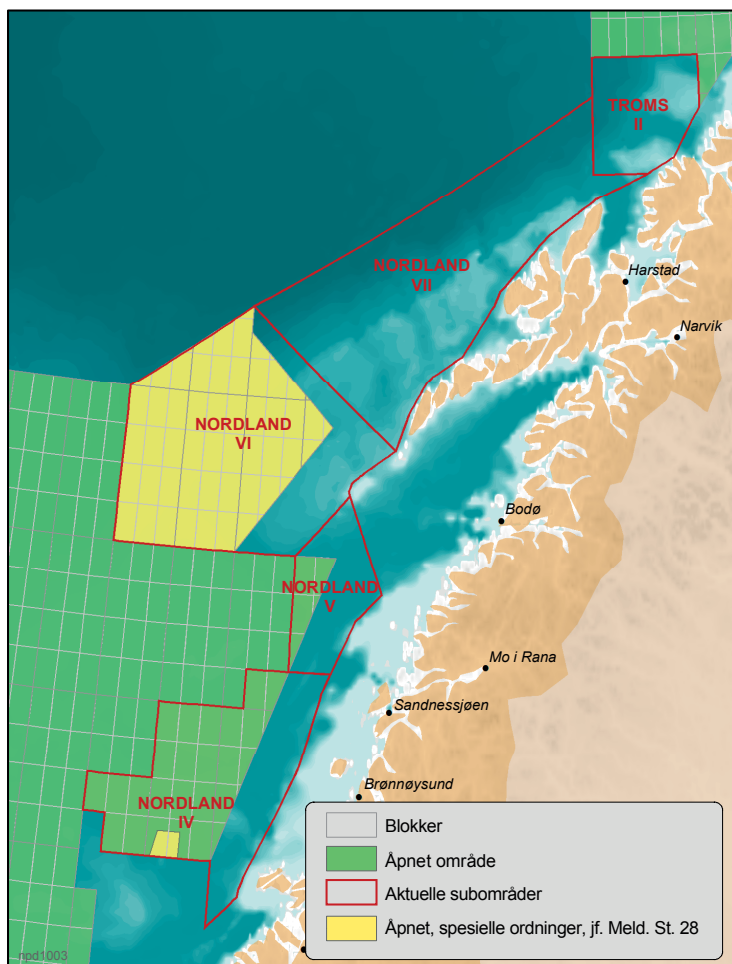
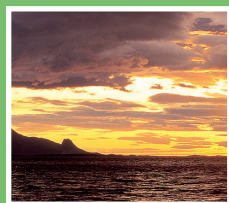


Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

Kunnskapsinnhenting for det nordøstlige Norskehavet
Utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet



Innledning ved Olje- og energidepartementet

Kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

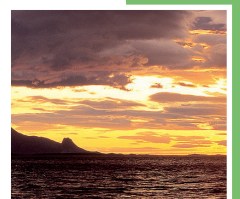
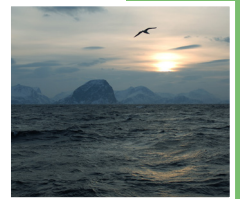
Olje- og energidepartementet gjennomfører nå kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i områder i det nordøstlige Norskehavet som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Arbeidet følger av Stortingets behandling av Meld. St. 10 (2010-2011) Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Temaene for kunnskapsinnhenting er fastsatt etter innspill fra lokale og regionale myndigheter samt sektormyndigheter, fagmiljøer og andre berørte parter. Det er utarbeidet et program for kunnskapsinnhenting som er tilgjengelig på departementets nettside, se: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/aktuelt/nyheter/2012/kunnskapsinnhenting.html?id=696281>

Denne rapporten er en av flere faglige utredningsrapporter som belyser ulike tema i kunnskapsinnhenting. Rapporten er laget på oppdrag for Olje- og energidepartementet, men utrederen står selv inne for det faglige innholdet.

