

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 oljegerenering 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.

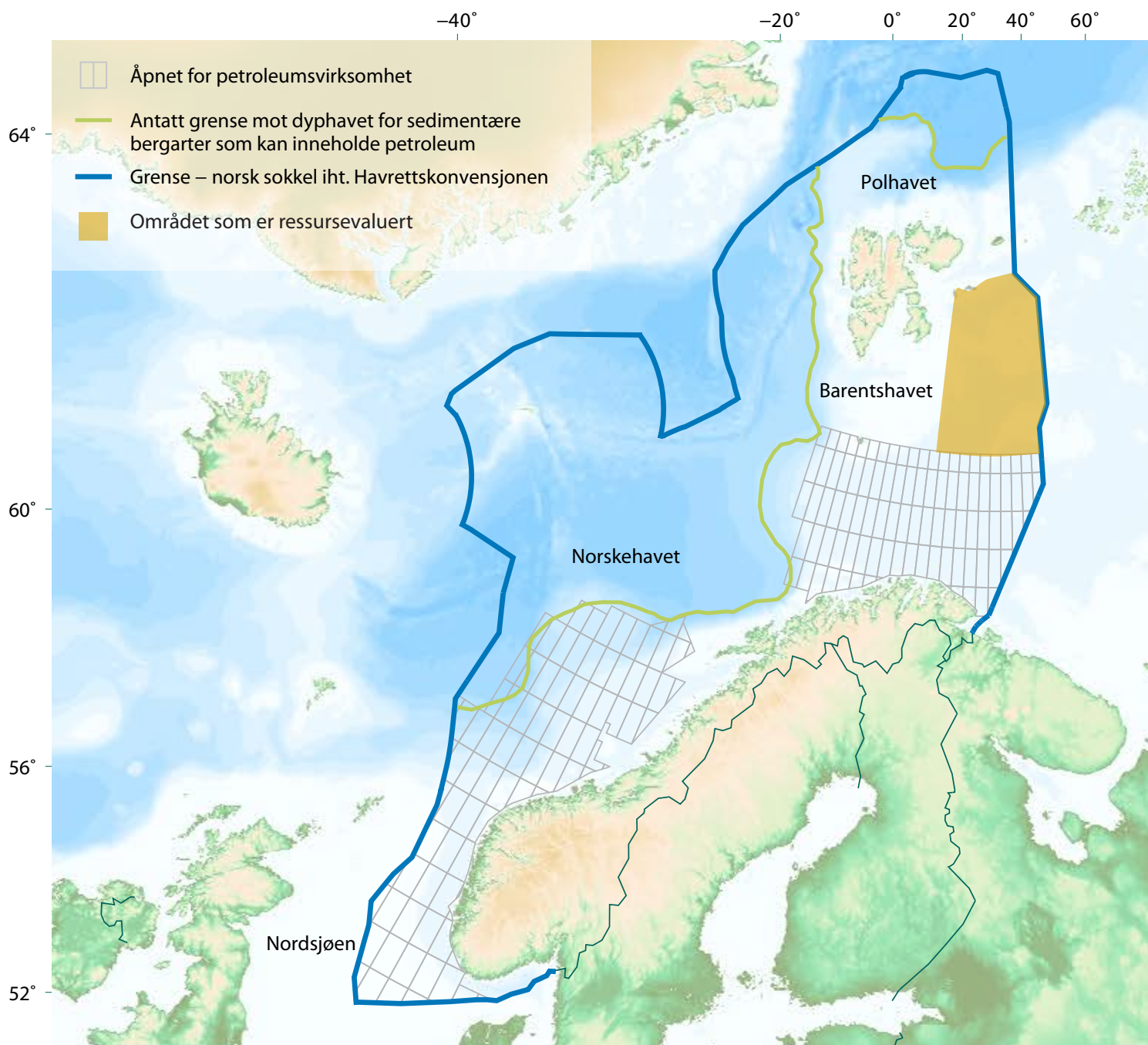
For å gi et estimat for de totale uoppdagede ressursene i området er det utført aggregering av letemodellene. Forventede utvinnbare ressurser for den østlige delen av Barentshavet nord er beregnet til 1370 millioner Sm³ o.e.,** med en nedside på 350 millioner Sm³ o.e (P95) og en oppside på 2460 millioner 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 verdi-beregningene, 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 petroleumsaktivitet og arealet som er evaluert.

