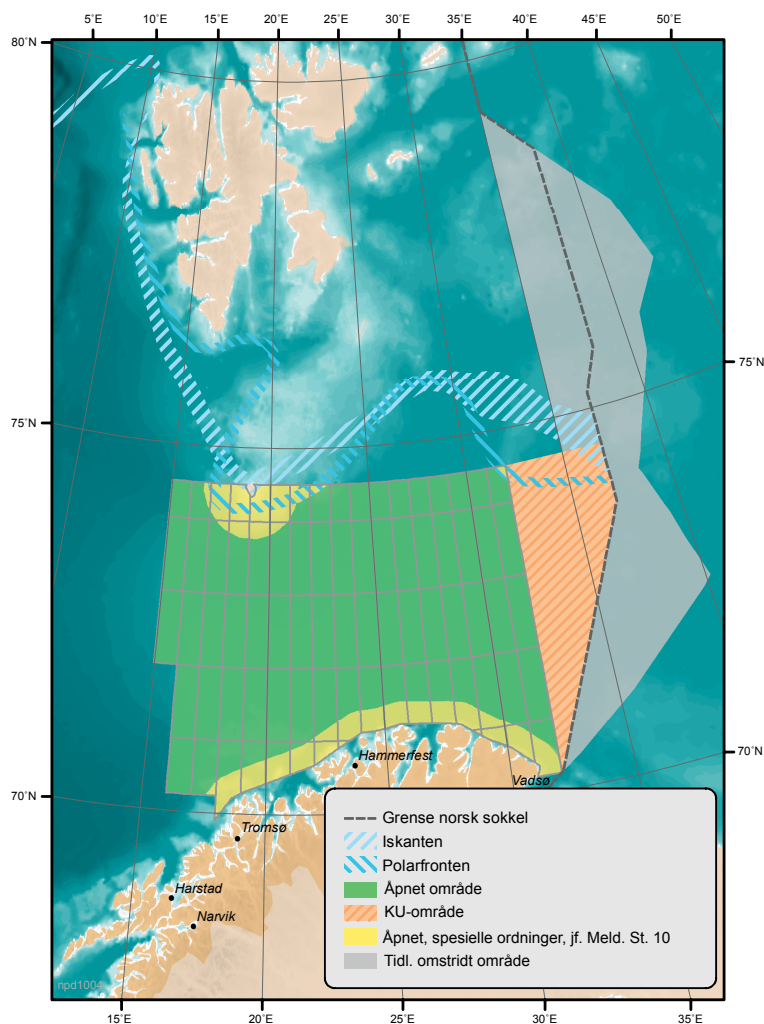
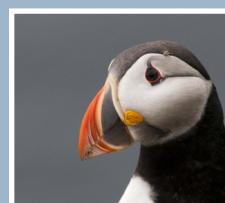
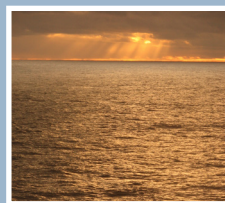


# Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst

Konsekvensutredning for Barentshavet sørøst  
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



## **Innledning ved Olje- og energidepartementet**

### **Åpningsprosessen for Barentshavet sørøst**

Før et område kan åpnes for petroleumsvirksomhet må det gjennomføres en åpningsprosess. En åpningsprosess har som formål å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område.

En åpningsprosess består av to hovedelementer. Den ene delen er en vurdering av ressurspotensialet i området. Den andre delen er en vurdering av de næringsmessige, miljømessige og andre samfunnsmessige virkninger av petroleumsvirksomhet i området (konsekvensutredning).

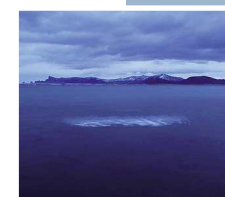
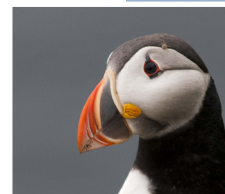
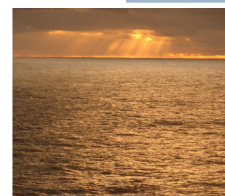
Konsekvensutredningen skal belyse spørsmål som fare for forurensning og økonomiske og samfunnsmessige virkninger petroleumsvirksomhet kan ha. En konsekvensutredning er en sentral del av en åpningsprosess og gjennomføres i regi av Olje- og energidepartementet.