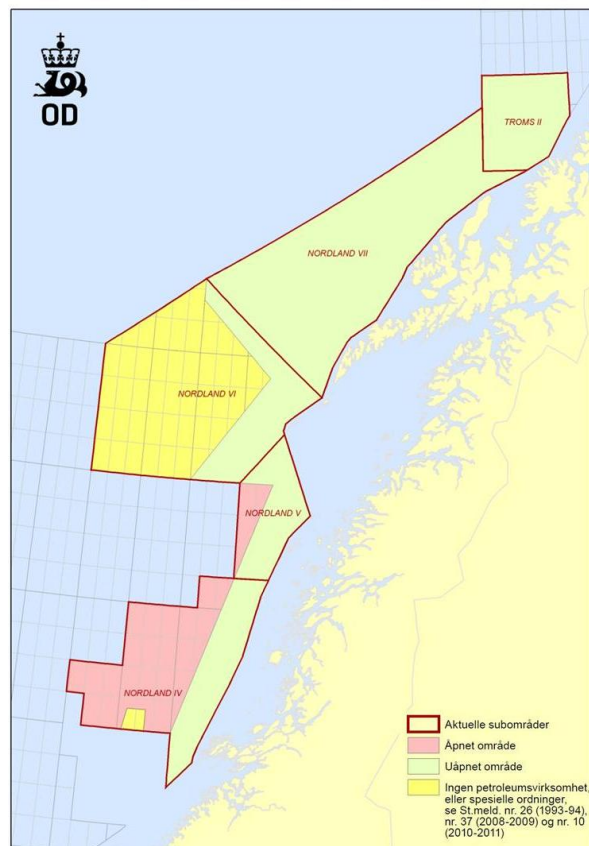
Olje- og energidepartementet vil legge frem resultatene fra kunnskapsinnhenting i en sammenstillingsrapport. Det vil bli gitt anledning til å kommentere på den faglige sammenstillingsrapporten i løpet av vinteren 2012/2013.

Kunnskapen som hentes inn, skal kunne brukes i en eventuell senere konsekvensutredning etter petroleumsloven. En slik konsekvensutredning vil være en del av en åpningsprosess som har til hensikt å utrede det faglige grunnlaget for Stortingets beslutning om åpning av et område for petroleumsvirksomhet. Kunnskapen skal også kunne brukes i neste oppdatering av forvaltningsplan for Barentshavet - Lofoten.





Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet



Aktivitetsbilder for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet

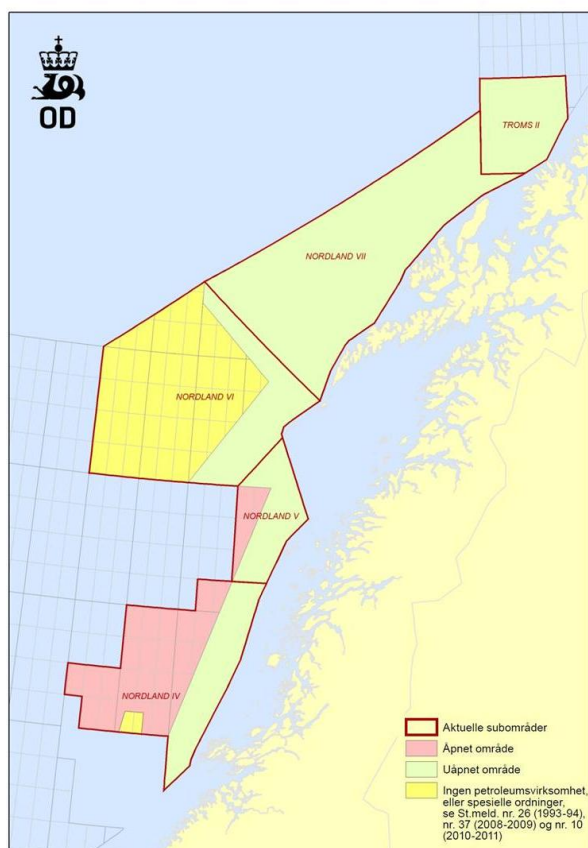
Dette dokumentet beskriver to mulige utbyggingsløsninger for hhv. et høyt og et lavt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet, til bruk i kunnskapsinnhenting om virkninger av petroleumsvirksomhet i området. OD har tidligere utarbeidet flere scenarioer for petroleumsvirksomhet i det nordøstlige Norskehavet basert på ressurskartleggingen i perioden 2007-2010¹. Aktivitetsbildene som nå presenteres samsvarer med ODs tidligere estimat for hhv. høyt (P5) og lavt (P95) ressursanslag.

