretaiske lagrekken følger en noe mindre mektig paleogen lagrekke. Også denne lagrekken bærer preg av å ha vært tektonisk påvirket. Letemodellene i kritt (BJU, KL-3 og BKU-1) og paleocen (BPC-1) er ikke bekreftet. Lagrekkene på Troms II draperes av en relativt tynn pleistocen sedimentkile. Forkastningsmønsteret i Troms II er stedvis svært komplekst, og på seismikken er det mulig å observere både ekstensjon, kompresjon og sidebevegelse, se figur 4.4. Dette kan ses i sammenheng med bevegelse på Senjabruddsonen og dens forlengelse, se figur 3.4.

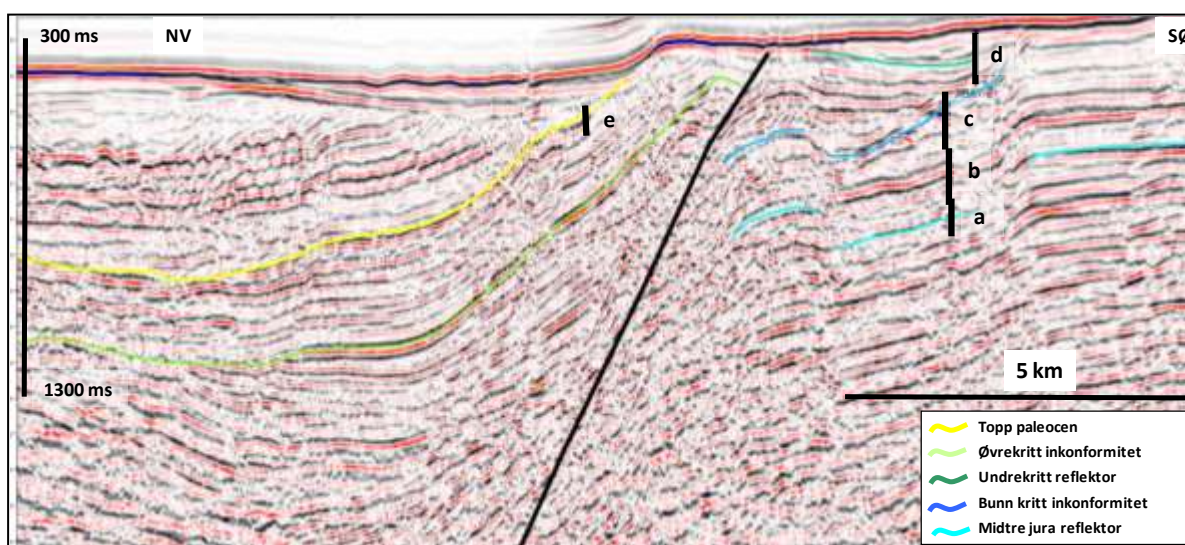


Figur 4.4. Profil H, jfr figur 3.4. Profilet er sammensatt av utsnitt av to seismiske linjer. Til venstre for den røde vertikale streken en linje fra ODs 3D-seismikk i den nordlige delen av Troms II, til høyre en linje samlet inn og prosessert av TGS NOPEC. Linjene krysser forlengelsen av Senjabruddsonen og viser flere generasjoner forkastninger i en kompleks struktur. Strukturgeologien kan tolkes på ulike måter, jfr også figur 3.17 b. I denne tolkningen viser geometrien av de sentrale forkastningene som er merket med tykk strek at normalbevegelser er blitt etterfulgt av en kombinasjon av kompresjon og ekstensjon i senkritt. Geometrien av forkastningene kan tyde på en betydelig sidelengs komponent i bevegelsene. 3D-seismikken er klarere og har noe mindre støy enn de 2D-seismiske dataene. 3D-seismikk vil være viktig for å forstå og kartlegge disse kompliserte strukturene.

Seismisk tolkning og kartlegging

Det er generelt utfordrende å utføre seismisk tolkning i det arealet som utgjør Troms II, både på grunn av varierende datakvalitet og store forkastningsbevegelser som gjør det vanskelig å korrelere mellom ulike delområder. Det er imidlertid fremdeles stor stratigrafisk usikkerhet i bassengområdene samt inn mot Andfjorden, og utfordringer knyttet til forståelsen av det strukturelle bildet.

Jura: Grunnboringene i Troms III har så godt som kontinuerlig kjernedekning av en ca 700 meter tykk pakke av juraiske sedimentære bergarter fra undre jura til bunn kritt (Smelror mfl. 2001). Grunnboringene er korrelert inn på seismikken nær borehullene (figur 4.5), men det er en viss usikkerhet i hvordan en skal følge disse reflektorene mot sør til Troms II. Dette gjelder særlig tolkningen av bunn kritt inkonformiteten i dypere deler av Harstadbassenget, der det antas å komme inn en mer komplett lagrekke i nedre del av undre kritt. I området med grunnboringer er det et tidsbrudd i lagrekken mellom tidligste kritt og barrem. En midtre jura horisont er tolket gjennom det meste av Troms II. Den er plassert på toppen av den øverste sekvensen med relativt kontinuerlige og planparallele reflektorer (figur 4.4 og 4.5), og er brukt til å definere prospekter i juralagrekken. Horisonten er tolket til å ligge nær toppen av midtre jura sandstein (ekvivalent til Støformasjonen).



Figur 4.5. Profil I, jfr figur 3.4. Utsnitt av seismisk linje T-89-402 i sørlige del av Troms III. Linjen krysser nær de grunne boringene som sikrer den geologiske korrelasjonen til den seismiske tolkningen. Boringene er korrelert inn på profilet ved hjelp av kryssende seismiske linjer og er gitt en tilnærmet riktig stratigrafisk plassering. Boring 7018/7-U-1 (d) ligger på profilet, mens hull a som er lengst unna har 5,5 km avstand. De andre hullene er a) 7018/5-U-1, b) 7018/5-U-2, c) 7018/5-U-6, e) 7018/4-U-2. Geologien i hullene a, b, c og d er publisert av Smelror mfl. (2001).

Undre kritt: I store deler av bassengområdene er det kartlagt en seismisk horisont i undre kritt. Denne er stedvis karakterisert ved høye amplitudeverdier, og er stedvis inkonform. Denne horisonten er brukt til å definere prospekter i undre kritt.

Øvre kritt inkonformitet: Denne horisonten er en tydelig inkonformitet med vinkeldiskordans i forkastete områder og på strukturelle høyder (figur 3.13 og 4.5). Det er kartlagt tre prospekter som er definert av reflektorer like under øvre kritt inkonformitet. Ut fra korrelasjon til grunnboringene i Troms III er det antatt at paleocen ligger direkte over øvre kritt inkonformitet, men i den sørlige delen av Troms II er dette usikkert (figur 3.13 og 4.5).

Kenozoikum: En antatt paleocen horisont er tolket lokalt i sør. I de ytre delene av sokkelen er det tolket en kenozoisk inkonformitet som ser ut til å være yngre enn paleocen. Bunnen av de kvartære glasiavsetningene er også kartlagt. Disse horisontene er brukt til dybdekonvertering og til å forstå den regionale geologiske utviklingen.

Prospektdefinisjon

Det er kartlagt prospekter på ulike nivåer i jura og kritt. Juralagrekken skråner bratt vestover fra grunne nivåer i Troms-Finnmarkforkastningskomplekset til 6000-6500 millisekund toveis gangtid i Harstadbassenget. Det er definert prospekter og prospektmuligheter på horster og terrasseblokker på den skrånende juralagrekken i øst. I de vestlige delene av Harstadbassenget ligger lagrekken stort sett for dypt til å være regnet som prospektivt.

Algeleddet i Hekkingenformasjonen (senjura alder) ble kjernetatt i grunnboringen 7018/5-U-2. Leddet inneholder en rik kildebergart med gode egenskaper. På grunn av begravningsdypet vil denne kildebergarten i dag danne gass over store deler av Troms II, men muligheten for olje øker mot de grunnere delene av Harstadbassenget. Gass er regnet som mer sannsynlig enn olje i alle prospektene. De roterte forkastningsblokkene i Troms-Finnmark-forkastningskomplekset, har vært utsatt for kraftigere erosjon enn Harstadbassenget. For prospekter og prospektmuligheter i disse forkastningsblokkene vurderes de viktigste usikkerhetsfaktorene til å være forseglingen av fellene og oppbevaring av hydrokarboner. Det er også regnet som en usikkerhetsfaktor at det kan være høye konsentrasjoner av CO₂ i gassen, analogt med det som er observert i funn med gasskilde i Tromsøbassenget.

I krittlagrekken er det mange muligheter for strukturelle feller, men det er usikkert om det er utviklet reservoarbergarter, og i hvilke nivåer i lagrekken eventuelle reservoarbergarter vil ligge. På grunn av kompleks strukturering er kartleggingen av disse prospektene usikker. I det vestlige Barentshavet har OD definert letemodeller av sedimentære synriftkiler i øvre jura og undre kritt, i tidsspennet fra kimmeridge til alb. Denne letemodellen antas å strekke seg videre til Harstadbassenget i Troms II. Prospektene som er tolket på undre krittthorisonen beskrevet ovenfor vil være knyttet til denne letemodellen. Det er antatt at eventuelle sandsteinsenheter vil ha begrenset tykkelse og kvalitet.

I den øvre delen av krittlagrekken er det kartlagt prospekter i strukturelle feller opp mot øvre kritt inkonformitet. Også for disse prospektene er det regnet en begrenset tykkelse på reservoarsandsteinen. Seismiske amplituder er brukt som støtte for prospektdefinisjonen, men det er ikke påvist åpenbare seismiske indikasjoner på hydrokarboner. Prospekter i tilknytning til øvre kritt inkonformitet ligger på grunne begravningsdyp, typisk rundt 1000 meter, og lekkasje vil være en viktig usikkerhetsfaktor, i tillegg til om det finnes reservoarbergart. Det er seismiske indikasjoner på at lagrekken (paleocen?) over øvre kritt inkonformiteten kan være mer sandholdig mot sør i Troms II enn det som er observert i paleocen i grunnboringene i Troms III (figur 3.13), se også kapittel 3.2. Det er ikke kartlagt prospekter i paleocen letemodell i Troms II.

Den mest sannsynlige kilden for hydrokarboner i de kretaiske og paleocenlagene er organisk rike leirsteiner i Hekkingenformasjonen. Selv om deler av Troms II er betydelig erodert er Hekkingenformasjonen tilstrekkelig dypt begravd til å kunne generere hydrokarboner også i dag. Det er observert en del grunne amplitudeanomalier i de seismiske dataene som tyder på at gass kan ha migrert opp fra dypet i geologisk sett nyere tid.

4.4 Kontinentalskråningen og dyphavsområdene

Både Nordland VI, Nordland VII og Troms II omfatter områder på kontinentalskråningen. Geologien på skråningen har mange fellestrekk for hele marginen, mens geologien i dyphavet er lite kjent og har dårlig datadekning.

Plasseringen av dagens kontinentalskråning ser ut til å være kontrollert av en hengselinje med store forkastninger som var aktive i senkritt og paleogen. Disse forkastningene var aktive i hele området fra Senjabruddsonen og sørvestover gjennom Nordland VII og Nordland VI,

(figur 3.7 og 3.8). De forårsaket en meget kraftig innsynkning av ytre del av Harstadbassenget ned mot nordvest. I området som sank inn mot vest ble det vesentlig avsatt leirstein i paleocen og eocen. Basaltiske lag og intrusjoner av tidlig eocen alder dekker det meste av dette arealet, og maskerer reflektorene under. Hengselinjen beveget seg igjen i paleocen og eocen, slik at disse lagene i dag er kraftig skråstilt. Kompresjonsstrukturer av ulik størrelse ser ut til å være en utbredt effekt av reaktiveringen i paleogen (figur 3.7).

De basaltiske lagene reflekterer så mye av den seismiske energien at en hittil ikke har lyktes med å få fram tolkbare reflektorer under basaltdekket. Tolkningen av grensen mellom havbunnsskorpe og kontinentalskorpe bygger på magnetiske og gravimetriske data. Utbredelsen av mesozoiske sedimentære bergarter i dyphavet er helt uviss. Jura- og kritt reflektorene er tolket fra øst inn til basaltdekket. Det er definert et prospekt på jura nivå under kontinentalskråningen i Nordland VI. I tillegg er det identifisert prospektmuligheter på juranivå langs marginen, blant annet under basalten i Nordland VII. Et mulig forløp av juranivået under basaltdekket i Nordland VII er antydnet i figur 3.17 b.

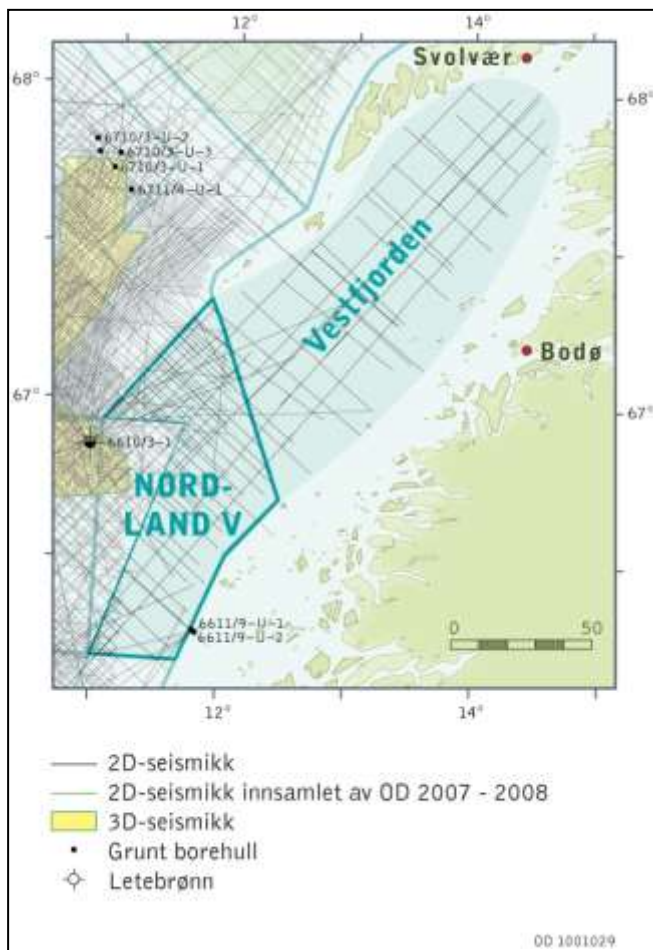
Usikkerheten i prospektdefinisjon i en slik kompleks tektonisk sone, som i tillegg kun er dekket av 2D-seismikk vil primært ligge i selve kartleggingen av prospektene. En annen viktig usikkerhetsfaktor er hvor dypt en eventuell juraisk kildebergart vil være begravd i bassenget vest for Lofoten-Vesterålen. Ved svært dyp begravning vil kildebergarten være utbrent.

4.5 Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V

I tidsrommet mellom 1973 og 1987 ble det gjennomført innsamling av 2D-seismikk i Vestfjorden i regi av OD slik at det eksisterer et linjenett med avstand 5 til 15 km, se figur 4.6. Hensikten med disse undersøkelsene var å få en grov geologisk oversikt i områdene. I uåpnet del av Nordland V finnes det også seismikk av nyere dato. Seismikken har for liten dekningsgrad og for dårlig kvalitet til at det kan foretas en fullverdig vurdering av petroleumspotensialet i uåpnet del av Nordland V og i Vestfjorden.

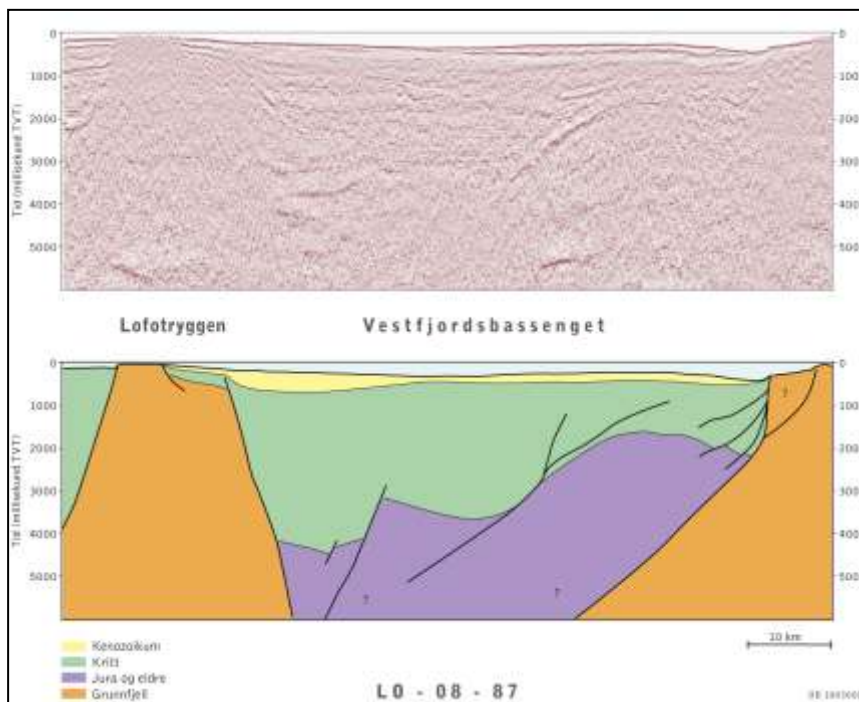
Innenfor området Vestfjorden og Nordland V er det ikke boret letebrønner eller grunne stratigrafiske borehull. I Nordland III er det boret to letebrønner (6610/2-1 S, 6610/3-1 & -1 R, se tabell 2.1) som har gitt verdifull kunnskap om geologien i trias, jura, kritt og paleocen, og dermed også om mulighetene for å finne hydrokarboner nærmere land. I tillegg til leteboringene er det boret to grunne stratigrafiske borehull (6611/9-U-1 og 6611/9-U-2, se tabell 2.1) innenfor grunnlinjen nær kysten øst for Nordland V. Disse boringene gir kunnskap om geologien i perm og undre del av trias.