Første del av konsekvensutredningsprosessen innebærer utarbeidelse av et utredningsprogram. Utredningsprogrammet angir temaene for konsekvensutredningen. For å belyse de ulike temaene utarbeides det ulike fagutredninger. Olje- og energidepartementet oppsummerer de ulike utredningene i en konsekvensutredningsrapport som sendes på offentlig høring.

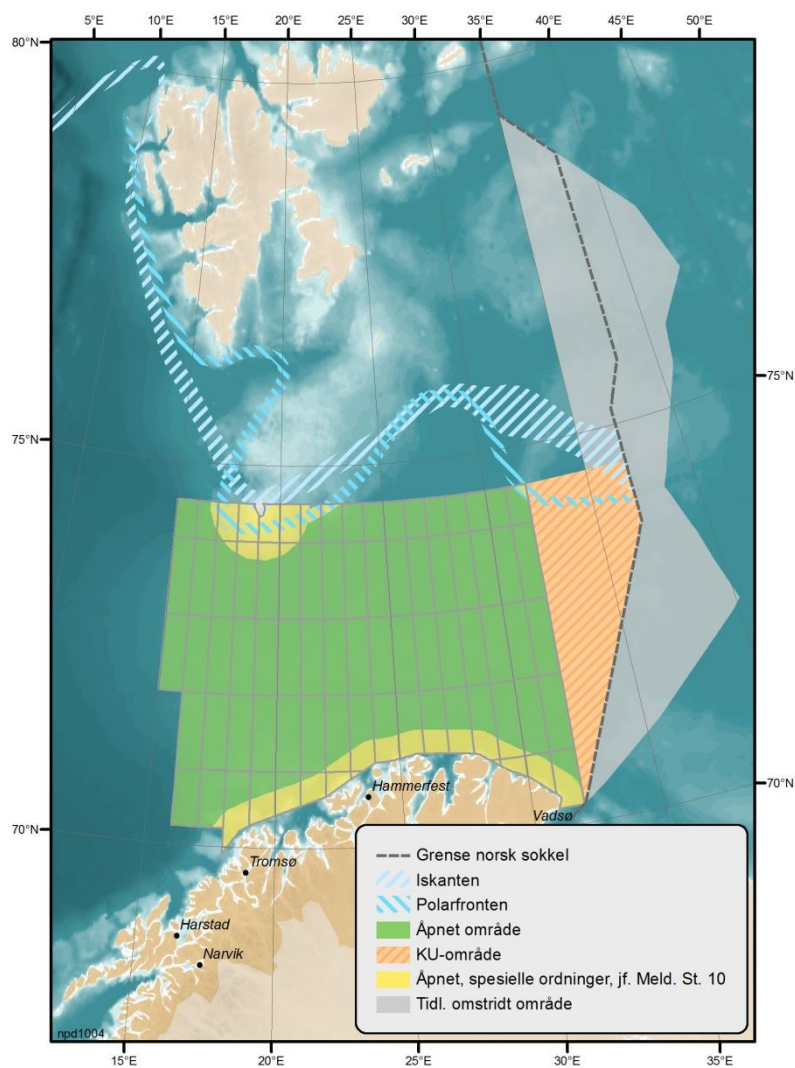
Utredningene, høringsuttalelsene, vurderingen av ressurspotensialet og annen relevant informasjon som har framkommet i prosessen danner grunnlag for en melding til Stortinget. Stortinget tar stilling til åpning eller ikke åpning av hele eller deler av det aktuelle område, inklusive eventuelle vilkår.

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som inngår i en serie underlagsrapporter til Konsekvensutredning om virkninger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst. Utrederen står inne for det faglige innholdet i rapporten.

Utredningen er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet. Arbeidet vil inngå i en konsekvensutredningsrapport som er planlagt sendt på offentlig høring 4. kvartal 2012. Det er lagt opp til at regjeringens vurdering av spørsmålet om åpning av områder for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst legges frem for Stortinget våren 2013.



## Scenarier for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst



## **Scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst**

Delelinjeavtalen mellom Norge og Russland trådte i kraft 7. juli 2011.

Dette dokumentet presenterer to scenarioer for petroleumsvirksomhet i Barentshavet sørøst, til bruk i konsekvensutredningen for området. Datagrunnlaget i området er begrenset og OD har per i dag ikke en ressursberegning for området. Scenarioene er derfor basert på mulige ressursutfall vurdert ut fra dagens kunnskap om geologien i området.

