

BARENTSHAVET

GEOLOGISK VURDERING AV PETROLEUMSRESSURSENE
I ØSTLIGE DELER AV BARENTSHAVET NORD 2017



OLJEDIREKTORATET



GEOLOGISK VURDERING AV PETROLEUMSRESSURSENE I ØSTLIGE DELER AV BARENTSHAVET NORD 2017

INNHOOLD

Forord	3
Innledning og sammendrag	4
Petroleumsvirksomhet i norsk del av Barentshavet	7
Datagrunnlag	9
Strukturell og stratigrafisk oversikt i Barentshavet nord	11
Stratigrafisk beskrivelse	15
Petroleumsgeologi	24
Letemodeller	28
Letemodellanalyse – metode for beregning av mulige petroleumsressurser	28
Letemodell av tidligkarbon (tounai, visé og serpukhov) alder	30
Letemodell av senkarbon - perm (basjkirija - guadalup) alder	31
Letemodell av tidligtrias (indus) alder	32
Letemodell av tidlig - mellomtrias (olenek, anis og ladin) alder	33
Letemodell av sentrias (karn - nor) alder	34
Letemodell av tidlig - mellomjura alder	35
Ressurvaluering	36
Oppsummering og konklusjon	39



Forord

En av Oljedirektoratets (OD) oppgaver er å ha oversikt over petroleumsressursene på hele norsk kontinentalsokkel. OD arbeider derfor med å kartlegge mulige petro-

leumsressurser både i åpne og uåpne områder for å kunne ha et godt faktagrunnlag for framtidige beslutninger. Arbeidet er forankret i Tildelingsbrevet til OD, i delen som omhandler «Arbeide for lang-siktig ressurstilgang», og i ODs strategiske plan for perioden 2016 – 2020 - «Kartlegge og promotere ressursene».

De siste årene har innsatsen primært vært rettet mot å samle inn data i Barentshavet nord og Barentshavet nordøst, mot grensen til Russland. Sommeren 2015 ble det blant annet boret grunne borehull øst og nord for Kvitøya. Resultatene herfra er viktige for forståelsen av geologien og ressurspotensialet i Barentshavet nord, inkludert grenseområdet mot Russland.

Basert på både nye og tidligere innsamlede data, har OD kartlagt området i østlige deler av Barentshavet nord og estimert ressurspotensialet. Flere analyser fra de grunne boringene er ikke ferdige så langt, og det pågår fortsatt arbeid for å kunne forstå geologien i Barentshavet nord enda bedre. Selv om det er samlet inn seismikk gjennom flere perioder, er det seismiske datagrunnlaget fortsatt begrenset.

Basert på dagens kunnskap er hovedkonklusjonene at området har en betydelig ressursmessig og verdimes-sig oppside. Evalueringen viser interessante strukturer og eventuelle petroleumsakkumulasjoner av be-tydelig størrelse, noe som gjør at OD ønsker å fort-sette kartleggingen i området og øke kunnskapen.

Det er en selvfølge at framtidig petroleumsaktivitet i Barentshavet nord skjer i henhold til Petroleumsloven og innenfor de rammene som settes av Forvaltnings-planen for Barentshavet.

Det er viktig å understreke at det ikke er boret lete-brønner i Barentshavet nord. Boring av letebrønner er nødvendig for å påvise eventuelle petroleumsres-surser.

Rapporten som presenteres er ikke en vitenskapelig rapport, men en rapport som presenterer de geo-logiske vurderingene som ligger til grunn for evalu-ering av ressursene. Hovedtrekkene i geologien og ODs ressursestimater som speiler usikkerheten blir beskrevet.

Sissel Eriksen
Letedirektør

INNLEDNING OG SAMMENDRAG

Oljedirektoratet (OD) har siden 2012 arbeidet med å kartlegge det norske havområdet i den østlige delen av Barentshavet nord, se figur 1 og 2. Dette området er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet, og er definert ved delelinjen mot Russland i øst, 74°30'N i sør, ved 25°Ø og Edgeøya i vest og Kong Karls Land nordvest og nord: et areal på omkring 170.000 km².*

I kartleggingen er det benyttet nye 2D- seismiske data som ble samlet inn i sesongene 2012 - 2014 og seismiske 2D- linjer som ble samlet inn fra 1973 til 1996. I tillegg er det brukt geologiske data som er samlet inn ved boring av grunne brønner i området, og data som er samlet inn gjennom flere sesonger med feltarbeid på Svalbard.

Ressurspotensialet i det kartlagte området er vurdert ut fra kritiske undergrunnsfaktorer. Det er utarbeidet et estimat for uoppdagede ressurser i letemodeller som representerer de ulike identifiserte reservoarnivåene. Letemodellene er vurdert blant annet på grunnlag av geologisk risiko- og usikkerhetsbetraktninger for henholdsvis riskeparametre og volum- og væskeparametre.

Flere av letemodellene i den østlige delen av Barentshavet nord er også kartlagt i Barentshavet sør. Likevel er det en del klare forskjeller, særlig knyttet til vurderingen av hydrokarbonfase. Potensiell oljegenerering fra kildebergarter av trias alder (Botneheia/Steinkobbeformasjonen) kan øke sannsynligheten for olje sammenlignet med analoge letemodeller i Barentshavet sør. Kartleggingen viser at det finnes potensial for flere svært store geologiske strukturer som er framtreddende på flere geologiske nivå, hovedsakelig på Storbankhøgda,

Sentralbankhøgda og Kong Karl-plattformen. I tillegg til de største strukturene som ble identifisert, er det også potensial for mange flere, både store og mindre strukturer, på de ulike nivåene.

For å gi et estimat for de totale uoppdagede ressursene i området er det utført aggregering av letemodellene. Forventede utvinnbare ressurser for den østlige delen av Barentshavet nord er beregnet til 1370 millioner Sm³ o.e.,** med en nedside på 350 millioner Sm³ o.e (P95) og en oppside på 2460 millioner Sm³ o.e. (P05). De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis 825 millioner Sm³ o.e. væske og 545 milliarder Sm³ o.e. gass.

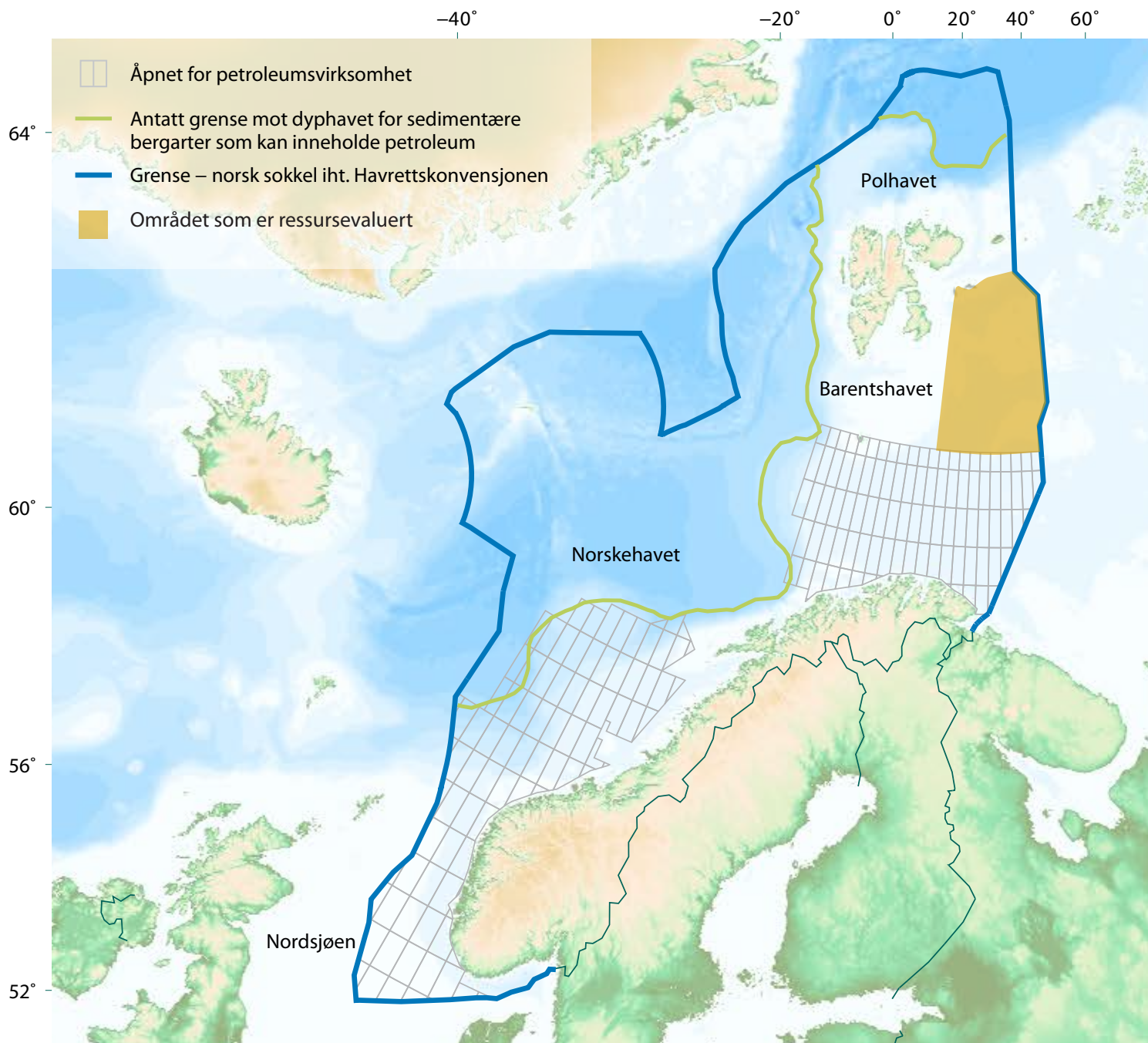
Den geologiske og geofysiske databasen for det store området som er evaluert her, er ikke av samme omfang og kvalitet som for Barentshavet sør og andre områder på norsk sokkel. ODs beregninger av de uoppdagede ressursene er derfor beheftet med stor usikkerhet. Dette reflekteres i forskjellen mellom det høye (P05) og det lave ressursestimatet (P95). Basert på erfaringer fra andre petroleumsprovinser, kan synet på prospektiviteten endre seg betydelig ved økt datatilgang, og spredningen, eller usikkerhetene i ressurs- og verdiberegningene, vil reduseres ved økt datagrunnlag. Boring av letebrønner er fortsatt den eneste måten å bekrefte de geologiske modellene som ligger til grunn for ressursestimatene.

Hensikten med denne rapporten er å presentere de geologiske vurderingene som ligger til grunn for evaluering av ressursene. Dette slik at faktagrunnlaget for beslutninger som skal tas er dokumentert, og at fagmiljøene er godt kjent med metodene som er benyttet, samt tolkningene og antakelsene som er gjort.

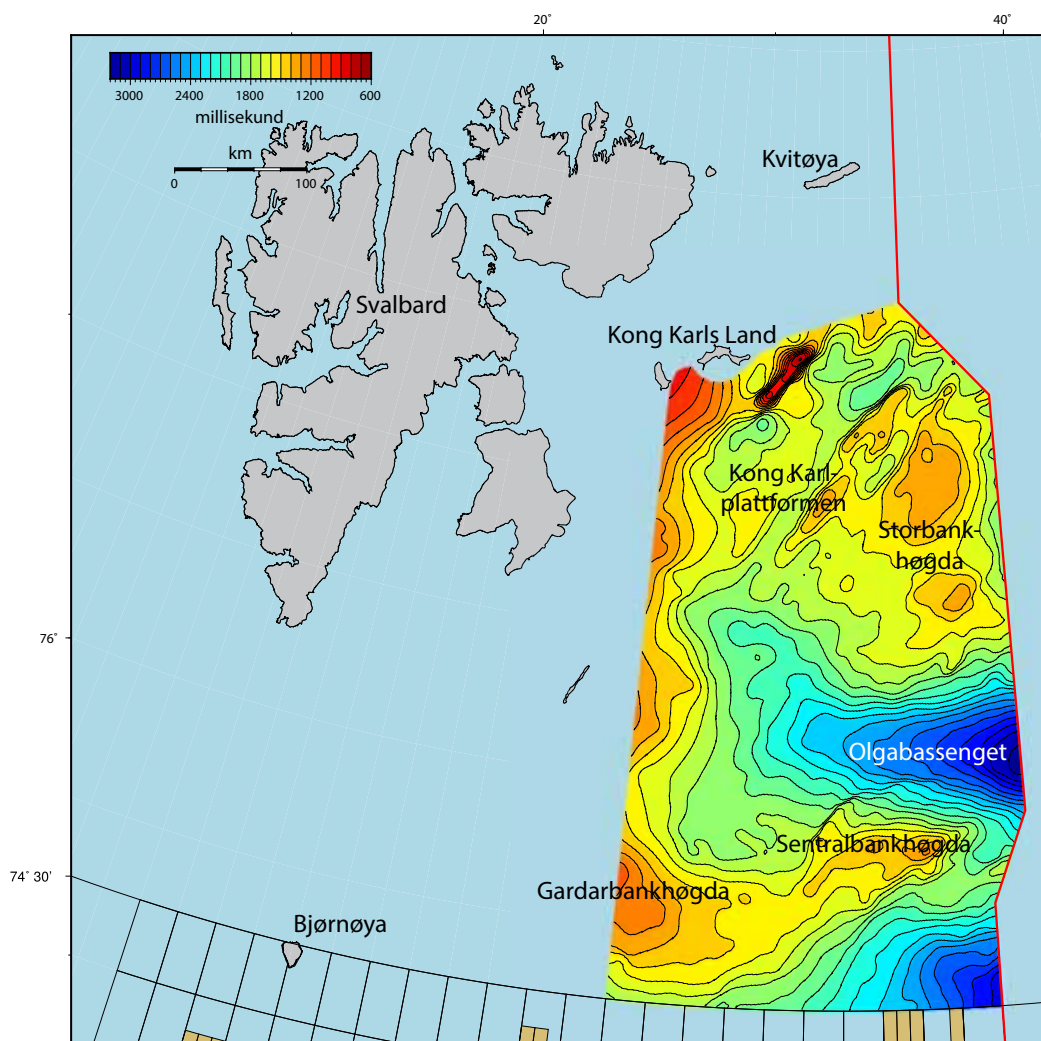
* Den norske delen av Nordsjøen er til sammenligning et areal på ca 160 000 km².

** Sm³ o.e. = Standard m³ oljeekvivalenter





Figur 1. Oversikt over norsk sokkel, hvilke områder som er åpnet for petreolumsaktivitet og arealet som er evaluert.



Figur 2. Topp perm tidskart som viser utstrekning av kartlagt område

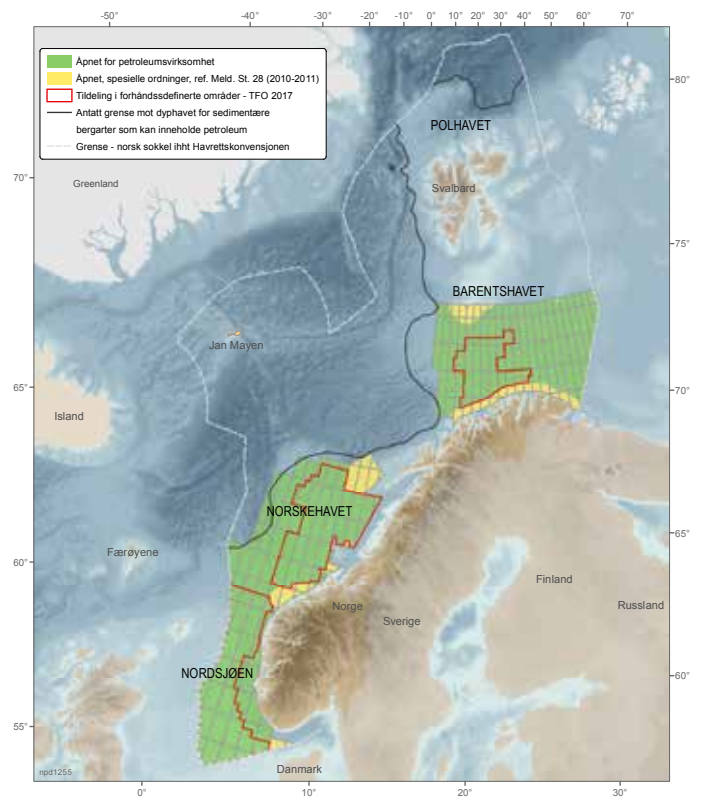
PETROLEUMSVIRKSOMHET I NORSK DEL AV BARENTSHAVET

Områder i Barentshavet som er åpnet for petroleumsvirksomhet omtales ofte som Barentshavet sør, og er avgrenset ved 74°30' N. Figur 3 viser grensene for norsk kontinentalsokkel og arealstatuskart for norsk petroleumsvirksomhet.

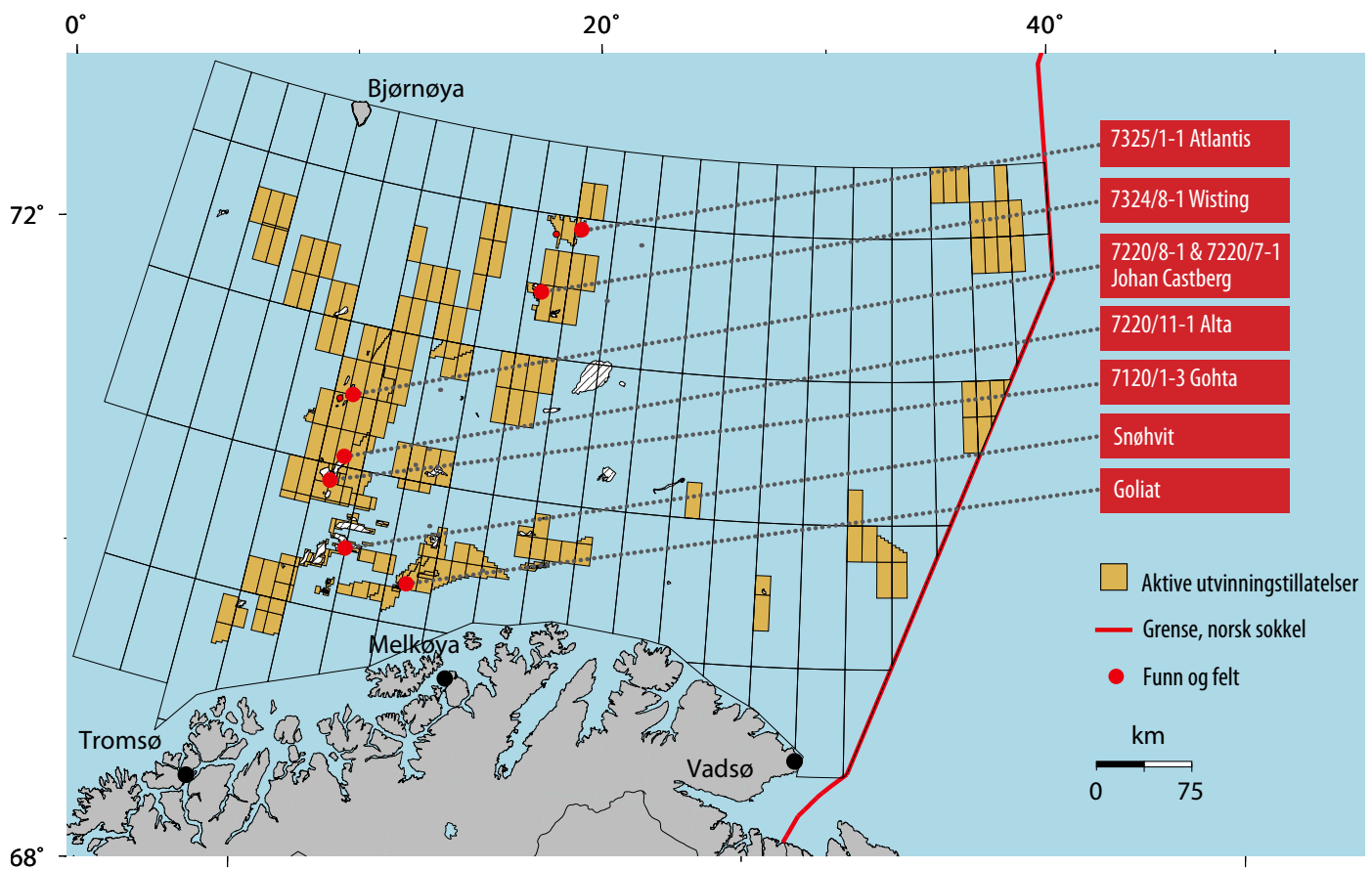
Det er pr. mai 2017 71 utvinningstillatelser i Barentshavet. De første tildelingene skjedde i 1980, og første brønn ble boret samme år. Hittil er det boret 157 brønner i norsk sektor av Barentshavet og 126 av disse er letebrønner. I løpet av årene fra 1980 til 2016 er det gjort 49 funn i Barentshavet. Det første funnet, 7120/8-1 Askeladd (i dag en del av Snøhvitfeltet), ble gjort i 1981 (se figur 4).