NGU har kartlagt kystnære mesozoiske avsetninger langs de sentrale delene av Nordlandskysten (Bøe mfl. 2005). Det ble innsamlet grunnseismikk som dekket den sørøstlige grensen av Vestfjordbassenget og påviste mindre sedimentbassenger lenger sør på Nordlandskysten. Innsamlede istransporterte steiner bestod av sedimenter som spenner fra trias til tidligkritt (barrem) alder, med en overvekt av mellom- og senjura. Geokjemisk analyse utført på deler av det innsamlede materialet viste umodne kildebergarter. Det er observert seismiske anomalier på noen av de seismiske linjene som kan indikere tilstedeværelse av grunn gass.



Figur 4.6. Datadekning i Vestfjorden og den uåpnede delen av Nordland V.

Vestfjordsbassenget, som er et dypt sedimentbasseng, ligger mellom Lofotryggen og fastlandet. Mot sør grenser Vestfjordsbassenget mot Grønøyhøgda, som utgjør den nordøstligste delen av Nordlandsryggen. Vestfjordsbassenget hadde sin største innsynkning i perioden senjura til tidligkritt. Under de tykke kretaiske sedimentære bergartene er det sannsynligvis både juraiske, triasiske og eldre sedimentære bergarter. Vestfjordsbassenget skiller seg dermed fra Ribbebassenget og områdene vest for Lofoten som utgjorde et høydeområde i trias og jura. Et seismisk profil i Vestfjordsbassenget og tolkningen av dette er vist i figur 4.7. Vestfjordsbassenget er avgrenset av forkastninger både mot sørøst og nordvest. Mot Lofotryggen er spranget på 4000-5000 meter eller mer. Langs den sørøstlige flanken av bassenget er det kartlagt flere forkastninger med mer varierende sprang, men de største har betydelige sprang også her.



Figur 4.7. Seismisk linje LO-08-87 og tolket geoseismisk snitt (profil 1, figur 3.4). Profilet går fra forlengelsen av Lofotryggen i nordvest mot Helgelandskysten i sørøst og viser det dype mesozoiske bassenget i Vestfjorden.

Den viktigste kildebergarten er antatt å være øvre jura organisk rike leirsteiner. I Vestfjordsbassenget er volumet og kvaliteten på denne kildebergarten ukjent. Kildebergarten i den sentrale, dypeste delen av bassenget vil ha vært så dypt ved maksimal begravning at den kan være utbrent. På flankene, og særlig mot sør, ligger denne kildebergarten på et dyp hvor den sannsynligvis vil danne hydrokarboner.

I brønn 6610/3-1 er det påvist en leirstein med mulig kildepotensial i øvre kritt. Den kan være aktuell som kilde for eventuelle prospektive nivå i øvre kritt og paleocen. Andre mulige kildebergarter er kull i øvre trias og undre jura. Disse kildebergartene er langt mindre rike enn øvre jura, og dersom de bidrar vil det ventelig hovedsakelig være med gass. Det er også indikasjoner på eldre kildebergarter i området.

Letebrønnene 6610/2-1 S og 6610/3-1 og -1 R vest for Nordland V og de grunne stratigrafiske borehullene (6611/9-U-1 og 6611/9-U-2) på Helgelandskysten sannsynliggjør at det finnes reservoarbergarter i en rekke nivå i Nordland V og Vestfjorden. I boringene på Helgelandskysten opptrer det sandsteiner med betydelige mektigheter både i øvre perm og nedre trias. Det er antatt at disse potensielle reservoarbergartene finnes i store deler av Nordland V og i Vestfjorden. Disse sandsteinene kan imidlertid være så preget av diagenetiske effekter på grunn av dypet at de ikke utgjør produktive reservoar.

Ut fra seismisk tolkning er det antatt at det finnes sandstein under leirsteinene i øvre jura. Uten brønnedata kan en ikke si sikkert om sandsteiner i jura vil korrelere med sandsteinene som ble avsatt på det mesozoiske høydeområdet i Lofoten-Vesterålen eller om de er mer like sandsteinene i nordlige del av Norskehavet. I og med at dataene tyder på en bassengutvikling i Vestfjordsbassenget allerede i trias er det mest nærliggende å anta en korrelasjon med Norskehavet. Dette åpner muligheten for at sandsteiner ekvivalente med Fangstgruppen vil være til stede.

Den kretaiske lagpakken i Vestfjordsbassenget har en betydelig tykkelse. Innholdet av sandstein er imidlertid uavklart, jfr beskrivelse av seismisk dekning og kvalitet. På noen av de seismiske linjene er det indikasjoner på at det kan ha vært sandvifter som har bygget seg ut i bassenget fra sør i kritt, men dette er svært usikkert.

Paleocen sandsteiner er påvist med store mektigheter i letebrønnene 6610/3-1 og 6710/10-1, og kan korreleres inn i Nordland V og Vestfjorden ved hjelp av seismiske data. I sentrale og nordlige del av Vestfjorden er paleocen erodert, men letemodellen i paleocen (NHPC-2) kan være aktuell i deler av området.

Prospektdefinisjon

De seismiske dataene har ikke tilstrekkelig dekning til å definere prospekter, men de indikerer hvor det kan være prospektive områder. I første rekke gjelder dette flere roterte juraiske forkastningsblokker langs sørøstflanken av Vestfjordsbassenget og på den østligste delen av Grønøyhøgda. Her ligger det en rekke blokker som er synlige på en eller et fåtall seismiske linjer. Om disse blokkene utgjør lukkede strukturelle feller kan imidlertid ikke avklares på grunnlag av eksisterende seismikk. Reservoaret i disse potensielle fellene vil være triasiske og juraiske sandsteiner. I de sentrale deler av Vestfjordsbassenget ligger trias og jura for dypt til å være aktuelle som letemål (figur 3.5). Reservoaregenskapene i sandsteinene vil her være ødelagt av diagenetiske effekter.

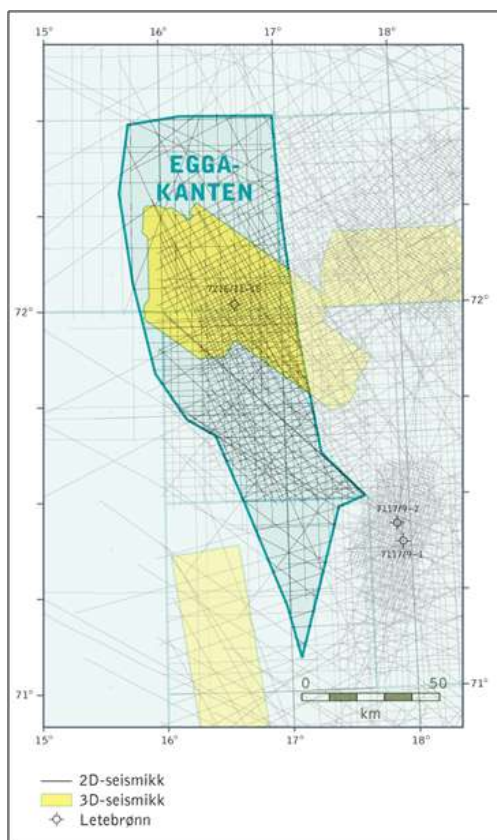
I den mektige kretaiske lagpakken i Vestfjordsbassenget kan det være aktuelle letemål. Seismikken viser noen muligheter for kretaiske strukturer sentralt i Vestfjordsbassenget. Det er imidlertid langt mindre strukturering enn på jura nivå, og den eksisterende seismikken gir ingen mulighet for å identifisere stratigrafiske feller.

En betydelig risiko for alle potensielle prospekt i Vestfjorden og Nordland V er effekten av heving og erosjon. Disse prosessene har økt risikoen for at eventuelle hydrokarboner som har vært til stede i reservoarene vil ha lekket ut. I og med at ODs kartlegging i uåpnet del av Nordland V og Vestfjorden ikke har ledet fram til identifisering av enkeltprospekter, er ressursevalueringen utelukkende basert på letemodellanalyse.

I Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V er det behov for mer seismikk for å kunne gjøre en god ressurskartlegging og prospektdefinerings.

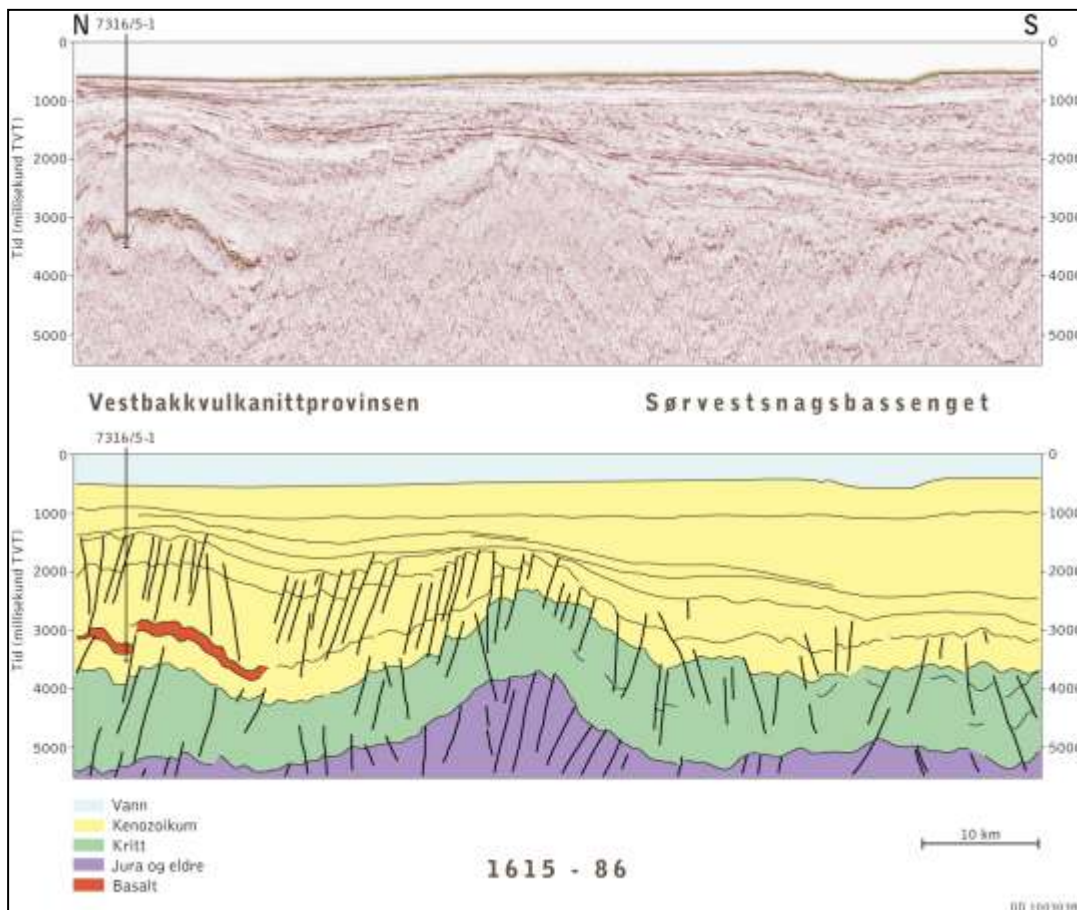
4.6 Eggakanten

Området Eggakanten grenser til leteområdene Bjørnøya Vest, Bjørnøya Sør, Troms I, og Troms III (figur 1.2 og 4.8). Området har vært åpnet tidligere og det er boret en letebrønn, jfr kapittel 1. Geologisk sett er området Eggakanten lokalisert i Sørvestsnagsbassenget på vestmarginen av Barentshavsokkelen (figur 3.2, 4.9 og 4.10). Bassengdannelsen er knyttet til den nordatlantiske transformbevegelsen, riftingen og påfølgende spredning.

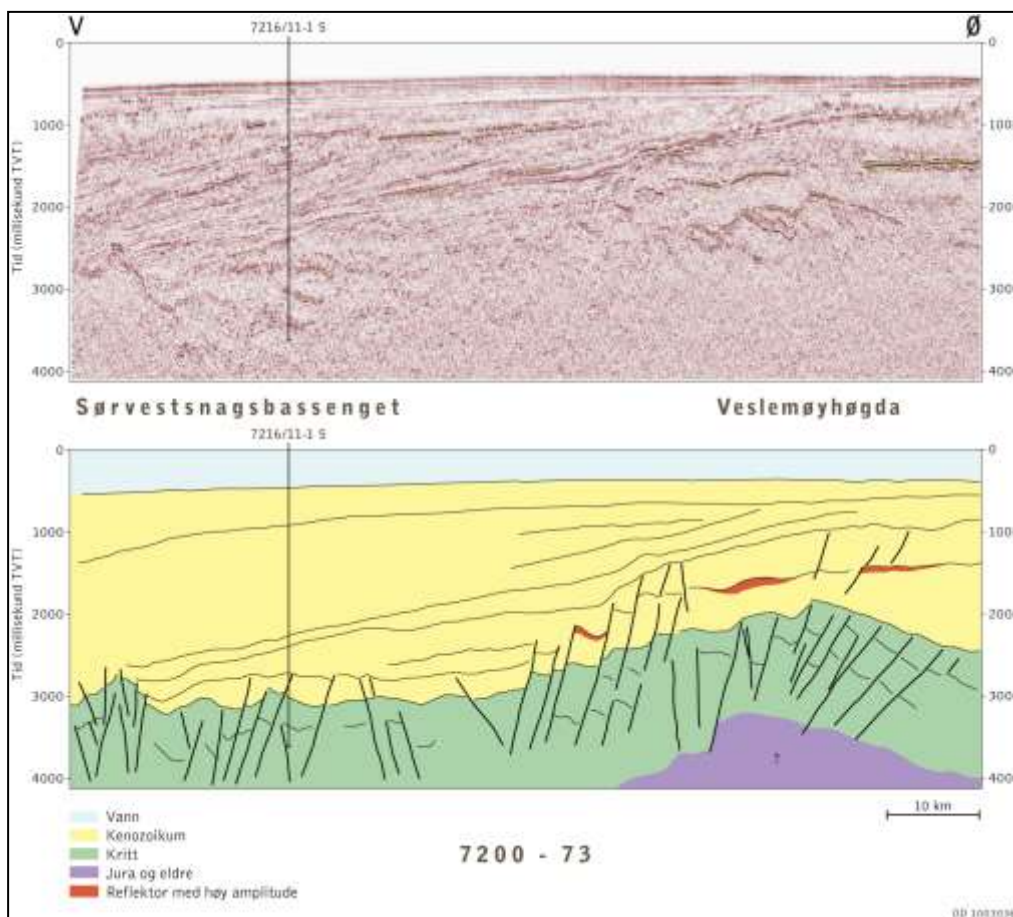


Figur 4.8. Datadekning i området Eggakanten.

Sørvestsnagsbassenget er et meget dypt bassengområde som er avgrenset mot øst av strukturelle høyder som Veslemøyhøgda og Senjaryggen, og mot havbunnskorpe i vest (figur 4.10). Bassenget er preget av forkastningsaktivitet og innsynkning i kritt og kenozoikum, og det er fylt inn med store mektigheter av kretaiske og kenozoiske sedimenter. Området er preget av et relativt komplisert tektonostratigrafisk bilde.



Figur 4.9. Profil K, jfr figur 3.2. Seismisk linje 1615-86 og tolket geoseismisk snitt fra letebrønn 7316/5-1 til Sørvestsnagsbassenget. Området Eggakanten ligger i sør (til høyre i profilet). En mektig eocen kile er bygd ut fra nord mot sør. Det primære letemålet er i de kenozoiske lagene.



Figur 4.10. Profil J, jfr figur 3.2. Seismisk linje 7200-73 og tolket geoseismisk profil fra Veslemøyhøgda i øst til området Eggakanten. En stor del av den kenozoiske lagrekken utgjøres av de tykke kvartære (ifølge ICS, 2009) avsetningene i Bjørnøyrenneviifta. Det primære letemålet i området Eggakanten er i undre del av den kenozoiske lagrekken.

Den dypere stratigrafiske oppbygningen av Sørvestsnagsbassenget er mer usikker på grunn av den dype begravningen. Det antas at de dypere stratigrafiske nivåene i bassenget består av en betydelig mesozoisk og paleozoisk lagrekke. Den grunneste stratigrafien består av mektige kileformede utbygninger av eocen og kvartær alder som fyller inn eldre relieff og draperer hele bassengkonfigurasjonen.

Den eneste letebrønnen som ligger innenfor området Eggakanten er 7216/11-1 S. Denne brønnen er lokalisert sentralt i det aktuelle arealet. Andre aktuelle brønner som er benyttet er 7117/9-1 og 7117/9-2 ved Senjaryggen, 7219/8-1 S på Polhemsunderplattformen, 7316/5-1 på Bjørnøya Vest, samt 7119/7-1, 7119/9-1, 7119/12-3 og 7119/12-1 i Tromsøbassenget. Det er ingen relevante grunne borer i umiddelbar nærhet til Eggakanten.

OD har ikke foretatt noen form for datainnsamling i området Eggakanten i forbindelse med evalueringen til forvaltningsplanen. Vurderingen av arealet er basert på et nettverk av eksisterende semiregionale og regionale 2D-seismikkundersøkelser. Linjenettet har noe varierende dekningsgrad (typisk mellom 2x2 km og 10x10 km) over de ulike delene av studieområdet (figur 4.8). I den sentrale delen av området ved 7216/11-1 S er det en 3D-seismisk undersøkelse og tett dekning av 2D-seismiske data. Datadekningen er vesentlig mer spredt nord og sør i arealet. Mye av seismikken er av god kvalitet.