Sannsynligheten for å gjøre gassfunn i området er større enn sannsynligheten for å gjøre oljefunn. Ressursutfallene i de to scenarioene er videre styrt av at det er behov for betydelige funnstørrelser for å kunne gi lønnsomme utbygginger.

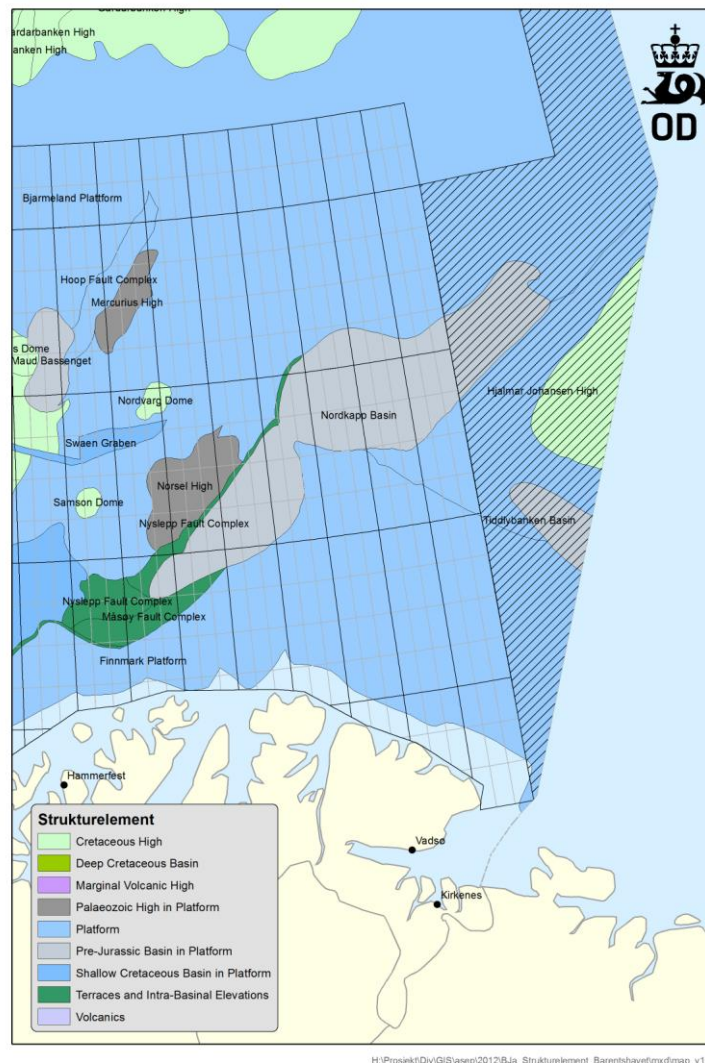
For å redusere usikkerheten er det i Barentshavet sørøst igangsatt innsamling av seismikk. Innsamling, prosessering og tolkning av seismikken i disse områdene forventes å være ferdig i løpet av våren 2013. Dette vil gi en bedre forståelse av ressursgrunnlaget i området.

### **1 POTENSIAL FOR OLJE OG GASS**

Det er påvist petroleum øst og vest for det tidligere omstridte området. Dette gir forventninger om at det kan være petroleum også i den delen som ligger vest for avgrensningsslinjen. På begynnelsen av 1980-tallet ble det inngått enighet mellom Russland og Norge om et moratorium for videre petroleumsaktivitet i det omstridte området. I forkant av moratoriet ble det fra norsk side samlet inn enkelte seismiske linjer i et begrenset område øst for sektorlinjen. Disse linjene viser at geologiske formasjoner som finnes vest for sektorlinjen fortsetter inn i området mot midtlinjen. På norsk side vest for avtaleområdet er det gjort flere mindre funn. På russisk side øst for avtaleområdet er det gjort flere meget store gassfunn, inklusive Shtokman og Kildinskoya.

De fåtallige gamle seismiske linjene og nye, uprosesserte linjer fra 2011 antyder at de nye områdene geologisk er svært like Bjarmelandsplattformen, Nordkappbassenget og Finnmarksplattformen i Barentshavet sør (Figur 1). Disse kjente områdene benyttes derfor som modell for de nye områdene inntil ny kunnskap er tilgjengelig.

Karakteristisk for Bjarmelandsplattformen er få, men store strukturer, som inntil nå har gitt funn av gass i relativt beskjedne mengder. Dette skyldes først og fremst dårlig kvalitet i reservoarer fra trias alder.