Den hittil nordligste brønnen som er boret på norsk sokkel, 7325/1-1 (Atlantis) ble boret i 2014 og resulterte i et lite gassfunn. Brønnen ligger omkring 305 kilometer nord for Nordkapp, om lag 360 kilometer nord for Hammerfest og 173 kilometer sørøst fra Bjørnøya.

Det er i dag to felt i produksjon i Barentshavet, Snøhvit og Goliat. Gjenværende utvinnbare reserver og ressurser på disse feltene er henholdsvis 218 og 38 millioner Sm³ o.e. I tillegg vurderes utbygging av funnene Johan Castberg (Skrugard/Havis) (100 millioner Sm³ o.e.), Alta/Gotha (57 millioner Sm³ o.e.), samt Wisting (56 millioner Sm³ o.e.).



Figur 3. Arealstatuskart pr. mai 2017.



Figur 4. Figuren viser områder i Barentshavet sør som er åpnet for petroleumsvirksomhet, felt i produksjon (Snøhvit og Goliat), funn i evalueringsfasen, samt de nordligste letebrønnene.

DATAGRUNNLAG

SEISMIKK

OD har benyttet både eldre og nyere datasett i kartleggingen av østlige deler av Barentshavet nord. Fra 1973 til 1996 samlet OD inn ca. 70 000 km 2D-seismiske data i Barentshavet nord. Mange av de eldre datasettene er av dårlig kvalitet, men kombinert med nye seismiske data kan de gi nyttig og utfyllende informasjon. I løpet av årene 2012, 2013 og 2014 samlet OD inn 32 600 km nye 2D-seismiske data i området, hovedsakelig i den østlige delen (figur 5). I tillegg samlet OD inn omkring 6000 km 2D-seismikk i 2016. Disse er i skrivende stund ikke ferdigprosessert, men vil bli integrert i den videre evalueringen.

De nye datasettene har betydelig bedre kvalitet enn de eldre seismiske dataene. Det er likevel fortsatt begrensninger på seismisk oppløsning i de dypere delene av sedimentbassengene. Det er i tillegg kartleggingsutfordringer på grunn av seismiske multipler av havbunnen og andre markerte harde reflektorer i lagrekken. Datakvaliteten blir generelt dårligere vestover. Det henger ofte sammen med havdyp og hvilke geologiske lag som har utgående lag mot havbunnen. Kartlagt areal i forhold til datadekning er vist i figur 5. Arealet begrenses vestover på grunn av dårligere datakvalitet, og mot nord der sedimentbassengene har liten tykkelse.

Linjedekningen for de nye datasettene varierer, men avtar generelt vestover.

Øst for 35 grader er dekningen ca 4 x 10 km, og i de resterende områdene av den kartlagte delen er den

Innsamlingsår (datasett)	Antall linje km
2012 (NPD1204)	13 805
2013 (NPD1301)	13 280
2014 (NPD14001)	5710
2016 (NPD16001)	5820
Totalt	38 610

Tabell 1. Oversikt over nyere seismisk innsamling i området

etter innsamlingen i 2016 gjennomsnittlig ca 15 x 20 km. I de vestlige delene av Barentshavet nord, som i denne omgangen ikke er inkludert i ressursberegningen, er linjedekningen til den nye seismikken ca 45 x 45 km.

Dateringen av de ulike seismiske reflektorene er beheftet med usikkerhet. Mange geologiske lag er betydelig erodert, i tillegg er det langt til brønner i Barentshavet sør, nærmeste brønn er 7325/1-1 (Atlantis). Alderen på de tolkede reflektorene bygger for det mest på at det er utført kjernetaking i **grunne stratigrafiske boringer** (faktaboks) i Barentshavet nord (i enkelte sesonger fra 1990 til 2015). Kjernetaking utføres der seismiske reflektorer har utgående lag mot havbunnen. I Barentshavet nord er det tatt grunne kjerner fra store deler av lagrekka fra midtre trias til undre kritt. Dette kjernematerialet er brukt til å korrelere med mesosoiske avsetninger i andre deler av Arktis og har bidratt til å øke forståelsen av den regionale geologiske utviklingen. Nøyaktige dateringer av kjernene gir vesentlig mer kontroll på dateringen av de ulike seismiske reflektorene enn tidligere.

GRUNNE STRATIGRAFISKE BORINGER

Grunne boringer brukes for å hente inn data om de sedimentære lagene. Borekjernene er mellom fem

BARENTSHAVET NORD

og sju centimeter i diameter. De gir informasjon om bergartstype og sedimentære strukturer. I tillegg kan de gi grunnlag for å indikere potensialet bergarten har til å fungere som kilde-, reservoar- eller kappe-

bergart. Kjernene gir et godt grunnlag for regional korrelasjon og økt forståelse for den geologiske utviklingen. Borelengden på denne type brønner er begrenset til 200 meter under havbunnen.

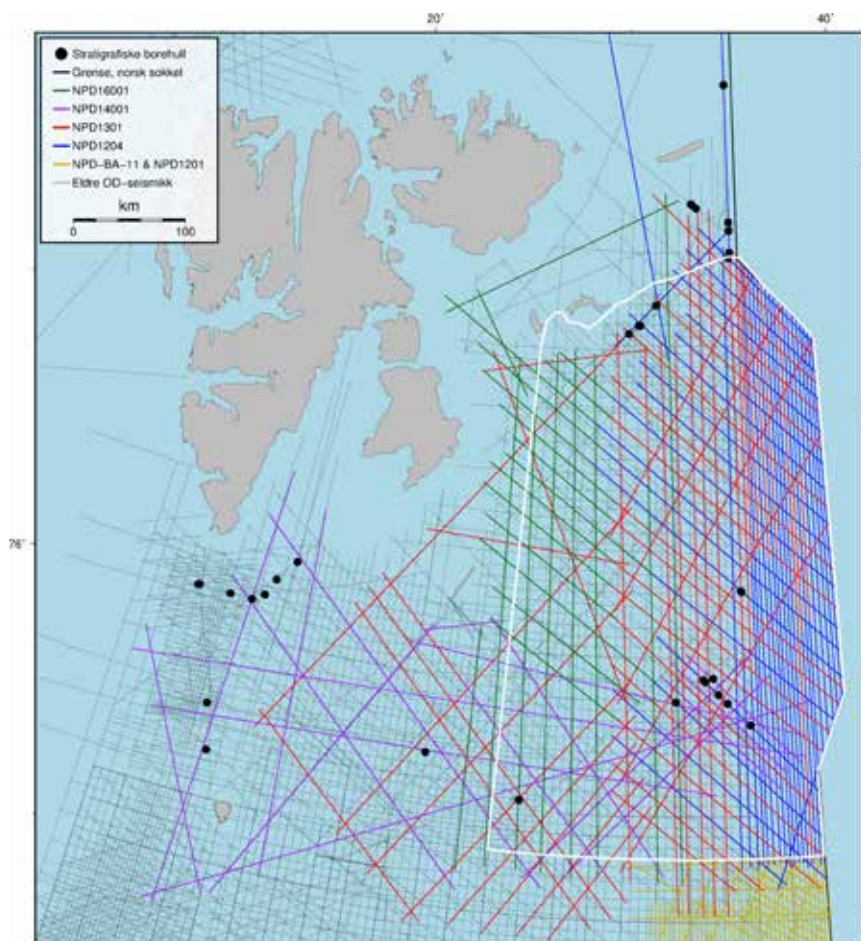
GRUNNE STRATIGRAFISKE BORINGER

Grunne boringer er definert i ressursforskriften § 2: 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.

Definisjonen omhandler i realiteten to typer borehull som reguleres av ulike bestemmelser:

1. For traséundersøkelser og andre grunnundersøkelser kan det bores borehull for å undersøke undergrunnen før plassering av innretning. Disse borehullene kan ikke bores dypere enn 200 meter under sjøbunnen, jf petroleumsforskriften § 30.

2. Ved undersøkelse etter petroleum kan det foretas «grunne boringer», jf petroleumsforskriften § 4. Dette er borehull som bores for å innhente data om geologisk utvikling av bergartene for å undersøke etter petroleum. I tillegg til informasjonen om geologien på borestedet, kan informasjonen knyttes mot seismiske data for å kalibrere seismiske reflektorer mot geologiske enheter og for å dybdekonvertere seismiske data. Disse borehullene hadde tidligere en dybdebegrensning på 200 meter, men Oljedirektoratet kan nå fastsette dybden. For boring dypere enn 200 meter under sjøbunnen må det, i tillegg til registrering av borehullet hos Oljedirektoratet, også søkes samtykke fra Petroleumstilsynet, jf styringsforskriften § 25.



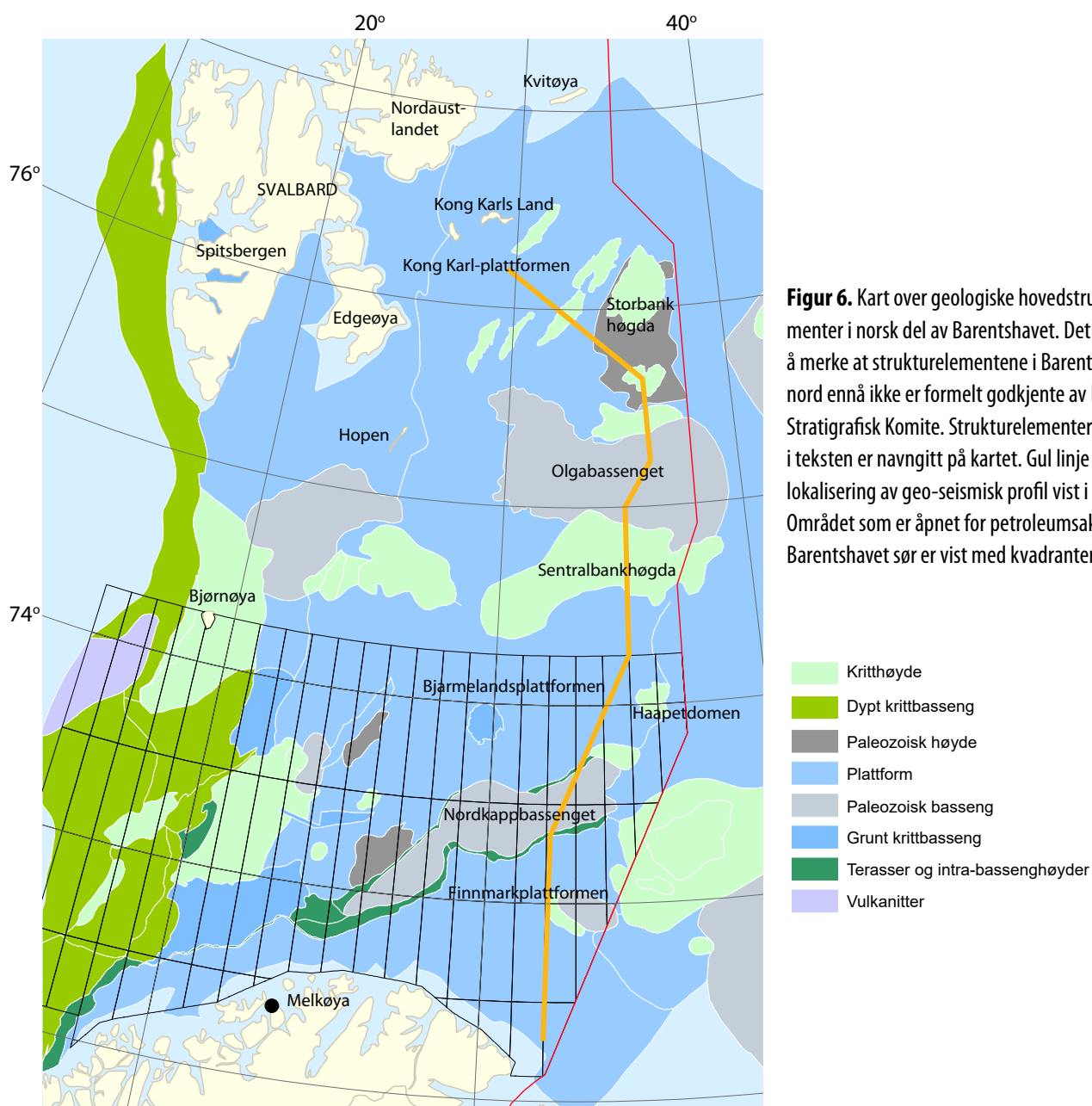
Figur 5. Datadekning i Barentshavet nord. Hvitt polygon representerer kartlagt areal. Grunne boringer er avmerket.

STRUKTURELL OG STRATIGRAFISK OVERSIKT I BARENTSHAVET NORD

Barentshavet er inndelt i geologiske bassenger, plattformer og høyder, samlet kalt strukturelementer (figur 6). Regionen har en mer eller mindre kontinuerlig sedimentær lagrekke fra øvre paleozoikum til eocen. I den kartlagte østlige delen av Barentshavet nord er lagrekken fra sen kritt alder og yngre erodert, og den kvartære lagpakken er svært tynn. På de største høydene har bergarter av trias alder utgående lag.

STRUKTURELLE HOVEDTREKK

Den nordøstlige orienteringen av bassengene og høydene i Barentshavet sør, antiklinalene på Kong Karl-plattformen og Storbankhøgda, og mye av Sentralbankhøgda er antatt å hovedsakelig være kontrollert av reaktivering av eldre svakhetssoner. Viktige tektoniske hendelser som påvirket de østlige delene av Barentshavet nord er oppsummert i figur 13. I løpet av sen paleozoikum og mesozoikum var denne delen av Barentshavet et tektonisk relativt rolig område.

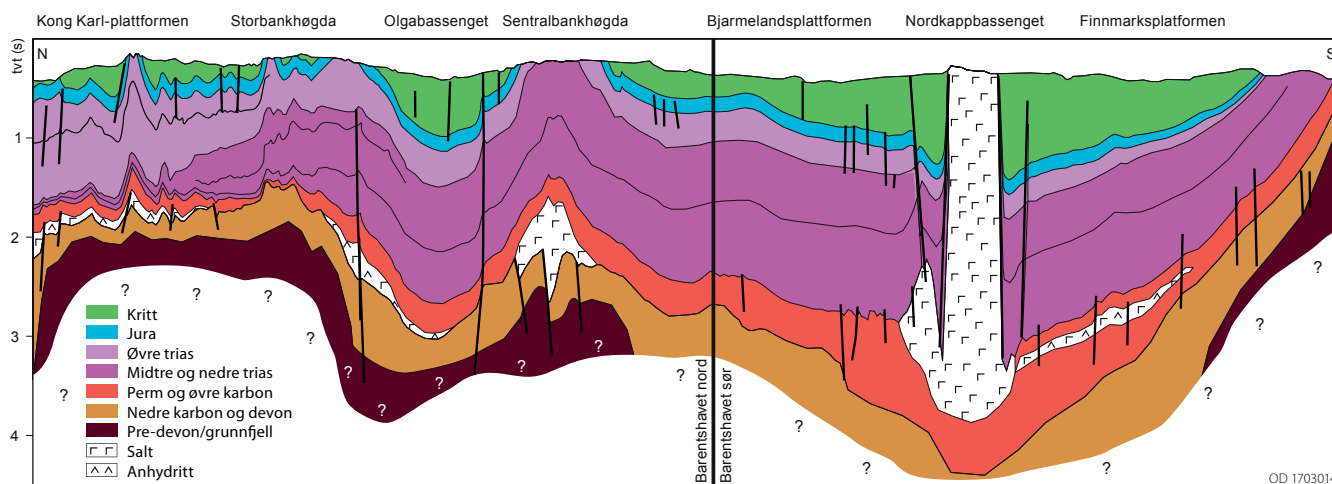


Figur 6. Kart over geologiske hovedstrukturelementer i norsk del av Barentshavet. Det er verd å merke at strukturelementene i Barentshavet nord ennå ikke er formelt godkjente av Norsk Stratigrafisk Komite. Strukturelementer nevnt i teksten er navngitt på kartet. Gul linje viser lokalisering av geo-seismisk profil vist i figur 7. Området som er åpnet for petroleumsaktivitet i Barentshavet sør er vist med kvadranter.

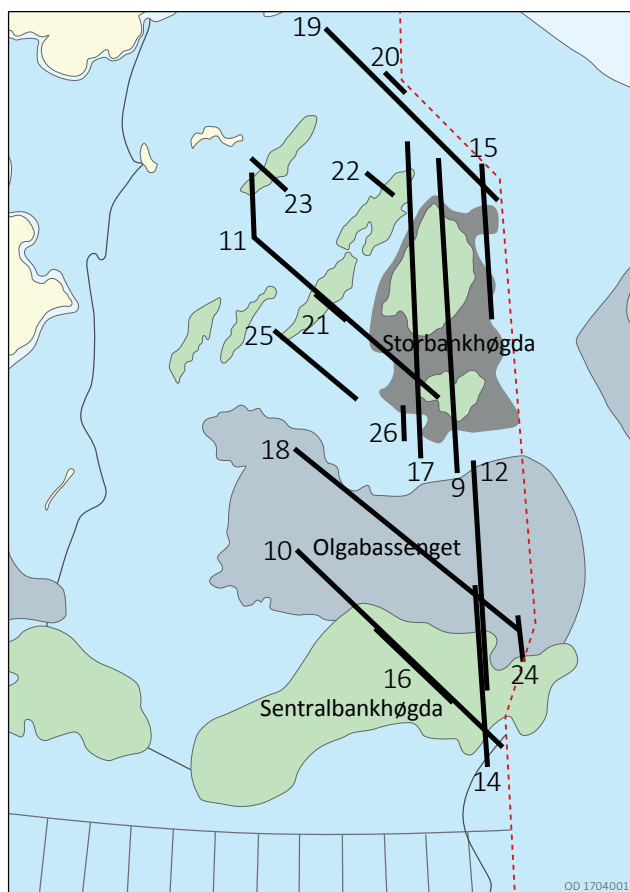
Regionale ekstensionsbevegelser i form av rifting fant sted i midtre karbon. Senere bevegelser i senperm, senjura og tidligkritt er dominert av kompresjon. Utviklingen av de strukturelle høydene i den østlige delen av Barentshavet nord slik de framstår i dag begynte i senjura tid. Regional innsynkning begynte i senperm og fortsatte i trias, da et stort elvedeltasystem fra Uralfjellene i sørøst prograderte gradvis nordvestover over Barentshavet og nådde fram til Svalbard i sentrias (Lundschien et al., 2014). Området har blitt utsatt for kraftig kompresjon i senere tid, sannsynligvis i paleocen-eocen, men siden senkritt og yngre lagpakker i dag mangler, kan ikke hendelsen(e) dokumenteres direkte fra området. I løpet av kvartær ble hele området nediset, og glasial erosjon fjernet det meste av sedimenter av senkritt og yngre alder.

Figur 7 er en geo-seismisk profil som viser de viktigste strukturelementene øst i den norske delen av Barentshavet. Avsetningene er hovedsakelig av sendevon/karbon til kritt alder, og er mer erodert i nord enn i sør. Områder som var bassenger/grabener i karbon, er som oftest assosiert med evaporittavsetninger og noen steder, som i Nordkappbassenget, med salt diapirisme.

Flere av disse gamle bassengene/grabenene er blitt inverterte og framstår i dag som høyder, slik som Sentralbankhøgda og antiklinaler på Kong Karl-plattformen. På profilen i figur 7 framkommer antiklinalene på Kong Karl-plattformen og Storbankhøgda. Videre viser figuren at de store strukturelementene som Storbank- og Sentralbankhøgda er kraftig erodert, sannsynligvis på grunn av kompresjonsbevegelser i paleogen og senere glasial erosjon.