Et betydelig antall geologiske tidsgrenser og inkonformiteter er identifisert ved seismisk tolkning i dette området, men bare en liten andel av disse kan tolkes og kartlegges over hele arealet. Det viktigste kalibreringspunktet mellom brønner og seismikk er ved undersøkelsesbrønnen 7216/11-1 S. Denne brønnen terminerer i bergarter av paleocen alder (Ryseth mfl. 2003), og er brukt til å datere de seismiske flatene i den kenozoiske delen av lagrekken.

En gjennomgående sikker seismisk tolkning vanskeliggjøres av områder med vulkanisme, inversjon, rifting og småforkastninger.

Definerte markører av jura og kritt alder kunne ikke følges og tolkes med sikkerhet inn i området Eggakanten. Disse markørene ligger da også trolig på for store dyp til å være prospektive i Sørvestsnagsbassenget. Kun kenozoiske tidshorisonter og flater kan tolkes med en viss grad av sikkerhet i det aktuelle arealet. Det er i det følgende gitt en kort beskrivelse av disse seismiske horisontene.

Bunn kenozoikum er ifølge tidligere publikasjoner en hiatus eller inkonformitet i Hammerfestbassenget, men i området rundt 7216/11-1 S er det ingen klar seismisk definisjon av kritt-/kenozoikum grensen (Ryseth mfl. 2003). Dette er i overensstemmelse med tolkningen i denne undersøkelsen. Tolkningen av bunn kenozoikum følger inkonformiteter særlig på de positive strukturene øst i studieområdet, mens den for det meste ser ut til å være en intern hendelse i lagrekken nede i selve Sørvestsnagsbassenget.

Topp paleocen kan med rimelig sikkerhet defineres og knyttes opp mot brønner. Som oftest plukkes denne markøren på en markert amplitude. Denne seismiske flaten markerer bunnen av den mest sandrike delen av stratigrafien i Sørvestsnagsbassenget.

Topp eocen inkonformitet kan tolkes regionalt over hele Eggakanten, og er definert seismisk-stratigrafisk med erosiv karakter mot underliggende lag. Denne seismiske flaten representerer toppen av eocenlagrekken som er antatt å være det mest prospektive intervallet i området.

Bunn kvartær (ICS, 2009) inkonformitet representerer bunnen av den store glasielle utbyggingen fra Bjørnøyrenna. Selve inkonformiteten er stedvis vanskelig å definere nøyaktig fordi det er betydelig faciesvariasjon lateralt på seismikken. Horisonten er godt korrelerbar til de fleste brønnene, men er vanskelig å tolke ut mot eggakanten.

Letemodeller

Som beskrevet ovenfor er de sedimentære bergartene i jura og kritt så dypt begravd at de aktuelle letemodellene i Sørvestsnagsbassenget kun er knyttet til den kenozoiske lagrekken.

Eocene sedimenter er bare påvist i enkelte borehull i og rundt studieområdet, og de er erodert på de fleste omliggende positive strukturene som er boret. Letehullet 7316/5-1 ligger i Sørvestsnagsbassenget nord for området Eggakanten (figur 4.9). Her ble det påtruffet gass i eocene sandsteiner med svært gode reservoaregenskaper. 7216/11-1 S, som ligger sentralt i Eggakanten, penetrerte en relativt mektig eocen lagrekke og ble avsluttet i bergarter av paleocen alder. Det ble påtruffet dypmarine sandsteiner tolket som turbidittavsetninger i midtre eocen i ett av de kjernetatte intervallene. Borehullsloggene indikerer tilstedeværelse av turbidittsandsteiner også utenfor det kjernetatte intervallet. Porøsiteten i de eocene sandsteinene i de to nevnte brønnene ligger stort sett i spennet 25-30 %, og netto/brutto-forholdet i de beste sonene er anslagsvis 30-50 %. Den begrensede brønninformasjonen indikerer at porøsitet og netto/brutto-forhold ikke varierer så mye fra den eocene øvre kontinentalskråning i nordøst til de mer distale turbidittlobene lenger vest.

Brønner og seismikk er blitt korrelert med henblikk på å kartlegge den geografiske utstrekningen til de dypmarine eocene sandsteinene. Seismiske facieskompleks av antatt eocen alder er blitt identifisert innenfor og i nærheten av det aktuelle arealet. Disse seismiske facieskompleksene er satt i sammenheng med resultater fra brønnene 7316/5-1 og 7216/11-1 S. Dette har dannet grunnlaget for utarbeidelsen av en ny eocen letemodell i Sørvestsnagsbassenget. Kjernen i den eocene letemodellen utgjøres av de seismiske facieskompleksene som omgir eocene dypmarine sandsteiner i brønn 7216/11-1 S.

Kartleggingen av området Eggakanten viser at det er en del strukturer på øvre kritt til paleocen stratigrafiske nivå. Basert på tilgjengelige brønndata i og rundt området, er det imidlertid lite sannsynlig at det finnes reservoarbergarter i øvre kritt- og paleocenlagrekken. Denne delen av lagrekken består av leirstein med få innslag av mer grovkornede sedimenter. Tuff observeres enkelte steder. Kjerneprøver fra paleocenlagrekken i undersøkelsesbrønn 7216/11-1 S understøtter dette litologiske bildet av den paleocene lagrekken.

7216/11-1 S og 7316/5-1 ble avsluttet i henholdsvis paleocen og øverste kritt, uten at det ble påtruffet lovende kildebergarter. Det er heller ikke andre data som gir indikasjoner på tilstedeværelse av kildebergarter i kritt og kenozoikum langs Vestmarginen. Gassprøver fra 7316/5-1 ble analysert av Institutt for Energiteknikk. Gassen har lave verdier for d_{13C} , noe som kan tyde på biogen gass (www.npd.no). Gassfunnet i 7316/5-1 kan derfor ikke brukes som bevis for en dyp gasskilde. Det nederste intervallet (øverste kritt) i brønn 7316/5-1 består av mørkegrå til svarte leirsteiner. Avsetningsmiljøet er tolket som batyalt til ytre del av kontinentalsokkelen. Eventuelle kildebergarter i kritt og kenozoikum langs vestmarginen vil sannsynligvis være knyttet til anoksiske miljøer i kretaiske skjærbasseng eller i avgrensede kenozoiske tidligriftbassenger. Det er sannsynlig at den senjuraiske Hekkingenformasjonen kan være utviklet på Eggakanten. Begravningsdypet vil være stort, og det er risiko for at det organiske materialet kan være utbrent. Vertikal migrasjon av gass fra en eventuell vestlig utvikling av Hekkingenformasjonen regnes likevel som det mest sannsynlige scenarioet for et fungerende petroleumssystem.

ODs kartlegging i området Eggakanten har ikke ledet fram til identifisering av enkeltprospekter. Ressurseevalueringen er derfor utelukkende basert på letemodellanalyse.

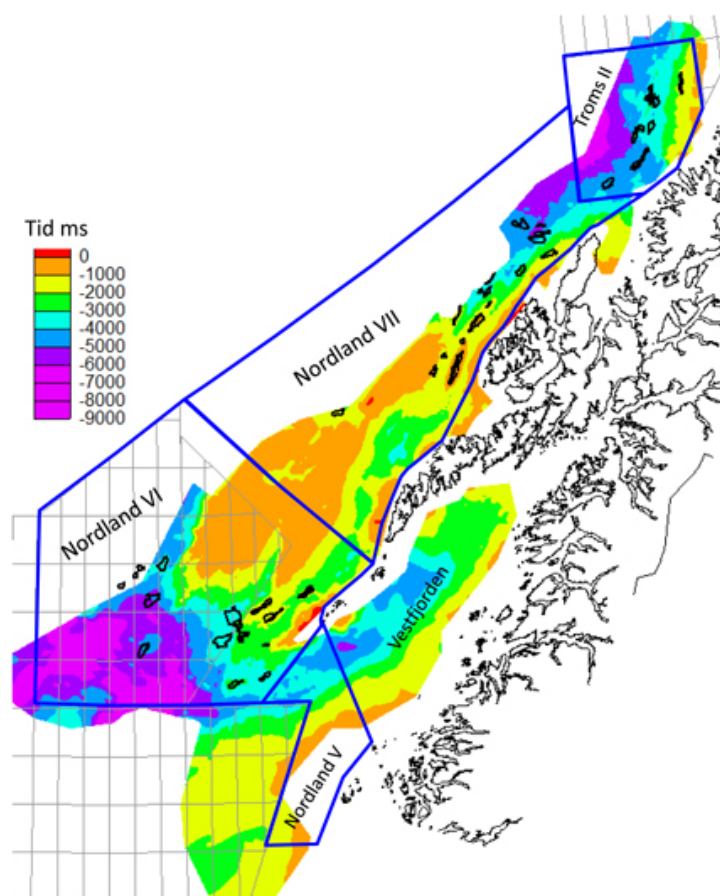
5 RESSURSER I PROSPEKTER

Det er beregnet utvinnbare ressurser og funnsannsynlighet for hvert enkelt av de 50 kartlagte prospektene (figur 5.1). Ressursene er oppgitt som den sannsynlighetsfordelingen en vil forvente å ha i prospektet dersom det gjøres funn. I denne beregningen inngår bergartsvolumet av prospektet og følgende parametre:

- Netto/brutto-forhold
- Porøsitet
- Vannmetning
- Fluidparametre for olje
- Fluidparametre for gass
- Utvinningsgrad

Alle disse parametrene blir anslått med et usikkerhetsspenn. Det blir foretatt en Monte Carlo-simulering av parametersettet, og resultatet gir en fordelingskurve for utvinnbare ressurser i prospektet. Parametrene er beskrevet i kapittel 5.1

Funnsannsynligheten anslås som beskrevet i kapittel 3.4.



Figur 5.1. Omriss av prospekter kartlagt av OD. Kartet viser tid i millisekund toveisgangtid til tolket jurahorisont, jfr figur 3.5. Gradnettet er vist med samme inndeling som blokkgrensene i Nordland VI og Troms III.

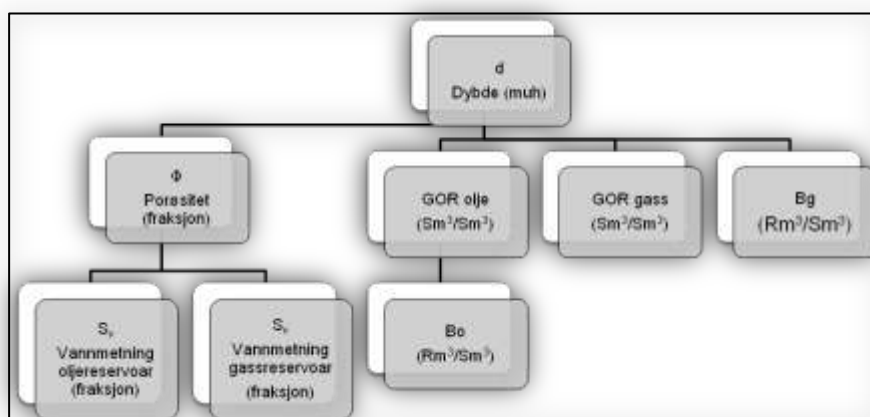
5.1 Reservoar- og fluidparametre

Lang avstand til brønner med relevant informasjon om reservoar- og fluidparametre er en utfordring for ressursberegning av prospektene 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 mange likhetspunkter med de påviste reservoarene i Norneområdet og på Grønøyhøgda når en sammenligner sandsteiner med sammenlignbare avsetningsmiljøer.

Et felles sett med reservoar- og fluidparametre er satt sammen basert på tilgjengelig informasjon fra letebrønner i Norskehavet og det vestlige Barentshavet. Datagrunnlaget er hentet fra operatørens rapportering til OD av resultatene fra letebrønner i perioden 1990 til 2008. Hovedtyngden av parametrene er fra formasjoner av mellom- og tidligjura alder. Prospekter med reservoar av jura alder utgjør også en betydelig del av ressurspotensialet som nå er kartlagt i Nordland VI, Nordland VII og Troms II.

Med unntak av netto/brutto-forholdet er alle reservoar- og fluidparametre presentert som et funksjonshierarki som tar utgangspunkt i prospektets begravningsdyp. Figur 5.2 viser de benyttede sammenhengene mellom de ulike parametrene. Disse sammenhengene er sterkt forenklet, men er vurdert å være tilstrekkelig nøyaktig relativt til usikkerhetene i bruttobergartsvolumene og netto/brutto-forholdene. Funksjonshierarkiet gir bare et anslag til parametre. Konkrete observasjoner eller geologisk forståelse har også påvirket fastsettelse av prospektparametre.

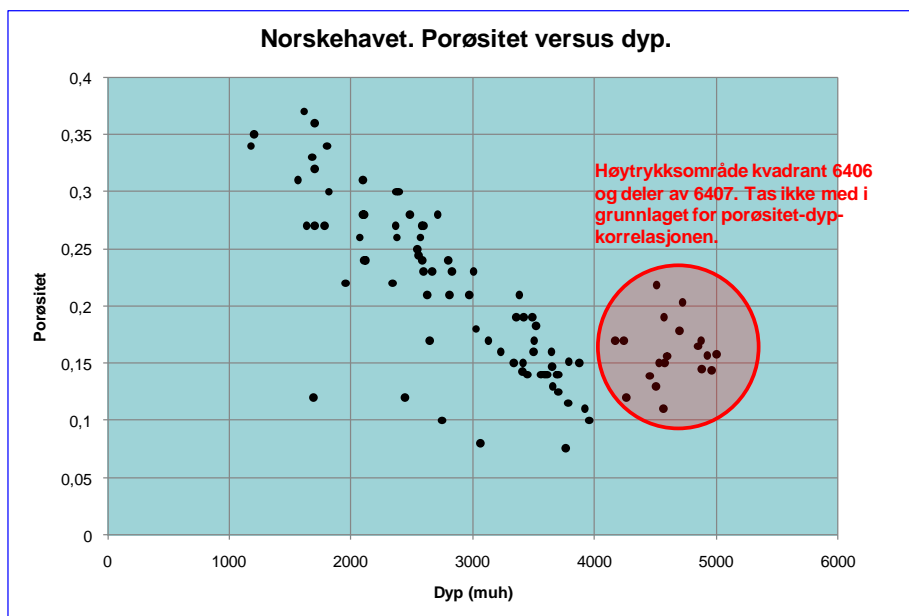


Figur 5.2. Funksjonshierarki benyttet ved fastsettelse av reservoar- og fluidparametre. Dybdeavhengig porøsitet beregnes fra dypeste begravningsdyp, mens dybdeavhengige fluidparametre beregnes fra det nåværende dypet.

Porøsitet i sandsteinsreservoar

Porøsiteten i sandige avsetninger reduseres ved innsynkning, både på grunn av kompaksjon og diagenese. Disse endringene er ikke reversible, ved senere heving forblir porøsiteten upåvirket. For estimering av dybdeavhengig porøsitet brukes derfor maksimalt begravningsdyp.

Porøsitetsfunksjonen er basert på porøsitetsmålinger fra 80 brønner i Norskehavet. Kun gjennomsnittsverdiene fra brønnene er benyttet. 20 brønner fra Norskehavdatasettet er fjernet fra datasettet fordi de representerer høytrykksområdet i kvadrantene 6406 og 6407, se figur 5.3. I dette området er porøsiteten i reservoarene anormalt høy på grunn av rask innsynkning, oppbygning av overtrykk og tidlig migrasjon av hydrokarboner. Ekstremt høye overtrykk er ikke forventet i Lofoten-Vesterålen på grunn av erosjonshistorien.



Figur 5.3. Norskehavet. Porøsitet versus dyp. Markering av porøsitetsverdier fra høytrykksområde som ikke benyttes.

Porøsitetsmålinger fra 18 brønner i den vestlige delen av Barentshavet (Hammerfestbassenget og Loppfjorden) er plottet på tilsvarende måte som for porøsitetsmålingene fra Norskehavet. Porøsitetsmålinger fra Barentshavet viser en tilsvarende relasjon mot maksimalt begravningsdyp (dvs. når dyp er korrigert for senere erosjon).

Vannmetning i sandsteinsreservoar

Sandsteinene som utgjør olje- og gassreservoarene var opprinnelig vannfylt. Da hydrokarbonene migrerte inn i reservoarene fortrenget de en del av, men ikke alt, vannet. Generelt vil den resterende vannmetningen være lav for reservoarer med høy permeabilitet og porøsitet, og høy for reservoarer med lav permeabilitet og porøsitet. Den resterende vannmetningen vil også variere med typen av hydrokarboner som migrerer inn i reservoaret. Generelt er vannmetningen lavere i gassreservoar enn i tilsvarende oljereservoar.

Vannmetningene i henholdsvis olje- og gassreservoar er i dette arbeidet blitt bestemt som funksjoner av porøsitet, noe som er en betydelig forenkling. Men dette blir vurdert som akseptabelt sett i forhold til mangel på brønndata i området og andre mer dominerende usikkerheter. Vannmetningsfunksjonene er basert på beregnede vannmetninger i 36 brønner (24 i gass- og 12 oljereservoar) i Norskehavet. Fra de fleste av disse brønnene eksisterer både basis-, minimums- og maksimumsverdier.

Fluidparametre olje (GOR, B_o)

En akkumulasjon av olje i et reservoar vil alltid inneholde oppløst gass (assosiert gass).

Gass/olje-forholdet GOR for olje (Sm^3/Sm^3) er et mål for hvor mye gass som frigjøres fra oljen når den tas fra reservoaret opp til overflaten. GOR avhenger av flere faktorer. Generelt vil GOR øke med økende trykk og derfor med økende dyp. Denne sammenhengen legges til grunn for estimatene av GOR. GOR-funksjonene er basert på målinger av GOR fra 19 brønner (15 i Norskehavet og fire i det vestlige Barentshavet).