Figur 1. Oversikt over strukturelementer i Barentshavet sørøst

Den mest lovende av disse geologiske strukturene er Norvargdomen. Ny seismikk fra 2011 viser at det kan være slike prospektmuligheter sør for Tiddlybassenget og på nordflanken av Nordkappbassenget. Tolkningen av ny seismikk kan endre dette bildet både i positiv og negativ retning. Dersom antydde strukturer ikke finnes vil dette være negativt. Dersom reservoarsandstein i jura ligger dypt nok begravd kan dette endre bildet i positiv retning, men foreløpige data antyder at jura i plattformområdene ligger for grunt. Dette gjør at funn som Shtokman, med sandstein fra jura som reservoar, synes mindre aktuelt.

Når det gjelder funn av olje er det først og fremst de sedimentære bassengområder i Nordkappbassenget, Tiddlybassenget og eventuelt flankene til disse bassengene som er aktuelle. Her er det påvist olje i et par små funn på norsk side tidligere, og dette viser at olje er generert i området. Utfordringen i både Nordkappbassenget og Tiddlybassenget er at saltpluggene gjennomgående har trengt helt opp til havoverflaten. Dette gjør at funn rundt saltpluggene vil være små og vanskelige å kartlegge. Det vil være nødvendig med 3D seismikk for å få en klarere avbildning av strukturene på flanken av saltpluggene. Hvorvidt noen av saltpluggene har en form som bevarer reservoarbergarter også over strukturene, gjenstår å se.



## 2 SCENARIOER

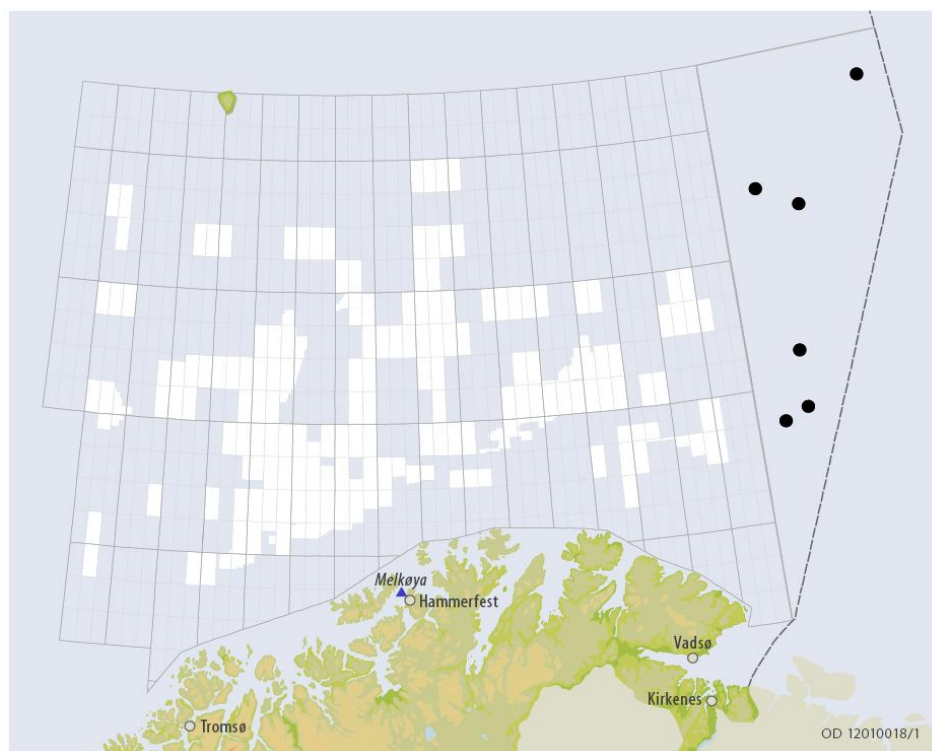
Norsk kontinentalsokkel er åpnet stegvis for petroleumsvirksomhet. Strategien for konsesjonsrunder i nylig åpnete og umodne områder har som hovedregel fulgt prinsippet om sekvensiell leting. Dette innebærer at resultater av brønner i utvalgte blokker i et område bør foreligge og være evaluert før det utlyses nye blokker i det samme området. Denne framgangsmåten sikrer at store områder kan kartlegges med relativt få letebrønner. På den måten blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre leting og boring slik at unødvendige og tørre brønner kan unngås. Strategien fører til at kun utvalgte nøkkelblokker blir utlyst og tildelt selv om store områder blir åpnet. Blokkene som lyses ut er antatt å være de mest prospektive og/eller ha høy informasjonsverdi.