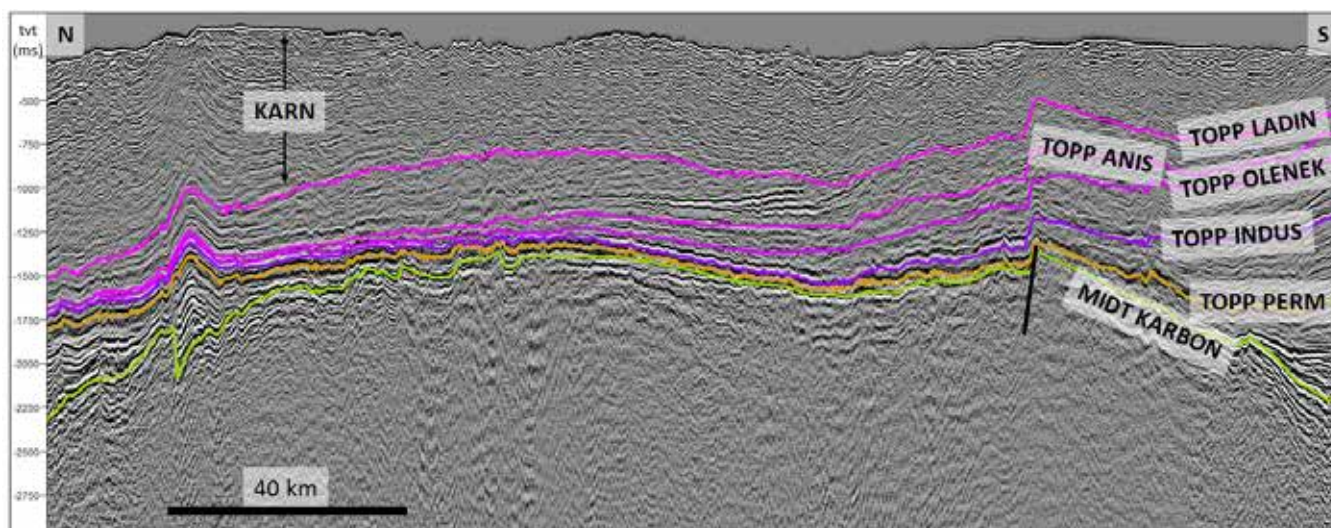
Figur 7. Geo-seismisk profil som viser hovedstrukturelementene i den østlige delen av norsk del av Barentshavet. Lokalisering av profilen er vist i Figur 6.



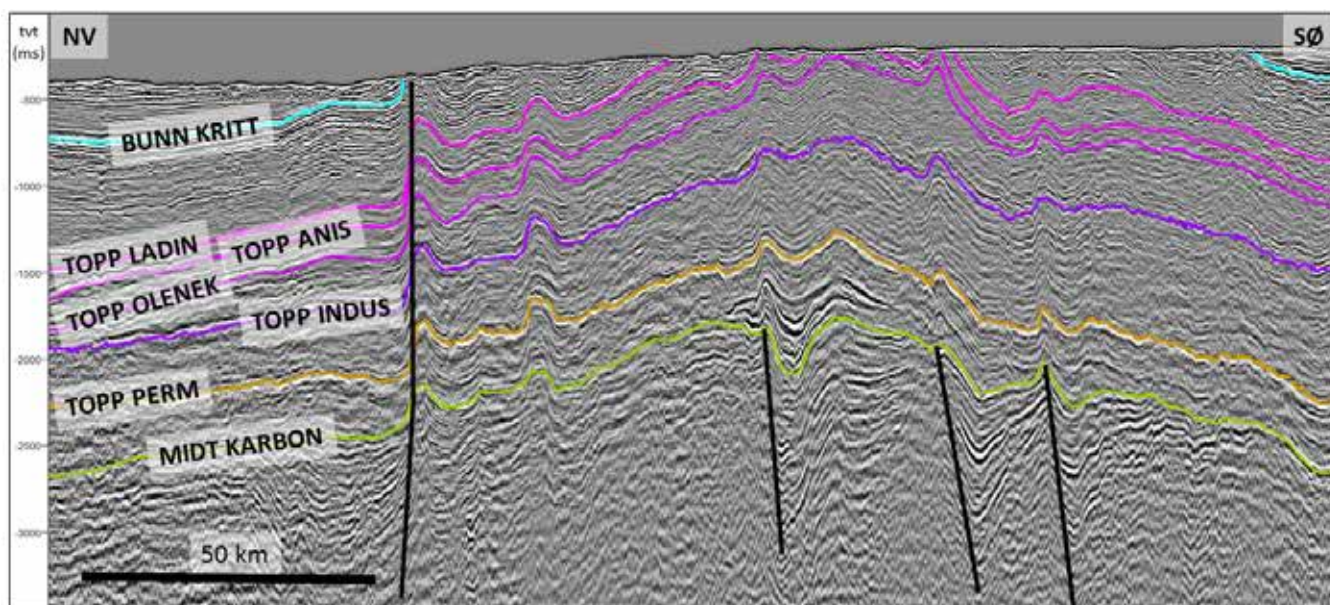
Figur 8. Lokalisering av seismiske profiler

Under er de strukturelle hovedtrekkene illustrert ved en del seismiske profiler, lokaliseringen av disse er vist i figur 8.

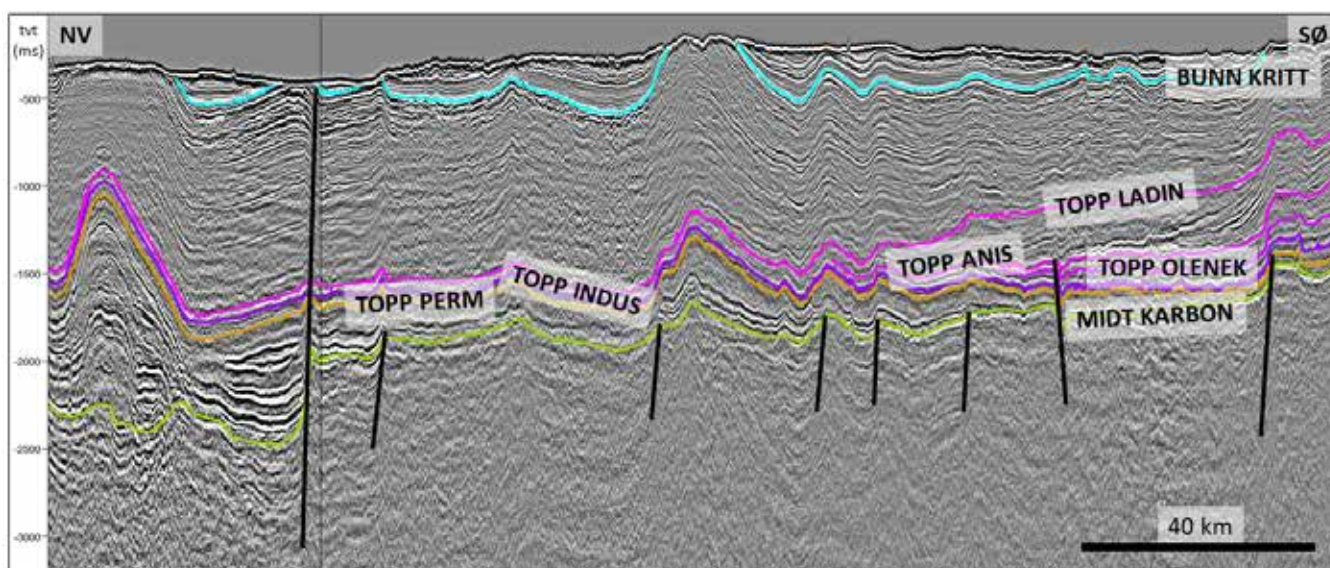
Storbankhøgda er en paleozoisk høyde med en tynn øvre karbon til perm lagpakke (figur 9). Den østlige delen av Sentralbankhøgda har en paleozoisk kjerne med flere horst- og grabenstrukturer dannet i midtre karbon, men er i motsetning til Storbankhøgda dekket av en tykk øvre karbon til perm lagpakke (figur 10). Store deler av Kong Karl-plattformen domineres av kompresjonsantiklinaler, som trolig skyldes reversering av eldre normalforkastninger og folding lokalisert i områder av plattformen som også inneholdt høyder i mye av paleozoikum (figur 11). Olgabassenget er et basseng som sank inn i kritt, men var også et dypt basseng i paleozoisk tid (figur 12).



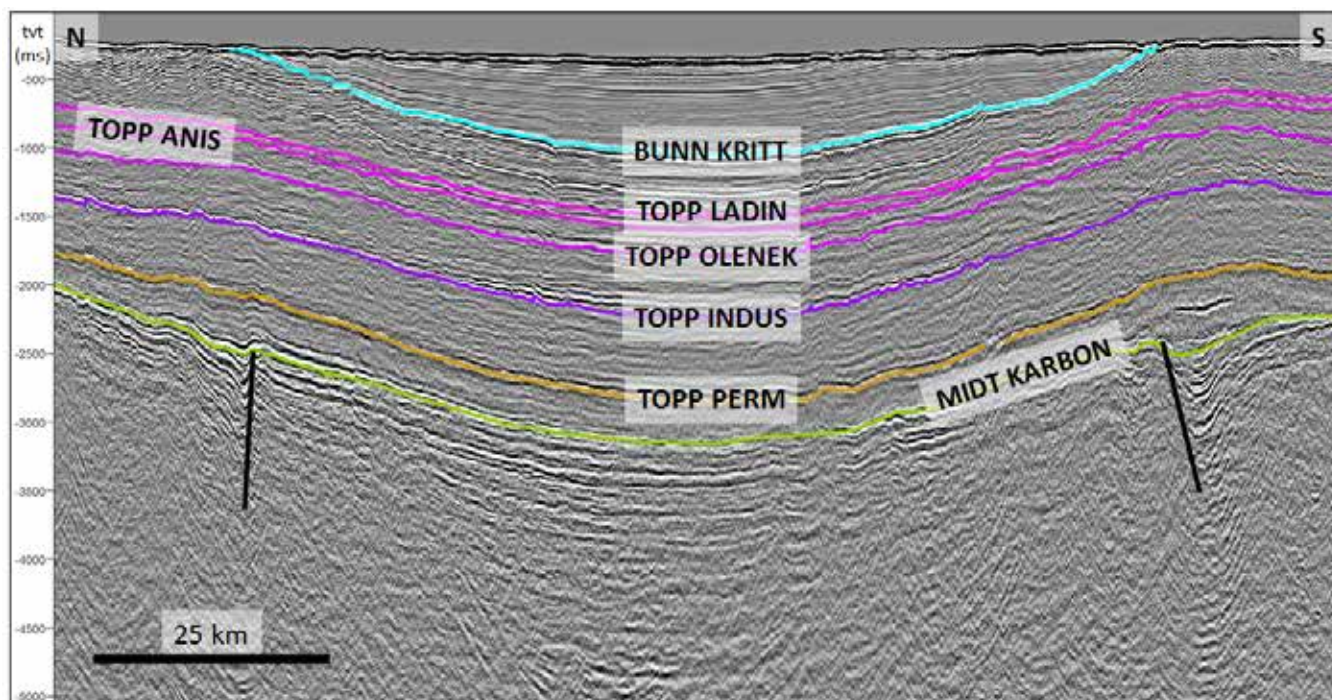
Figur 9. Profil over Storbankhøgda. Tynn lagpakke fra senkarbon-perm over høyden, tynn undre- og midtre trias i nord. Øvre trias (karn) sedimenter dominerer i nord, og hele jura-pakken er erodert. Mye av Storbankhøgda ser ut til å kunne være en grunnfjellshøyde. Lokalisering av profilen er vist i figur 8.



Figur 10. Profil over Sentralbankhøgda, Olgabassenget i nord. I stor skala viser profilen kompresjon av Sentralbankhøgda. Halvgrabensystemer av antatt tidligkarbon alder, og mobilisering av evaporitter avsatt i senkarbon og tidligperm i nedre del av profilen. I mindre skala vises små kompresjonsantiklinaler som trolig skyldes inversjon av tidligere dannede normalforkastninger. Disse bevegelsene ser ut til å gjennomsette hele lagrekken fra grunnfjellet til havbunnen. Lokalisering av profilen er vist i figur 8.



Figur 11. Profil over Kong Karl-plattformen, sørlig del av Storbankhøgda i sørøst. Plattformen er dominert av store og små kompresjonsantiklinaler. Lagpakken under karbon reflektoren har dårlig reflektivitet og kan indikere at mye av plattformområdet er del av et grunnfjellsplatå. I nordvest er det et markant paleozoisk bassengområde med en stor saltrelatert antiklinal og en svært tynn undre- og midtre triaspakke. Lokalisering av profilen er vist i figur 8.



Figur 12. Profil over Olgabassenget, flanken av Sentralbankhøgda i sør og Storbankhøgda i nord. Lagrekken fra øvre del av senjura og tidligkritt tynner opp mot begge høydene. Tydelige reflektorer under karbonreflektoren viser at bassenget er dannet i tidligkarbon eller devon. Lokalisering av profilen er vist i figur 8.

STRATIGRAFISK BESKRIVELSE

Figur 13 er en skjematisk framstilling av krono- og litostratigrafien øst i den norske delen av Barentshavet korrelert mot østlige Svalbard. Korreleringen er basert på geologisk informasjon fra brønner i sør, grunne borer i nord, seismisk kartlegging og feltarbeid på Svalbard. Det litostratigrafiske rammeverket i Barentshavet og landområdene på Svalbard viser store likhetstrekk og kan deles inn i regionalt kartleggbare enheter (grupper og formasjoner).

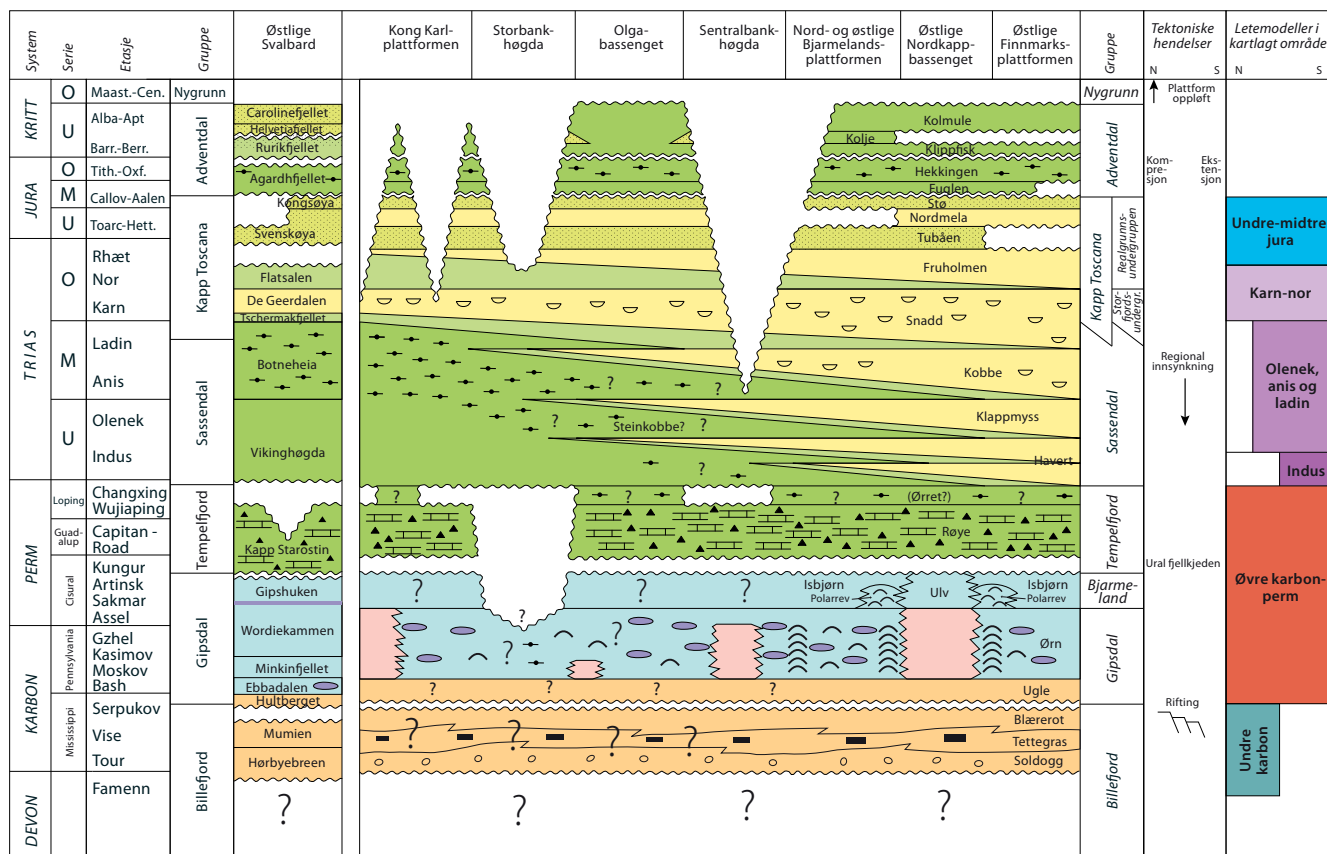
Lagrekken reflekterer både kortvarige og lengre variasjoner i relativt havnivå og et klima som kontinuerlig var i forandring. Klimavariasjonene er knyttet til en generell nordlig bevegelse for hele området, fra ekvatoriale forhold i overgangen devon-karbon til et nordlig temperert klima i løpet av paleogen og neogen. Lagrekken er dominert av silisiklastiske bergarter, men avsetning av karbonatbergarter dominerte i senkarbon og tidligperm, når regionen var lokalisert i det nordlige, tørre klimatiske beltet.

DEVON OG TIDLIGKARBON

Bergarter av devon alder er ikke påvist i borer i norsk sektor av Barentshavet. Utviklingen av devon øst for Svalbard er ukjent.

I tidligkarbon ble Barentshavet utsatt for en tektonisk fase med ekstensjon og utvikling av riftbassenger. Vekstforkastninger assosiert med denne riftingen er bl.a. godt synlig på Sentralbankhøgda (Figur 14).

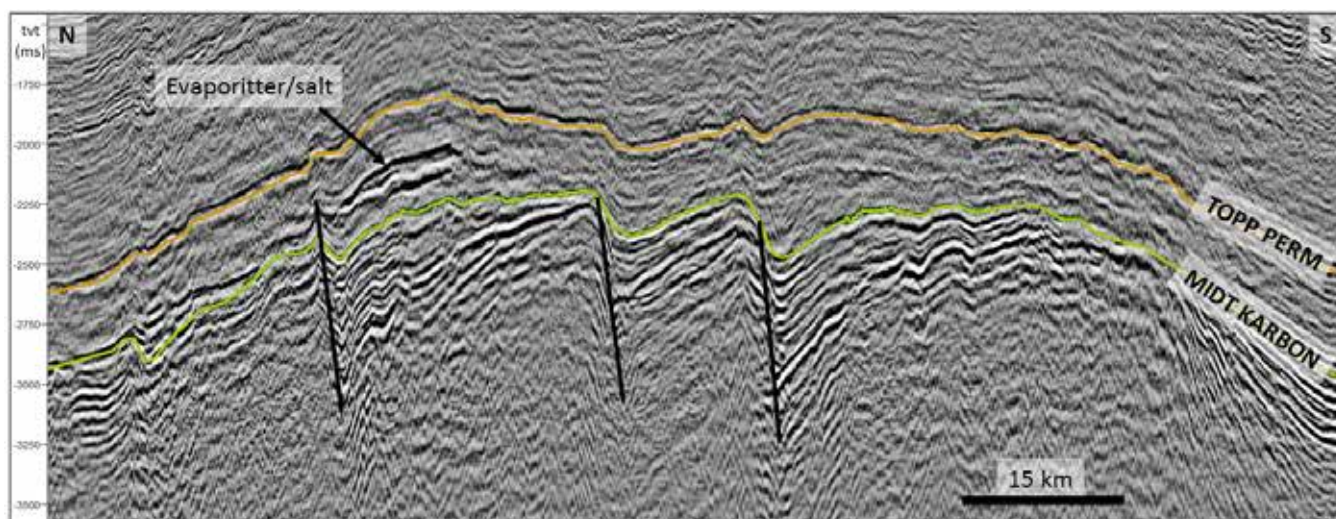
I Billefjorden på Spitsbergen er det observert store mektigheter av klastiske sedimenter inklusive konglomerater, i et veldefinert grabensystem fra tidligkarbon. Her er det også utviklet kull-lag som var driftet i gruvesamfunnet Pyramiden. Tilsvarende grabensystemer finnes flere steder på Spitsbergen, hvor de største, i tillegg til Billefjorden-trauet, er Indre Hornsund- og St. Jonsfjord-trauet. Basert på seismiske observasjoner fra Barentshavet nord, er det grunn til å tro at tilsvarende grabensystemer finnes mange steder i det kartlagte området (Figur 15).