Aktivitetsbildet "Høyt aktivitetsnivå" viser utbygging til havs i Nordland VI, ilandføring i Troms II og Nordland VII, og utbygginger i både Nordland IV og V, og legger til grunn et høyt ressursutfall. "Lavt aktivitetsnivå" gir et aktivitetsbilde med utbygging til havs for Nordland VI og lite landanlegg for Troms II, og baserer seg på et lavt ressursutfall. De to aktivitetsbildene vil gi et godt grunnlag for å vurdere virkninger av ulike utbyggings- og ilandføringsløsninger.

¹ I 2010 ble det publisert tre rapporter om hhv geofaglige vurderinger og økonomiske vurderinger av uoppdagede petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja samt Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja.
<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/>.

1 POTENSIALET FOR OLJE OG GASS

Havområdene utenfor Nord-Trøndelag, Nordland og Troms, som omfatter Nordland IV, V, VI, VII Troms II og Vestfjorden, har en variert og interessant geologi (Figur 1).

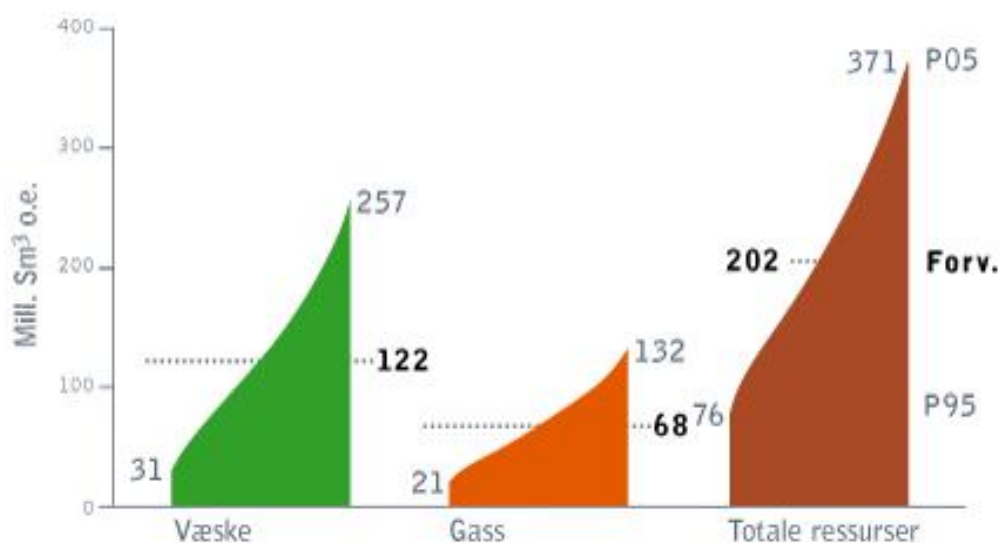


Figur 1. Det nordøstlige Norskehavet.

Kontinentalsokkelen utenfor Nordland VI, VII og Troms II er smal, noen steder smalere enn 20 kilometer. Havdypet går ned til ca 400 meter. Fra ytterkanten av kontinentalsokkelen stuper havbunnen ned til dyphavsslettene som ligger mer enn 2500 meter under havflaten. Berggrunnen i Nordland VI og VII er oppdelt av markante grunnfjellsrygger. Mellom disse ryggene er det bassenger som er fylt med sedimentære bergarter. Den mest framtrædende ryggen er Lofotryggen, med forlengelse nordover mot Andøya. Mellom Lofotryggen og fastlandet ligger Vestfjordsbassenget. Vest og nord for Lofotryggen ligger henholdsvis Ribbebassenget og Harstadbassenget. Ribbebassenget er fylt med sedimentære bergarter av jura og kritt alder. Harstadbassenget preges av en kraftig innsynkning i jura og kritt som gjør at det her er avsatt særlig mektige sedimenter av kritt alder. Flere prospekter er identifisert både i Ribbebassenget og i Harstadbassenget. Vest for Ribbebassenget står Utrøstryggen opp. Dette er en høyde der grunnfjellet stedvis når helt opp til havbunnen. Nord i Nordland VII er grunnfjellet mye dypere begravd enn i Nordland VI, og de geologiske lagene er kraftig skråstilt. Det er flere steder dannet forkastningsblokker som kan være mulige feller for olje og gass. Det henvises til ODs rapporter fra 2010 for utdypende informasjon.