Strategien med stegvis utforskning, samt gjeldende rammebetingelser for petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel, er forutsatt videreført i scenarioene.

Det er i scenarioene forutsatt at den første letebrønnen bores i 2017. Modellteknisk forutsettes det at leteboring opphører etter fire år med tørre brønner. Det antas en ledetid fra funn til produksjon på 10 år, som tilsvarer gjennomsnittlig ledetid for felt på norsk sokkel.

### 2.1 Scenario 1 for Barentshavet sørøst

Første letebrønn blir boret i 2017. Det bores 3 letebrønner per år. Det antas at det blir gjort funn i hver tredje brønn. Første funn er et gassfunn på 40 milliarder  $\text{Sm}^3$  som blir funnet i 2017. Deretter blir det gjort ett funn hvert år fram til og med 2022. Det blir til sammen gjort fire gassfunn hvorav to gassfunn er på 40 milliarder  $\text{Sm}^3$  og to på 20 milliarder  $\text{Sm}^3$ . Videre blir det gjort to oljefunn, ett i nord på 30 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. og ett i sør på 15 millioner  $\text{Sm}^3$  o.e. (Figur 2).



Figur 2. Scenario 1 for Barentshavet sørøst - områder med funn.

## Utbyggingsløsninger

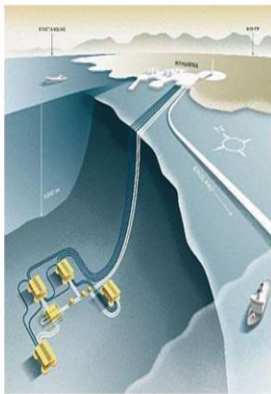
Det første og største oljefunnet blir besluttet bygget ut i 2023 samtidig med landanlegg og rør for gass og havbunnsløsning for det største gassfunnet i nord. Det minste oljefunnet blir besluttet bygget ut i 2028. De øvrige gassfunnene bygges ut etter hvert som det er ledig kapasitet i landanlegget.

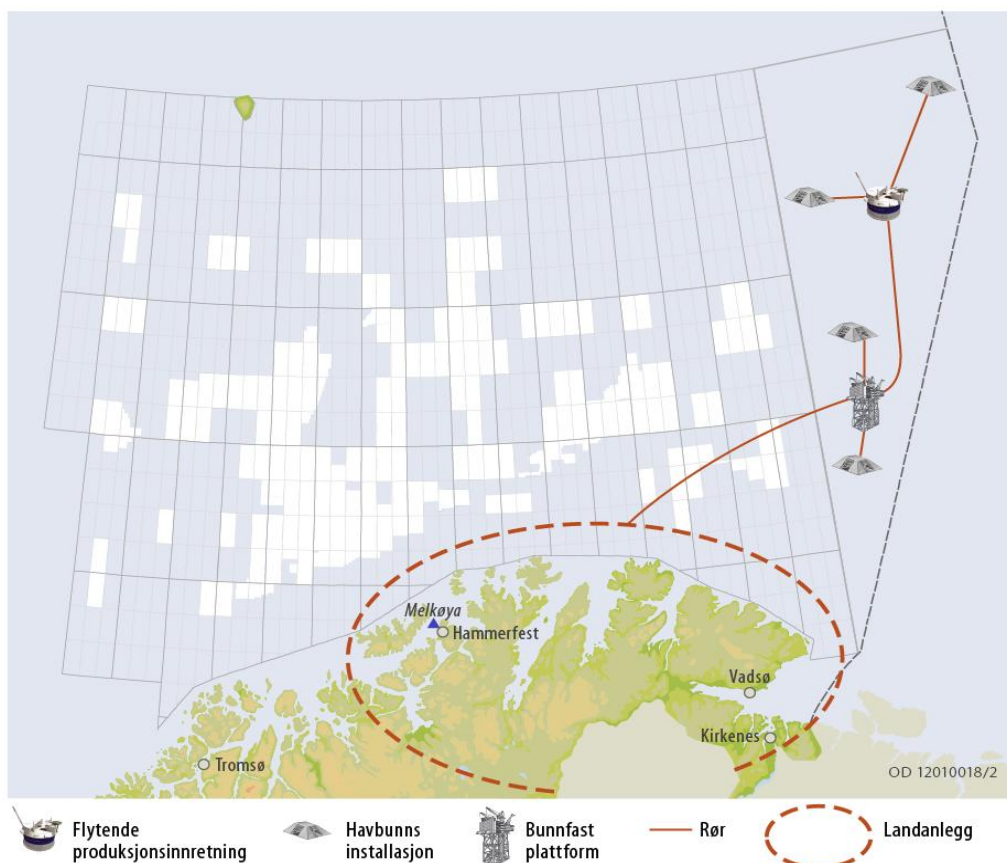
Det største oljefunnet bygges ut med en flytende produksjonsinnretning og det minste oljefunnet bygges ut med en bunnfast brønnhodeplattform. Oljen stabiliseres på innretningene før den transporteres videre med tankskip. Gassfunnene bygges ut med havbunnsløsninger som knyttes opp mot plattformene, der gassen behandles før den transporteres i rør til land.

