

# **Scenarier for helårig petroleumsaktivitet i området Lofoten og Barentshavet i 2005 - 2020.**

## **1. Ressursgrunnlaget og leteaktivitet i utredningsområdet**

Det er funnet både olje og gass i utredningsområdet og forventningen til fremtidige funn inkluderer både olje og gass/kondensat. Forventningene til fremtidige funn er likevel at disse fordeler seg med en større andel på gass/kondensat enn olje. Dette samsvarer med ressurstallene for hydrokarbonforekomstene i utredningsområdet, slik disse fremkommer i ODs ressursoversikt som viser at det forventes mer gass enn olje i dette området (vedlegg 1, 2 og 3).

Det er boret 59 letebrønner og to sidestegsbrønner i Barentshavet, samt én letebrønn i Lofoten. Disse har gitt mye kunnskap og erfaring fra området. Den første brønnen ble boret for 20 år siden.

Den kunnskapen industrien har opparbeidet seg gjennom disse letebrønnene er brukt delvis direkte som grunnlag i scenariene, som her presenteres, delvis for å gi et best mulig grunnlag for scenarier i områdene en så langt har liten kunnskap om.

Vedlegg 4 gir en oversikt over områder på norsk sokkel som er åpnet for letevirksomhet.

## **2. Kriterier for valg av scenarier**

Ved etableringen av scenariene er det lagt vekt på følgende forutsetninger gitt i brev 13.05.2002 fra OED til OLF. Scenariene skal:

- Være representative for hele det geografiske utredningsområdet
- Inkludere lokaliteter som vurderes som potensielle konfliktområder med fiskeri- og miljøinteresser
- Hvor mulig, dekke funn eller områder med forventning om funn

Det forventes at nye utbygginger og produksjon i det definerte området har null utslipp til sjø, og er tilpasset konfliktfri sameksistens med fiskerinæringen. Med basis i dette, har OLF valgt følgende utgangspunkt for de fremtidsrettede scenariene:

- Reinjeksjon av produsert vann med høyest mulig driftsregularitet
- Reinjeksjon eller ilandføring av borekaks og borevæske, dersom ikke andre løsninger viser seg å være miljø- og sikkerhetsmessig bedre
- Brønnoperasjoner uten utslipp til sjø
- Færrest mulig installasjoner på havoverflaten
- Overtrålbare havbunnsinstallasjoner, herunder rørledninger
- Årstidstilpasset virksomhet så langt dette er mulig

Endelig teknisk utbyggingsløsning for det enkelte felt vil bli valgt etter grundige vurderinger av miljø- og sikkerhetsmessige forhold, gjennom normal planprosess etter gjeldende lovverk.

Selv om ressursoversikten (vedleggene 1-3) viser at det er påvist mer gass enn olje i området, har OLF valgt å legge større vekt på å utrede oljefelt enn gassfelt. Oljefelt representerer den største utfordringen og potensielle miljøbelastningen mht utslipp til sjø.

Størrelsen av feltene som er valgt som scenarier er dels basert på realistiske estimater for funn i området, dels begrunnet med at det vil kreves en viss funnstørrelse for å få økonomisk lønnsomhet ved utbygging.

Olje- og kondensattypene som er lagt til grunn er representative for de forventninger en i dag har for de ulike deler av utredningsområdet. I tillegg er det i noen scenarier valgt å benytte Norneolje for å belyse problemstillinger knyttet til naturressurser på havoverflaten og ved stranding. Norne oljen er eksempel på en voksrik oljetype som kan stivne på havoverflaten ved kalde betingelser.

Ulike utbyggingsløsninger er valgt for å belyse konsekvenser av ilandføring vs. offshore produksjon, og valg av ulike installasjoner til havs (FPSO vs. havbunnsinstallasjoner med ilandføring) i forhold til sameksistens med fiskeri, miljøpåvirkninger og gjennomføring av nedstengning og fjerning.

### 3. Scenarier og forventet utslippsnivå for helårig petroleumsvirksomhet i 2020

#### 3.1 Geografisk plassering og utbyggingsløsninger

Med utgangspunkt i grunnlaget for scenariebeskrivelsene som gitt ovenfor, er scenarier for helårig petroleumsvirksomhet i området etablert som vist i tabell 1 og 2. Tabellene gir en oversikt over foreslått geografisk plassering av en utbygging, samt type utbyggingsløsning som er lagt til grunn (selvstendig offshore utbygging eller havbunnsutbygging med tilknytning til landanlegg). Geografisk plassering av feltene er vist i vedlegg 5.