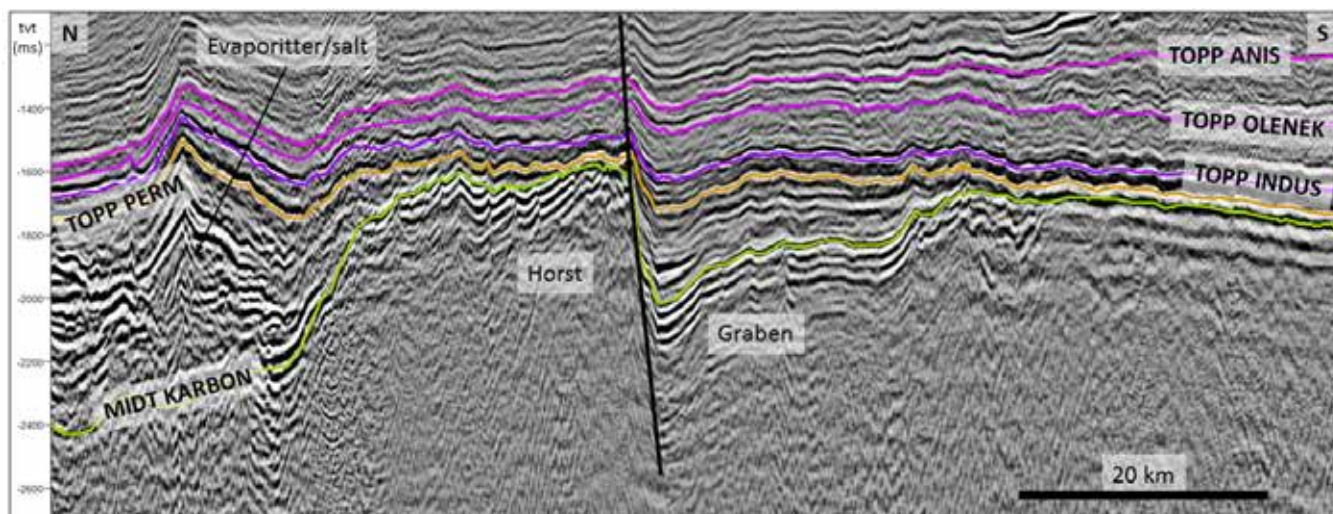
OD 1703015

- Hevet/erodert område
- Kontinentale, klastisk avsetninger, mest skifer og siltstein
- Salt (halitt)
- Kalkstein
- Proksimale evaporittavsetninger, sabkha
- Kyst-, delta- og flomslette-avsetninger
- Grunnmarine avsetninger, sandstein
- Marine avsetninger, mest skifer
- Dypmarine avsetninger, mest skifer
- Kalkholdige skifre, kalkstein- og mergel-strenger
- Spikulitt
- Sandsteinsinnslog
- Kildebergart
- Kanalavsetninger
- Karbonatoppbygninger
- Kull
- Konglomerat

Figur 13. Kronostratigrafi og litostratigrafisk diagram for den østlige delen av norsk del av Barentshavet og for østlige Svalbard, modifisert fra <http://www.npd.no/en/Topics/Geology/Lithostratigraphy/>. Til høyre i diagrammet er det angitt tektoniske hendelser som har påvirket området og hvilke letemodeller som er etablert i østlige deler av Barentshavet nord.



Figur 14. Vekstforkastninger i roterte halvgrabenssystemer av antatt tidligkarbon alder på østlige deler av Sentralbankhøgda. Merk at lagpakken av sen karbon og perm alder tykner over hele Sentralbankhøgda og i dag framstår som et invertert strukturelement.



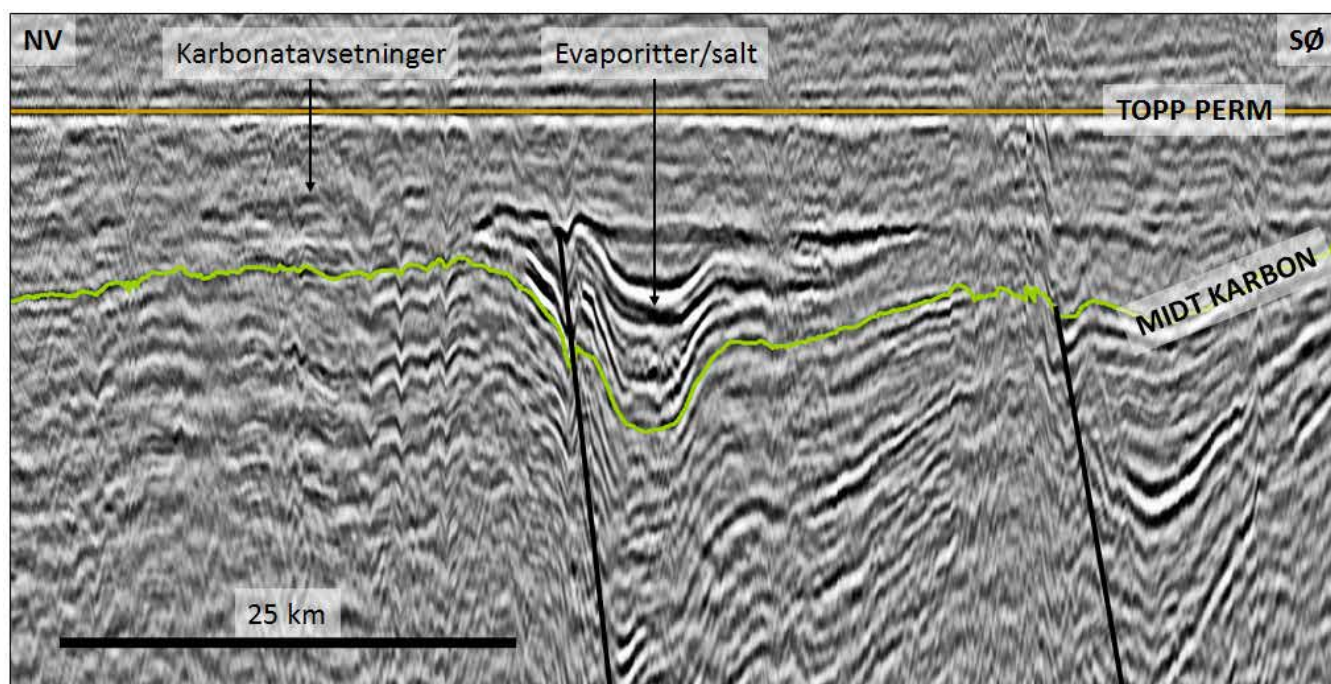
Figur 15. Horst / grabensystem fra nordøstlige Storbankhøgda. Toppen av horsten representerer en inkonformitetsflate og var sannsynligvis eksponert over havnivå i overgangen perm-trias.

Det er grunn til å tro at disse sedimentene har en liknende karakter som på Spitsbergen, og kan egne seg både som kildebergart og reservoarbergart der sedimentene ikke har vært for dypt begravet.

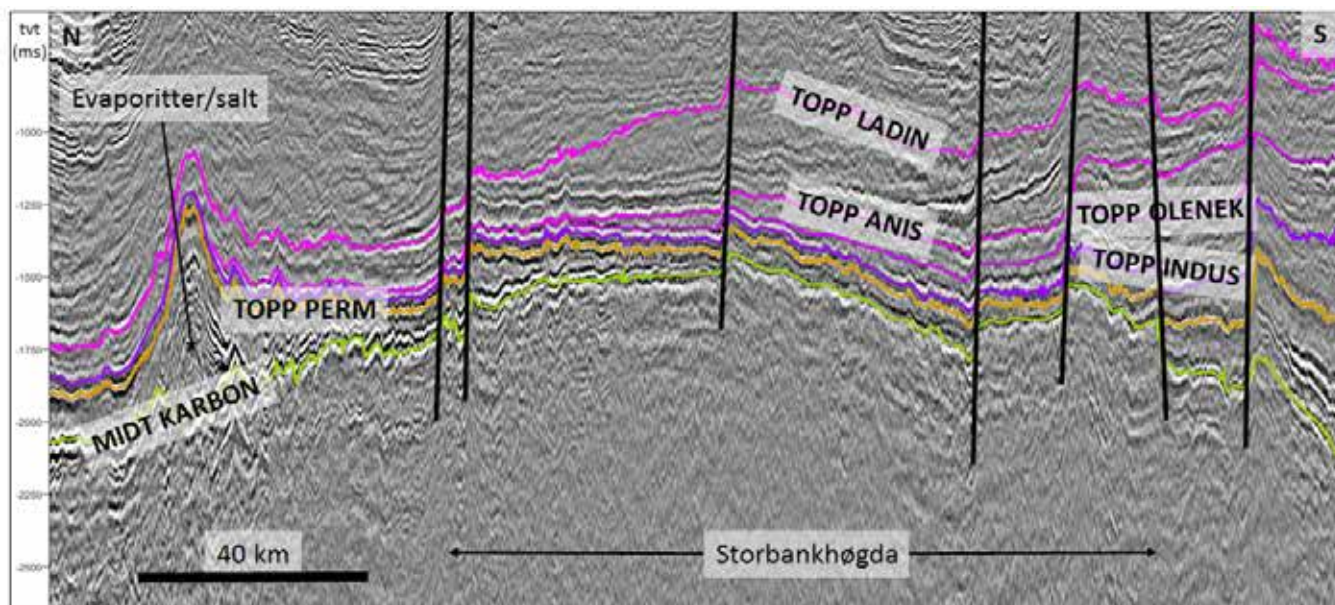
SENKARBON- PERM

Ekstensjon og rifting fortsatte også ved overgangen tidlig- til senkarbon. Et tørt klima kombinert

med hyppige havnivåendringer førte blant annet til avsetning av evaporitter som gips/anhydritt og salt i de sentrale delene av grabenstrukturene (figur 16). Det kartlagte området domineres av et marint miljø langt fra klastiske tilførselssystemer. Lateralt til de dypeste evaporittbassengene, på plattformer og høyder, kan det ha blitt avsatt ulike typer karbonater. Magnesiumrike dolomitter dominerer i senkarbon



Figur 16. Utsnitt fra Sentralbankhøgda flatet på topp perm-reflektoren. Evaporittavsetninger (sterke reflektorer) i den største grabenen og karbonatavsetninger (homogen og lite reflektiv lagpakke) på høydene og plattformområdene. Etter hvert som grabenen ble fylt inn med evaporitter, ble grabenområdene også en del av karbonatplattformen. Merk at topp perm-flaten setter opp en kraftig multiplert internt i det som er antatt å være karbonatavsetninger.



Figur 17. Sedimenter av senkarbon og perm alder tynner over Storbankhøgda. Dette kan skyldes liten sedimentasjon og/eller erosjon på grunn av eksponering over havnivå. Merk signifikant tynning av indus, olenek og anis nordover.

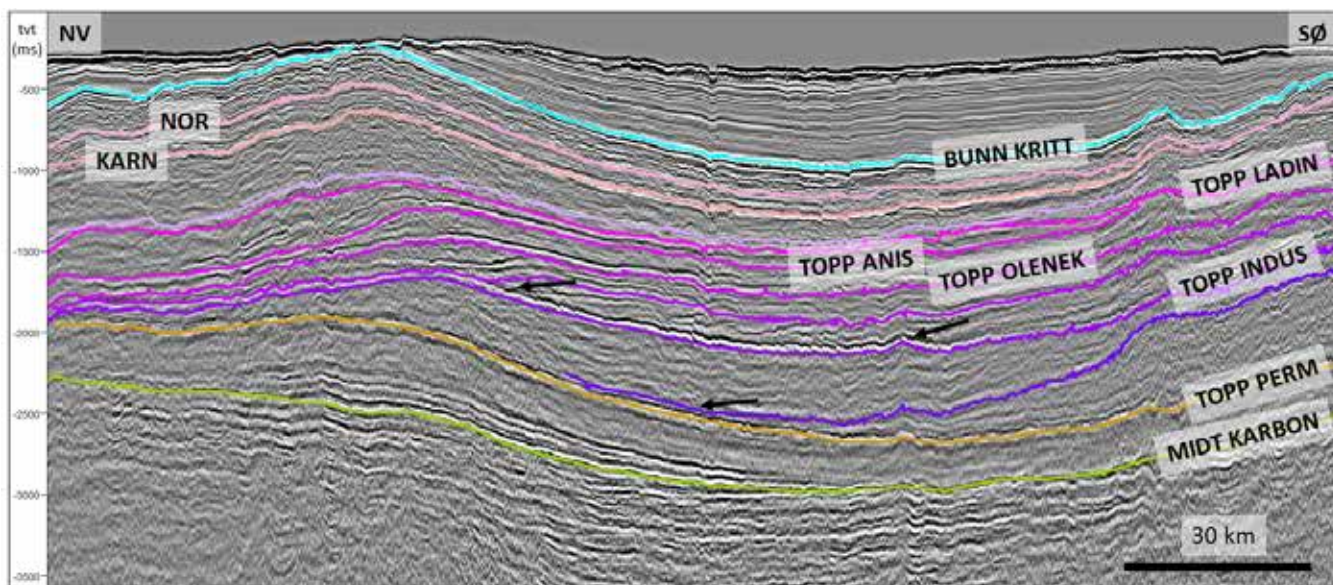
og tidligperm, mens kalksteiner og skifer dominerer i senperm. Oppbygging av rev kan ha vært en viktig faktor for dannelse av reservoarbergarter i senkarbon og perm. Dette gjelder særlig på horstene og høydene rundt evaporittbassengene.

I senkarbon var Barentshavet lokalisert i det nordlige tørre klimatiske beltet, men globalt var jorden i en istidsperiode. Gjenntatte globale istider og mellom-istider førte til store globale variasjoner i havnivå, noe som også påvirket Barentshavet. De hyppige havnivåendringene førte til at de avsatte karbonatene gjentatte ganger tidvis ble eksponert for luft med mulighet for karstifisering. Kollapsbrekser som følge av utluting av evaporitter kan også ha spilt en rolle i dannelse av reservoarbergarter.

I siste del av perm ble deler av Barentshavet nord utsatt for en ny tektonisk periode som i den paleozoiske lagpakken førte til en generell heving av

høyder og innsynkning av bassenger. Mot slutten av perm førte endring i relativt havnivå til at flere områder ble eksponert, også så mye at de kom over havnivå og da ble utsatt for erosjon. På eksponerte forkastningsblokker ble det utviklet landområder der karbonatbergarter kan ha blitt utsatt for ytterligere karstifisering og muligens også bearbeiding av kystprosesser (figur 17).

Aldersdifferansen – hiatusen - mellom trias og perm er av ulik utbredelse. I områder der karbonatene har vært hevet over havnivå og eksponert for mulig karstifisering, er det et større tidsgap enn der hvor karbonatene har vært mindre eksponert eller eventuelt har ligget under vann i hele overgangen perm-trias (figur 15). På Edgeøya og Wilhelmøya mangler f. eks. store deler av tidligtrias, noe som tyder på at karbonatene har vært eksponert og erodert over et lenger tidsrom.



Figur 18. To sett klintoformutbygginger i tidligtrias (vist med piler), ett i indus og ett i olenek, i Olgabassenget. Repetert nedlapp på topp perm og topp indus reflektorer.

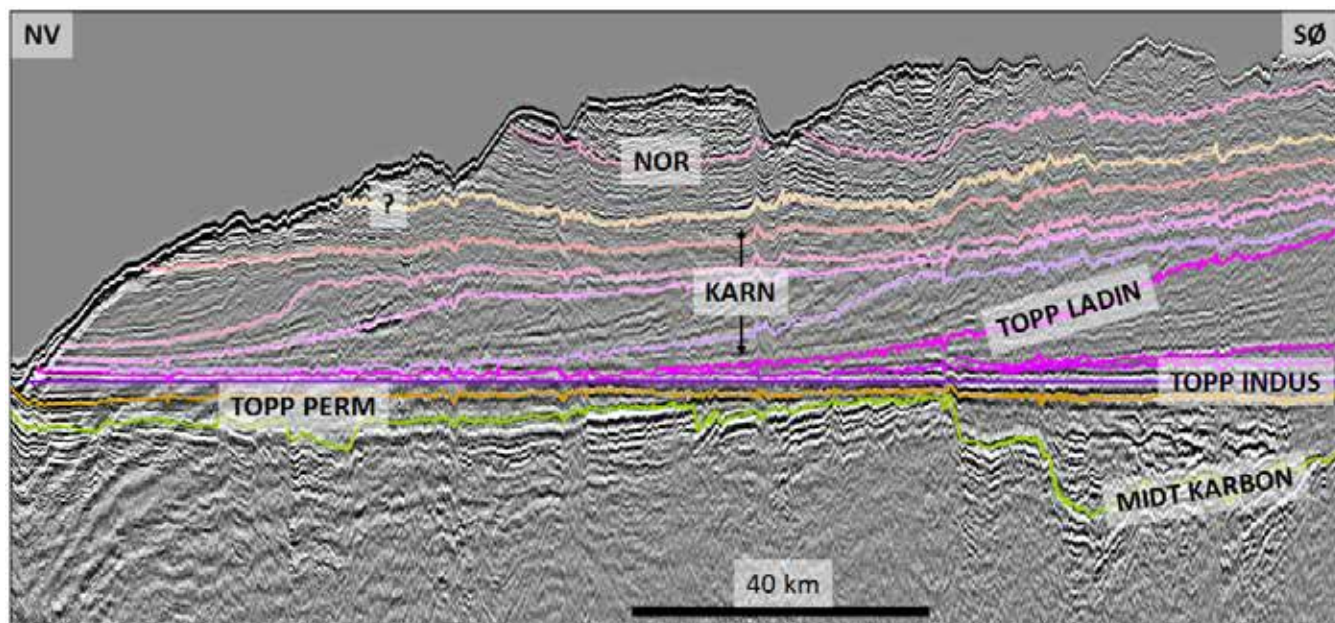
TRIAS

Gjennomgående er trias en rolig tektonisk periode i Barentshavet nord. Hele triasperioden ble dominert av et mektig delta- og flomslettesystem som bygget seg gradvis ut vest- og nordvestover mot Svalbard, med kilde i sørøst fra Uralfjellene og i øst fra Novaja Semlja. På seismiske data kan dette systemet kartlegges som forskjellige klintoformutbygginger av forskjellig alder som blir yngre nordvestover (figur 7). Klintoformene som observeres på de seismiske data er av en slik skala at de sannsynligvis representerer en markant sokkelprogradasjon i form av enorme delta- og flomsletteutbygginger (figur 18). I tidligtrias (sen indus) nådde dette systemet Sentralbankhøgda og Olgabassenget. I overgangen indus-olenek sank bassenget raskere enn tilførselen av nye sedimenter, og de etablerte deltaene i indus ble transgredert. Seismisk tolkning indikerer at denne hendelse var regional over hele Barentshavet.

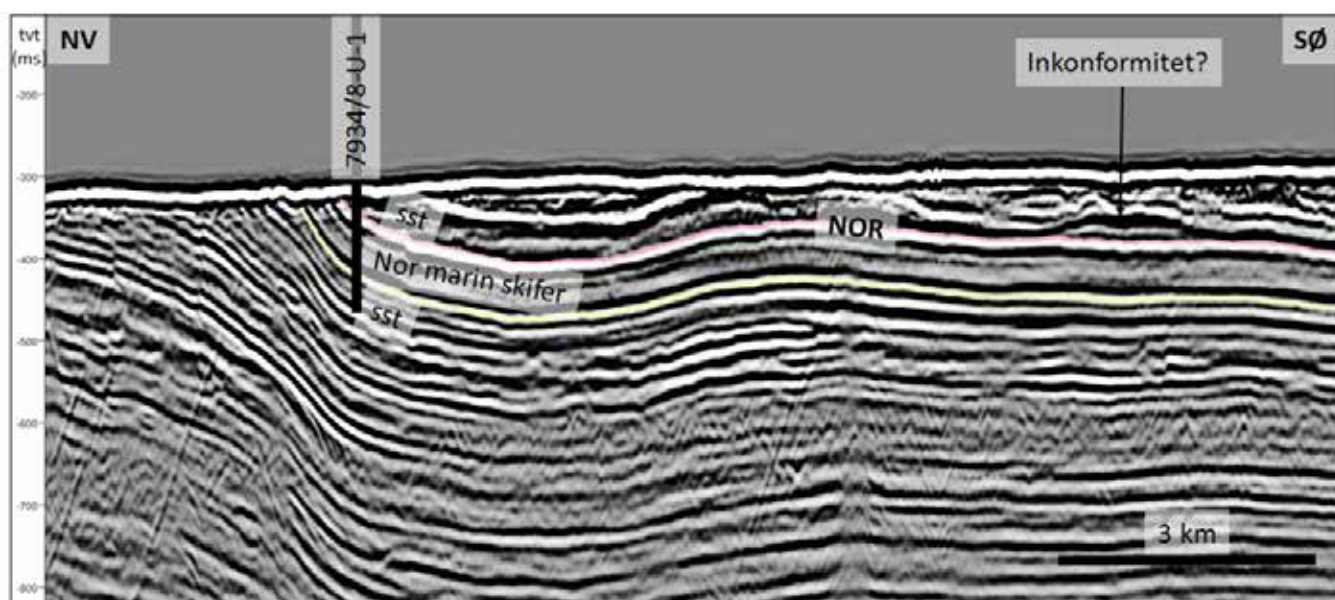
Basert på den seismisk tolkningen i dette arbeidet, er det vanskelig å finne indikasjoner på større tektoniske hendelser i mellomtrias. Imidlertid viser brønndata at det sannsynligvis har forekommet mindre trans- og regresjoner som kan skyldes globale havnivå- endringer eller lokal lobeinnsynkning og utbygging. Lobeskifte er en naturlig prosess i alle progressive deltautbygginger og har sannsynligvis vært en svært viktig faktor i fordeling av sand og silt, samt leire gjennom hele trias i Barentshavet.