Landanlegget har en kapasitet på 5 milliarder  $\text{Sm}^3$  gass per år. To alternativer for gassvakuumering er vurdert. Alternativ I er landanlegg for videre transport i rør. Alternativ II er LNG-anlegg.

Første produksjon starter i 2027.

En samlet fremstilling av utbygginger og -løsninger er gitt i Figur 6.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  <p><b>Faste plattformer</b> er av de mest brukte konsepter inne offshore-industrien, inntil man begynte å operere på større havdyp. Det er gjennomprøvd teknologi og lett/rimeligere brønnvedlikehold pga tørre brønnhoder. De brukes som regel på havbunn &lt; 300 m. Når en bunnfast plattform benyttes må det være et lagerskip knyttet opp mot denne, for å kunne lagre væske og overføring til shutteltankere. Understellet til slike plattformer (jacketen) bygges ofte i Norge, mens topside (prosessutstyr etc) bygges i utlandet. Et typisk eksempel på en bunnfast plattform er Gudrun utbyggingen.</p>                                                                                                                                                                  |  <p>Større utbygginger er realisert med <b>undervannsteknologi og landanlegg</b>: Ormen Lange og Snøhvit.</p> <p>Utfordringene ved større utbygginger og lange rørtransport-avstander, er relatert til mediet som skal transporteres. I dag overføres brønnstrømmen; dvs gass, væske, vann til et mottaksanlegg for prosessering. Temperatur, trykk og sammensetning er avgjørende for en vellykket overføring av olje/gass.</p> <p>Fordelene med et landanlegg er at det er HMS/utslippsvennlig og ingen vekt/plass problemer.</p> |
| <p>Figur 3. Bunnfast plattform</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | <p>Figur 4. Landanlegg</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <p><b>FPSO (Floating Production Storage and Offloading)</b> kan være skipsformet eller rund. Den skipsformede er oppankret via en turrett som gjør at den kan dreie i vær og vind. Den runde utgaven ligger fast forankret. FPSOer bygges stort sett i sin helhet i utlandet, med spesielle leveranser fra Norge (vinsjer, navigasjonsutstyr etc).</p> <p>FPSO er gjennomprøvet teknologi både på Norsk sokkel og world wide. Disse innretningene beveger seg i sjø, og må derfor ha fleksible stigerør. De bygges normalt ut med flere havbunnsinstallasjoner. De har lagerkapasitet for olje/kondensat, men det er kostbart brønnvedlikehold, pga undervannsbrønner. Egne innretninger må inn å utføre intervensjon/vedlikehold av brønnene. De har ingen grense mht havdyp</p>  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <p>Figur 5. FPSO</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |



Figur 6. Scenario 1 for Barentshavet sørøst - utbyggingsløsninger

Tabell 1 gir oversikt over totale ressurser, investeringer og driftskostnader knyttet til leting og utbygging i Barentshavet sørøst.