Formasjonsvolumfaktoren B_o (Rm^3/Sm^3) beskriver forholdet mellom oljens volum i reservoaret og ved standardbetingelser. Hovedårsaken til differansen i volum er at gass som er oppløst i oljen frigjøres når trykk og temperatur senkes. B_o blir derfor beskrevet som en funksjon av GOR. B_o -funksjonene er basert på målinger av B_o fra 15 brønner (11 i Norskehavet og fire i det vestlige Barentshavet).

Fluidparametre gass (GOR, B_g)

Gass i et reservoar kan inneholde tyngre hydrokarbonkomponenter som felles ut som kondensat når trykket senkes. Gass/olje-forholdet (GOR) for gass (Sm^3/Sm^3) er et mål for hvor mye kondensat som finnes i gassen. Generelt vil GOR øke med økende trykk og derfor med økende dyp. Denne sammenhengen legges til grunn for estimatene. GOR-funksjonene er basert på målinger av GOR fra 39 brønner (29 i Norskehavet og 10 i det vestlige Barentshavet). Dataene fra Barentshavet er hentet fra ODs faktasider, www.npd.no.

Formasjonsvolumfaktoren B_g (Rm^3/Sm^3) beskriver forholdet mellom gassens volum i reservoaret og ved standardbetingelser. Hovedårsaken til differansen i volum er gassekspansjonen når trykket senkes. Siden trykket øker med økende dyp blir B_g beskrevet som en funksjon av dybde. Ulik GOR vil også påvirke B_g , men langt mindre enn trykkeffekten.

Reservoarparametre for grunnfjellsreservoar

Basert på brønndata og litteraturstudier er det fastsatt avkutningskriterier og reservoarparametre som er benyttet til ressursberegning av grunnfjellsprospektene. Det er benyttet flere forenklinger i fastsettelsen av reservoarparametrene, disse parametrene blir allikevel vurdert som tilstrekkelig for å illustrere potensialet i mulige grunnfjellsreservoarer. Prospektene er basert på oppsprukket grunnfjell, men det er tatt hensyn til et mindre, positivt bidrag fra forvitrede soner. Det er ikke gjort noe forsøk på å karakterisere grunnfjellsblokkene (bergarter, strukturell stil, sprekkeintensitet og -retning osv.) som er aktuelle som prospekter. Det er derfor benyttet samme sett med netto/brutto-forhold for alle grunnfjellsreservoarer. Verdiene bygger hovedsakelig på data fra Utsirahøgda i Nordsjøen. Det er benyttet identiske reservoarparametre for alle grunnfjellsprospektene, uansett dyp. Det er benyttet tilsvarende dybdeavhengige fluidparametre som er benyttet for sandsteinsprospekter. Fordelingen av kolonnehøyder er identisk med den som er benyttet for sandsteinsreservoarene.

Det er skilt mellom avkutningskriteriene for gass- og oljereservoar i grunnfjell. Dette får konsekvenser for netto/brutto-forholdet og reservoarparametrene. Tabell 5.1. viser avkutningskriteriene og basisverdiene som er benyttet i ressursberegningene. Merk at basisverdiene for porøsiteten ligger nær avkutningsverdiene, usikkerhetsspennet er imidlertid asymmetrisk, slik at forventningsverdien vil være noe høyere.

	Avkutt porøsitet	Avkutt perm. (mD)	Netto/brutto-forhold	Porøsitet	Vannmetning
Gassreservoar	0,05	0,1	0,7	0,06	0,3
Oljereservoar	0,08	1	0,3	0,085	0,35

Tabell 5.1. Basisverdier benyttet for ressursberegning av gass- og oljeprospekter i grunnfjell.

Avkutningskriterier for sandsteinsreservoar. Netto/bruttoforhold

For å få en konsistent vurdering både av eksisterende brønndata og av de kartlagte prospektene er det viktig å ha et sett med avkutningskriterier som basis for ressursberegningen. Avkutningskriteriene definerer den nedre grensen for reservoararkvalitet i en utvinnbar forekomst. Netto/bruttoforholdet er forholdstallet mellom tykkelsen av reservoarbergart med bedre egenskaper enn avkutningskriteriene og totaltykkelsen av reservoaret.

Avkuttingskriteriene som er benyttet for sandsteinsreservoar i ressursberegningene er:

- Permeabilitet > 1mD
- Porøsitet > 10 %
- Oljemetning > 40 %
- Gassmetning > 50 %

Permeabiliteten er et mål på strømningsegenskapene i reservoaret. Denne parameteren inngår ikke direkte i ressursberegningen, men får innflytelse via korrelasjon mot porøsiteten. Det er valgt å benytte de samme porøsitets- og permeabilitetskriteriene for gass- og oljeprospektene. Disse avkuttingskriteriene innebærer i praksis at prospekter med sandsteinsreservoarer dypere enn ca 4500 meter maksimal begravning ikke er tatt med.

I enkelte områder er det høy sannsynlighet for at eventuelle hydrokarboner vil være blandet opp med CO₂. Dette gjelder spesielt for Harstadbassenget. Dersom en har mulighet for å estimere andelen CO₂ skal den legges inn som en del av netto/bruttoforholdet. I denne evalueringen er høyt innhold av CO₂ tatt inn i risikovurderingen, men ikke i volumberegningene.

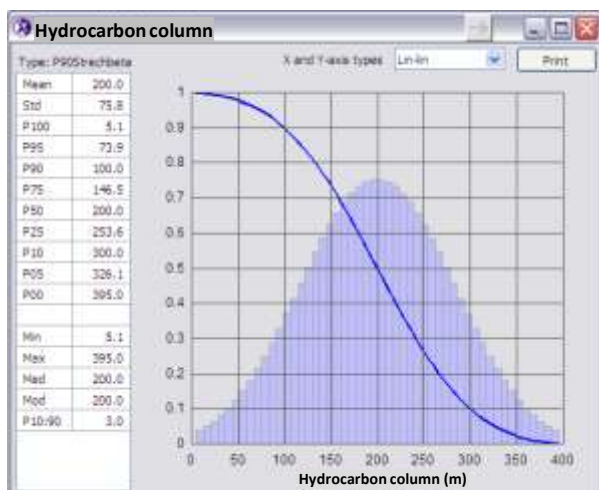
Kolonnehøyder

Et kritisk spørsmål i ressursberegningene er anslaget for hydrokarbonkolonne. Det baseres primært på hvert prospekts egenart (strukturens form, spillpunkt, trykkforhold i kappebergart og reservoar, tilgjengelige hydrokarboner, effektivitet av migrasjonsruter, effekt av erosjon osv). Avstand til brønner som gir informasjon om påtrufne kolonnehøyder er stor. Som for reservoar- og fluidparametre er det derfor valgt å utarbeide et forslag til felles sett med minimum (P90), basis og maksimum (P10) kolonner som kan benyttes når ikke spesifikke opplysninger tilsier noe annet. Grunnlaget er kolonner i funn gjort i Norskehavet i perioden 1990 til 2008. I tillegg er det benyttet kolonner fra noen funn i det vestlige Barentshavet (tabell 5.2).

	Norskehavet	Vestlige Barentshavet
Antall funn	37	8
Minimum kolonne (m)	12	14
Maksimum kolonne (m)	422	250
Gjennomsnittlig kolonne (m)	181	127

Tabell 5.2. Hydrokarbonkolonner i funn i Norskehavet og det vestlige Barentshavet 1990 – 2008.

Anvendte standardverdier for hydrokarbonkolonner er basert på observasjonene i samtlige funn. Både fordelingen av kolonnehøydene, og nødvendige karttekniske justeringer, gjør imidlertid at den foreslåtte basisverdien er noe høyere enn gjennomsnittsverdien i funnene. Standardverdiene er satt til minimum (P90) 100 meter, basis 200 meter og maksimum (P10) 300 meter kolonne. Statistisk modellering gir da varians i kolonner fra 5 til 395 meter (figur 5.4). De høye kolonnene som er observert for eksempel i noen av forekomstene i Åsgard er knyttet til overtrykk i kappebergarten og normaltrykk i reservoarbergarten. Slike forhold er regnet som lite sannsynlige i de eroderte delene av Lofoten-Vesterålen. Det er ikke skilt mellom olje og gasskolonner i denne fordelingskurven, jfr beskrivelsen av forholdet mellom olje og gass i prospektene gitt nedenfor.



Figur 5.4. Anvendt fordelingskurve for hydrokarbonkolonner. Det er benyttet "strukket beta" fordelingstype.

Merk at kolonne slik det er brukt her betyr en sammenhengende (i trykkommunikasjon) hydrokarbonkolonne. Summen av kolonner i multiple reservoar som ikke er i trykkommunikasjon er ikke omfattet av disse foreslåtte kolonnene. Muligheten for multiple reservoar er ivaretatt enten ved å endre kolonnene i det aktuelle prospektet, eller ved å legge til et eller flere prospekter.

Forholdet mellom olje og gass i prospektene

Prospektene kan være rene oljeprospekter, rene gassprospekter eller inneholde både olje og gass. Det er sannsynlig at flere av de kartlagte prospektene vil inneholde både olje og gass. Dette kan være forårsaket av migrasjonen inn i reservoarene, men kan også være en effekt av erosjon og trykksenkning i opprinnelige oljereservoar (se kapittel 3.3). For å beregne ressursene i prospektene som kan inneholde både olje og gass ville det være nødvendig å estimere kolonnehøyden for henholdsvis olje og gass. Som for alle andre variable parametre som inngår i ressursberegningen ville begge disse kolonnehøyden måtte defineres med et usikkerhetsspenn. Dette ville øke både omfanget og kompleksiteten i ressursberegningen. OD har valgt en annen og enklere framgangsmåte for å estimere forholdet mellom olje og gass i prospektene: For alle prospektene er det beregnet kun to tilfeller, et rent oljetilfelle og et rent gasstilfelle. I vurderingen av funnsannsynlighet er den sannsynlige fordelingen mellom olje og gass estimert. Forutsatt at dette gjøres riktig, vil den aggregerte ressursberegningen på letemodellnivå få en gjennomsnittlig sannsynlig fordeling mellom olje og gass, på tross av at det ikke er utført ressursberegninger som kombinerer både olje og gass i prospektene.

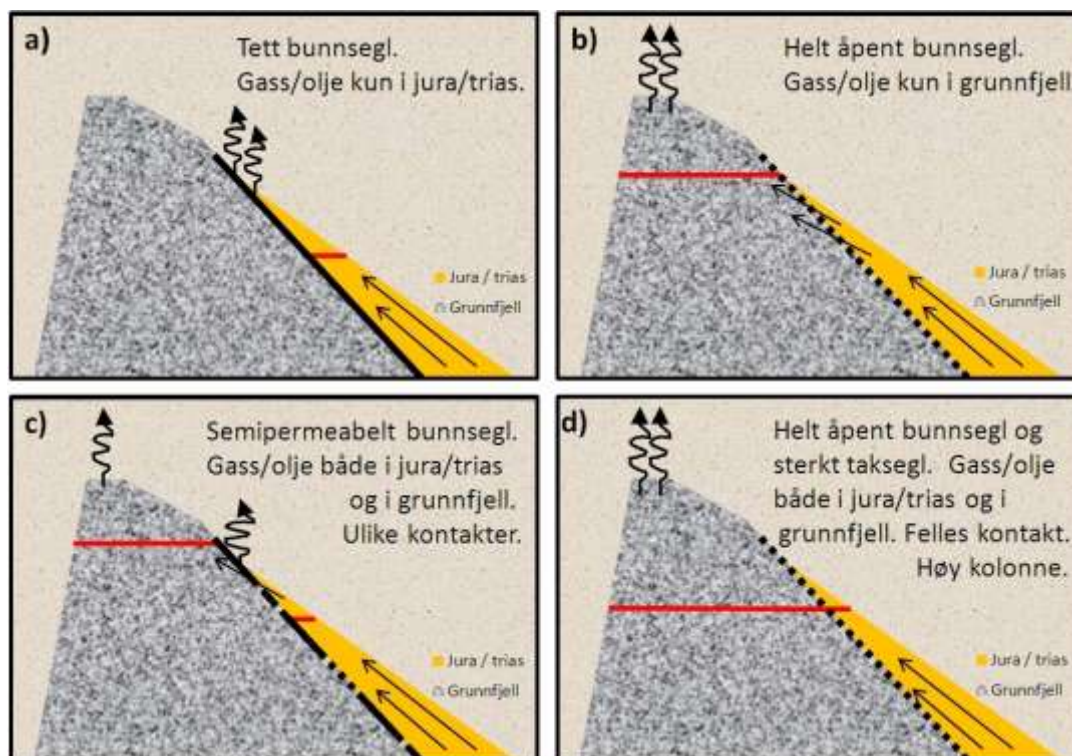
Ressursberegning i grunnfjellsreservoar

Sammenhengen mellom grunnfjellsprospektene og de overliggende jura / triasprospektene er illustrert i figur 5.5. En forutsetning for ODs modell er at migrasjonen til prospektene har vært gjennom juraiske / triasiske sandsteinslag. Avhengig av kvaliteten på bunnseglet i jura/triasreservoaret vil det være muligheter for:

- Gass/olje kun i jura/triasreservoaret – alternativ a)
- Gass/olje kun i grunnfjellsreservoaret – alternativ b)
- Ulike kombinasjoner av gass/olje i begge reservoarene – alternativene c) og d)

I ressursberegning og risking er grunnfjellsprospektene og jura/triasprospektene vurdert samlet. Det er lagt særlig vekt på en fungerende felle for jura/triasprospektene vil redusere muligheten for migrasjon inn i grunnfjellsprospektet, og motsatt. Alternativ a), b) og c) i figur 5.5 er dekket av ODs ressursberegning og risking. Alternativ d) viser muligheten for en felles

hydrokarbon-/vann-kontakt for begge reservoarene. For flere av de kartlagte prospektene ville dette alternativet forutsette sterkere taksegl og høyere hydrokarbonkolonner enn det som er benyttet i ODs ressursberegning, se avsnittet over.



Figur 5.5. Sammenhengen mellom jura/triasprospekter og grunnfjellsprospektene på roterte forkastningsblokker. Ulike alternativ for hydrokarbonfylling. Rød linje indikerer hydrokarbon/vann-kontakt.

Utvinningsgrad

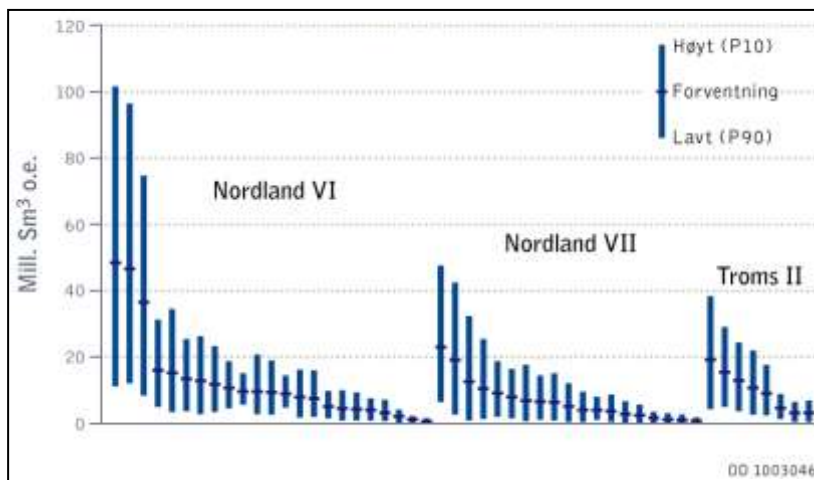
De utvinnbare ressursene får man ved å multiplisere de opprinnelig tilstedeværende ressursene med en antatt utvinningsgrad. Utvinningsgraden vil i praksis være avhengig av en rekke faktorer. Det er først og fremst utvinningsstrategi og reservoarutviklingsstrategien som har stor betydning. Med utvinningsstrategi menes utvinningsmekanismer (eksempelvis trykkavlastning, vann- eller gassinjeksjon) som er aktuelle for reservoaret. Med reservoarutviklingsstrategi menes brønnlokasjoner, brønntetthet, brønntype (havbunns- versus plattformbrønner) og brønnkomplettering. Reservoar- og fluidegenskaper påvirker i stor grad utvinningsgraden. Reservoarheterogenitet og oljekvalitet har ofte vist seg å være særlig kritiske faktorer i denne sammenhengen.

I denne vurderingen er beregningene basert på utvinningsgrader fra felt med tilsvarende størrelse, reservoar- og fluidegenskaper som er forventet i prospektene.

5.2 Resultater av prospektevalueringen

Det er kartlagt til sammen 50 prospekter i områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II (figur 5.1). I Vestfjorden og uåpnet del av Nordland V er datadekningen for dårlig til at prospekter kan kartlegges. For hvert prospekt ble det beregnet volum av hydrokarboner i form av en sannsynlighetsfordeling (avsnitt 5.1) og funnsannsynligheten ble estimert (avsnitt 3.4). Det ble også estimert sannsynlighet for olje relativt til gass i alle prospektene. I figur 5.6. er volumfordelingen av ressursene for hvert prospekt vist som et usikkerhetsspenn og en forventningsverdi. I denne figuren er olje og gass slått sammen til oljeekvivalenter. Funnsannsynligheten er ikke vist i figur 5.6. For å komme fram til forventete totale ressurser i pro-

spektene må en også legge inn funnsannsynligheten i beregningen. En mer omfattende analyse av resultatene er dokumentert i den økonomiske fagrapporten (www.npd.no). Som vist i figur 5.6 er volumene i prospektene i Nordland VI vurdert som større enn i Nordland VII og Troms II.