I sentrias fortsatte prograderingen representert ved nye klintoformer, og sedimenttilførselen ser ut til å ha økt betraktelig i Barentshavet nord (figur 19). Dette skyldes sannsynligvis økt tilførsel av sedimenter fra kildeområdene i øst og sørøst, som igjen kan skyldes tektoniske hendelser på Novaja Semlja og Uralfjellkjeden i trias, og / eller variasjoner i klima som også kunne ført til økt erosjon i fjellområdene. I nærheten av Kvitøya er det avsatt anslagsvis 1500-1800 m sedimenter i karn, noe som kan tyde på at det initielt var større havdyp her eller en økende innsynkning av disse områdene.

Preliminære resultater fra grunne borer i 2015 tyder på at tilførsel av klastiske sedimenter fortsatte i nor tid. Denne trenden ble avbrutt av den regionale marine transgresjonen av nor alder, representert med en datert skifer fra de grunne boringene og som kan være ekvivalent til Flatsalenformasjonen på Svalbard og (nedre del av) Fruholmenformasjonen i Barentshavet. Mot slutten av nor indikerer den seismiske tolkningen at det er en erosjonsgrense (inkonformitet) mellom nor og rhaet sør for Kvitøya (figur 20).



Figur 19. Trias sekvenser i den nordligste delen av kartlagt område flatet på indus-reflektoren. Trias ligger med erosjonskontakt til permsedimentene.



Figur 20. Borehull 7934/8-U-1 er boret gjennom sedimenter av sentrias alder, og dateringene viser en nor marin skifer (Flatsalenformasjonen). Overliggende og underliggende sandsteiner (sst) er ikke datert.

JURA OG ØVERSTE TRIAS (RHAET)

På Kong Karls Land, (figur 2) er det eksponert ca 230 m klastiske sedimenter i Realgrunnundergruppen (bunnen av undergruppen kommer ikke opp i dagen; Larssen et al. in prep). Størsteparten av disse sedimentene tilhører Svenskøya- og Kongsøyaformasjonene av tidlig- og mellomjura alder. En stor del av de klastiske sedimentene består her av tidevannsavsetninger. Seismisk tolkning i det kartlagte området

sør for Kvitøya, viser en antatt tykkelse på ca 250 m på sedimenter av samme alder.

På Haapetdomen i Barentshavet sør viser attributt-kartlegging av 3D seismikk kanalsystemer i Realgrunnundergruppen som går fra sørøst mot nordvest slik trenden var gjennom hele trias, og de geomorfologiske karakteristika indikerer at dette er fluviale kanaler. Prospektet Korpjell på Haapetdomen er planlagt

boret i 2017 (PL 859). Retningen for kanalsystemet på Haapetdomen er en god indikasjon på at provenansområdet enten ligger på Novaja Semlja eller enda lenger sør i Uralfjellkjeden. Ekstrapoleres retningen på kanalsystemene i Realgrunnundergruppen på Haapetdomen mot nordvest, kan de korreleres med delta-avsetninger og fluviale kanaler i Wilhelmøyundergruppen på Hopen.

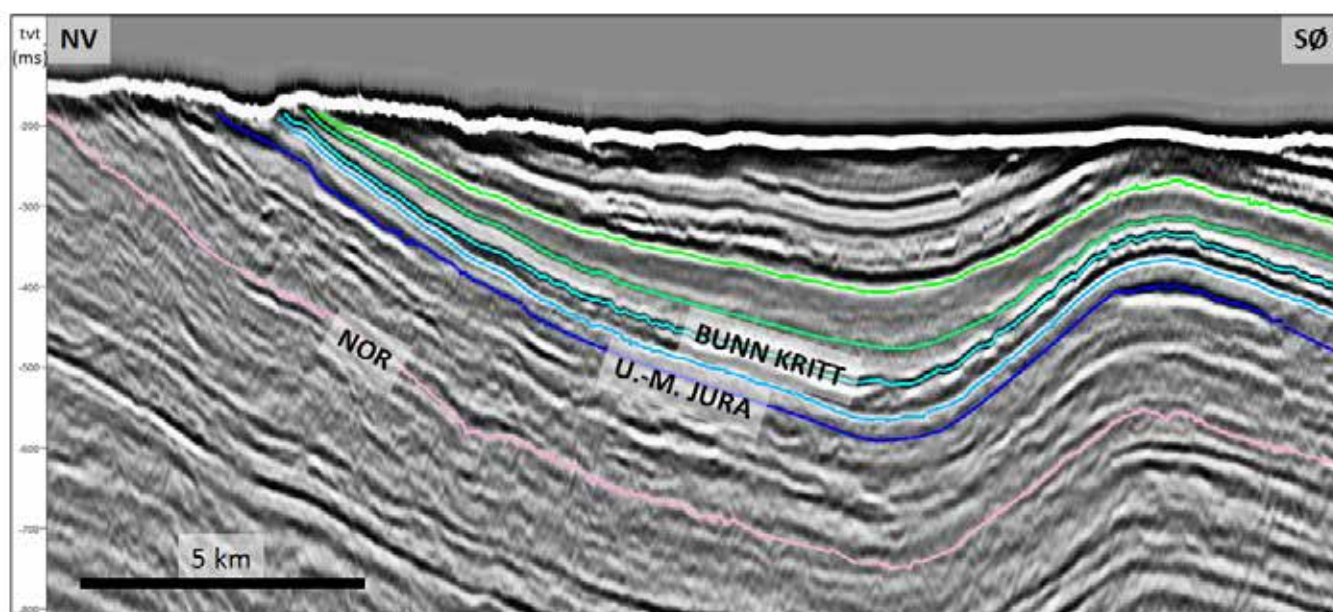
Fra Spitsbergen er det kjent at sedimentasjonen endret seg i midtjura. Det ble utviklet et karakteristisk kondensert lag (Brentskardhauglaget) som markerer overgangen mellom sentrias og tykke marine skifre i Agardhfjellformasjonen (tilsvarer Fuglen og Hekkingenformasjonen i Barentshavet) i senjura. På Kong Karls Land viser denne skiferen markert tynning på toppen av en større antiklinal, noe som viser at tektonikken som førte til dannelsen av antiklinalen må predatere de overliggende sandsteinene av tidligkritt alder. Sandsteinene i Helvetiafjellformasjonen i tidligkritt ligger med erosjonskontakt til underliggende skifre i senjura (Larssen et al. in prep). Tilsvarende tynning av den organisk rike skiferen fra senjura kan observeres på de seismiske linjene ved nært sagt alle de store antiklinalene og høydene der dette laget ikke er erodert (figur 21). Dette viser at de tidligste fasene av dannelsen av disse strukturene fant sted i senjura og tidligkritt.

KRITT

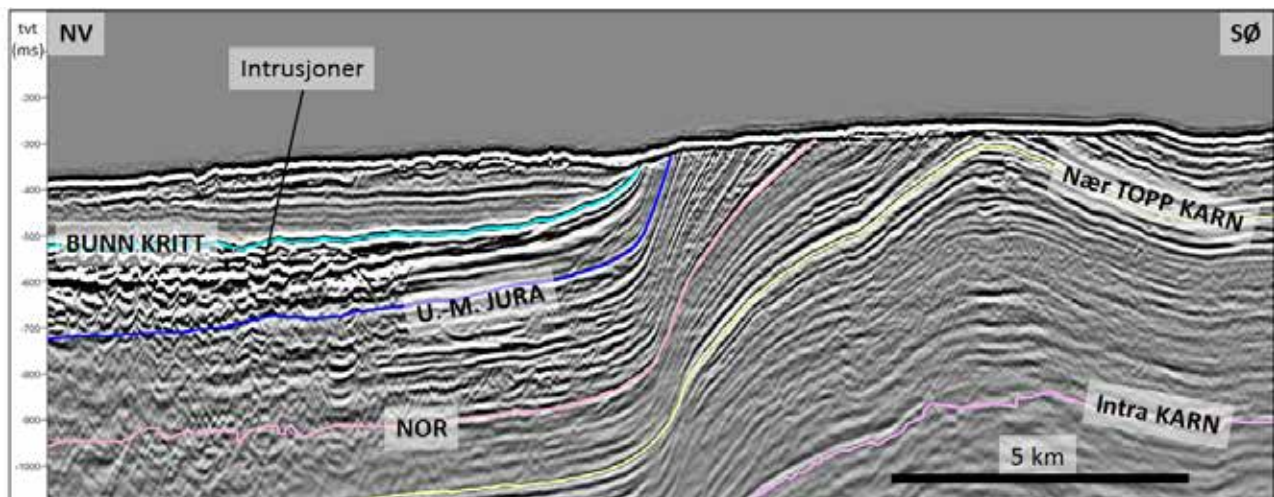
I en kort periode i tidligkritt var det omfattende vulkansk aktivitet i Barentshavet nord. På Kong Karls Land er vulkanittene utviklet både som basaltisk lava og intrusiver. Intrusjoner fra denne perioden er vanlig både på Svalbard og i store deler av Barentshavet nord, hvor de er lette å identifisere på seismikken (figur 22). Disse forekommer både som gjennomskjærende gangbergarter og lagerganger.

Foldestrukturene i det nordøstlige Barentshavet ble kraftig reaktivert og fikk sin nåværende form i en tektonisk fase som ikke kan dateres stratigrafisk fordi senkritt og yngre sedimenter er erodert. Det er tidligere foreslått en paleogen alder på denne fasen, sammenfallende med fjellkjededannelsen på Spitsbergen. Den nye kartleggingen i Barentshavet nord viser at grabenstrukturene i karbon/perm til en viss grad har styrt folderetningen til antiklinalene.

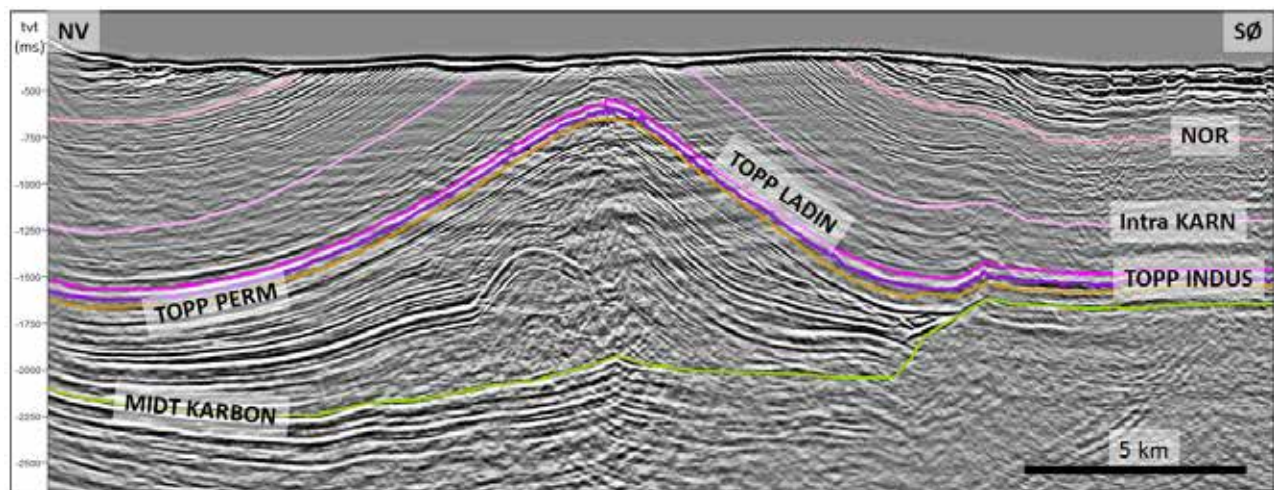
Da evaporittene begynte å bevege seg, ble de overliggende sedimentene presset opp (figur 23). Dannelsen av domer startet sannsynligvis de fleste steder i senjura, men har viktige faser i tidligkritt (figur 24).



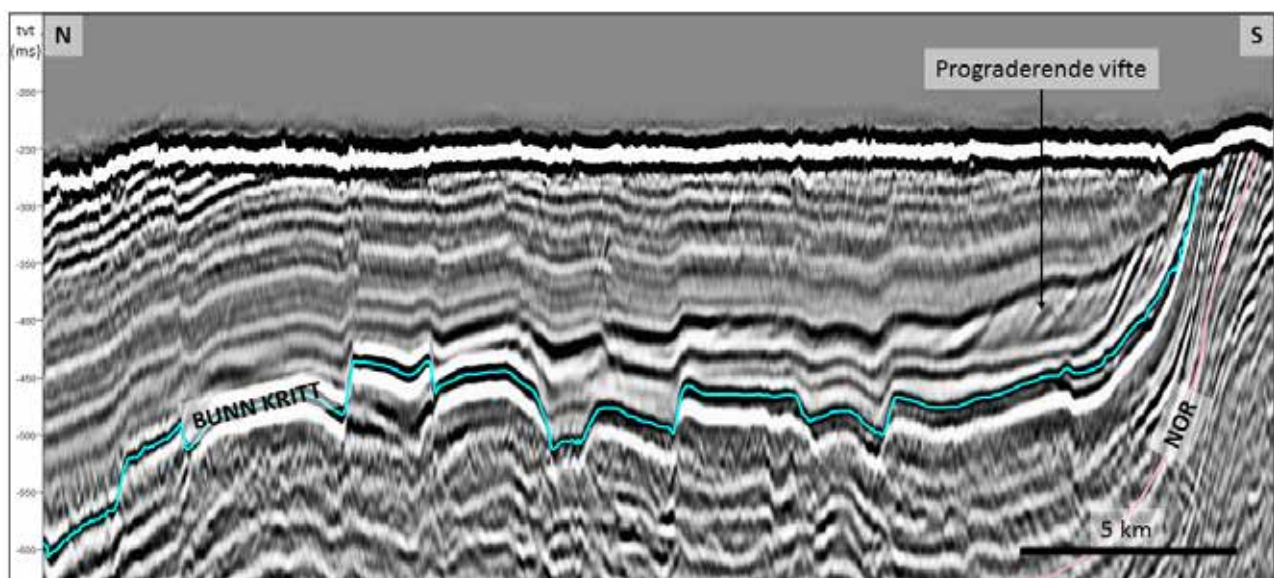
Figur 21. Tynning av skiferen av senjura alder, og avsetninger fra nederste kritt på flanken av en av de store antiklinalene på Kong Karl-plattformen er vist til venstre i figuren. Lagpakken under ser ikke ut til å tynne ut mot antiklinalene.



Figur 22. Intrusjoner som følger lagningen (lagranger) på Kong Karl-plattformen i lagrekken av senjura alder til venstre i figuren. Merk at reflektormønsteret som representerer tidligkritt lapper på bunn kritt reflektoren på flanken av antiklinalen.



Figur 23. Den største saltstrukturen i kartlagt område, like øst-sørøst for Kong Karls Land. Denne strukturen danner en stor antiklinal ca 15 km bred og 75 km lang. Ut fra geometrien på rimsynklinalene ser saltmobiliseringen ut til å være startet etter avsetningene av sentrias alder.



Figur 24. Prograderende vifteavsetning av tidligkritt alder på østlige del av Sentralbankhøgda. Trolig er sedimentene i vifteavsetningen lokalt derivert.

PALEOGEN

Som beskrevet over har en av hovedteoriene for dannelsen av de store antiklinalene i det nordøstlige delen av kartlagt område, vært at disse skjer på samme tid som kompresjon på Svalbard i paleogen. Imidlertid er det ikke påvist paleogene sedimenter i det kartlagte område som kan bekrefte dette. Paleogene sedimenter finnes på Spitsbergen eller den vestlige delen av Barentshavet hvor folderetningen er forskjellig fra retningen øst for Svalbard.

Samtidig indikerer tolkning av seismikk at tektonikk som er relatert til regionale bevegelser i senjura og tidligkritt og doming relatert til evaporitter, har vært en svært viktig faktor i dannelsen av høydene og antiklinalene i tidligkritt før den eller de siste fasene av kompresjon fant sted.

NEOGEN-KVARTÆR

I pliocen-kvartær, har det kartlagte området vært utsatt for gjentatte nedisningsperioder. Disse kan deles inn i tre hovedfaser, startfasen for 3,6 millioner år siden, deretter en vekstfase før siste fase med storskala glasiasjon for ca. 1 million år siden (Knies et al., 2009). Erosjonen knyttet til nedising førte til omfattende erosjon av hele Barentssokkelen. Store mengder sedimenter ble avsatt i submarine områder (deposenter) langs den vestlige og nordlige marginen. Maksimal total erosjon var størst på nordlige plattformområder og områdene rundt Svalbard. På Svalbard er det estimert at 2-3 km med sedimenter er fjernet (Smelror et al., 2009). Denne omfattende erosjonen skyldes både glacial erosjon og erosjon knyttet til de tektoniske hendelsene i paleogen. Det meste av paleogen- og krittlagene i Barentshavet nord ble fjernet ved erosjon i neogen i følge Ramberg et al. (2007).

BARENTSHAVET NORD

PETROLEUMSGEOLOGI

Flere funn, både på norsk og russisk sektor i Barentshavet sør viser at flere petroleumssystemer fungerer i området. Likevel er det usikkerhet knyttet til en rekke faktorer. For at hydrokarboner skal kunne dannes og oppbevares innenfor et område, er det flere **geologiske faktorer** (faktaboks) som må opptre samtidig.

Geologiske faktorer:

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

Hvis en eller flere av faktorene nevnt over 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 i et kartlagt prospekt, og det må bores letebrønner for å kunne fastslå dette.

KILDEBERGARTER

I Barentshavet består petroleumssystemene av flere mulige kildebergarter (figur 13) (Ohm et al., 2008; Lerch et al., 2016). Disse kildebergartene er av ulike typer og har ulike potensial for å danne hydrokarboner, noen vil i hovedsak danne gass, mens andre er mer oljegenererende.

Undre karbon kull og karbonholdig skifer (Billefjordgruppen) vurderes som en potensiell kilde i kartlagt område. Den geologiske utviklingen for det kartlagte området indikerer at denne kilden har vært dypt begravd, og det er stor sannsynlighet for at den i bassengområdene i dag vil være gassgenererende.

På høydene ligger denne kildebergarten grunnere, noe som fører til større sannsynlighet for oljegenerering hvis den er tilstede. På grunn av dypet og manglende utgående lag er det ikke mulig å prøveta de dype kildebergartene med grunne borer, og i nærheten av, kartlagt område. Antakelser om denne kildebergarten er derfor basert på informasjon fra Svalbard og fra letebrønner/grunne borer i Barentshavet sør.

Øvre karbon og undre perm organisk karbonatrikt slam (Gipsdalgruppen) og øvre perm marine skifer (Tempelfjordgruppen) kan også ha kildepotensial. Blant de eldste kildebergartene vurderes det organisk karbonatrike slammet av øvre karbon til nedre perm alder (Gipsdalgruppen) til å ha størst oljegenereringspotensial. På grunn av erosjon og/eller manglende avsetning, spesielt over høyder, er tilstedeværelsen av Tempelfjordgruppen usikker i deler av området. Videre gir begravningsdyp med tilhørende høye temperaturer, stor sannsynlighet for at kilden(e) spesielt i dypere områder er gassgenererende. Antakelser om denne kildebergarten er basert på informasjon fra Svalbard og fra letebrønner/grunne borer i Barentshavet sør.

Den viktigste kildebergarten i Barentshavet nord er antatt å være organisk rike skifer av olenek, anis og ladin alder (Steinkobbe/Botneheiaformasjonen). Steinkobbeformasjonen er en påvist oljegenererende kilde i Barentshavet sør (Lundschien et al. 2014), og antas å være utviklet som en god kildebergart i deler av kartlagt område. Steinkobbeformasjonen er tids-transgresiv og går over i Botneheiaformasjonen mot nordvest. Steinkobbe/Botneheia antas å være tilstede over store deler av kartlagt området. På Edgeøya ved Blanknuten indikerer geokjemiske analyser at Botneheiaformasjonen er oljegenererende (Abay et al., 2014). Geologisk tolkning av seismikk indikerer at Steinkobbe/Botneheia har vært/er begravd på gunstig dyp ift. oljegenerering.