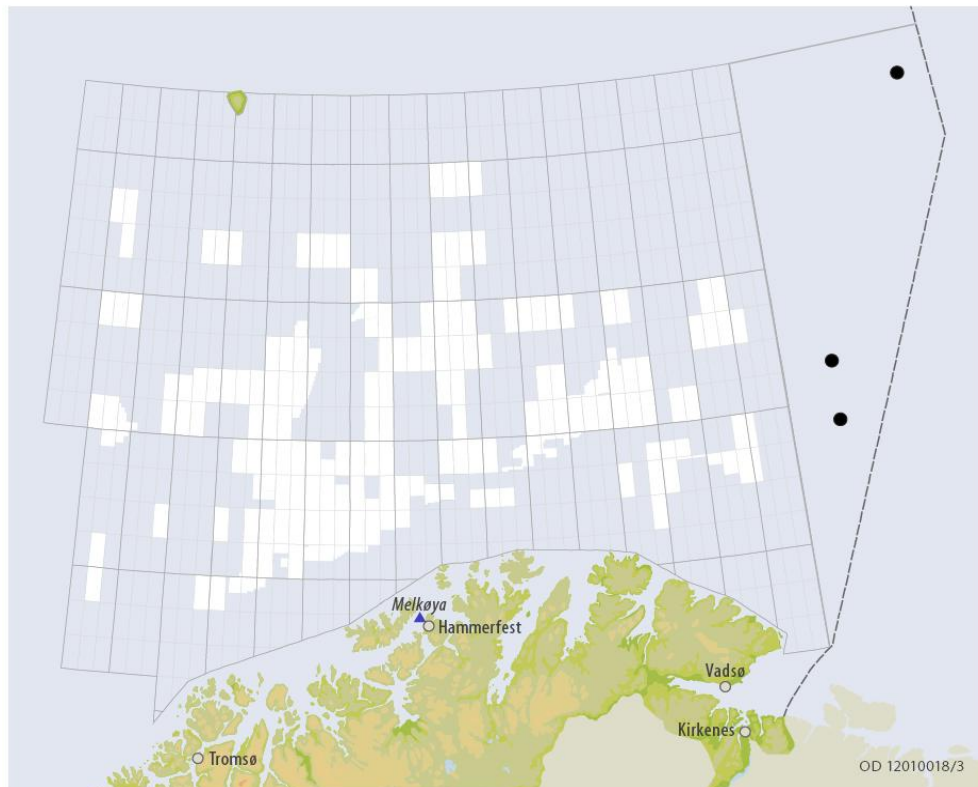
| Totale ressurser                                                      | Olje mill Sm <sup>3</sup> | Gass mrd Sm <sup>3</sup> |
|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|
| Barentshavet SØ                                                       | 45                        | 120                      |
| <b>Utbygginger</b>                                                    | <b>Investeringer</b>      | <b>Driftskostnader</b>   |
| Hver bunnramme inkluderer kostnader for 10 brønner                    | mill NOK                  | Mill NOK per år          |
| Barentshavet SØ                                                       |                           |                          |
| 30 letebrønner, à 500 mill NOK                                        | 15000                     |                          |
| Flytende produksjonsinnretning, inkl 1 bunnramme                      | 35000                     | 1000                     |
| Bunnfast brønnhodeplattform, inkl 1 bunnramme                         | 35000                     | 1000                     |
| 4 bunnrammer til gassfunn, à 2500 mill NOK                            | 10000                     |                          |
| Alternativ I for gassvakuumering: Landanlegg for rørtransport av gass | 18000                     | 1000                     |
| Alternativ I for gassvakuumering: Rørledning 350 km à 20 mill NOK/km  | 7000                      |                          |
| Alternativ II for gassvakuumering: LNG-anlegg                         | 32000                     | 1000                     |
| Rør for transport av gass til land, 500 km - 20 mill NOK per km       | 10000                     |                          |

Tabell 1. Scenario 1 - ressurser, investeringer og driftskostnader

## 2.2 Scenario 2 for Barentshavet sørøst

Første letebrønn blir boret i 2017 og det bores 2 letebrønner per år. De første årene med letevirksomhet antas det at det gjøres funn i hver tredje letebrønn. Det blir gjort et gassfunn på 20 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2017, et oljefunn på 15 millioner Sm<sup>3</sup> i 2019 og et gassfunn på 10 milliarder Sm<sup>3</sup> i 2020 (Figur 7). Letevirksomheten etter 2020 gir kun tørre brønner, og det bores ikke letebrønner etter 2024.