Figur 5.6. Forventningsverdi og usikkerhetsspenn for uriskede, utvinnbare ressurser av prospekter som OD har kartlagt i områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II (sortert på område og etter størrelse).

6 TOTALRESSURSER BEREGNET FRA LETEMODELLANALYSE

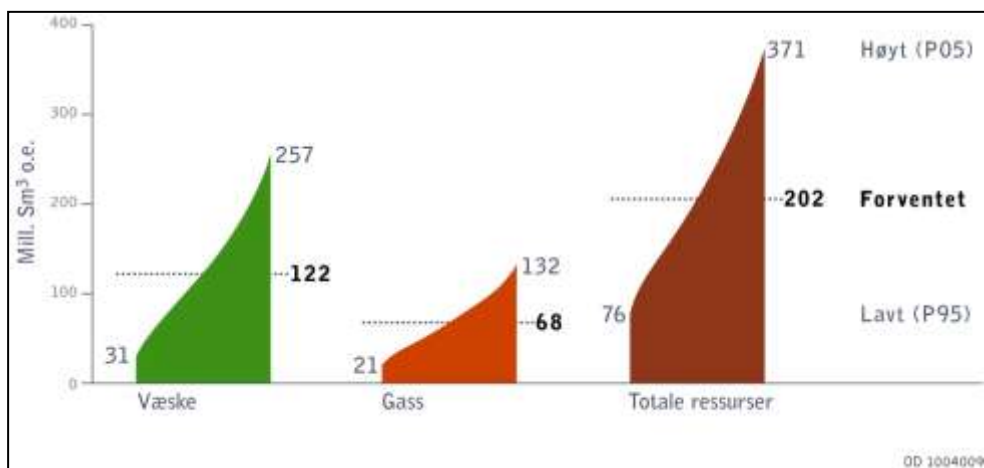
En letemodellanalyse er en ressursberegningemetode som er basert på geologiske modeller; letemodeller. Letemodellene er definert innenfor et avgrenset geografisk område og omfatter prospekter som deler viktige geologiske egenskaper som reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsvei, avsnitt 3.5.

Prospekter som er tilknyttet samme letemodell har vanligvis en spredning i prospektstørrelsene, fra noen få forholdsvis store og flere middels store til mange små og noen svært små. En slik samling av prospekter vil ha en størrelsesfordeling som er lognormal. Ved leteboring i et område - og på én letemodell - viser erfaringen at funnene som gjøres varierer mye i størrelse og at også denne størrelsesfordelingen er lognormal. Vanligvis påvises de største forekomstene tidlig i utforskningen, fordi disse ofte er lettest å identifisere ved den seismiske kartleggingen og også fordi de har største volum. OD har kartlagt 50 prospekter i områdene Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Størrelsen på disse er vist i figur 5.6, der det framgår at det er noen få store prospekt i hvert område og flere ganske små prospekt.

Prospektstørrelsen er beregnet ut fra verdier for parametrene som er angitt i kapittel 5. Både antall prospekter og de øvrige parametrene legges inn i modellen med forventningsverdi og usikkerhetsspenn, samt en fordelingsfunksjon. Verdiene er basert på den geologiske forståelsen av området som reflekteres av prospektene som er kartlagt, samt vurderingen av den øvrige, ikke-kartlagte prospektiviteten innen letemodellen (postulerte prospekter). I letemodellanalysen gjøres det vurderinger av hvor mange prospekter totalt som vil bli kartlagt og boret, og størrelsen av disse. Vurderingen omfatter både kartlagte og postulerte prospekter. All erfaring viser at dersom det blir innhentet ny geologisk informasjon fra letebrønner og samlet inn mer seismiske data fra et område vil det også bli kartlagt flere prospekter enn det en var i stand til på et tidlig stadium i letevirksomheten. Antall postulerte prospekter for hver letemodell og størrelsen av disse bygger på geologisk skjønn. Det kan blant annet nyttes analoger til kjente modeller som likner på den aktuelle modellen.

Hvert prospekt har en anslått sannsynlighet for å gi funn (funnsannsynlighet) som er unik for prospektet. I letemodellanalysen blir det anslått en felles funnsannsynlighet for alle kartlagte og postulerte prospekter i modellen. Grunnlaget for å anslå den fellesfunnsannsynligheten er de beregnede funnsannsynlighetene i de kartlagte prospektene, og funnrate fra eventuelle tidligere boringer på prospekter i letemodellen, samt en vurdering av i hvilken grad dette grunnlaget kan forventes å være representativt for de postulerte prospektene.

OD har analysert alle letemodeller som ligger innenfor det kartlagte området og beregnet potensialet ved hjelp av stokastisk metode. Hvert delområde er beregnet separat, og for hvert av disse er resultatet av analysene gitt med sannsynlighetsfordelinger som angir hvor mange og hvor store funn som kan forventes, samt de utvinnbare mengdene. De utvinnbare ressurser fra hvert enkelt område er vist i figur 6.3 a-f og for hele området i figur 6.1. Modelleringen er gjort med verktøyet GeoX.

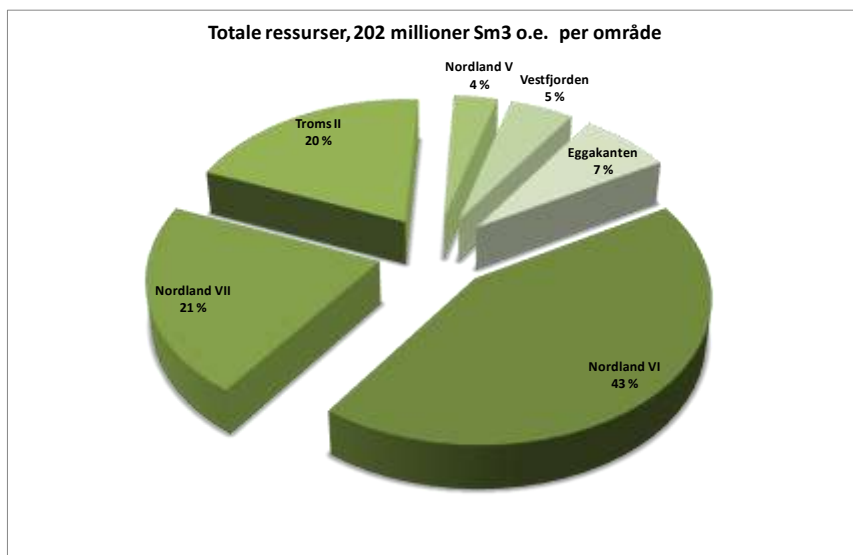


Figur 6.1 Totale ressurser i hele området

De totale ressursene i hele området (figur 6.1) er beregnet til 202 millioner Sm^3 o.e. med et usikkerhetsspenn på mellom 76 og 371 millioner Sm^3 o.e. (90 % konfidensintervall). Dette betyr at det er 95 prosent sikkert (P95) at ressursene er 76 millioner Sm^3 o.e. eller mer, og fem prosent sikkert (P05) at ressursene er 371 millioner Sm^3 o.e. eller større. Totalressursene for hvert enkelt område er oppsummert i figur 6.2 og framstilt områdevis i figur 6.3.

Summen av forventningsverdi for olje og forventningsverdi for gass er ikke nøyaktig lik forventningsverdien for total ressurser. Dette har en modelleringsteknisk forklaring. Modelleringsverktøyet som benyttes av OD fordeler ressursene statistisk mellom 'signifikante' forekomster og ressursmessig ubetydelige, små forekomster som med dagens datadekning ikke kan kartlegges. I denne sammenheng regnes små forekomster å være mellom 1 og 2,5 millioner Sm^3 o.e. Det er bare de signifikante forekomstene som oppgis med væske- eller gassvolum. Totale ressurser inkluderer også de små forekomstene og vil derfor normalt være noe større enn summen av verdiene for olje og gass (figur 6.1).

Når en slår sammen (aggregerer) resultatene av stokastiske beregninger er regelen at middelveirdien, eller forventningsverdien, kan summeres. De andre verdiene i beregningen, slik som de lave anslagene (P95) eller de høye anslagene (P05) kan ikke summeres direkte. Årsaken til dette er at volumet av væske- og gassprospektene er delvis uavhengige av hverandre. Full avhengighet betyr at dersom det gjøres et lite oljefunn, så vil et eventuelt gassfunn også være lite, eller at dersom det gjøres det størst tenkelige gassfunn, så vil et eventuelt oljefunn også være det størst tenkelige. En kan tenke seg som mulige, og mer sannsynlige utfall, både at det vil finnes forholdsvis mye væske og lite gass, eller lite væske og mye gass. Dette tas det hensyn til ved stokastisk beregning. Når alle mulige utfall blir aggregert vil det lave anslaget (P95) for totalressursene være større enn summen av P95-anslagene for væske og gass dersom en summerte tallene direkte. Tilsvarende vil det høye anslaget (P05) for totalressursene være lavere enn den direkte summen av P05-anslagene for væske og gass.



Figur 6.2. Prosentvis fordeling av forventede utvinnbare ressurser fordelt på områder. For Nordland V gjelder dette uåpnet del.

Letemodellanalysen gir også en indikasjon på hvor mange og hvor store funn som kan forventes. Hvert eneste totalvolum i en ressursfordeling svarer til et antall funn der noen er store og noen er små. Flertallet av funnene vil være under gjennomsnittsstørrelsen fordi de vil følge en lognormalfordeling som vist i figur 6.4. Det forventete totalvolumet på 202 millioner Sm³ o.e. vil eksempelvis svare til en mest sannsynlig fordeling av funn som vist i figur 6.4. Fordelingskurven kommer ut med 20-21 funn med en gjennomsnittsstørrelse på ca 10 millioner Sm³ (tabell 6.1). Bare 5 av funnene vil da være 10 millioner Sm³ eller større. Med det samme totalvolumet er det også mange andre mulige utfall. Volumet kan være fordelt på mange mindre funn, eller på få store funn. Dette er illustrert i tabell 6.1

Tabell 6.1 gir en oversikt over resultatet av den stokastiske beregningen for de totale ressursene i det kartlagte området vist med antall funn og størrelsen av disse. Foruten den statistiske forventningsverdien vises også lavt (P95) og høyt (P05) estimat. Dersom en tenker seg at alle kartlagte og postulerte prospekter i alle letemodeller blir boret, så viser anslaget at det vil bli gjort mellom 14 og 28 funn med en forventningsverdi på 20-21 funn. Denne beregningen sier ikke noe om størrelsen på disse funnene. Tilsvarende kan en analysere forventet størrelse på alle funn som kan bli gjort under de samme forutsetningene, og resultatet er vist i den nederste raden i tabell 6.1. Denne fordelingen sier ikke noe om antallet funn av denne størrelsen.

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	P5 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

Tabell 6.1 Fordelingen av antall funn og størrelsesfordelingen av disse innenfor hele området basert på letemodellanalysen. Dette omfatter også såkalte små forekomster som er mellom 1 og 2,5 millioner Sm³ o.e.

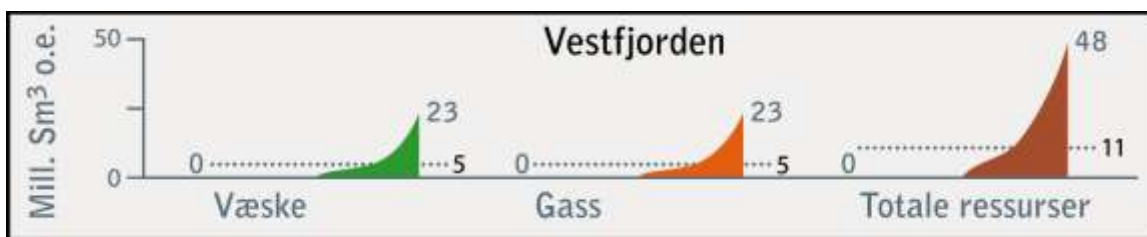
De enkelte områdene

Ressursene i de enkelte områdene er beregnet på bakgrunn av letemodeller. Figurene 6.3 a-f viser fordelingen av væske og gass, totale ressurser og usikkerhetsspennet. Tallene for hver

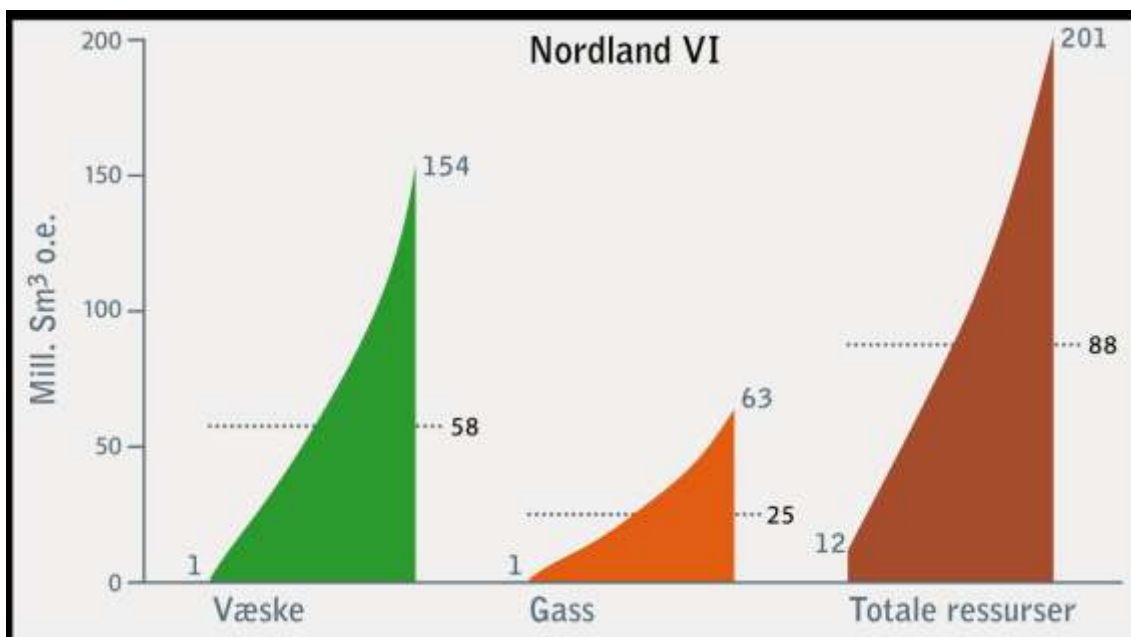
figur viser lavt estimat (P95) til venstre, forventningsverdi og høyt estimat (P05) til høyre. Nordland VI kommer ut som det området som har mest ressurser, mens ressursene for Troms II og Nordland VII er omtrent jevnstore i denne evalueringen.



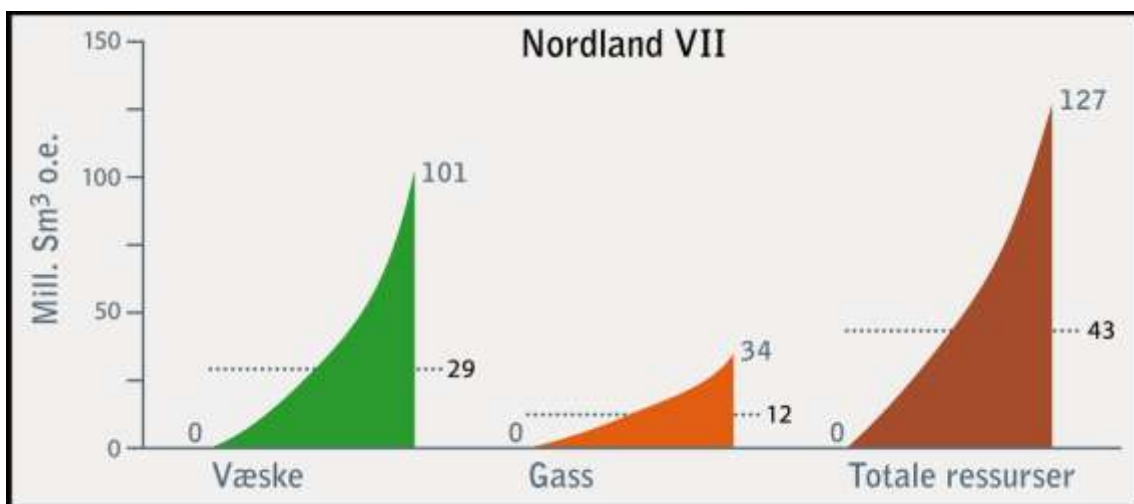
Figur 6.3 a. Ressursestimatene i uåpnet del av Nordland V er basert på letemodeller i kritt, jura og prejura



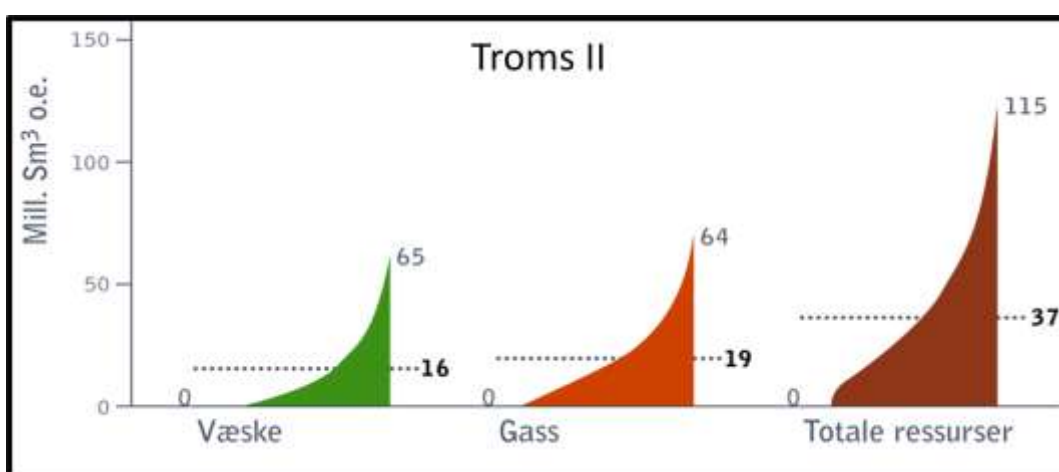
Figur 6.3 b. Ressursestimatene er basert på letemodeller i kritt, jura og prejura.