I tillegg til de overnevnte kildebergarter, kan det være kildebergartspotensial i andre nivå slik som i tidlig- og sentrias. Organisk-rik skifer i senjura (Hek-

kingenformasjonen i Barentshavet) som vanligvis er det viktigste kildeintervallet på norsk sokkel, er antagelig umoden i hele området.

Omdanningen av organisk materiale i kildebergarter 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, og kildebergarten er utbrent. Ved temperaturer rundt 120°C kan det forventes 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 eller sprekker som forbinder kildebergarten og fellen. Et kritisk element i vurderingen av petroleumspotensialet i prospektene er om migrasjonsprosessen har fungert.

Temperaturene som er nødvendige for å danne hydrokarboner er avhengige av kvaliteten på kildebergarten og hvor lange tidsrom en snakker om. På norsk sokkel vil temperaturen typisk øke med ca 35°C pr km begravningsdyp, men dette varierer noe fra område til område. På grunn av erosjon som nevnes i avsnittet «oppbevaring av hydrokarboner» har maksimal begravning og dermed maksimal temperatur vært høyere enn dagens dyp skulle tilsi. Det vil si at eventuelle kildebergarter har endret potensial for olje og gassgenerering gjennom ulike tidsperioder ved at begravningsdyp har endret seg over tid.

RESERVOARBERGARTER

Flere faktorer styrer avsetning og bevaring av reservoarbergarter. Det opprinnelige avsetningsmiljøet er viktig for reservoaregenskapene, og fordi kartlagt område er stort, vil dette variere over området. Felles for alle reservoarene er at begravningsdyp er en viktig faktor for å få bevart reservoaregenskapene over tid. Dersom reservoarene blir begravd for dypt, vil etterhvert porøsitet og permeabilitet, og derav strømningssegenskaper for hydrokarbonene, bli dårligere. Til slutt vil disse egenskapene bli så redusert at bergarten ikke lenger kan betraktes som egnet reservoarbergart.

Det finnes flere ulike reservoarbergarter, og i kartlagt område er både sandsteins- og karbonatreservoar aktuelle. Beskrivelse av disse finnes under avsnitt som omhandler de enkelte letemodeller. Når reservoaregenskapene skal anslås, er det særlig maksimalt begravningsdyp og temperatur som påvirker endringer i reservoaregenskapene over tid. I kartlagt areal vil sandsteinsreservoar i midtre og øvre trias, samt jura ligge på gunstige dyp som gir grunn til å anta at reservoaregenskapene er bevart over store områder. For dypere nivå i undre trias og karbon/perm, er usikkerheten til bevarte reservoaregenskaper større. Karbonatene i øvre karbon-perm antas å være mindre begravd i nord enn i sør, noe som gir større sannsynlighet for bevarte reservoaregenskaper. Mulighet for sekundærporøsitet, som er porøsitet forårsaket av forvitring eller oppsprekking etter at bergarten ble dannet, er også tilstede. Videre kan ikke sprekker og forvitret grunnfjell utelukkes, men denne muligheten er ikke inkludert i dette arbeidet.

FELLER

Et stort antall strukturelle **feller** er kartlagt i området. Flere av disse er svært store, da areal og dermed bergartsvolum er betydelig. Likevel må det nevnes at ved ressursestimering er det antatt at fellene ikke er fylt til spillpunkt, og en maksimal hydrokarbonkolonne på 300 m er benyttet som grense (cutoff). Denne begrensningen begrunnes med erfaringer fra Barentshavet sør, der fellene ofte viser tegn på lekkasje, og der maksimal påvist hydrokarbonkolonne er i størrelsesorden rundt 250 m.

Feller er strukturer som kan innholde hydrokarboner fordi de er avgrenset av tette (forsegkende) bergarter som forhindrer, eller begrenser, videre migrasjon av hydrokarboner. Strukturelle feller består av en avgrenset isolert høyde, mens stratigrafiske feller består av isolerte reservoarbergarter omgitt av tette bergarter.

Fellene består hovedsaklig av antiklinaler og forkastningsblokker som begge er eksempel på strukturelle felletyper. I tillegg til strukturelle feller kan ikke stratigrafiske feller utelukkes.

Forseglingspotensialet i Barentshavet er ofte vurdert som utfordrende, særlig for de grunneste reservoarene. Likevel viser strukturer i Pechorabassenget, hvor forkastninger går til havbunn, og fellen

fortsatt fungerer, at det kan være lokale faktorer og egenskaper knyttet til litologi som gjør at forseglingen holder (Henriksen et al., 2013).

I tillegg viser Wisting funnet (7324/8-1) (figur 4) med reservoar på 662 m dyp, at forseglingen kan fungere, selv ved grunne reservoar.

OPPBEVARING AV HYDROKARBONER I FELLE

Det er estimert at erosjonen av lagrekkene i Barentshavet de siste 66 millioner år i store områder ligger på 1000-1500 m eller mer, og i enkelte områder har den vært opptil 3000 m (Henriksen et al., 2013). Disse anslagene bygger særlig på geokjemiske analyser av omvandling av organisk materiale og på kompaksjon og sementering av reservoarbergartene. Petroleums-systemene har derfor lavere temperatur og trykk i dag enn de har hatt ved maksimal begravning. Dette må tas i betraktning når blant annet reservoar-kvalitet, kildepotensial og migrasjon skal evalueres. Effekter på prospektiviteten av heving og erosjon, samt tidfestingen av når dette har funnet sted har vært diskutert i en årrekke. I Barentshavområdet er det indikasjoner på flere ulike tektoniske episoder, og det er stort sett enighet om at heving i paleogen og glasiasjoner i neogen påvirket hele regionen (Riis & Fjeldskaar, 1992; Henriksen et al., 2013).

Erosjon fører til at kildebergarten blir avkjølt slik at modningen stopper opp eller reduseres betraktelig. Videre vil trykkreduksjonen ved avlastning få gass-sonene til å ekspandere, og gass vil boble ut av oljesonene. Områder utsatt for heving kan

ha betydelige endringer i migrasjonsretninger for petroleum, og det er stor usikkerhet knyttet til disse endringene og i hvilke retninger oljen og gassen vil bevege seg.

I tidlig letefase i Barentshavet ble det påvist at porøsitetsverdiene i reservoarene var langt lavere enn dagens begravning skulle tilsi, noe som tydet på at lagrekken har vært begravd vesentlig dypere. For å beregne maksimal begravning analyseres omvandlingen av mineraler og organisk materiale i sedimentet. Dette blir rutinemessig gjort i alle letebrønner i Barentshavet (Ohm et al., 2008).

Slike data foreligger også fra grunne borer i nordlige Barentshavet og fra feltstudier på Svalbard.

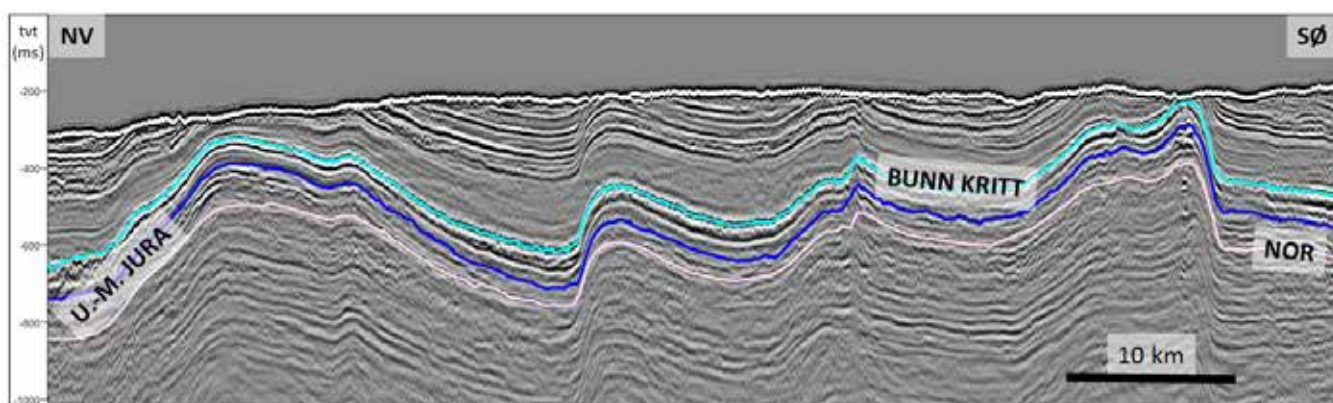
Letevirksomhet i Barentshavet sør avdekket tidlig at påviste funn ikke var fylt til strukturenes spillpunkt. I tillegg er det påvist spor av olje og gass i svært mange tørre brønner (Lerch et al., 2016). Dette indikerer at petroleum har lekket ut. Erosjon og utvikling av forkastninger gjennom og over strukturene utgjør en risiko for økte lekkasjerater (Henriksen et al., 2011).

I kartlagt område kan overlagingen til bergartene være erodert mellom 1000 og 2000 meter, men det er en viss usikkerhet ved disse anslagene. Heving og påfølgende trykkavlastning vil kunne føre til reaktivering av forkastninger og sprekkdannelser i takbergarten og kunne medføre lekkasje. Videre kan også avkjøling føre til oppsprekking av takbergarten, noe som igjen øker risikoen for lekkasje.

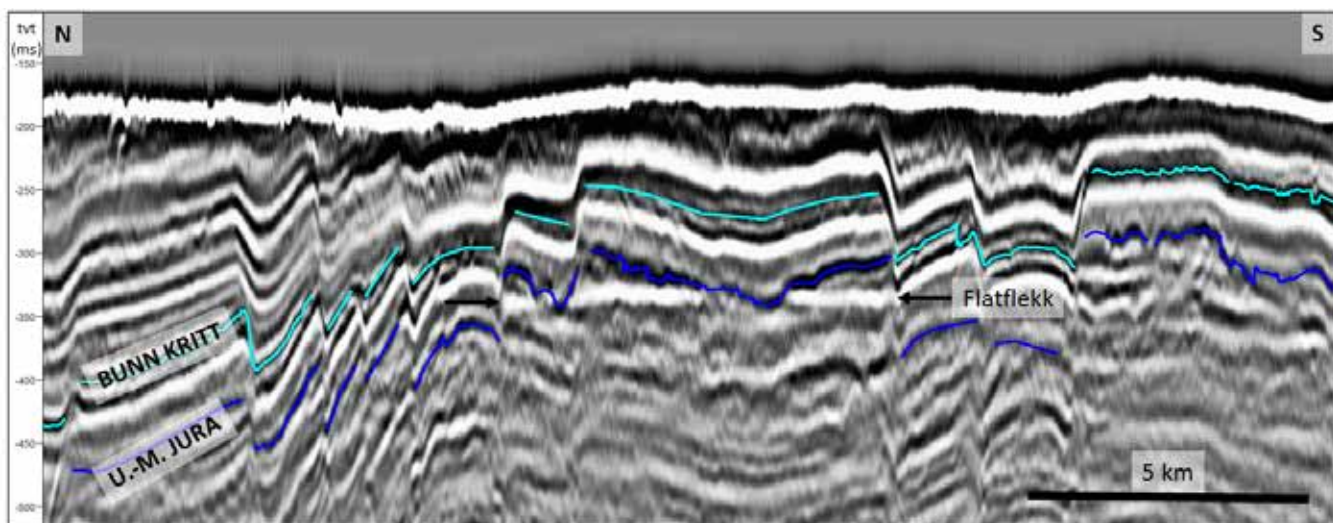
Risiko knyttet til oppbevaring er en av hovedutfordringene i kartlagt område der forkastninger enkelte ganger strekker seg helt opp til bunnen av kvartære lag. Dette gjelder ikke minst der hvor kildebergarten er avkjølt så mye at den ikke lenger vil bidra med nydannete hydrokarboner til fellene. Observasjonene som nevnes over demonstrerer at erosjon som følge av heving og glasiasjoner har hatt en stor effekt på petroleumssystem og mulige petroleumforekomster i Barentshavet. Grundige evalueringer av disse faktorene bør dermed ivaretas ved prospektivitetsvurderinger og ved videre arbeid i Barentshavet nord.

HYDROKARBONINDIKASJONER

Flere av antiklinalene på Kong Karl-plattformen og flankene av Storbankhøgda (figur 21), som har lukninger, viser økt seismisk amplitude (figur 25). En flatfleck i undre-midtre jura bergartene, på kanten av Storbankhøgda, indikerer at det kan være hydrokarboner i disse lagene (figur 26). Disse observasjonene tyder på at det er et aktivt petreolumssystem i området.



Figur 25. Kompresjonsantiklinaler på Kong Karl-plattformen. Et gjennomgående trekk for juralagpakken i kartlagt område er at den ligger grunt. Antiklinalen til høyre representerer en stor juralukning i kartlagt område. Erosjon av toppen til strukturen ser ut til å være ned til eller veldig nært skifrene av senjura alder. På tross av erosjon og lite overlaging er det observert et økt amplitudeutslag på flere av antiklinalene, på og under reflektoren som er tolket som topp av den sandsteinsførende lagrekken av tidlig-mellomjura alder.



Figur 26. Flatfleck i Wilhelmøya-/Realgrunnsundergruppen i studieområdet. Merk at flatflekken kan følges gjennom flere forkastningsblokker.

LETEMODELLER

Estimeringer av mulige petroleumsressurser i et område bygger på en god forståelse av den regionale geologien. Innenfor et område uten tidligere letevirk-somhet vil det være særlig stor usikkerhet om:

- Totale ressurser
- Geografisk fordeling av ressursene
- Størrelsesfordelinger (små eller store forekomster) og antall
- Fordeling mellom olje- og gassressurser

Vurderinger av mulige **letemodeller** (faktaboks) er grunnlaget i metoden som brukes for å estimere mulige petroleumsressurser. For hver letemodell vurderes sannsynligheten for at faktorene som beskrives i figur 23 er tilstede. Produktet av sannsynlighetene for disse tre enkeltfaktorene utgjør letemodellsannsynligheten. Denne beskriver usikkerheten i om letemodellen fungerer før det er gjort funn innenfor modellen. I en bekreftet letemodell er det gjort minst ett funn som dermed har påvist at modellen fungerer. Det er ikke en forutsetning at funnet er lønnsomt.

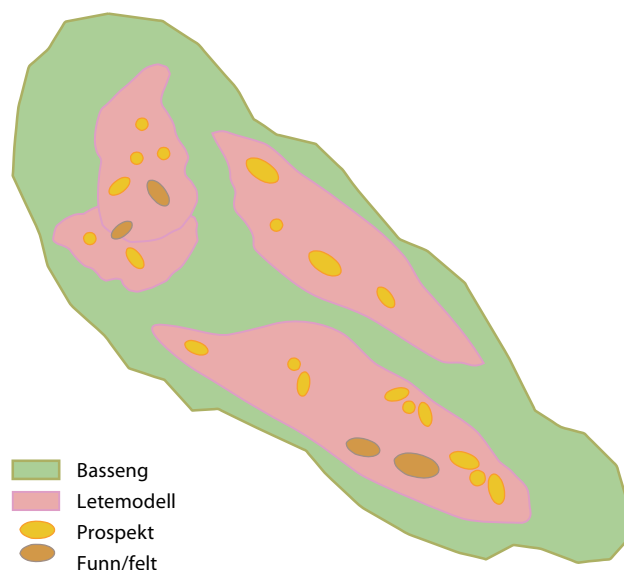
Letemodell: Et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptre sammen slik at produserbar petroleum kan påvises.

Disse faktorene er:

Reservoarbergart, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av gitte litostratigrafisk nivå (alder).

Felle, som er en tett bergart eller geologisk struktur som omgir reservoarbergarten, slik at petroleum holdes tilbake og akkumuleres i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.

Kildebergart, som er skifer, kalkstein eller kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si at temperatur og trykk er slik at petroleum faktisk blir dannet. Det må være en **migrasjonsvei** som betyr at petroleum kan bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten.



Figur 27: Illustrasjon over sammenheng mellom basseng, letemodeller, prospekt og funn.

En bekreftet letemodell vil bety at det ikke lenger er knyttet usikkerhet til de tre geologiske faktorene. Ved bekreftelse av en letemodell vil ressursanslaget som tilhører letemodellen øke som en følge av at funn-sannsynligheten øker. Illustrasjon over sammenheng mellom basseng, letemodeller, prospekt og funn vises i figur 27.

Det kan finnes flere letemodeller innenfor samme geografiske område, de kan for eksempel ha ulike geologisk alder og derfor ligge over hverandre på ulike dyp i lagrekken.

LETEMODELLANALYSE – METODE FOR BEREKNING AV MULIGE PETROLEUMSRESSURSER

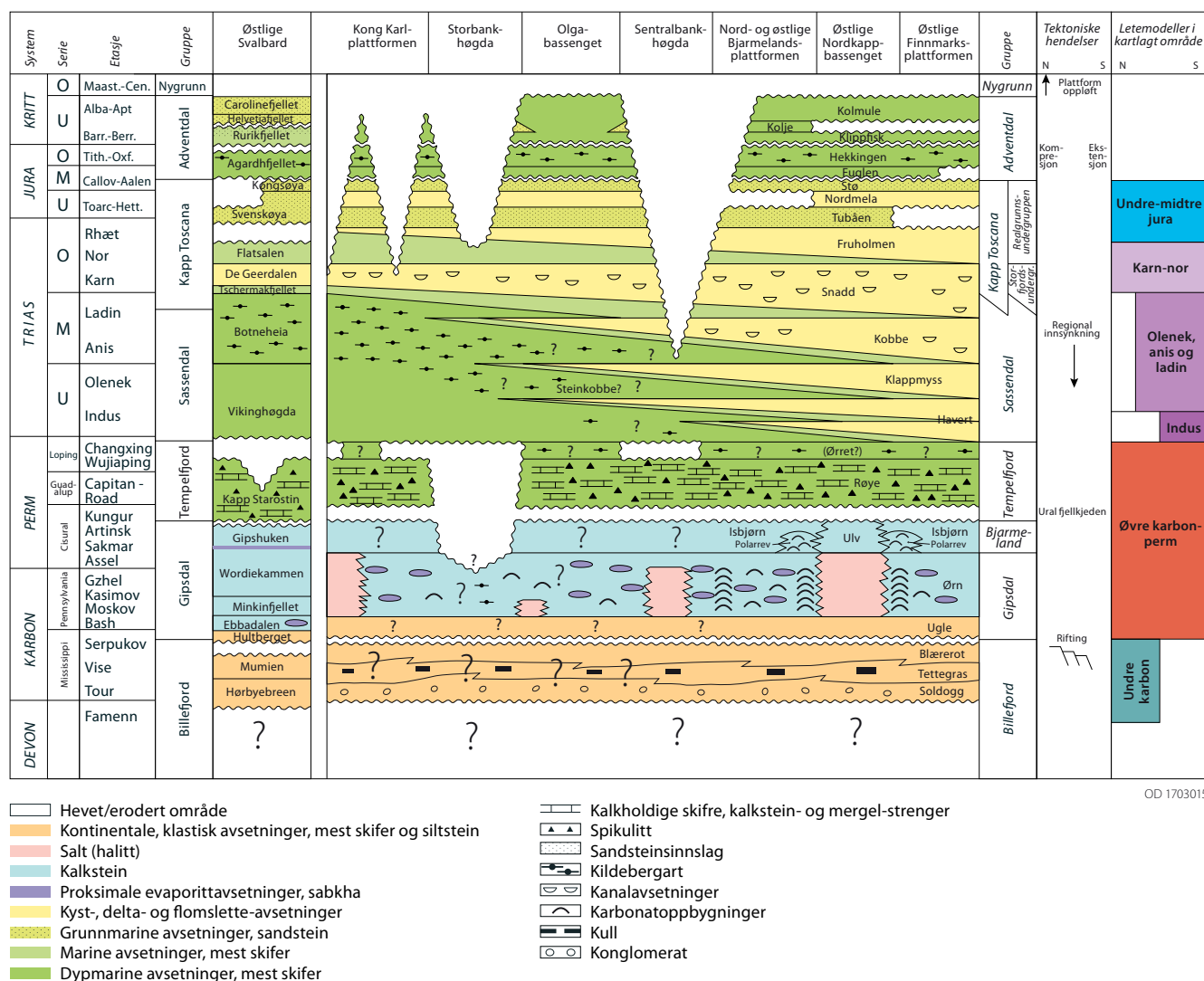
Det finnes flere metoder for å anslå hvor mye væske og gass som er dannet og oppbevart i et område. Valg av metode avhenger blant annet av kunnskapsnivået om området. Utarbeidelse av letemodellanalyse er en stokastisk beregningsmetode OD bruker for å estimere ressursanslagene for norsk sokkel.