To av feltene, Nordland VII og Troms II, er lagt i områder som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Feltene er plassert her for å belyse potensialet for konflikter med andre interesser.

*Tabell 1. Plassering av oljefelt*

| Plassering av oljefelt | Ilandføring | Offshore utbyggingsløsning |
|------------------------|-------------|----------------------------|
| Nordland VI            | X           | X                          |
| Lopparyggen Øst        |             | X                          |
| Troms I                |             | X                          |
| Nordland VII           |             | X                          |
| Bjørnøya Vest          |             | X                          |
| Finnmark Øst           | X           | X                          |

Tabell 2. Plassering av gassfelt

| Plassering av gassfelt | Ilandføring | Offshore utbyggingsløsning |
|------------------------|-------------|----------------------------|
| Troms II               | X           |                            |
| Troms I                | X           |                            |
| Finnmark Øst           | X           |                            |
| Nordkappbassenget      | X           |                            |

### 3.2 Innfasing av scenariene

Som underlag for utredningene forutsettes en trinnvis utbygging fra 2005 frem til 2020 (figur 1), basert på teoretiske betraktninger. Det er en forutsetning at deler av sokkelen som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet blir åpnet og at det jevnlig gjennomføres konsesjonsrunder og tildeling av nye utvinningstillatelser.

Utredning av konsekvensene av disse teoretiske scenariene foreslås for å dekke hele det geografiske utredningsområdet, selv om det er svært lite sannsynlig med utbygging av samtlige 10 olje- og gassfelt nevnt i tabell 1 og 2. Per i dag er bare Snøhvit og Goliat påvist. I flere av de øvrige områdene, eksempelvis Nordland VI, Lopparyggen Øst, Finnmark Øst og Nordkappbassenget, opererer en med funnsannsynligheter i størrelsesorden 10%. Funnsannsynligheten i de resterende områdene vurderes i dag som enda lavere. Dette betyr at et mer realistisk tall for totalt antall selvstendige felt i perioden fram til 2020 er 3-5.

Figur 1 beskriver derfor tre mulige utviklingsscenarier:

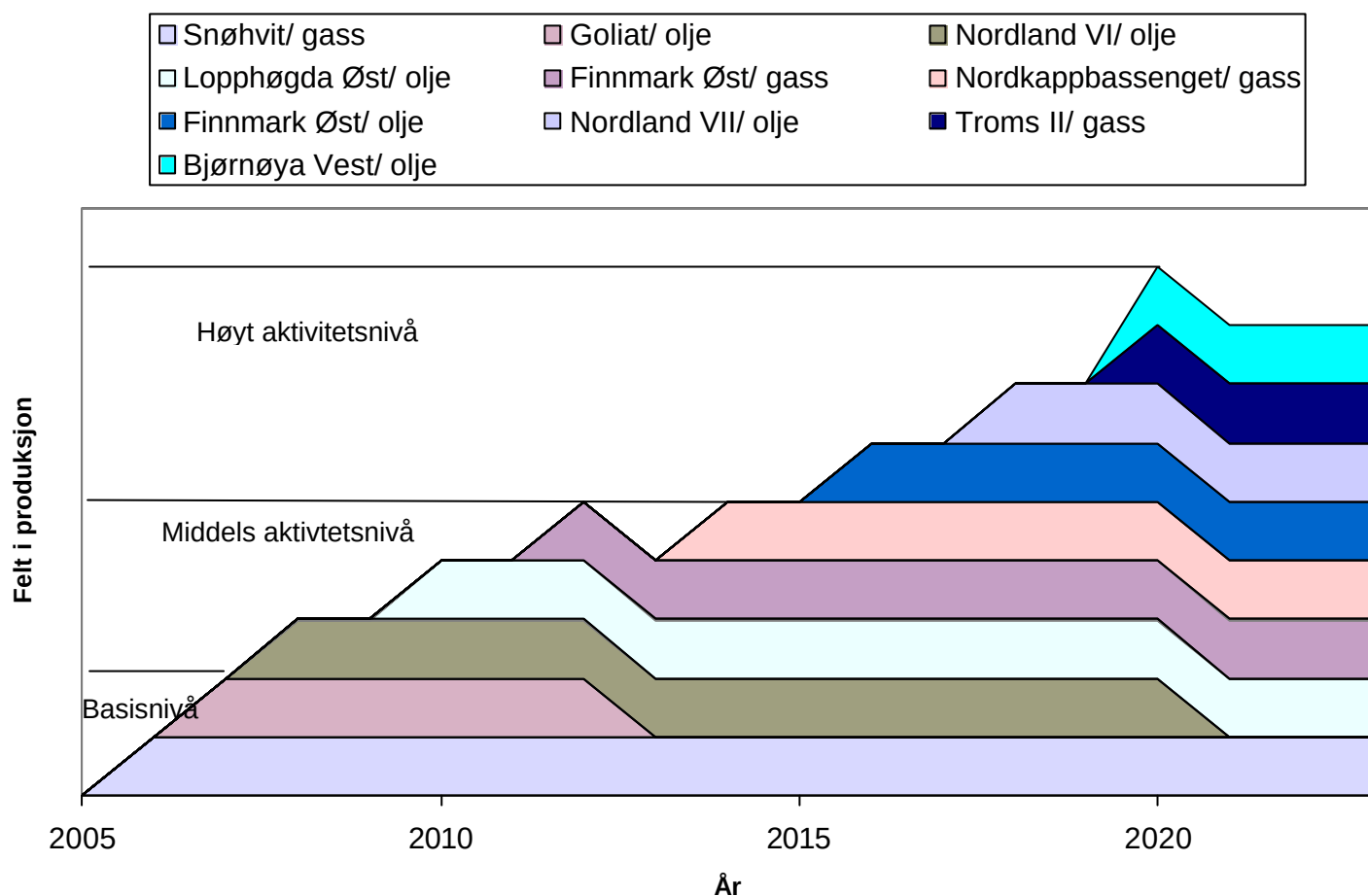
Basisnivå, bestående av påviste ressurser: gassfelt i Troms I (Snøhvit), oljefelt i Troms I (Goliat), samt tilleggsressurser til gassfeltet i Troms I.