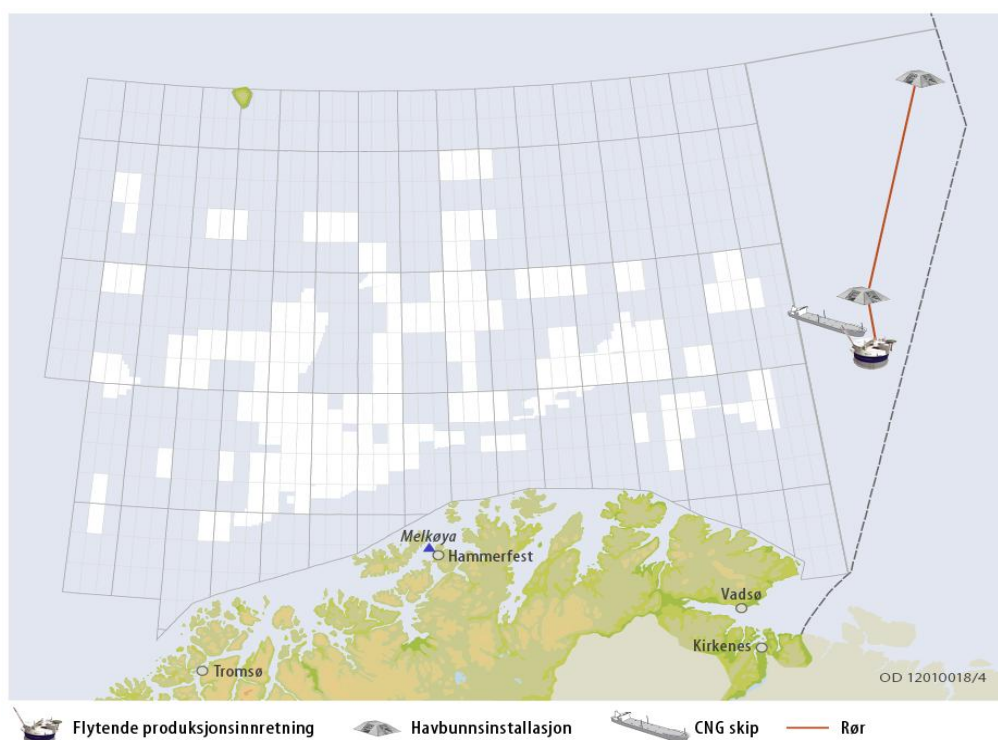
Figur 7. Scenario 2 for Barentshavet sørøst – områder med funn

#### Utbyggingsløsninger (Figur 8)

I 2025 blir det gjort en beslutning om utbygging basert på gassfunnet i 2017 og oljefunnet i 2019. Oljefunnet bygges i 2025 ut med en flytende eller bunnfast produksjonsinnretning der oljen stabiliseres på innretningene før den transporteres videre med tankskip. Det største gassfunnet bygges samme år ut med havbunnsløsning knyttet opp til plattformen, der den behandles for deretter å sendes med CNG-skip til markedet. I 2026 blir det minste gassfunnet bygget ut. Dette blir, lik det første gassfunnet, bygget ut med havbunnsløsning knyttet opp til plattformen.

Første produksjon starter i 2029.

En samlet fremstilling av utbygginger og -løsninger er gitt i Figur 8.



Figur 8. Scenario 2 for Barentshavet sørøst – utbyggingsløsning



**CNG (Compressed natural gas) skip.**

Gassen komprimeres fra plattform over på skipet. Gassen komprimeres i tanker ( gjerne sylindrisk formet) som tåler høyt trykk. CNG skipet frakter så gassen til en mottaksterminal (eks. Kårstø eller Kollsnes) hvor gassen overføres til det etablerte nettet mot kontinentet. Det er ikke bygget noen CNG skip ennå, men teknologien er utviklet. Vurderes bl.a. som en mulig gassavsetning fra Goliat feltet.

Figur 9. CNG skip

Tabell 2 gir oversikt over totale ressurser, investeringer og driftskostnader knyttet til leting og utbygging i Barentshavet sørøst.

| Totale ressurser                                            | Olje mill Sm3 | Gass mrd Sm3    |
|-------------------------------------------------------------|---------------|-----------------|
| Barentshavet SØ                                             | 15            | 30              |
|                                                             |               |                 |
| Utbygginger                                                 | Investeringer | Driftskostnader |
| Hver bunnramme inkluderer kostnader for 10 brønner          | mill NOK      | Mill NOK per år |
| Barentshavet SØ                                             |               |                 |
| 18 letebrønner, à 500 mill NOK                              | 9000          |                 |
| Bunnfast brønnhodeplattform, inkl 1 bunnramme               | 35000         | 1000            |
| 2 bunnrammer til gassfunn, à 2500 mill NOK                  | 5000          |                 |
| CNG-skip                                                    | 1500          |                 |
| Rør fra gassfelt til plattform, 220 km - 20 mill NOK per km | 4400          |                 |

Tabell 2. Scenario 2 - ressurser, investeringer og driftskostnader