Metoden går ut på å systematisere og gruppere de geologiske parameterne som kjennetegner letemodellen, og som skiller den fra andre letemodeller.

Ressursene som estimeres er risikoveiede, det vil si at estimert volum er multiplisert med funnsannsynlighet. Det er usikkert om en letemodell inneholder petroleum før det er gjort funn. Dersom det ikke er påvist bevegelig petroleum i et prospekt som tilhører letemodellen, er letemodellen ubekreftet. For ubekreftede letemodeller er det knyttet usikkerhet til en eller flere av de geologiske faktorene som må være tilstede for at petroleum kan påvises.

Letemodellanalysene anvender en stokastisk beregningsmodell (Monte Carlo-simulering) der det for hver letemodell beregnes tilstedeværende og utvinnbare ressurser med tilhørende usikkerhetsspenn. I analysene tar simuleringen hensyn til funnsannsynlighetene, og ved aggregering tas det hensyn til eventuelle avhengigheter i volum- og risikoparametre og trekker stokastisk innenfor alle usikkerhetsfordelingene.

Selv ved bekreftelse av en letemodell er det usikkert om ressursene i letemodellen ligger i små eller store akkumulasjoner, og om ressursene hovedsakelig er olje eller gass. For mer utfyllende informasjon om



OD 1703015

Figur 28. Kronostratigrafi og litostratigrafisk diagram for den østlige delen av norsk del av Barentshavet og for østlige Svalbard, modifisert fra <http://www.npd.no/en/Topics/Geology/Lithostratigraphy/>. Identifiserte letemodeller er markert til høyre i figuren.

variablene som inngår i letemodellanalysene, se «Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2016-Leting, kap 3» (www.npd.no).

Seks letemodeller er identifisert i østlige deler av Barentshavet nord, og de representerer ulike kartlagte reservoarnivå som vist i figur 28.

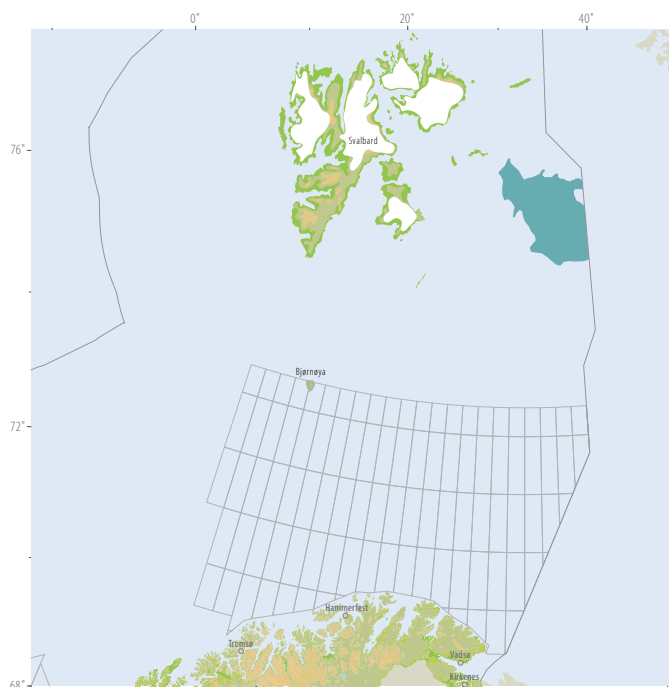
Flere svært store geologiske strukturer er framtrædende på flere geologiske nivå. Disse er hovedsakelig identifisert på Sentralbankhøgda, Storbankhøgda og Kong Karl-plattformen (figur 2). I tillegg til de største strukturene som ble identifisert, er det også potensial for flere, både store og mindre strukturer på de ulike nivåene. Gjennom kartleggingen ble strukturene modnet fram til geologiske lukninger som ble brukt videre i letemodellanalysearbeidet. Letemodellanalysearbeidet baserer seg på den geologiske informasjonen som kommer fram ved å vurdere potensialet for tilstedeværelse av hydrokarboner i de ulike lukningene som har blitt identifisert, samt mulig prospektivitet som kan bli kartlagt med bedre data-dekning i framtiden.

LETEMODELL AV TIDLIGKARBON (TOUNAI, VISÉ OG SERPUKHOV) ALDER

Den eldste vurderte letemodellen i kartlagt område består av sandstein og konglomerater avsatt som fluviale og alluviale elve-, delta- og flomslettesystemer i tidlig karbon. Utstrekningen til denne letemodellen (figur 29) er begrenset til der det er antatt at de klastiske bergartene kan ha bevarte reservoaregenskaper. Dette er i områdene rundt Storbankhøgda der maksimal begravning er antatt å ha vært mindre enn 4500 m.

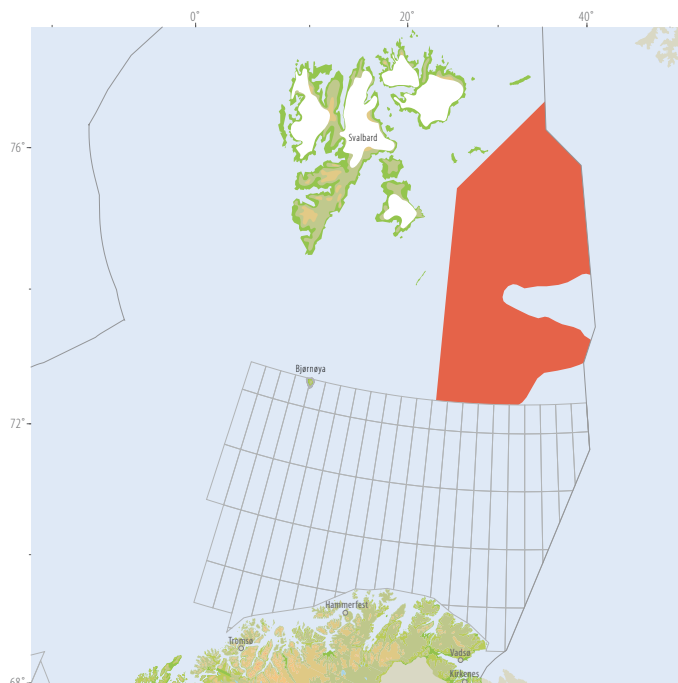
Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I tillegg kan stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer lokalt rundt høydene forekomme. Kildebergarten er antatt å kunne være undre karbon kull og karbonholdig skifer (Billefjordgruppen). Som nevnt har denne kilden vært dypt begravd i store deler av området, og gass er derfor mest sannsynlig hydrokarbonfase i letemodellen.

Analog letemodell finnes på Finnmarksplattformen i Barentshavet sør.



Figur 29. Utbredelse av letemodellen av tidligkarbon alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

LETEMODELL AV SENKARBON- PERM (BASJKIRIJA-GUADALUP) ALDER



Figur 30. Utbredelse av letemodellen av senkarbon-perm alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

Letemodellen med utbredelse som vist i figur 30, består av mulige reservoarer i kalkstein og dolomitter i varmtvannskarbonater (Gipsdalgruppen), kalsitt dominerte kaldtvannskarbonater (Bjarmelandgruppen), og silisifiserte karbonater og spikulittisk flint (Tempelfjordgruppen). I Gipsdalgruppen finnes mektige karbonatoppbygninger (palaeoaplysina rev) fra grunnmarint, varmt vann med påviste gode reservoaregenskaper i analoge settinger (Stemmerik & Worsley, 2005). I Bjarmelandgruppen finnes også store karbonatoppbygninger (bryozo rev), men da fra mer marint, temperert vann. Utbredelsen av letemodellen er stor innenfor kartlagt område, men den er ikke vurdert som aktuell i de dypere områdene som Olgabassenget.

På grunn av hyppige og store endringer i relativt havnivå i denne perioden, kan karstifisering (blant annet som på Loppfjøgda), være viktig for reservoaregenskapene. En begrensning for reservoar-kvaliteten kan være at karbonatene tidligere har vært for dypt begravd. Lav permeabilitet i dypt begravde karbonater kan kompenseres i områder der det eventuelt finnes oppsprukne reservoarer. Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i selvstendige karbonatoppbygninger i hele området.

Aktuelle kildebergarter for letemodellen er undre karbon kull og karbonholdig skifer (Billefjordgruppen), øvre karbon og undre perm organisk karbonatrikt slam (Gipsdalgruppen) og muligens øvre perm marine skifre (Tempelfjordgruppen). Også disse kildebergartene har vært dypt begravd, noe som øker sannsynligheten for eventuell gassgenerering.

Analog letemodell i Barentshavet sør finnes blant annet på Loppfjøgda.

BARENTSHAVET NORD

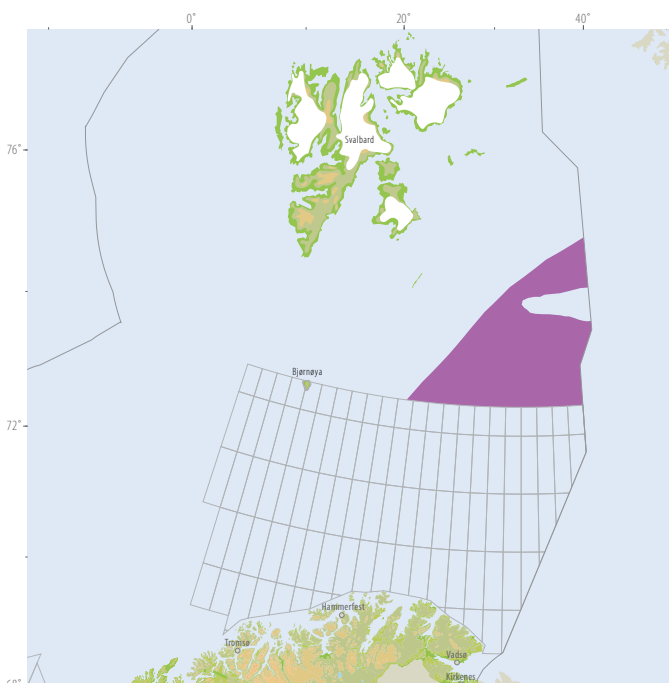
LETEMODELL AV TIDLIGTRIAS (INDUS) ALDER

Letemodellen med reservoarbergarter av undre trias alder (figur 31) er antatt å være prograderende kyst/deltafront og mulige turbiditt sandsteiner i skråningen ned mot dypere marine forhold nordvest i kartlagt område. I den sørlige delen av området kan fluviale sandsteiner være aktuelle som reservoarenheter. I Hopen 2 brønnen er undre trias (indus) utviklet som mørk skifer uten reservoaregenskaper. Seismisk tolkning viser at klinoformentene i indus flater ut før de når Hopen 2, og at denne posisjonen ligger nord for triasutbyggingen i tidligtrias. Typisk for klinoformentene i tidligtrias er at de er store, men lav-vinklede. Dette kan tyde på at skråningen har stort innhold av silt og leire, og at eventuell reservoarfacies ligger i de mer horisontale lagene over skrålagene. Dette definerer også letemodellens utbredelse.

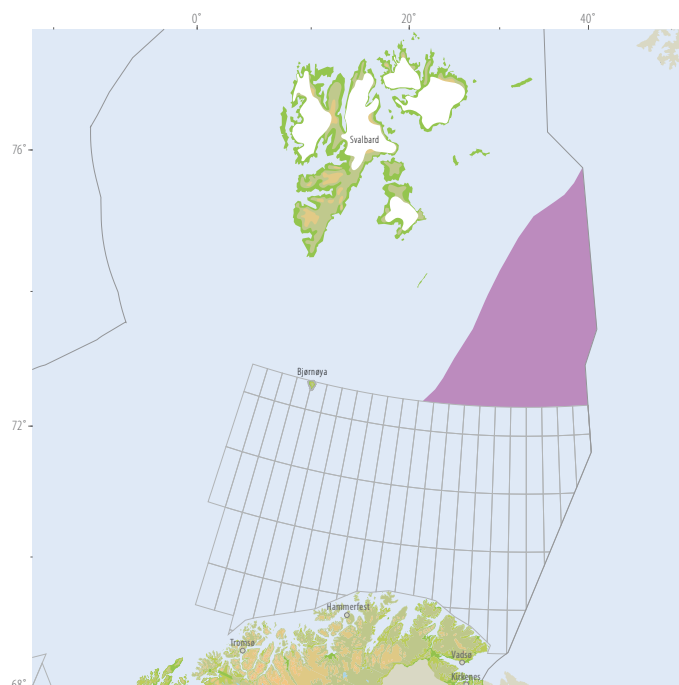
Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer i den sørlige del av området.

Kildebergartene for letemodellen kan være kull-lag fra tidligkarbon og organisk rike skifre og karbonater i karbon og perm. I tillegg kan ikke organisk rike skifre av tidligtrias alder utelukkes som potensiell kildebergart. Felles for alle de nevnte kildebergartene er at i størstedelen av området ligger kilden dypt. Sannsynligvis har den gått gjennom oljevinduet og genererer eventuelt gass på dagens begravningsdyp.

Modellen er analog til letemodellen for Havertformasjonen i den sørlige delen av Barentshavet hvor det er påvist gass.



Figur 31. Utbredelse av letemodellen av undre trias alder i kartlagt del av Barentshavet nord.



Figur 32. Utbredelse av letemodellen av tidlig –mellomtrias (ladin, anis og olenek) alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

LETEMODELL AV TIDLIG - MELLOMTRIAS (OLENEK, ANIS OG LADIN) ALDER

Letemodellen med reservoarbergarter av tidlig- mellomtrias alder er antatt å bestå av prograderende kyst/delta frontavsetninger inklusive estuarier og fluviale kanaler. I arealet for letemodellen (figur 32) er det tatt høyde for turbiditt-avsetninger, men disse forventes bare å ha et begrenset volum i forhold til de øvrige faciestypene i modellen.

Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I øvre del av klinoformentene kan utkiling mot nordvest medføre en kombinert stratigrafisk og strukturell lukning. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer i den sørlige del letemodellen.

Den viktigste kildebergarten for letemodellen er karbonholdige skifre fra olenek, anis og ladin (Steinkobbe/Botneheiaformasjonen), som er forventet å være den viktigste oljegenererte kildebergarten for modellen.

Andre kildebergarter for letemodellen kan være kulllag fra tidligkarbon og organisk rike skifre og karbonater i karbon og perm. Sannsynligheten er størst for at disse kildebergartene kan ha generert gass på grunn av dyp begravning av skifrene og mulige gassgenererende kullhorisonter i tidligkarbon. Den aller øverste delen av perm, som kan være en aktuell kildebergart i sørlige delen av Barentshavet, ser ut til å være erodert i store deler av området. I tillegg kan skifer i tidligtrias ikke utelukkes som mulig kilde.

Modellen er analog til letemodellene som inkluderer Klappmyss- og Kobbeforrasjonen i Barentshavet sør, hvor det i vest er påvist både olje og gass.

BARENTSHAVET NORD

LETEMODELL AV SENTRIAS (KARN-NOR) ALDER

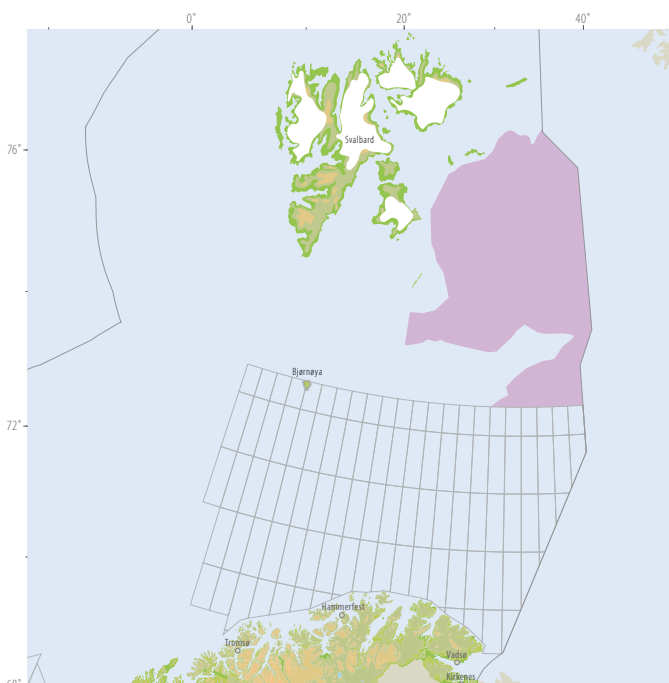
Også reservoarbergartene av sentrias alder er antatt å bestå av prograderende kyst /deltafront avsetninger inklusive estuarier og fluviale kanaler. Letemodellen for dette reservoarnivået er vist i figur 33.

Litostratigrafisk korrelerer denne til De Geerdalen-formasjonen på Svalbard og tynne sandsteiner øverst i Tschermakfjelletformasjonen (figur 28). Foreløpige resultater fra grunne boringer ved Kvitøya 2015 tyder på at sandsteiner avsatt i nor tid kan spille en viktig rolle som reservoarbergart, og at disse ligger like under en marin skifer av nor alder.

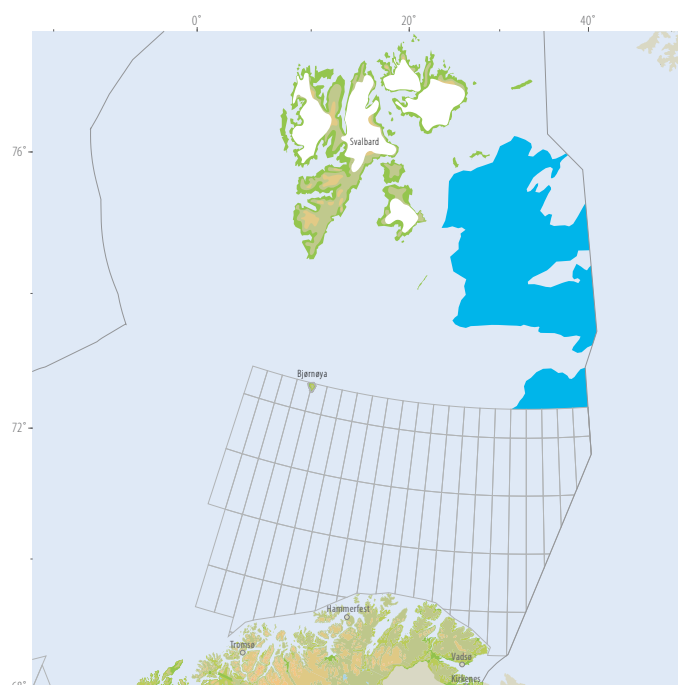
Felletypen består av antiklinaler og forkastningsblokker. I øvre del av klinoformentene kan utkilning mot nordvest medføre en kombinert stratigrafisk og strukturell lukning. Det kan også være utviklet stratigrafiske feller i fluviale kanalsystemer. Mindre strukturelle feller kan være dannet av synsedimentær tektonikk i ukonsoliderte bergarter slik de opptrer på Kvalpynten og Klinkhamaren på Edgeøya. Disse er i dette kartleggingsarbeidet betraktet som små strukturer, og som vil være langt under seismisk oppløsning på den tilgjengelige 2D seismikken.

Kildepotensialet er svært likt kildepotensialet for letemodellen i tidlig-mellomtrias, men har i tillegg en mulighet for intern kilde. Den viktigste kildebergarten også for denne letemodellen er Steinkobbe/Botneheia som beskrevet tidligere i rapporten. I tillegg er det mulighet for internt generert gass på grunn av kull-lag og mye organisk plantemateriale i store deler av lagrekken.

Analog letemodell er påvist i Barentshavet sør med både multifase- og gassfunn.



Figur 33. Utbredelse av letemodellen av karn og nor alder i kartlagt del av Barentshavet nord.



Figur 34. Utbredelse av letemodellen av tidlig-mellomjura alder i kartlagt del av Barentshavet nord.

LETEMODELL AV TIDLIG-MELLOMJURA ALDER

Letemodellen (figur 34) med reservoarbergarter av tidlig-mellomjura alder er antatt å bestå av pro-graderende kyst /delta front avsetninger, inklusive estuarier og fluviale kanaler.

Litostratigrafisk korrelerer modellen i nordlige Barentshavet til Svenskøya- og Kongsøyaformasjonen (figur 28). I den sørlige delen av området kan det trekkes paralleller til Realgrunnenundergruppen. Fra Haapetdomen har attributtanalyse av Realgrunnenundergruppen fra 3D-seismikk vist at det her er et velutviklet fluvialt kanalsystem med tilførsel av antatt klastiske sedimenter fra sørøst. Det er god grunn til å anta at disse kanalsystemene fortsetter nordover. Fra Kong Karls Land er mellomjura utviklet med gjennomgående ukonsoliderte sandsteiner, og reservoarkvaliteten er antatt å være svært bra.