OD har kartlagt og beregnet utvinnbare petroleumssressurser i 50 prospekter i Nordland VI, Nordland VII og Troms II.

Basert på ressursberegningene og anslått funnsannsynlighet i de 50 kartlagte prospektene, har OD anslått ressursene i hver letemodell i alle områdene. Denne analysen gir et overslag over hvor mange og hvor store funn som kan forventes. Alle anslag blir gitt med usikkerhetsspenn.



Figur 2. Forventede totale ressurser i området Nordland IV og V (uåpnede deler), Nordland VI, Nordland VII og Troms II. Ressursestimatet for uåpnet del av Nordland IV er basert på foreløpige tall.

De totale forventede utvinnbare ressursene er anslått til 202 millioner Sm³ o.e. med et usikkerhetsspenn på mellom 76 og 371 millioner Sm³ o.e (Figur 2). Dette betyr at det er 95 prosent sannsynlig at ressursene er 76 millioner Sm³ o.e. eller mer, og fem prosent sannsynlig at ressursene er 371 millioner Sm³ o.e. eller mer. Innenfor samme usikkerhetsspenn er anslaget at det vil bli gjort mellom 14 og 28 funn med en forventningsverdi på 20-21 funn. Analysen bygger på forutsetningen om at alle kartlagte og antatte prospekter blir boret.

2 AKTIVITETSBILDER

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 av 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 aktivitetsbildene.

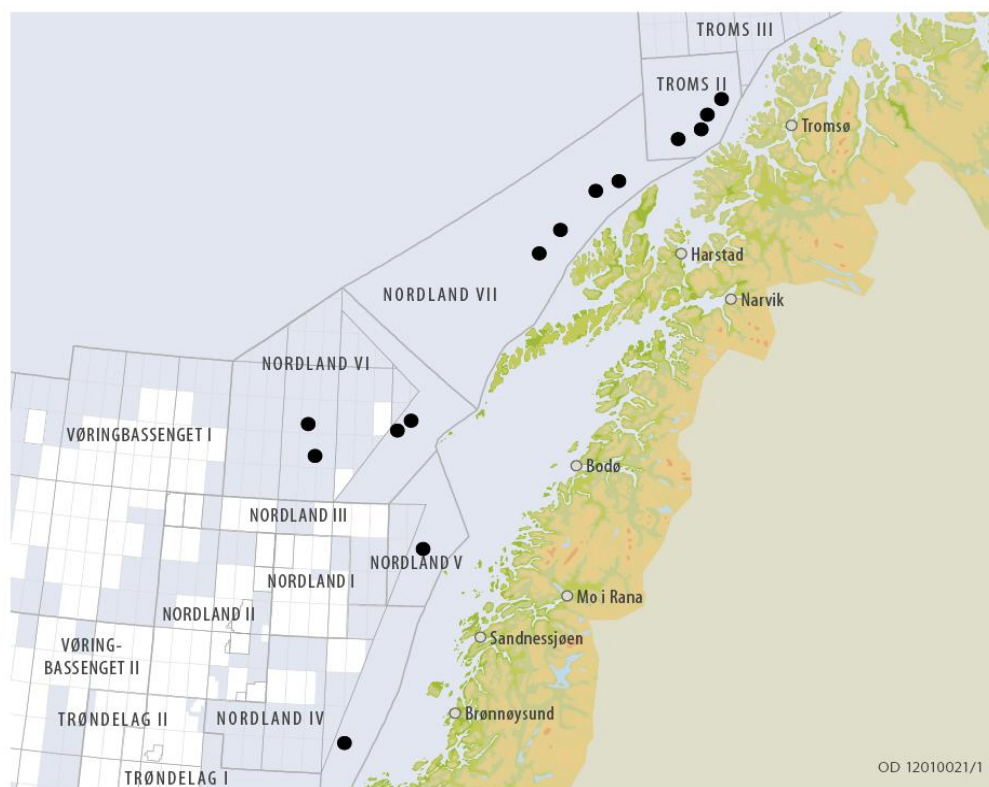
I aktivitetsbildene er det forutsatt at petroleumsakktivitet i områdene starter opp i 2014. Av hensyn til stegvis utforskning er det lagt til grunn at Nordland VI og Troms II utforskes først. Det antas at første letebrønn bores i Nordland VI samme år. Fra og med 2015 er det forutsatt at det bores inntil to letebrønner per år i både Nordland VI og Troms II. Utforskning i

Nordland VII med boring av inntil to letebrønner per år er forutsatt noe senere enn utforskning i Nordland VI og Troms II. I aktivitetsbildene er det videre en modellteknisk forutsetning at leteboring opphører dersom det ikke påvises funn i løpet av fire år.