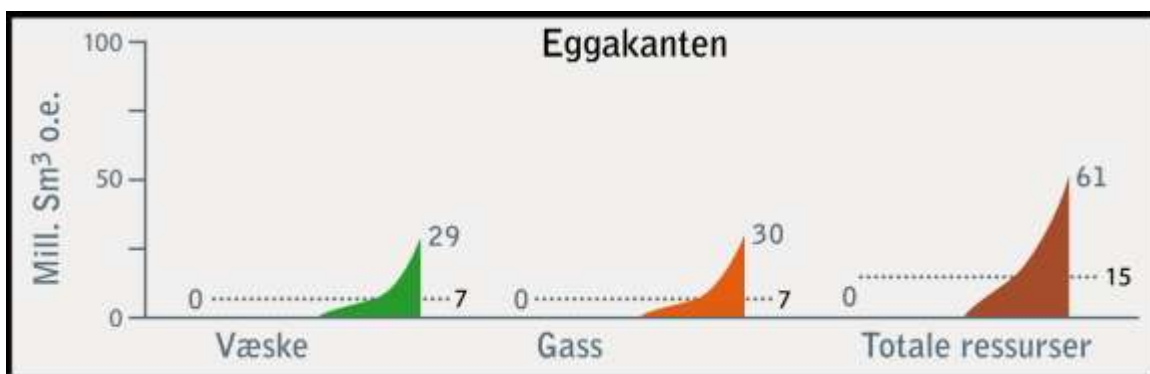
Figur 6.3 c. Ressursestimatene er basert på letemodeller i paleocen, kritt, jura og grunnfjell.



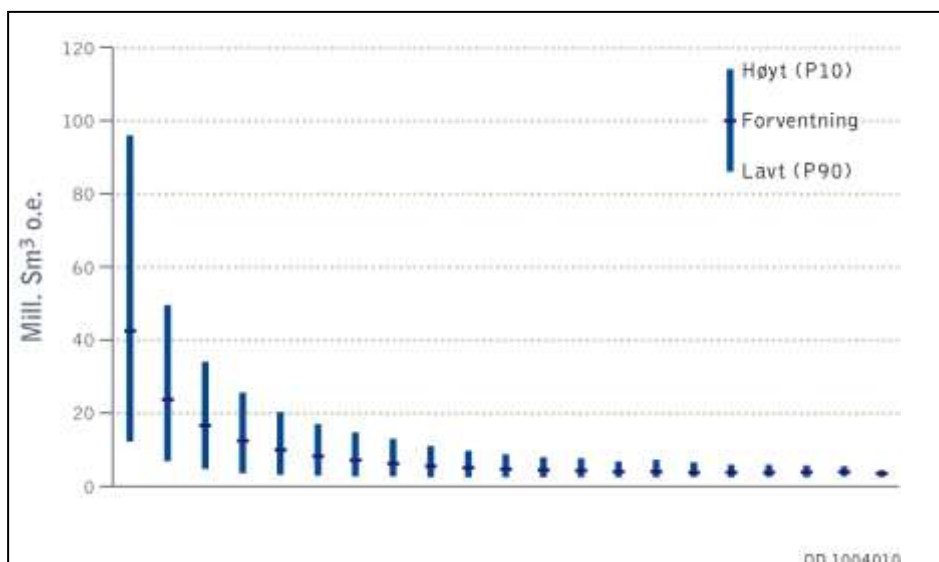
Figur 6.3 d. Ressursestimatene er basert på letemodeller i kritt, jura og grunnfjell.



Figur 6.3 e. Ressursestimatene er basert på tre letemodeller paleocen, kritt og jura.



Figur 6.3 f. Ressursestimatene er basert på to letemodeller i eocen og kritt.



Figur 6.4. Eksempel på størrelsesfordeling for modellerte funn i letemodellanalysen, med usikkerhetsspenn for høyt og lavt tilfelle per funn.

Fordelingen av væske og gass i delområdene er ulik. I de kartlagte prospektene som er knyttet til dannelse av hydrokarboner i Harstadbassenget er det generelt en høy funnsannsynlighet for gass relativt til olje. Dette gjelder nordlige del av Nordland VII og hele Troms II. I sørlige del av Nordland VII og i Nordland VI er det regnet at sannsynligheten for å finne olje generelt er noe høyere enn i Harstadbassenget. Selv om den relative sannsynligheten for gass er stor i Nordland VII og Troms II viser figur 6.3 d og 6.3 e at det forventes en stor andel væske relativt til gass. Årsaken til dette er at dersom de geologiske betingelsene ligger til rette for at et prospekt er oljefyllt, vil volumet bli større enn det samme prospektet kan romme av gass. Fordelingskurvene i figur 6.3 d og 6.3 e blir altså et statistisk uttrykk for at det kan gjøres gassfunn med relativt små volum og høy funnsannsynlighet og/eller oljefunn med relativt større volum og lavere funnsannsynlighet.

REFERANSER

Batchelor, T., Gutmanis, J. & Ellis, F., 2005: Hydrocarbon production from fractured basement formations. Version 8. GeoScience Limited, Falmouth, Cornwall, UK.

Bergh, S. G., Eig, K. Kløvjan, O. S., Henningsen, T. Olesen, O. & Hansen, J. 2007. The Lofoten-Vesterålen continental margin: a multiphase Mesozoic-Palaeogene rifted shelf as shown by offshore-onshore brittle fault-fracture analysis. *Norwegian Journal of Geology*, vol. 87, nr. 1 & 2, s. 29–58.

Blystad, P., Brekke, H., Færseth, R. B., Larsen, B. T., Skogseid, J. & Tørudbakken, B. 1995: Structural elements of the Norwegian continental shelf. Part II: The Norwegian Sea Region. *NPD-bulletin No 8*. Oljedirektoratet.

Brønner, M., Olesen, O., Dalsegg, E., Bering, D., Fredin, O., Hendriks, B., Magnus, C., Fabian, K., Solbakk, T., Øverland, J. A., Rønning, J. S. & Møller, T. 2010: Deep weathering in the Lofoten-Vesterålen area – first results from the NGU-NPD TWIN Project. Poster presentation, 29th Nordic Geological Winter Meeting.

Bugge, T., Leith, D. A., Mangerud, G., Ringås, J. E., Weiss, H. M., Leith, T. L., Ritter, U. & Vigran, J. O. 1993: *Shallow Drilling Helgeland 1992. Main Report*. IKU Report 23.1684.00/02/93. Restricted.

Bøe, R., Davidsen, B., & Smelror, M. 2005: Nearshore Mesozoic basins along the central Nordland coast, Norway. *NGU rapport nr. 2005.011*.

Bøe, R. & Mortensen, P. B. 2008: Gassfunn utenfor Vesterålen. *GEO*, nr. 1, s. 46–47.

Chand, S., Rise, L., Bellec, V., Dolan, M., Bøe, R., Thorsnes, T., Buhl-Mortensen, P.B. & Buhl-Mortensen, L. 2008: Active Venting System Offshore Northern Norway. *EOS Transactions*, vol. 89, nr. 29, s. 261-262.

Dalland, A. 1981: Mesozoic sedimentary succession at Andøya, northern Norway and relation to structural development of the North Atlantic area. *I: Kerr, J. W. & Ferguson, A. J. (red.): Geology of the North Atlantic Borderlands*, s. 563-584. Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 7.

Dalland, A., Worsley, D. & Ofstad, K. 1988: A lithostratigraphic scheme for the Mesozoic and Cenozoic succession offshore mid- and northern Norway. *NPD-bulletin No 4*. Oljedirektoratet.

Dallmann W.K. (red.) 1999: *Lithostratigraphic lexicon of Svalbard. Upper Palaeozoic to Quaternary bedrock. Review and recommendations for nomenclature use*. Norsk Polarinstittutt.

Davidsen, B., Sommaruga, A. & Bøe, R. 2001: Final Report: Sedimentation, tectonics and uplift in Vesterålen. Phase 1 – Localizing near-shore faults and Mesozoic sediment basins. *NGU rapport nr. 2001.111*.

Eidvin, T., Bugge, T. & Smelror, M. 2007: The Molo Formation, deposited by coastal progradation on the inner Mid-Norwegian continental shelf, coeval with the Kai Formation to the west and the Utsira Formation in the North Sea. *Norwegian Journal of Geology*, Vol. 87, nr. 1 & 2, s. 75-142.

Faleide, J. I., Tsikalas, F., Breivik, A. J., Mjelde, R., Ritzmann, O., Engen, Ø., Wilson, J. & Eldholm, O. 2008: Structure and evolution of the continental margin off Norway and the Barents Sea. *Episodes*, vol. 31, nr.1, s. 82-91.

Fürsich, F. T. & Thomsen, E. 2005: Jurassic biota and biofacies in erratics from the Sortland area, Vesterålen, northern Norway. *Norges geologiske undersøkelse Bulletin 443*, s. 37–53.

Gabrielsen, R. H., Færseth, R. B., Jensen, L. N., Kalheim, J. E. & Riis, F. 1990: Structural elements of the Norwegian continental shelf. Part I: The Barents Sea Region. *NPD-bulletin No 6*. Oljedirektoratet.

Hansen, J. W., Bakke, S., Mørk, A., Mørk, M. B. E., Rise, L., Smelror, M., Verdenius, J. G., Vigran, J. O. & Weiss, H. M. 1992: *Shallow Drilling Nordland VI and VII 1991. Data Report 1*. IKU Report 23.1594.00/01/91. Restricted.

Hendriks, B., Andriessen, P., Huigen, Y., Leighton, C., Redfield, T., Murrell, G., Gallagher, K. & Nielsen, S. B. 2007: A fission track data compilation for Fennoscandia. *Norwegian Journal of Geology*, vol. 83, nr. 1 & 2, s. 143-155.

International Commission on Stratigraphy (ICS), 2009: International Stratigraphic Chart (2009)

Longva, O. & Thorsnes, T. (2003): Norge og nære havområder – en kort beskrivelse av havbunnen. *I Fokus*, nr.3 2003. Norges geologiske undersøkelse.

Løseth, H., & Tveten, E. 1996: Post-Caledonian structural evolution of the Lofoten and Vesterålen offshore and onshore areas. *Norwegian Journal of Geology*, vol. 76, nr. x, s. 215-230.

Mørk, M. B. E., Vigran, J. O., Smelror, M., Fjerdingsstad, V. & Bøe, R. 2003: Mesozoic mudstone compositions and the role of kaolinite weathering – a view from shallow cores in the Norwegian Sea (Møre to Troms). *Norwegian Journal of Geology*, vol. 83, nr. 1, s. 61-78.

Nystuen, J. P. (red.) 1986: Regler og råd for navnsetting av geologiske enheter i Norge. Av Norsk stratigrafisk komité. *Norsk Geologisk Tidsskrift*, vol. 66, supplement 1.

Olesen, O., Ebbing, J., Lundin, E., Muring, E., Skilbrei, J. R., Torsvik, T. H., Hansen, E. K., Henningsen, T., Midbøe, P. & Sand, M. 2007: An improved tectonic model for the Eocene opening of the Norwegian-Greenland Sea: Use of modern magnetic data. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 24, nr. 1, s. 53-66.

Olesen, O., Bering, D., Brønner, M., Fredin, O., Hendriks, B., Magnus, C., Rønning, J. S; Solbakk, T. & Øverland, J. A. 2009: Tropical Weathering in Norway. The NGU-NPD Twin Project. Poster presentation, Norsk Geologisk Forening, Vinterkonferansen 2009.

Ottesen, D., Rise, L., Knies, J., Olsen, L. & Henriksen, S. 2005: The Vestfjorden-Trænadjupet palaeo-ice stream drainage system, mid-Norwegian continental shelf. *Marine Geology*, vol. 218, s. 175-189.

Perez-Garcia, C., Feseker, T., Mienert, J. & Berndt, C. 2009: The Håkon Mosby mud volcano: 330 000 years of focused fluid flow activity at the SW Barents Sea slope. *Marine Geology*, vol. 262, s. 105-115.

Petford, N. 2003: Controls on primary porosity and permeability development in igneous rocks. *I: Petford, N. & McCaffrey, K. J. W. (red.) 2003. Hydrocarbons in Crystalline Rocks. Geological Society Special Publications 214, s. 93-107.*

Peulvast, J. P. 1986: Structural geomorphology and morphological development in the Lofoten – Vesterålen area, Norway. *Norsk geografisk Tidsskrift*, vol. 40, s. 135-161.

Ramberg, I. B., Bryhni, I. & Nøttvedt, A. (red.) 2006: *Norge blir til*. Norges geologi. Norsk Geologisk Forening.

Riis, F., 1996: Quantification of Cenozoic vertical movements of Scandinavia by correlation of morphological surfaces with offshore data. *Global and Planetary Change*, vol.12, s. 331-357.

Ryseth, A., Agustson, J.H., Charnock, M., Haugerud, O., Knutsen, S.-M., Midbøe, P., Opsal, J.G. & Sundsbø, G: Cenozoic stratigraphy and evolution of the Sørvestsnaget Basin, southwestern Barents Sea. *Norsk Geologisk Tidsskrift*, vol. 83, s. 107-130.

Smelror, M., Mørk, A., Mørk, M. B. E., Weiss, H. M. & Løseth, H. 2001: Middle Jurassic-Lower Cretaceous transgressive-regressive sequences and facies distribution off northern Nordland and Troms, Norway. *I: Martinsen, O. J. & Dreyer, T. (red.) 2001. Sedimentary Environments Offshore Norway - Palaeozoic to Recent. NPF Special Publications, vol. 10, s. 211-232.*

Sturt, B. A., Dalland, A. & Mitchell, J. L. 1979: The Age of the Sub Mid-Jurassic Tropical Weathering Profile of Andoya, Northern Norway, and the Implications for the Late Palaeozoic Paleography in the north Atlantic Region. *Geologische Rundschau*, vol.68, nr. 2, s. 523-542.

Vogt, T. & Ravn, J. P. J.1915: Om en blok av neocom fra Hanø i Versteraaen. Petrografisk-geologisk beskrivelse (Thorolf Vogt). Beskrivelse af faunaen (J.P.J. Ravn). *Norsk Geologisk Tidsskrift*, vol. 3, s. 2-31.

Weiss, H. M., Bakke, S., Bugge, T., Hansen, J. W., Løseth, H., Mørk, A., Mørk, M. B. E., Ritter, U., Smelror, M., Verdenius, J. G., Vigran, J. O. & Århus, N. 1991: *Shallow Drilling Troms III 1990. Main Report*. IKU Report 23.1433.00/02/91. Restricted.

DEFINISJONER, FORKLARINGER OG FORKORTELSER

Informasjon om navnsetting av geologiske enheter i Norge er gitt i Nystuen, 1986.

Kort beskrivelse av de morfologiske hovedtrekkene på havbunnen er gitt i Longva & Thorsnes, 2003.

2D-seismikk: Seismiske data som er innsamlet, prosessert og presentert som separate seismiske linjer / tverrsnitt gjennom undergrunnen.

3D-seimikk: Seismiske data innsamlet som tettliggende separate linjer, men prosessert og presentert som et tredimensjonalt volum av undergrunnen.

Akustisk impedans: Ledningsevne for lydølger; produktet av lydhastighet og tettheten i et materiale.

Amplitude: Avstanden fra midtstillingen til en av ytterstillingene i en svingende bevegelse.

Amplitudeanomali: Et markert avvik i amplituden i en seismisk refleksjon. En amplitudeanomali kan indikere tilstedeværelse av hydrokarboner, men kan også være generert av litologiske endringer eller andre årsaker.

(Måling av) **apatittfisjonsspor:** Målinger av tettheten og lengden av fisjonsspor fra spalting av uran i mineralet apatitt. Bevaringen av fisjonssporene er temperaturavhengig, metoden gir derfor informasjon om sammenhengen mellom alder og begravningsdyp.

Assosiert gass: Naturgass oppløst i olje i reservoaret.

Avgrensningsbrønn: letebrønn som bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumsforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn. (rf § 2)

Avkutningskriterier: Et eller flere kriterier som benyttes for å skille mellom det produktive og det uproduktive volumet i et reservoar. Vanlige avkutningskriterier er minsteverdier for permeabilitet, porøsitet, hydrokarbonmetning og/eller leirmineralinnhold.

Basalt: Mørk, finkornet lava. Betegnelsen blir også brukt om grunne intrusiver.

Basseng: En nåværende eller tidligere senkning i jordoverflaten.

Batyal: Havdyp mellom 200 og 2000 meter.

Biogen gass: Gass produsert av levende organismer.

Bløkk: Sjøområdene innenfor kontinentalsokkelens yttergrense inndeles i blokker med en størrelse på 15 breddeminutter og 20 lengdeminutter, med mindre tilstøtende landområder, grenser mot andre staters kontinentalsokler eller andre forhold tilsier noe annet. (pl § 3-2)

Brudd: Oppbrytning av berggrunnen. Omfatter både sprekker og forkastninger.

Bruddsone: Sammenhengende struktur med flere nærliggende brudd.

Brønn: hull som bores for å finne eller avgrense en petroleumsforekomst og/eller for å produsere petroleum eller vann til injeksjonsformål, injisere gass, vann eller annet medium, eller kartlegge eller overvåke brønnparametere. Det er flere kategorier av brønner. En brønn kan bestå av en eller flere brønnbaner og ha ett eller flere endepunkt. (rf § 2)

Bunnsegl: Helt eller delvis forseglende bergart som avgrenser reservoaret mot en underliggende porøs bergart.