Felletypen består av store antiklinaler og mindre forkastningsblokker som kan opptre i stort antall i enkelte områder.

Potensialet for kilde i denne letemodellen vil være samme som kildepotensial for øvre trias letemodellen. Hovedkilden for olje er antatt å være Botneheia/Steinkobbeformasjonen, mens paleozoiske kildebergarter og andre kildebergarter i trias har større potensial for gass.

Analoge letemodeller i Barentshavet sør er påvist med både olje- og gassfunn. Funn i modellene inngår i både Goliat og Snøhvit feltet.

BARENTSHAVET NORD

RESSURSEVALUERING

OD har utført grunne stratigrafiske boringer i Barentshavet nord, og evaluering pågår. Det er svært langt til utforskningsbrønner i sørlige deler av Barentshavet. Mange parametre som er benyttet i ressurs-estimatene er derfor svært usikre. Framtidige letebrønner i Barentshavet sør og på russisk side, og mer detaljert kartlegging i Barentshavet nord kan endre synet på forventede volum- og væskeparametere. I tillegg til å redusere **usikkerhetsspennet** (faktaboks) for parametrene, vil framtidige brønnresultater si noe om sannsynligheten for å finne petroleum i de ulike reservoarnivåene.

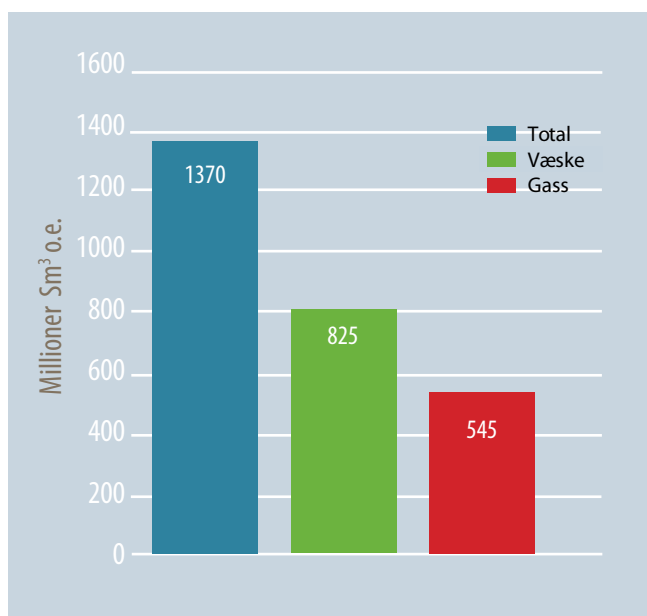
Basert på letemodellanalysen som beskrevet, er forventede utvinnbare ressurser for kartlagt område i Barentshavet nord, beregnet til 1370 millioner Sm³ o.e. Den geologiske usikkerheten i dette store og fortsatt lite kartlagte området er reflektert i spredningen i ressursestimatet, hvor det lave estimatet er på 350 millioner Sm³ o.e. (P95) og et høyt estimat på 2460 millioner Sm³ o.e. (P05). De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis 825 millioner Sm³ væske og 545 milliarder Sm³ gass (figur 35 og figur 36).

Sammenlignet med Barentshavet sør, er forholdet mellom olje og gass ulikt. Mens det i sør er estimert å være størst volumpotensial for gass (60 %), er det her størst andel væskeressurser (60 %). Mye av dette skyldes større sannsynlighet for oljegenererte kilder på gunstig dyp (Steinkobbe/Botneheiaformasjonen) som kan generere et betydelig volum. Samtidig viser det store usikkerhetsspennet i estimatene at kunnskapen om området er begrenset.

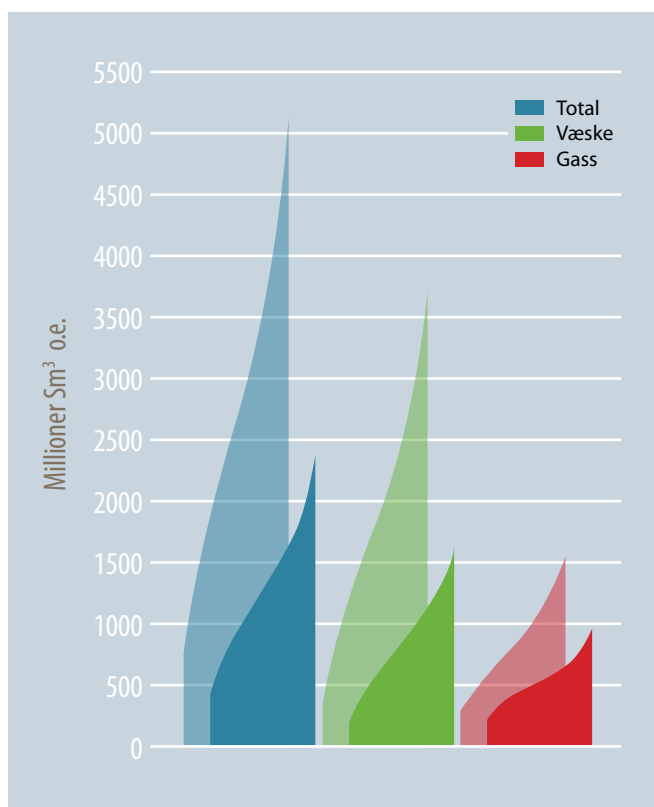
Forventningsverdien: Gjennomsnittsverdien. Den defineres gjerne som det aritmetiske gjennomsnittet av alle utfallene i den statistiske fordelingen. Den er mye brukt, og har den egenskap at forventningsverdien for ulike fordelinger kan summeres til summen av fordelingene.

Usikkerheten: Uttrykker spennet av mulige utfall eller resultater. Usikkerhetsspennet kan beskrives på mange måter, men oftest ved hjelp av et lavt og et høyt anslag.

Som oftest er usikkerheten beregnet ved statistiske metoder, for eksempel ved hjelp av Monte Carlo-simulering. Da kan det høye og det lave estimatet beskrives med statistiske begrep. For uoppdagede ressurser bruker OD som hovedregel P95 for det lave anslaget. Dette innebærer at det, basert på analysens forutsetninger, vil være 95 prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P95-verdien. For det høye anslaget brukes P5, det vil si at det er fem prosent sannsynlighet for at resultatet vil være lik eller større enn P5-verdien.



Figur 35. Forventede (mean) utvinnbare ressurser.



Figur 36. Usikkerhetsspenn i estimerte ressurser; tilstedeværende de bakerste søylene, utvinnbare de fremste.

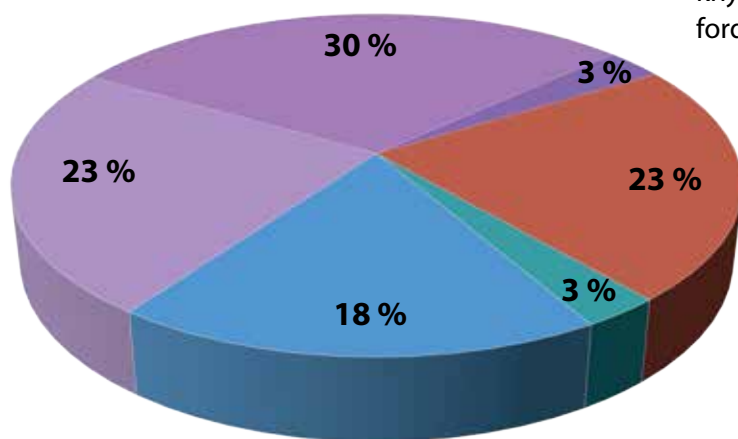
I kartleggingsarbeidet ble det identifisert flere store strukturelle lukninger i alle letemodellene. Antall lukninger og letemodellenes geologiske egenskaper, fører til at det blir forskjeller i ressursbidraget fra de ulike modellene (figur 38).

Resultatene viser at letemodellene med reservoar av trias alder bidrar mest til ressurspotensialet med 56 prosent av områdets utvinnbare ressurser (figur 37). Særlig er det sannsynlighet for å finne olje som bidrar til den store totale volumandelen fra trias letemodellene.

Videre viser estimeringen at bare 3 prosent av de totale utvinnbare ressurser forventes å være i reservoar av tidlig karbon alder (figur 37). Grunnen til dette er forventede utfordrende reservoaregenskaper og lav funnsannsynlighet.

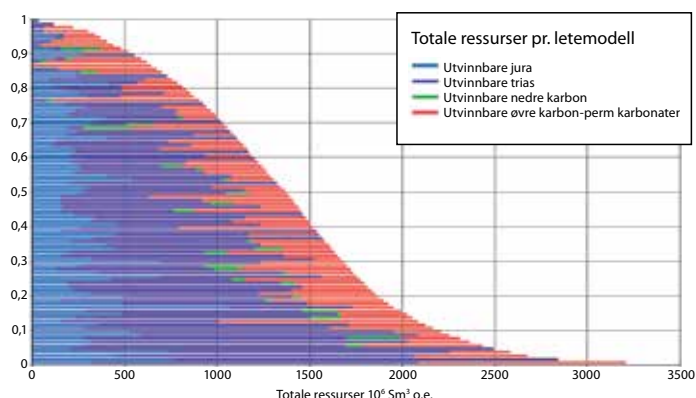
Reservoar av jura andel bidrar med 18 prosent til de totale utvinnbare ressursene. Her forventes det gode reservoaregenskaper, men det er stor usikkerheten knyttet til oppbevaring av hydrokarboner over tid fordi reservoarene ligger grunt.

For karbonatene i øvre karbon-perm, som bidrar med 23 prosent, vurderes særlig reservoar-kvalitet å kunne være utfordrende. Likevel kan sekundærporøsitet bidra til at reservoar-kvaliteten er bevart.



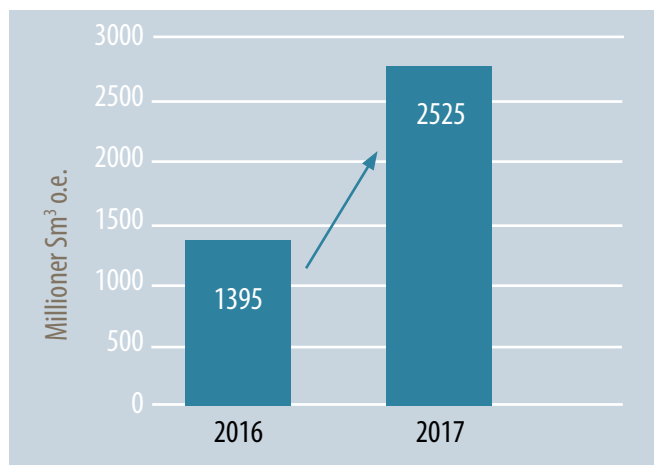
■ Tidlig-mellomjura ■ Sentrias ■ Tidlig-mellomtrias
■ Tidligtrias ■ Senkarbon-perm ■ Tidligkarbon

Figur 37. Totale utvinnbare ressurser fordelt på geologisk alder.



Figur 38 viser den kumulative fordelingen av de utvinnbare ressursene, der bidragene fra de ulike geologiske aldre (trias letemodellene er slått sammen) kommer klart fram. Det er letemodellene av trias alder som bidrar til de store ressursestimatene.

Endringen i forventningsverdi (mean) for utvinnbare uoppdagede ressurser i hele Barentshavet vises i figur 39. Inkluderingen av østlige deler av Barentshavet nord øker anslaget for de uoppdagede ressursene i Barentshavet med ca 80 prosent.

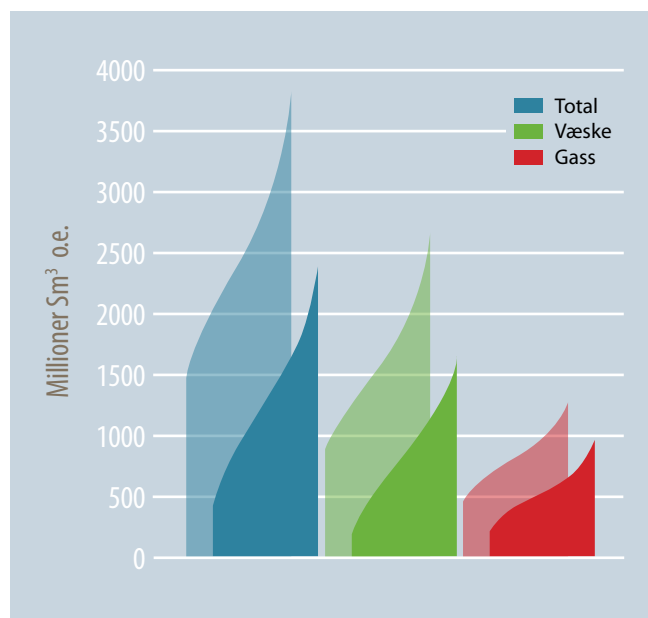


Figur 39 viser endringen i forventningsverdi (mean) for utvinnbare uoppdagede ressurser i hele Barentshavet.

SCENARIO X

I tillegg til de analysene som er beskrevet har OD utarbeidet et såkalt scenario X. Et slikt scenario reflekterer at usikkerheten i ressursutfallet i et uåpnet område er stor, og at vi ikke kan utelukke et ressursutfall som ligger helt i ytterkant av ODs ressursfordeling. I dette scenarioet bores en letebrønn. Resultatene fra denne boringen bekrefter letemodellen med størst ressurspotensial (olenek-anis-ladin). Resultatene medfører også at forventningen til bergartsvolumet øker i denne letemodellen. På grunn av avhengighet på kilde i letemodellene av karn-nor og jura alder, øker letemodellsannsynligheten for disse.

Scenarioet illustrerer et mulig utfall som bør være med i vurderingen av mulige konsekvenser av å åpne områdene for letevirkosomhet. Som det går fram i figur 40, gir dette scenarioet en stor endring i ressursfordelingen. Forventningsverdien for totalt estimerte utvinnbare ressurser øker fra 1370 til 2500 mill Sm³ o.e. Væske- og gassfordelingene endrer seg tilsvarende.



Figur 40. Ressursfordeling ved scenario X bak, med «opprinnelig» utvinnbar ressursfordeling foran.

OPPSUMMERING OG KONKLUSJON

Forventede utvinnbare ressurser for østlige deler av Barentshavet nord er beregnet til 1370 millioner Sm^3 o.e., med en nedside på 350 millioner Sm^3 o.e. (P95) og en oppside på 2460 millioner Sm^3 o.e. (P05). Ved eventuell boring og bekreftelse av en eller flere letemodeller, vil disse anslagene endre seg mot de høyere verdiene. De forventede utvinnbare ressursene fordeler seg på henholdsvis 825 millioner Sm^3 væske og 545 milliarder Sm^3 gass. Sammenlignet med Barentshavet sør er væske/ gass forholdet ulikt. Mens det i sør er estimert størst andel gassressurser (60 prosent gass), er det her overvekt av væske (60 prosent).

Det finnes flere mulige kildebergarter i kartlagt område. Utbredelse og genereringspotensial, særlig for Steinkobbe/Botneheiaformasjonen vurderes som gunstig for dannelse av hydrokarboner. Begravningsdypet tilsier mulighet for olje. Seks letemodeller er identifisert, flere av dem med svært store lukninger og dermed betydelig potensial for reservoarvolum. Oppbevaring av hydrokarboner i fellene er en viktig risikofaktor. Bedre forståelse av begravningshistorien vil være nødvendig for å øke kunnskapen om gass-ekspansjon, modenhetsbetraktninger og forseglingspotensial i området.

Den geologiske usikkerheten i området er relativt høy, og høyest for nivåene eldre enn trias. Ferdigstillelse av analysene fra grunne boringer vil kunne bidra til bedre forståelse av de enkelte reservoarnivå som er kjernetatt. I tillegg vil mer og bedre seismikk gjøre det mulig å gjennomføre fullstendige prospektanalyser, noe som vil kunne gi en bedre forståelse av ressurspotensialet.

Generell erfaring med petroleumsvirksomhet viser at det totale ressurspotensialet i et område vil være dominert av ressursene i de største forekomstene. Overført til de østlige delene av Barentshavet nord betyr dette at mer kunnskap om ressurspotensialet i de største strukturene vil være viktig for videre evaluering av det totale potensialet.

Barentshavet har, basert på dagens kunnskap, det største uoppdagede ressurspotensialet på norsk sokkel. Området kan derfor komme til å spille en viktig rolle for å opprettholde en lønnsom petroleumsvirksomhet på norsk sokkel i lang tid framover.

Referanser

- <http://www.npd.no/Publikasjoner/Ressursrapporter/2016/Kapittel-3/>
- <http://www.npd.no/Tema/Geologi/Lithostratigraphic-chart/>
- Abay, T. B., Karlsen, D. A., Pedersen, J. H., (2014): «Source Rocks at Svalbard: An Overview of Jurassic and Triassic Formations and Comparison with Offshore Barents Sea Time Equivalent Source Rock Formations». Search and Discovery Article #30372 (2014) Posted October 13, 2014
- Henriksen, E., Bjørnseth, H. M., Hals, T. K., Heide, T., Kiryukhina, T., Kløvjan O. S., Larssen, G. B., Ryseth, A. E., Rønning, K., Sollid, K., Staupakova, A. (2011): "Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems". Geological Society, London, Memoirs 2011, v. 35, p. 271-281
- Knies, J., Matthiessen, J., Vogt, C., Laberg, J. S., Hjelstuen, B. O., Smelror, M., Larsen, E., Andreassen, K., Eidvin, T., Vorren, T.O (2009): «The Plio-Pleistocene glaciation of the Barents Sea—Svalbard region: a new model based on revised chronostratigraphy". Elsevier. Quaternary Science Reviews xxx (2009) 1–18.
- Larssen, G. B., Olaussen, S., Helland-Hansen, W., Johannesen, E.P., Nøttvedt, A., Riis, F., Rismyhr, B., Smelror, M., Worsley, D. (in prep.): «Upper Triassic to Lower Cretaceous strata of the Kong Karls Land archipelago, Svalbard High Arctic Norway. A key to the Mesozoic basin evaluation and resource evaluation in the northern Barents Sea".
- Lerch, B., Karlsen, D. A., Matapour, Z., Seland, R., Backer-Owe, K. (2016): "ORGANIC GEOCHEMISTRY OF BARENTS SEA PETROLEUM: THERMAL MATURITY AND ALTERATION AND MIXING PROCESSES IN OILS AND CONDENSATES". Journal of Petroleum Geology. Volume 39, Issue 2 April 2016 Pages 125–148.
- Lundschien, B.A., Høy, T. & Mørk, A. (2014): "Triassic hydrocarbon potential in the Northern Barents Sea; integrating Svalbard and stratigraphic core data". Norwegian Petroleum Directorate Bulletin, 11, 3–20.
- Ohm, S. E., Karlsen, D. A., Austin, J. F. (2008): «Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea", AAPG Bulletin, V. 92, No. 9 (September 2008), P. 1191-1223.
- Ramberg, I. B., Bryhni, I., Nøttvedt, A. (2007): «Landet blir til». Norsk Geologisk Forening.
- Riis, F. & Fjeldskaar, W. (1992): On the magnitude of the Late Tertiary and Quaternary erosion and its significance for the uplift of Scandinavia and the Barents Sea. In Larsen, R. M. & Larsen, B. T. (eds.): Structural and Tectonic Modeling and Its Application to Petroleum Geology. Norwegian Petroleum Society. Graham & Trotman, London (in press).
- Smelror, M., Petrov, O.V., Larsen, G.B. and Werner, S. (eds.) (2009) "Atlas—Geological History of the Barents Sea", Geological Survey of Norway, Trondheim, 135 pp.
- Stemmerik, L., Worsley, D., (2005): "30 years on - Arctic Upper Palaeozoic stratigraphy, depositional evolution and hydrocarbon prospectivity". Norwegian Journal of Geology / Norsk Geologisk Forening. 2005, Vol. 85 Issue 1/2, p151-168. 18p.

Ansvarlig utgiver: Oljedirektoratet
Trykkeri: Kai Hansen, Stavanger
ISBN 978-82-7257-229-6

GEOLOGISK VURDERING AV PETROLEUMSRESSURSENE I ØSTLIGE DELER AV BARENTSHAVET NORD 2017



OLJEDIREKTORATET

Professor Olav Hanssens vei 10
Postboks 600
4003 Stavanger
Telefon: 51 87 60 00
Epost: postboks@npd.no
www.npd.no