Det antas en ledetid fra funn til produksjon på 10 år, som tilsvarer gjennomsnittlig ledetid for felt på norsk sokkel.

2.1 Høyt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet

Her antas det at det gjøres mange små til mellomstore funn der de totale ressursene er over forventning. Til sammen blir det funnet om lag 370 millioner Sm^3 o.e. i områdene fordelt på om lag 240 millioner Sm^3 olje og 130 milliarder Sm^3 gass (figur 3).



Figur 3. Høyt ressursutfall i det nordøstlige Norskehavet - områder med funn.

I **Nordland IV** og **Nordland V** starter leting i 2015 med inntil 2 letebrønner per år i hvert område. I hvert område blir det gjort et oljefunn i 2016 på om lag 15 millioner Sm^3 . Leting etter 2016 gir ingen funn.

I **Nordland VI** bores første letebrønn bores i 2014 og gir ett funn. Innen 2024 er det gjort åtte funn og samlede utvinnbare ressurser er 45 millioner Sm^3 olje og 30 milliarder Sm^3 gass i Nordland VI. Etter 2024 blir det gjort flere små til mellomstore funn. Til sammen blir det funnet om lag 100 millioner Sm^3 olje og 60 milliarder Sm^3 gass.

Nordland VII og Troms II starter leting i 2015 og innen 2024 er det gjort 7 funn med til sammen 40 millioner Sm^3 olje og 25 milliarder Sm^3 gass. I Nordland VII blir det gjort 2 funn innen 2030 på totalt 20 millioner Sm^3 o.e. Leting i Nordland VII og Troms II gir til sammen om lag 130 millioner Sm^3 olje og 70 milliarder Sm^3 gass.

Utbyggingsløsninger

I **Nordland VI** besluttet i 2024 utbygging av et feltcenter for de påviste ressurser med bunnfast plattform med prosessanlegg, overtrålbare havbunnsinnretninger og bøyelasting av olje. Gassen knyttes inn mot rørinfrastruktur på Haltenbanken.



Faste plattformer 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 < 300 m. Når en bunnfast plattform benyttes må det være et lagreskip 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.

Figur 4. Bunnfast plattform



Større utbygginger er realisert med **undervannsteknologi og landanlegg**: Ormen Lange og Snøhvit.

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.

Fordelene med et landanlegg er at det er HMS/utslippsvennlig og ingen vekt/plass problemer.

Figur 5. Landanlegg

FPSO (Floating Production Storage and Offloading) 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).

FPSO er gjennomprøvd 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



Figur 6. FPSO

For **Nordland VII og Troms II** tas det en beslutning om utbygging i 2024 basert på ressursene i funn dette og tidligere år. Ressursene utvikles mot et landanlegg for prosessering av olje og gass. Landanlegget har en kapasitet på 5 milliarder Sm^3 gass og 10 millioner Sm^3 olje per år.

To alternativer for gassevakuering er vurdert. Alternativ I er landanlegg for transport i rør til Haltenbanken (NSGI). Alternativ II er LNG-anlegg.

