

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 oljegererende.

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 oljegerering hvis den er tilstede. På grunn av dypet og manglende utgående lag er det ikke mulig å prøveta de dype kildebergartene med grunne borer i, 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 skifre (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 oljegereringspotensial. På grunn av erosjon og/eller manglende avsetning, spesielt over høyder, er tilstedeværelsen av Tempelfjordgruppen usikker i deler av området. Videre gir begravingsdyp 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 skifre av olenek, anis og ladin alder (Steinkobbe/Botneheiaformasjonen). Steinkobbeformasjonen er en påvist oljegererede kilde i Barentshavet sør (Lundschie 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 oljegererende (Abay et al., 2014). Geologisk tolkning av seismikk indikerer at Steinkobbe/Botneheia har vært/er begravd på gunstig dyp ift. oljegerering.

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 begravingsdyp er en viktig faktor for å få bevart reservoaregenskapene over tid. Dersom reservoarene blir begravd for dypt, vil etterhvert porøsitet og permeabilitet, og derav strømningsegenskaper 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 (forsegrende) 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 felle typer. 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 prospektiviten 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.

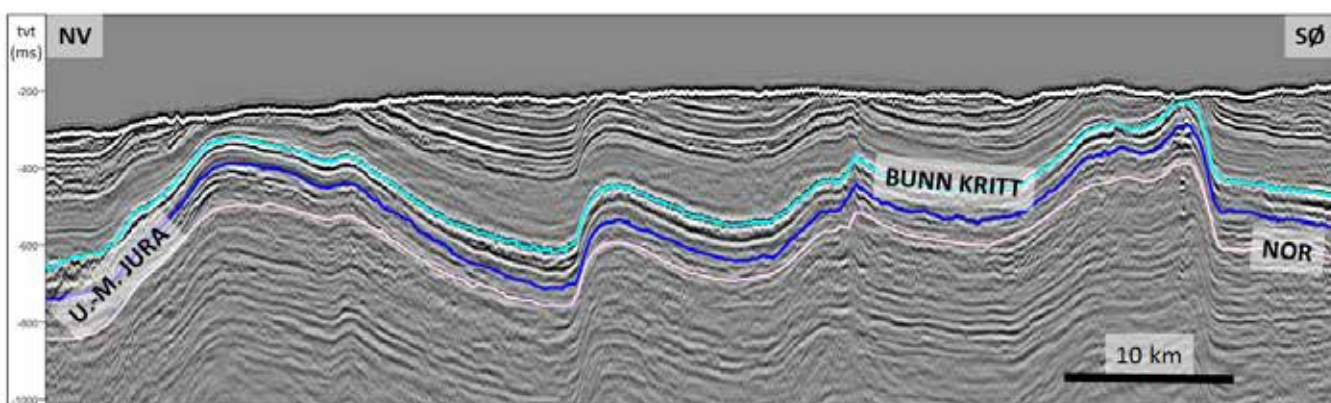
Letevirksomhet i Barentshavet sør avdekket tidlig at påviste funn ikke var fylt til strukturenes spillpunkt. I tillegg er det påvist spor av olje og gass i svært mange tørre brønner (Lerch et al., 2016). Dette indikerer at petroleum har lekket ut. Erosjon og utvikling av forkastninger gjennom og over 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 sprekkdannelse i takbergarten og kunne medføre lekkasje. Videre kan også avkjøling føre til oppsprekking av takbergarten, noe som igjen øker risikoen for lekkasje.

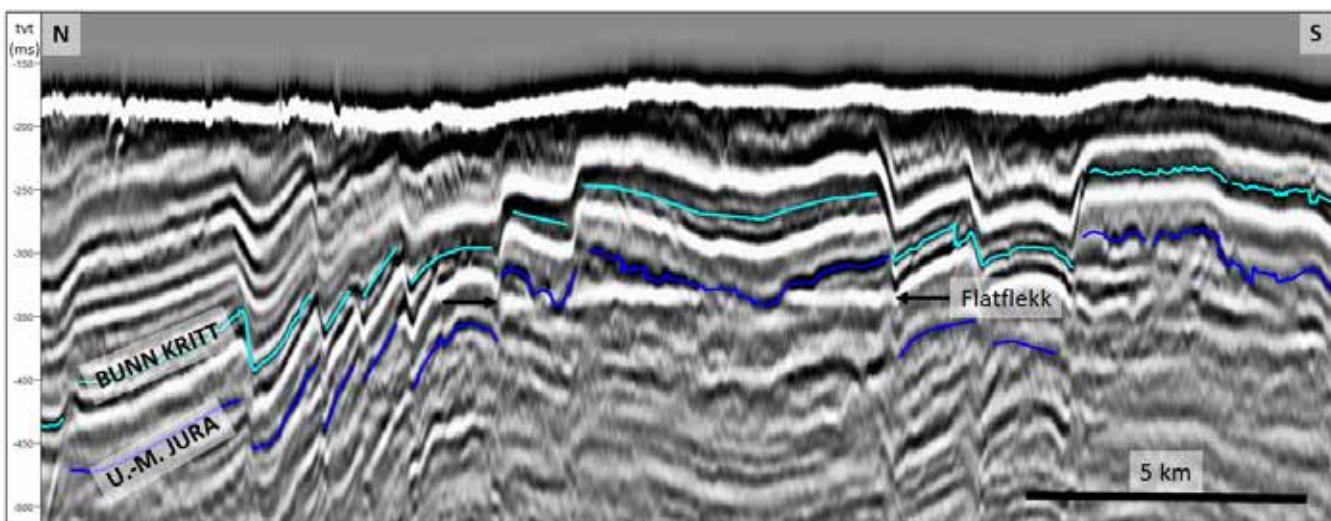
Risiko knyttet til oppbevaring er en av hovedutfordringene i kartlagt område der forkastninger enkelte ganger strekker seg helt opp til bunnen av kvartære lag. Dette gjelder ikke minst der hvor kildebergarten er avkjølt så mye at den ikke lenger vil bidra med nydannete hydrokarboner til fellene. Observasjonene 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 skiffrene 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.