Middels aktivitetsnivå inkluderer i tillegg felt med relativt sett høy funnsannsynlighet, dvs. oljefelt i Nordland VI og Lopparyggen Øst, og gassfelt i Finnmark Øst og Nordkappbassenget. Funnsannsynligheten for hvert enkelt felt er likevel så vidt lav at det ikke forventes at samtlige områder vil gi funn som leder til utbygging.

Høyt aktivitetsnivå inkluderer i tillegg felt i områder som i dag er vurdert å ha svært lav funnsannsynlighet, pluss felt i ikke-åpnede områder. Hensikten med scenariet er å dekke hele utredningsområdet geografisk.

For at samtlige 10 felt skal være utbygd innen 2020, forutsettes oppstart av ett nytt felt hvert 2. år. Tilsvarende har det i Norskehavet hvert oppstart av ett nytt felt hvert 2. eller 3. år. Utbygging av samtlige 10 felt vurderes således som lite sannsynlig, men tas med for å få belyst eventuelle konsekvenser i hele utredningsområdet, jf. forutsetningene spesifisert i brev fra Olje- og energidepartementet.

## Felt i produksjon frem mot 2020



Figur 1. Teoretisk innfasing av felt i produksjon frem mot 2020

### 3.3 Seismikk

Det er forventet at utviklingen innen seismiske operasjoner og verktøy (bl.a. fra 2C, 3D til 4D) vil gi positive utslag for tolking av undergrunnen, boring og plassering av brønner. Dette antas å redusere antall brønner som er nødvendig for å drenere reservoarene, samtidig som det vil bedre/optimalisere selve brønndesignen. Færre brønner og bedre brønndesign forventes begge å resultere i redusert forventet avfallsmengde fra boring.

Det legges til grunn en ambisjon om utvidet samarbeid med fiskeriinteresser ved planlegging av seismiske operasjoner, slik at de negative effekter på fiskerimessige forhold skal unngås.

### 3.4 Boring

#### 3.4.1 Krav til rigger og fartøy

Valg av rigger og fartøy vil være underlagt strenge tekniske, operasjonelle og organisatoriske kriterier knyttet til utslipp både til luft og sjø. Fokus på å etablere tilstrekkelig antall barrierer for å forhindre uhellsutslipp, samt tekniske endringer for å minimalisere mengden avfall og oppsamling av avfallsstrømmer fra rigg, legges til grunn som standard ved fremtidige

operasjoner i området. Dynamisk posisjonert rigg vil velges der dette er et viktig kriterium for å forhindre ødeleggelser på havbunnen (eks. koraller). Økte utslipp til luft som følge av et slikt valg vil bli synliggjort. Det vil være et mål å innføre NO<sub>x</sub> reduserende teknologi på boreriggenes motorer.

Det forutsettes at kaksinjeksjonsanlegg vil være tilgjengelig for reinjeksjon av borekaks for både lete- og produksjonsboring. Alternativt vil borekaks bli ilandført.