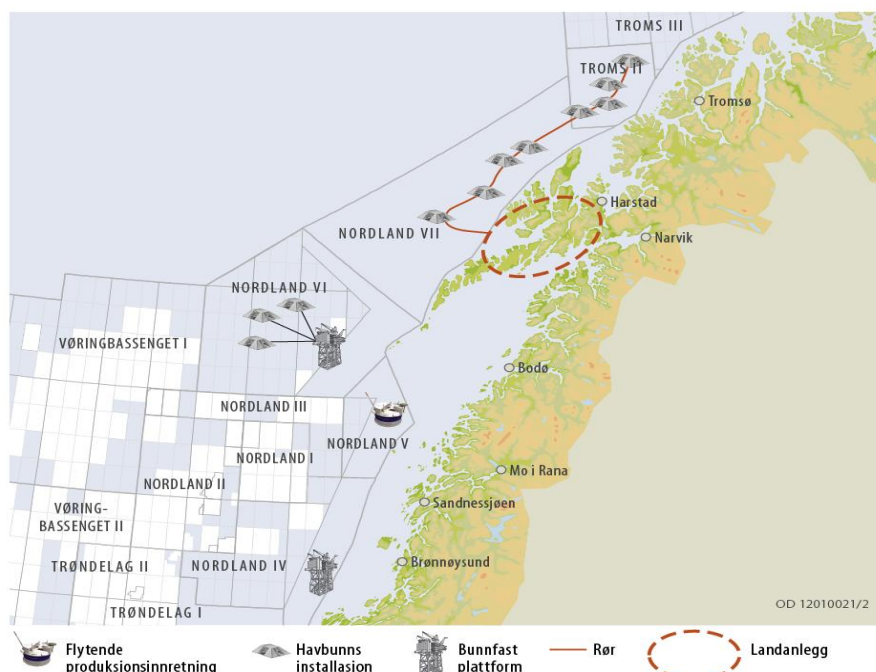
Rør fra Barentshavet vil kunne ha betydning for mulighetene for petroleumsaktivitet i det nordøstlige Norskehavet. Rør kan medføre gassevakueringssløsninger og raskere utbygging, men kan også redusere behov for landanlegg.

Både i **Nordland IV og Nordland V** tas det beslutning om utbygging i 2020 basert på et oljefunn på 15 millioner Sm^3 . I Nordland V er utbyggingsløsningen en flytende

produksjonsinnretning og i Nordland IV en bunnfast plattform, begge med bøyelasting av olje.

Første produksjon starter i 2025.

En samlet fremstilling av utbygginger og – løsninger er gitt i Figur 7.



Figur 7. Høyt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet – utbyggingsløsninger.

Tabell 2 og 2 gir oversikt over de totale ressursene i de ulike områdene samt investeringer og driftskostnader knyttet til de ulike utbyggingsløsningene.

Totale ressurser	Olje mill Sm3	Gass mrd Sm3
Nordland VI	110	63
Troms II	98	53
Nordland VII	33	14
Nordland IV	15	
Nordland V	15	

Tabell 1. Totale ressurser – høyt aktivitetsnivå.

Utbygginger	Investeringer	Driftskostnader
Hver bunnramme inkluderer kostnader for 10 brønner	mill NOK	Mill NOK per år
Nordland VI		
57 letebrønner, à 500 mill NOK	28500	
Flytende produksjonsinnretning, inkl 1 bunnramme	32500	1000
2 bunnrammer til oljefunn, à 2500 mill NOK	5000	
1 bunnramme til gassfunn	2500	
Rør til Haltenbanken, 250 kilometer - 20 mill NOK per km	5000	
Troms II og Nordland VII		
94 letebrønner, à 500 mill NOK	47000	
3 bunnrammer til olje, à 2500 mill NOK	7500	
2 bunnrammer til gass, à 2500 mill NOK	5000	
Rør, fra Troms II og Nordland VII til land, 380 km - 20 mill NOK per km	7600	
Alternativ I for gassevakuering, Landanlegg for transport av gass i rør	18000	1000
Alternativ I for gassevakuering, Rør til NSGI, 400 km à 20 mill NOK/km	8000	
Alternativ II for gassevakuering, LNG-anlegg	30000	1000
Nordland V		
12 letebrønner, à 500 mill NOK	6000	
Flytende produksjonsinnretning, inkl 1 bunnramme	32500	1000
1 bunnramme	2500	
Nordland IV		
12 letebrønner, à 500 mill NOK	6000	
Bunnfast brønnhodeplattform, inkl 1 bunnramme	32500	1000
1 bunnramme	2500	

Tabell 2. Investeringer og driftskostnader - høyt aktivitetsnivå.