(Submarin) **canyon:** Undersjøisk gjel. Dyp kløft med steile sider på havbunnen.

Dom: En rund eller avlang høyde med regelmessig kurvet overflate.

Diagenese: Fysisk og kjemisk omdannelse av et løst sediment til en fast sedimentær bergart.

Diskonformitet: Inkonformitet der bergartene under og over det stratigrafiske bruddet hovedsakelig er parallelle.

Distal (geologisk): Fjernt fra sedimentenes kildeområde.

Dybdekonvertering: Omforming av seismiske observasjoner fra tid til dybde med hjelp av seismiske hastigheter.

Dyphavet: Områdene med havbunnsskorpe.

Eggakanten: Grensen mellom den flate kontinentalsokkelen og kontinentalskråningen. (Eggakanten er også benyttet som navn i ULB på et definert område i det sørvestlige Barentshavet.)

Ekstensjon: Strekking av jordoverflaten.

Elektromagnetiske undersøkelser: Måling av elektromagnetisk respons for å avdekke sammensetningen av undergrunnen. Se vedlegg 2, "Elektromagnetisk datainnsamling".

Erosjon: Nedbryting av jordoverflaten ved ulike prosesser.

Facies: Fellestrekk ved en bergart eller en stratigrafisk enhet, som skiller den fra andre bergarter eller stratigrafiske enheter.

Fall: Helningen av en geologisk flate. Vinkelen måles i forhold til horisontalplanet, og retningen på fallet (fallretningen) er vinkelrett på den horisontale linje i flaten (strøketretningen).

Felle: Struktur som kan inneholde hydrokarboner fordi den er avgrenset av tette (forsegkende) bergarter som forhindrer, eller begrenser, videre migrasjon av hydrokarboner. **Strukturell felle** består av en avgrenset isolert høyde. **Stratigrafisk felle** består av isolerte reservoarbergarter omgitt av tette bergarter.

Felt: en eller flere petroleumforekomster samlet som omfattes av godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller innvilget fritak fra PUD. (rf § 2)

Forkastning: Bruddflate som skiller mellom to bergartslegemer som er forflyttet i forhold til hverandre.

Forkastningsblokk: Blokk av jordskorpen som er helt eller delvis avgrenset av forkastninger, og er dannet som følge av bevegelser langs forkastningene.

Forkastningskompleks: Sone med flere forkastninger med omtrentlig lik orientering, hvor disse oftest har genetisk og tidsmessig sammenheng.

Formasjon: En avgrenset bergartskropp i en lagrekke. Formasjonen kjennetegnes ved sin stratigrafiske posisjon og sine karakteristiske egenskaper. Formasjon er den grunnleggende enheten for litostratigrafisk inndeling og navnsetting.

Forvitring: Nedbryting av bergarter ved kjemiske og fysiske prosesser.

Funn: en petroleumforekomst, eller flere petroleumforekomster samlet, som er oppdaget i samme brønnbane, og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum (omfatter både kommersielt og teknisk funn). (rf § 2)

Funnsannsynlighet: Sannsynligheten for å påvise hydrokarboner i et prospekt ved boring. Funnsannsynligheten framkommer ved produktet av sannsynlighetene for at letemodellen fungerer, tilstedeværelse av reservoar, felle, kilde og migrasjon, samt av oppbevaring av hydrokarboner i fellen. (se letemodell)

Graben: Langstrakt senkning som er sunket inn mellom, og er avgrenset av, forkastninger langs flankene.

Gravimetrisk undersøkelse: Måling av variasjonen av gravitasjonsfeltet (tyngdekraften) for å avdekke sammensetningen av undergrunnen.

Grunne borehull: hull som bores for å hente inn opplysninger om bergartenes karakteristika og/eller for å utføre geotekniske undersøkelser for plassering av innretninger, og som ikke bores for å påvise eller avgrense en petroleumforekomst eller for å produsere eller injisere petroleum, vann eller annet medium. (rf § 2)

Grunnfjell: De eldste bergartene som danner basis for yngre avsetninger. I norsk petroleumsvirksomhet blir bergarter eldre enn devon betegnet som grunnfjell.

Grunnlinje: Grunnlinjene langs Norges kyst er definert som rette linjer trukket opp mellom punkter på de ytterste nes og skjær som stikker opp over havet ved lavvann (fjære sjø). Med rett linje forstås den korteste linje mellom to punkt (såkalt geodetisk linje). Det er definert i alt 103 grunnlinjepunkter langs Norges kystlinje. (hentet fra Statens kartverk)

Gruppe: Litostratigrafisk enhet med rang nest over formasjon. En gruppe inneholder to eller flere formasjoner.

Havbunnsskorpe: se jordskorpen.

Hengsel(-sone, -linje): Område som utgjør et betydelig brudd eller en betydelig endring.

(Land)heving: Heving av jordskorpen i forhold til havnivået.

Horst: Avlang hevet forkastningsblokk som er avgrenset av forkastninger på begge flankene.

Hydrokarboner: Kjemiske forbindelser med molekyllkjeder bestående av karbon- (C) og hydrogenatomer (H). Olje og gass består av hydrokarboner. (se også petroleum)

Hydrostatisk trykk: Trykk i undergrunnen som tilsvarer trykket forårsaket av en sammenhengende vannsøyle fra havoverflaten.

Inkonformitet: Flate som representerer et betydelig stratigrafisk brudd i den geologiske lagrekken. Bruddet kan være forårsaket av erosjon og/eller ikke-avsetning.

(Seismiske) **innlinjer:** Snitt gjennom et 3D-seismisk volum, hvor snittet har samme orientering som de innsamlingslinjene.

In situ: I sin naturlige posisjon. Bergart som befinner seg der den ble avsatt.

Intrusive bergarter: Bergarter dannet ved intrusjon. I denne rapporten brukes begrepet om intrusive smeltebergarter.

Intrusjon: Gjennomtrengning. Bevegelig masse som har trengt inn i andre bergarter.

Inversjon, topografi: Endring av et områdes relative høyde. Omdannelse av en høyde til en senkning, eller omvendt.

Inversjon, seismikk og andre geofysiske metoder: Modellering av de fysiske egenskapene til bergartene og fluider i undergrunnen basert på innsamlede data.

Jordskorpen: Den ytterste delen av jorden. Jordskorpen under kontinentene (**kontinental jordskorpe**) er tykk (30 km eller mer). Jordskorpen under verdenshavene (**havbunsskorpe**) er yngre og tynnere (8-10 km).

Kildebergart: Sedimentær bergart som har høyt innhold av organisk materiale, og hvor det organiske materialet er bevart på grunn av oksygenfattig avsetningsforhold. Ved innsynkning og oppvarming (modning) av kildebergarten kan det organiske materialet omdannes til hydrokarboner.

Kjerneprøve: Prøve tatt fra en bergartsformasjon ved kjerneboring eller ved bruk av sideveggskjerner.

Kompaksjon: Sammenpressing.

Kondensat: De tyngste delene av naturgassen. Kondensat er flytende ved normalt trykk og temperatur.

Kondensert sekvens: Sedimentær enhet hvor det har vært liten, og tidvis ingen, avsetning gjennom et langt tidsintervall.

Kontinentalmargin: Overgangssone mellom kontinentalskorpe og havbunsskorpe.

Kontinentalskråning: Området fra eggakanten og ned til dyphavet.

Kontinentalsokkel: Området fra eggakanten og inn til kysten.

Kontinentalsokkelen, havbunnen og undergrunnen i de undersjøiske områder som strekker seg utover norsk sjøterritorium gjennom hele den naturlige forlengelse av landterritoriet til ytterkanten av kontinentalmarginen, men ikke kortere enn 200 nautiske mil fra grunnlinjene som sjøterritoriets bredde er målt fra, likevel ikke utover midtlinjen i forhold til annen stat med mindre annet følger av folkerettens regler for kontinentalsokkel utenfor 200 nautiske mil fra grunnlinjene eller overenskomst med vedkommende stat. (pl § 1-6 l)

Kopparr: Pockmark: Groper i havbunnen dannet av utstrømning av vann og / eller gass.

(Seismiske) **krysslinjer:** Snitt gjennom et 3D-seismisk volum, hvor snittet har vinkelrett orientering i forhold til innsamlingslinjene.

Kvartær: Den yngste geologiske perioden. Omfatter tidsperioden fra 2,6 millioner år siden fram til nå. Omfatter epokene pleistocen og holocen. (International Commission on Stratigraphy 2009). Tidligere definisjoner av kvartær, og pleistocen, omfattet kun tidsperioder etter 1,8 millioner år.

Lava: Bergartssmelte som flyter ut av vulkaner og størkner på overflaten.

Ledd: Litostratigrafisk enhet med rang nest under formasjon. Ledd brukes til litostratigrafisk inndeling av en formasjon, eller deler av en formasjon.

Letebrønn: brønn som bores for å påvise mulig forekomst av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønn er en fellesbetegnelse for undersøkelses- og avgrensingsbrønner. (rf § 2)

Letemodell: Et geografisk og stratigrafisk avgrenset område der et spesifikt sett med geologiske faktorer er til stede slik at petroleum skal kunne påvises i produserbare mengder. Slike geologiske faktorer er reservoarbergart, felle, moden kildebergart og migrasjonsveier samt at fellen er dannet før migrasjonen av petroleum opphørte. Alle funn og prospekter innenfor samme letemodell kjennetegnes ved letemodellens spesifikke sett av geologiske faktorer.

Litologi: Det samlede uttrykk av alle fysiske egenskaper i en bergart.

Litosfæren: Jordens ytre stive skall. Når ned til et dyp på omtrent 100 km.

Magnetiske spredningsanomalier: Varierende magnetisme i havbunnskorpe forårsaket av reverseringene av jordens magnetfelt.

Magnetometri: Måling av variasjonen i jordskorpens magnetfelt for å avdekke sammensetningen av undergrunnen.

Kontinental(**margin**): Overgangssone mellom kontinentalskorpe og havbunnskorpe.

Migrasjon (geofysikk): Element i seismisk prosessering som plasserer de seismiske refleksjonene i rett posisjon. Migrasjon kan utføres i tids- eller i dybdeområde. Migrasjon kan utføres før eller etter staking.

Migrasjon (geologi): Bevegelse av hydrokarboner ut av kildebergarten og gjennom permeable bergarter.

Multiple (seismiske) **refleksjoner:** Repeterte og forsinkede refleksjoner i forhold til den primære refleksjonen.

Naturgass: Hydrokarboner i gassform. Naturgass består av metan, varierende mengder av tyngre hydrokarboner og varierende mengder av andre typer gasser.

Netto/brutto-forhold: Forholdet mellom det produktive volumet i forhold til totalvolumet i et reservoar. Se også avkutningskriterier.

Olje, petroleum som er flytende ved avskjningspunktet. (pf § 2 f)

Oljeekvivalent (o.e.): Brukes når ressursmengdene av olje, gass, NGL og kondensat skal summeres. En slik summering kan skje ved å anvende en felles egenskap: energi.

Begrepet oljeekvivalenter er knyttet til den energimengden som blir frigjort ved forbrenning av de ulike petroleumstypene.

Operatør, den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten. (pl § 1-6 k))

(Opprinnelig) utvinnbare petroleumsmengder: totale, salgbare petroleumsmengder, fra produksjonsstart til produksjonen avsluttes, basert på det gjeldende anslaget av tilstedeværende mengder og utvinningsgrad. (rf § 2)

Overdekning: De overliggende bergarter og / eller løsmasse.

Overskyvning: Hendelse der bergartsmasse har blitt forflyttet langs en lavvinklet eller horisontal forkastning til å ligge over en annen bergartsmasse.

Overtrykk: Trykk i undergrunnen som overstiger det hydrostatiske trykket.

Passiv kontinental(margin): Overgangssone mellom kontinentalskorpe og havbunnskorpe hvor platetektoniske bevegelser har opphørt.

Permeabilitet: Gjennomstrømmeligheten. Evnen til å transportere gass eller væske i et materiale. Måles i m² eller darcy (D).

Petroleum, alle flytende og gassformige hydrokarboner som finnes i naturlig tilstand i undergrunnen, samt andre stoffer som utvinnes i forbindelse med slike hydrokarboner. (pl § 1-6 a))

Petroleumsføremål, en ansamling av petroleum i en geologisk enhet, avgrenset av bergartstyper ved strukturelle eller stratigrafiske grenser, kontaktflate mellom petroleum og vann i formasjonen, eller en kombinasjon av disse, slik at den petroleum som omfattes overalt er i trykkommunikasjon gjennom væske eller gass. Departementet bestemmer i tilfelle hva som skal anses å være en petroleumsføremål. (pl § 1-6 b))

Petroleumsforskriften: FOR 1997-06-27 nr. 653: Forskrift til lov for petroleumsvirksomhet.

Petroleumsløven: LOV 1996-11-29-72: Lov om petroleumsvirksomhet.

Petroleumsvirksomhet, all virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumsføremål, herunder undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt planlegging av slike aktiviteter, likevel ikke transport av petroleum i bulk med skip. (pl § 1-6 c))

Platetektonikk: De store litosfæreplatenes bevegelser rundt på jordkulen, som medfører dannelse av fjellkjeder, bassenger og hav.

Plattform: Flatt og tektonisk relativt stabilt område.

Porøsitet: Forholdet mellom porevolumet og totalvolumet i en bergart.

Proksimal (geologisk): Nær sedimentenes kildeområde.

Prospekt: en mulig petroleumsføremål med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum. (rf § 2)

Prospektmulighet: Mulig petroleumsfelle der tilgjengelig datadekning og –kvalitet ikke er tilstrekkelig for å kartlegge eller avgrense bergartsvolumet.

Ravine: Nedskjæring dannet ved erosjon.

Refleksjonskoeffisient: Mål for andel av lydenergi som blir reflektert fra grensen mellom medier med ulik akustisk impedans.

Relieff: Terrengform og høydeforhold.

Ressurser: alle anslåtte petroleumsmengder. (rf § 2)

Ressursforskriften: FOR 2001-06-18 nr. 749 Forskrift for ressursforvaltning i petroleumsvirksomheten.

Rettighetshaver, fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter loven her eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. Er en tillatelse gitt til flere slike personer sammen kan uttrykket rettighetshaver omfatte både rettighetshaverne samlet og den enkelte deltager. (pl § 1-6 j)

Rift: Regional eller kontinentalskala graben dannet ved strekking av jordskorpen.

Risking: Fastsettelse av funnsannsynlighet.

Rygg: Langstrakt høyde som begrenses av bratte flanker.

Sediment: Avleiret løsmateriale eller bunnfall.

Sedimentkile: Form på sediment som tynner ut.

Seismisk hastighet: Lydhastigheten i et medium: Distanse dividert med tiden lydsignalet bruker på å tilbakelegge distansen.

Seismisk reflektor: Seismisk horisont: Grenseflate mellom ulike bergarter som gir en tolkbar seismisk refleksjon.

Seismisk refleksjon: Returnert lydenergi fra grenseflaten mellom to medier med ulik akustisk impedans.

Seismiske undersøkelser: Omfatter flere akustiske metoder. For kartlegging av kontinentalsokkelen benyttes hovedsakelig marin refleksjonsseismikk. Denne metoden er basert på å sende lydbølger fra en kilde nær havoverflaten og registrere reflektert energi ved hjelp av trykksensorer nær havoverflaten. Se vedlegg 1, “Marin refleksjonsseismikk”.

Sidelengsforkastning: Forkastning der bevegelsen primært har foregått i forkastningens strøkretning.

Slamvulkan: Krater hvor det strømmer ut vann, slam og gass.

Spillpunkt: Det dypeste punktet en felle kan fylles til.

Sprekke: Bruddflate som skiller mellom to bergartslegemer som ikke er forflyttet i forhold til hverandre.

Stakke: Summere flere seismiske registreringer hvor refleksjonene stammer fra samme refleksjonspunkt i undergrunnen. Stakking av flere seismiske registreringer forbedrer signal/støy-forholdet.

Stakkehastighet: De seismiske registreringene som benyttes i stakking har ulik toveisgangtid på grunn av ulik avstand mellom kilde og mottaker. Alle registreringene må omformes til minimumstoveisgangtid ved hjelp av stakkehastigheter før de kan summeres. Stakkehastighet er ikke identisk med seismisk hastighet.

Standardbetingelser: Betingelser for angivelse av olje- og gassvolum: temperatur på 15° C og trykk lik 1,01325 bar (standard lufttrykk).

Stratigrafi: Inndeling av lagrekken i sedimentære og andre lagdelte bergarter. **Litostratigrafi** er inndeling basert på bergartens sammensetning. **Kronostratigrafi** er inndeling basert på bergartenes alder. **Biostratigrafi** er inndeling basert på bergartenes fossilinnhold.

Struktur: To betydninger: 1) Trekk ved en bergart som ikke skyldes kjemiske sammensetning, men deformasjon. 2) Et avgrenset bergartsvolum.

Strukturelementer: Strukturgeologiske formelementer: Regionale strukturelle former dannet ved tektoniske bevegelser.

Strukturgeologi: Studiet av geologiske strukturer som har oppstått ved deformasjon.

Strøk: Orienteringen av en horisontal linje i en geologisk flate. Se også fall.

Takbergart: taksegl: Helt eller delvis forseglende bergart over reservoaret i en felle.

Tektonikk: Storskalaprosessene som fører til dannelse og deformasjon av jordskorpen.

Topografi: Terrengforhold.