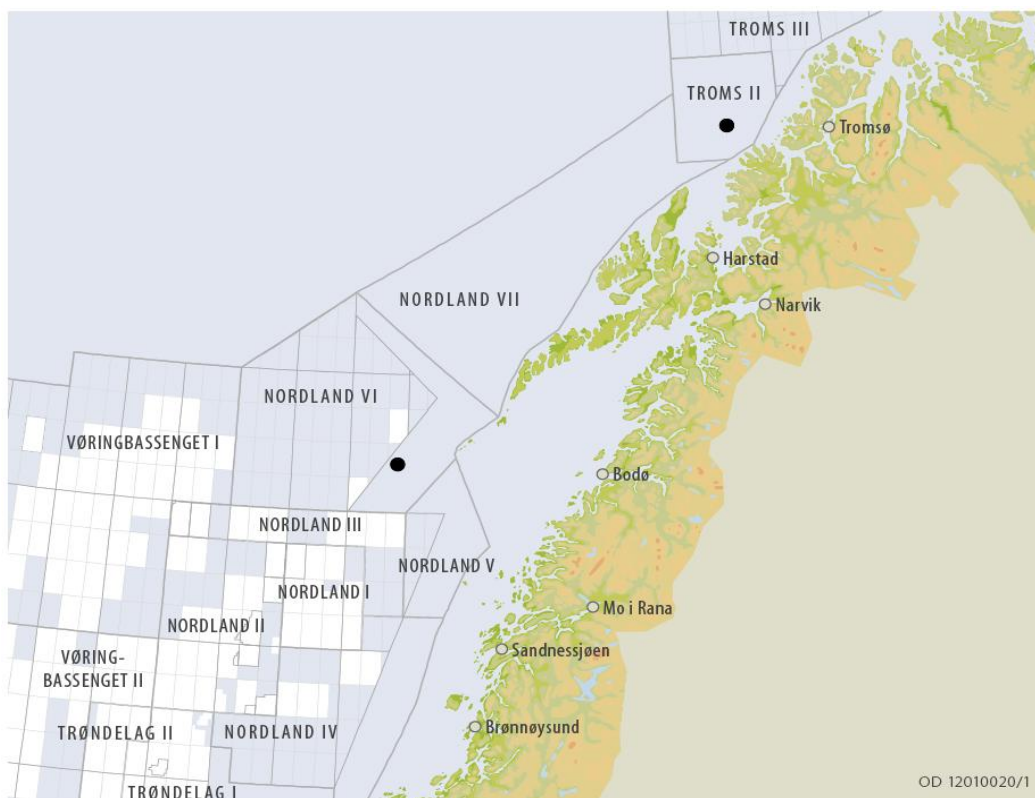
2. 2 Lavt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet

I dette aktivitetsbilde antas det at at leting gir lavt ressursutfall, men store funn. Til sammen blir det funnet om lag 50 millioner Sm³ (Figur 8).

I **Nordland IV og Nordland V** starter leting starter i 2015 med inntil 2 letebrønner per år i hvert område. Etter 4 år med tørre brønner opphører letingen i området.

I **Nordland VI** bores første letebrønn bores i 2014. Det antas at det bores flere tørre brønner, men at det gjøres et oljefunn i 2017 på om lag 30 millioner Sm³.

Nordland VII og Troms II starter leting i 2015. Også her blir det boret flere tørre brønner. Selv om det ikke gjøres funn i løpet av de første 4 årene etter åpning av området fortsetter leteboringen. I 2023 blir det gjort ett gassfunn på om lag 20 milliarder Sm³. Leteaktiviteten i Nordland VII gir ingen funn.

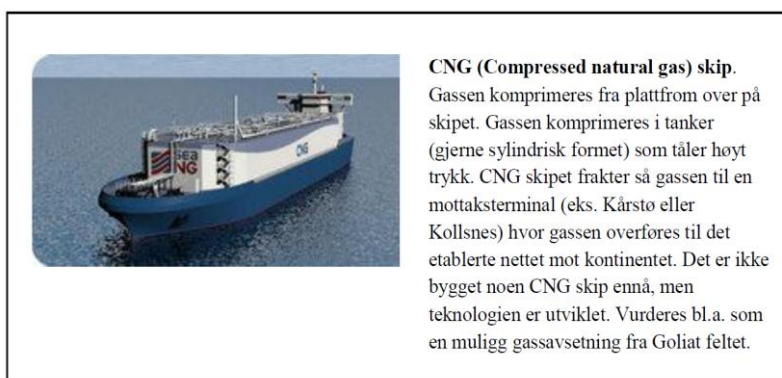


Figur 8. Lavt ressursutfall i det nordøstlige Norskehavet – områder med funn

Utbyggingsløsninger

I **Nordland VI** tas det i 2024 en beslutning om utbygging basert på oljefunnet på 30 millioner Sm^3 . Oljefunnet i Nordland VI bygges ut med en bunnfast plattform med prosessanlegg og bøyelasting.

Det tas i 2027 en beslutning om utbygging for **Troms II** basert på gassfunnet på 20 milliarder Sm^3 . Gassfunnet i Troms II går til et lite landanlegg før gassen føres videre med et CNG-skip.

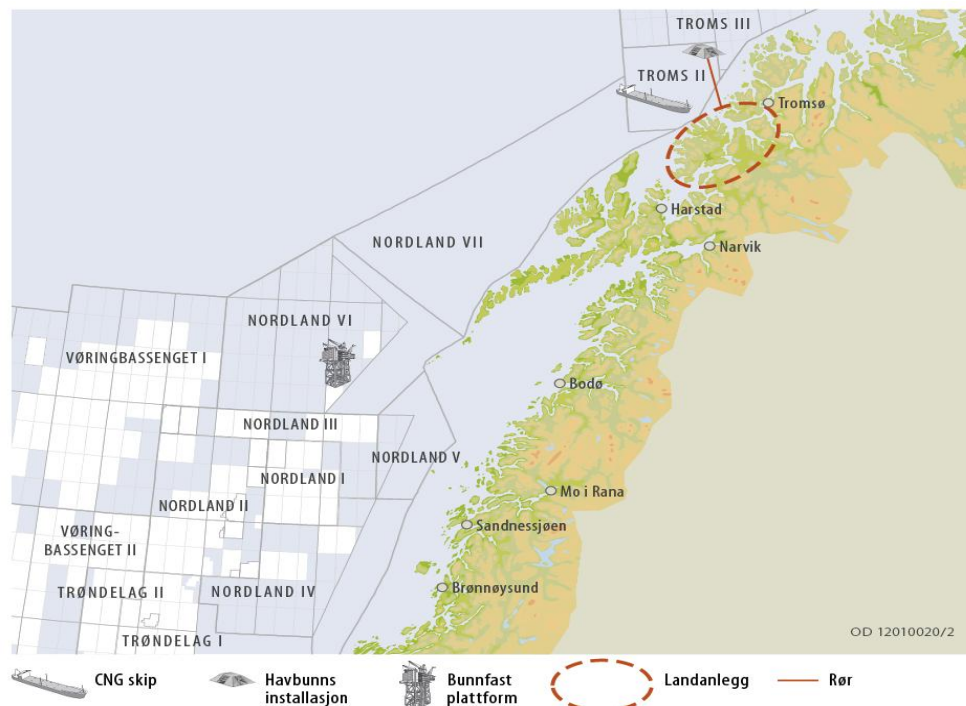


Figur 9. CNG skip

Dersom det etableres rørinfrastruktur fra Barentshavet kan gassen evt transporteres i dette røret gitt kapasitet.

Første produksjon starter i 2028.

En samlet fremstilling av utbygginger og -løsninger er gitt i Figur 10.



Figur 10. Lavt aktivitetsnivå i det nordøstlige Norskehavet - utbyggingsløsninger.

Tabell 3 gir oversikt over de totale ressursene i de ulike områdene samt investeringer og driftskostnader knyttet til de ulike utbyggingsløsningene.

Totale ressurser	Olje mill Sm3	Gass mrd Sm3
Nordland VI	30	
Troms II		20
Nordland VII		
Nordland IV		
Nordland V		
Utbygginger	Investeringer	Driftskostnader
Hver bunnramme inkluderer kostnader for 10 brønner	mill NOK	Mill NOK per år
Nordland VI		
15 letebrønner, à 500 mill NOK	7500	
Flytende produksjonsinnretning, inkl 1 bunnramme	32500	1000
Rør til Haltenbanken, 250 kilometer - 20 mill NOK per km	5000	
Troms II		
26 letebrønner, à 500 mill NOK	13000	
1 bunnramme	2500	
Landanlegg	3500	1000
Rør til land, 65 km - 20 mill NOK per km	1300	
CNG-skip	1500	
Nordland V		
8 letebrønner, à 500 mill NOK	4000	
Nordland IV		
8 letebrønner, à 500 mill NOK	4000	

Tabell 3. Investeringer og driftskostnader – lavt aktivitetsnivå