(Minimums) **toveisgangtid:** Tiden en lydbølge benytter fra kilden til reflektoren pluss tiden den reflekterte lydbølgen benytter til mottakeren, forutsatt at kilden og mottakeren er på samme sted. Seismiske linjer vil oftest ha toveisgangtid (i millisekunder) som vertikal skala.

Transformforkastning: Sidelengsforkastning i platetektonisk sammenheng.

Turbiditt: Submarin avsetning som er dannet av sedimentstrømmer som har beveget seg nedover skråninger.

Undersøkellesbrønn: letebrønn som bores for å undersøke om det finnes (påvise) petroleum i en mulig forekomst. (rf § 2)

Uoppdagede ressurser: Petroleumsmengder som på et gitt tidspunkt er anslått til å kunne bli utvunnet fra forekomster som ennå ikke er påvist ved boring.

Utbrent kildebergart: Kildebergart som har vært utsatt for så høy temperatur at den ikke lenger kan avgi hydrokarboner.

Utvinning, produksjon av petroleum, herunder boring av utvinningsbrønner, injisering, assistert utvinning, behandling og lagring av petroleum for transport, og avskipning av petroleum for transport med skip, samt bygging, plassering, drift og bruk av innretning for utvinning. (pl § 1-6 g))

Utvinningsgrad: Forholdet mellom petroleumsmengde som kan utvinnes fra en forekomst og petroleumsmengde opprinnelig til stede i forekomsten. (rf § 2)

Utvinningstillatelse: En utvinningstillatelse gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av petroleumforekomster på områder som omfattes av tillatelsen. Rettighetshaver blir eier av den petroleum som produseres. (pl § 3-3))

Vannmetning: Forholdet mellom volumet av vann i porevolumet og det totale porevolumet i et olje- eller gassreservoar.

(Sediment)**vifte:** Arealmessig form på sedimenter som sprer seg ut fra et smalt tilførselsområde.

Vulkanske bergarter: Bergarter dannet ved vulkanisme. Omfatter både bergarter som har brutt fram på overflaten (**ekstrusive bergarter**, lava) og assosierte gangbergarter som har trengt inn i andre typer bergarter (**intrusive bergarter**).

FORKORTELSER

B_g: Formasjonsvolumfaktoren for gass. Oppgis i Rm^3/Sm^3 .

B_o: Formasjonsvolumfaktoren for gass. Oppgis i Rm^3/Sm^3 .

CSEM: Controlled Source Electromagnetic: Elektromagnetisk undersøkelse med kontrollert kilde.

EM: Elektromagnetisk (undersøkelse).

FLB: Helhetlig forvaltning av det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten (forvaltningsplan). St.meld. nr. 8 (2005-2006).

GOR: Gass/olje-forhold. Oppgis i Sm^3/Sm^3 .

Hz: Hertz. Enhet for frekvens, svingning per sekund.

mD: Millidarcy. Enhet for permeabilitet.

mfl.: Med flere

MMT: Marine Magnetotelluric: Marin magnetotellurisk undersøkelse

NGU: Norges geologiske undersøkelse

o.e.: Oljeekvivalent

pf: Petroleumsforskriften: FOR 1997-06-27 nr. 653: Forskrift til lov for petroleumsvirksomhet.

pl: Petroleumsloven: LOV 1996-11-29-72: Lov om petroleumsvirksomhet.

PSTM: Prestack Time Migration (geofysikk): migrasjon i tidsdoméne før stakking.

red.: Redaktør(er)

rf: Ressursforskriften: FOR 2001-06-18 nr. 749 Forskrift for ressursforvaltning i petroleumsvirksomheten.

Rm³: Reservoarkubikkmeter. Volumenhet angitt ved rådende reservoarbetingelser (trykk og temperatur).

ROV: Fjernstyrt undervannsfartøy (fra engelsk: "Remotely operated vehicle")

Sm³: Standardkubikkmeter. Volumenhet angitt ved standardbetingelser, dvs. temperatur på 15° C og trykk lik 1,01325 bar (standard lufttrykk).

TOC: Total Organic Content: totalt innhold av organisk materiale.

ULB: Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet.

Ωm: Ohmmeter. Måleenhet for Resistivitet (Spesifikk elektrisk motstand).

VEDLEGG 1

Marin refleksjonsseismikk

Marin refleksjonsseismikk er basert på å sende lydbølger fra en kilde nær havoverflaten og registrere reflektert energi ved hjelp av trykksensorer nær havoverflaten.

Som kilde for lydbølgene benyttes luftkanoner som slepes etter det seismiske fartøyet. Luftkanonene er avpasset til å ligge på et bestemt vanddyb, eksempelvis omkring seks meter. Flere mindre luftkanoner blir benyttet sammen som en luftkanonkilde. Bruken av flere mindre luftkanoner samtidig sikrer et lydsignal med stabilt og bredt frekvensspektrum. Et slikt spektrum vil bidra til god vertikal oppløsning i registreringene.

Antall og størrelse på de enkelte luftkanonene som inngår i luftkanonkilden vil variere. En vanlig luftkanonkilde kan eksempelvis bestå av 30 til 40 små luftkanoner med et samlet volum på ca. 65 dm³. Ved ODs innsamlinger i 2007, 2008 og 2009 varierte det totale volumet på luftkanonene fra 51 til 79 dm³. Disse volumene er innenfor vanlig standard ved seismikk-innsamling. Luftkanonene slipper ut komprimert luft med et trykk på ca. 140 bar (2000 psi). Vanlig avstand mellom hvert lydsignal er 25 meter, eller hvert tiende sekund. Holder seismikkfartøyet en hastighet på fem knop, betyr det at tidsintervallet mellom lydsignalene er ca. 12 sekunder.

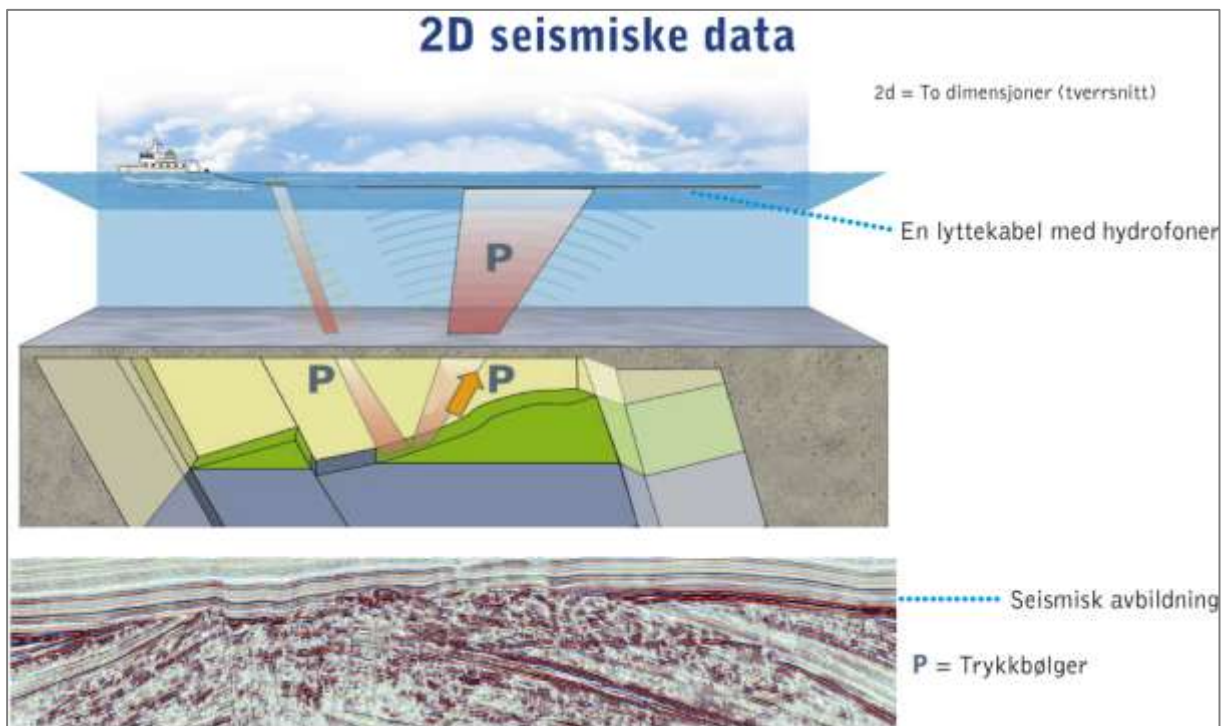
Trykkbølgen som genereres av luftkanonkilden sprer seg gjennom vannet og ned i undergrunnen. Grenseflater mellom medier med ulik tetthet og lydshastighet vil reflektere deler av trykkenergien. Reflektert energi blir registrert av hydrofoner (trykksensorer) i en eller flere kabler som taues etter det seismiske fartøyet. Kabelen(e) styres til å ligge på et bestemt vanddyb, eksempelvis omkring ni meter. Avstanden mellom hydrofonene i kabelen er som oftest 12,5 meter.

De seismiske registreringene prosesseres i flere trinn for å oppnå korrekt posisjon for dataene, fjerne støy og gjøre dataene tilgjengelig for tolkning.

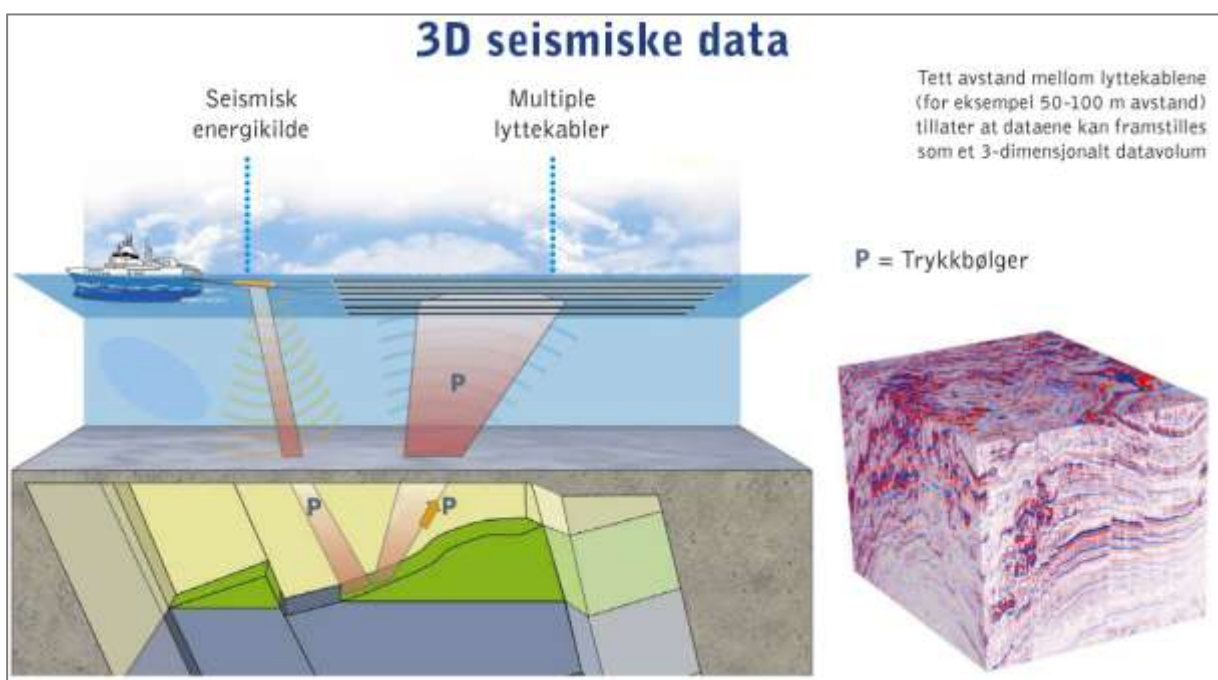
2D-seismikk er data som er innsamlet, prosessert og presentert som separate seismiske linjer / tverrsnitt gjennom undergrunnen. 3D-seismikk er data innsamlet som tettliggende separate linjer, og som er prosessert og presentert som et tredimensjonalt volum av undergrunnen.

Forskjellen mellom 2D- og 3D-seismisk innsamling er først og fremst kabelsystemet, utstrekning av området for undersøkelsen og tettheten på innsamlingen. Ved 2D-seismiske undersøkelser benyttes bare en kabel. Denne er vanligvis 6000 meter lang, men noen ganger opp til 12 000 meter. I 3D-undersøkelser brukes det vanligvis 6 til 8 kabler og noen ganger enda flere. Vanlig avstand mellom kablene er 100 meter. Ønskes ekstra god oppløsning kan en kabelavstand på 50 meter benyttes. Den samme typen av luftkanonkilde brukes for begge typer undersøkelser.

Under en 2D-undersøkelse er det ofte vanlig å samle inn lange regionale linjer der linjeavstanden kan være fra mindre enn én kilometer til flere kilometer, og med linjer som krysser hverandre. Dette er undersøkelser som vanligvis gjøres før 3D-seismikk samles inn i området. En 3D-seismisk undersøkelse begrenser seg ofte til et mindre område, der avstanden mellom seilingslinjene er mye tettere. Seilings tettheten avhenger av kabelavstanden og antall kabler. For 8 kabler der kabelseparasjonen er på 100 meter vil en naturlig seilingslinjeavstand bli ca. 400 meter.



Prinsippskisse for 2D-seismisk innsamling. Fartøyet sleper en lydkilde og en lyttekabel med hydrofoner. (Figur © Statoil)



Prinsippskisse for 3D-seismisk innsamling. Det benyttes flere lyttekabler og minimum en lydkilde. (Figur © Statoil)

VEDLEGG 2

Elektromagnetisk datainnsamling

Elektromagnetiske (EM) undersøkelser er en geofysisk metode som i de senere år er tatt i bruk i forbindelse med petroleumsleting, og brukes som et supplement til tradisjonelle seismiske data. Denne metoden benytter elektromagnetisk stråling / bølger – til forskjell fra seismiske metoder som er basert på lydbølger. Seismiske metoder benytter frekvensbåndet fra ca. 2,0 Hz (hertz) opp til 40-70 Hz. Kommersielle EM-metoder derimot benytter kun et fåtall enkeltstående frekvenser som typisk er mindre enn 2,0 Hz.

Kommersiell marin elektromagnetisk datainnsamling kan deles opp i to hovedkategorier:

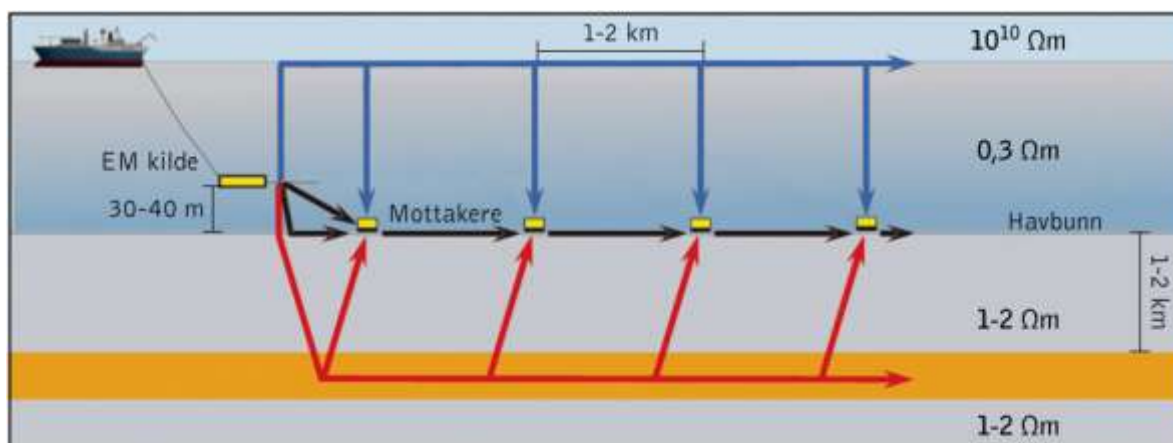
- CSEM = Controlled Source Electromagnetic (elektromagnetisk undersøkelse med kontrollert kilde)
- MMT = Marine Magnetotelluric (marin magnetotellurisk undersøkelse)

CSEM- og MMT-undersøkelsene benytter de samme EM-mottakere som blir plassert på havbunnen. Undersøkelsene bruker imidlertid ulike kilder:

- CSEM-metoden bruker en aktiv EM-kilde som taues 30-40m over havbunnen og som sender ut frekvenser vanligvis omkring 0,1 – 2,0 Hz
- MMT-metoden benytter solens EM-utstråling, med svært lave frekvenser (en størrelsesorden mindre enn 0,1 Hz)

Ved ODs innsamling i Troms II er kun CSEM-data benyttet, da fokus for dataanalysen var rettet mot lag grunnere enn 2000 meter under havbunnen.

CSEM metoden kan registrere lag i undergrunnen som har relativ høy resistivitet (elektrisk motstand). Bergarter som basalt, grunnfjell, steinsalt og anhydritt, samt hydrokarbonreservoar har høy resistivitet, de er resistorer. Derimot vil leirstein, siltstein og sandstein som inneholder formasjonsvann ha lav resistivitet. Dersom en resistor er større enn et kritisk bergartsvolum vil denne kunne registreres med CSEM-teknikken.



Prinsippskisse for innsamling av CSEM-data. (Figur © EMGS)

Figuren over viser prinsippet ved innsamling av CSEM-undersøkelser. Til forskjell fra seismiske refleksjonsundersøkelser er det ved CSEM-undersøkelser tale om refraksjon. Røde piler representerer signal som går fra kilde via berggrunnen til mottakerne – og dermed gir informasjon om undergrunnen. Blå piler representerer støy (luftbølge). Svarte piler representerer bølger som går direkte fra kilden til mottakerne. Verdiene til høyre gjenspeiler ulike motstand (resistivitet) i de ulike mediene (lagene i berggrunnen, vannsøylen og i luften).