Som det fremgår av tabellen nedenfor, beregnes utslipp til luft ut fra dagens aktivitets- og utslippsnivå, men trukket fra en viss prosentandel for å gjenspeile forventningene til fremtidens teknologi

*Tabell 3. Utslipp til luft fra en konvensjonell oppankret rigg for en letebrønn.*

| Kilde                             | Mengde flytende brennstoff (tonn) | CO <sub>2</sub> (tonn) | NO <sub>x</sub> (tonn) | SO <sub>x</sub> (tonn) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Dagens motorer                    | 1300                              | 4300                   | 100                    | 4                      |
| Morgendagens forbedrede teknologi | 1060                              | 3500                   | 15                     | 2                      |
| % reduksjon                       | 20                                | 20                     | 85                     | 50                     |

### 3.4.2 Operasjoner

Samlet anslått antall lete- og produksjonsbrønner per felt gjenspeiler feltstørrelse og antakelser vedrørende feltstrukturer (enkle reservoarer antas å produseres med færre brønner enn komplekse/forkastede reservoarer). Det er antatt at under normale omstendigheter kan samtlige brønner bores til ønsket dyp med vannbasert borevæske. Topphullseksjonen (36" og 20" hullseksjon) bores uten retur til riggen, og utboret kaks og viskosisert sjøvann går ut på havbunnen.

Vannbasert borevæske vil bli gjenbrukt, og gjenbruksprosenten antas å øke fra dagens ca. 30 % til 40 % bl.a. basert på forutsetningen om bedre kaksrensing om bord på riggen. Utboret kaks med vedheng av borevæske fra seksjonene som bores med stigerør, vil enten reinjiseres eller ilandføres, dersom ikke andre løsninger viser seg å være miljø- og sikkerhetsmessig bedre.

Estimerte volumer av utboret borekaks for en brønnlengde på ca. 3000 m vil være ca. 450 m<sup>3</sup> borekaks. Av dette vil ca. 50 m<sup>3</sup> være fra topphullseksjonen (36" huldiameter). Estimert volum av brukt borevæske er ca. 2000 m<sup>3</sup>.

Det forutsettes ingen utslipp fra brønntesting, da brønnstrøm ikke går over brennerbom, men enten samles opp på rigg/fartøy eller ved at nedihullsmåling erstatter overflatetesting i fremtidens utbygginger.

### **3.4.3 Aktivitetsnivå**

For leteboring legges 3 boringer per år til grunn for utredningen. Antall produksjons- og injeksjonsbrønner per felt er vist i tabellene for hvert scenario.

### **3.5 Produksjon**

For at man skal komme ned på det utslippsnivået som tilstrebes, legges det til grunn at utgangspunktet skal være null utslipp til sjø (se kap. 2). Det forutsettes at arbeidet med å utvikle og kvalifisere nullutslippsteknologien videreføres samtidig med utredningsarbeidet. Alle forventede framtidige løsninger foreligger derfor ikke ved utredningstidspunktet.

Endelig teknisk utbyggingsløsning for det enkelte felt vil bli valgt etter grundige vurderinger av miljø- og sikkerhetsmessige forhold, og vil være gjenstand for normal planprosess etter gjeldende lovverk.

Tabell 4.

Utslippsnivået for de ulike utslippskategorier/avfallsstrømmer og skisserte løsninger for felt i produksjon i 2020. Tabellen viser også utslippskomponenter ved normal drift og ved avvikssituasjoner.

| Type utslipp              | Utslippsnivå for produksjon i 2020                                                                                                             | Mulig teknologisk løsning                                                                                                                                                               | Utslippskomponenter til konsekvensutredning –                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Produsert vann            | 100 % reinjeksjon under regulær drift i minimum 95 % av tiden. Dette innebærer 5 % utslipp ved oppstart, nedstengning og mindre driftsavbrudd. | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vannavstengning</li> <li>• Reinjeksjon/deponering</li> <li>• Havbunnsseparasjon</li> <li>• Renseteknologi</li> </ul>                           | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Maksimalt nedetid og utslipp i 2 måneder, en gang over feltets levetid (varighet dersom man må bore en ny brønn)</li> <li>2. Utslippsperioder med varighet 3 døgn relatert til angitt regularitet</li> </ol> <p>NB. Begge tilfellene forutsetter at BAT rettet mot løste komponenter er installert, der mer enn 90 % av alkylfenolene og aromatene er fjernet.</p> |
| Borekaks/borevæske        | Reinjeksjon                                                                                                                                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reinjeksjon eller ilandføring av borekaks</li> <li>• Kvalifisere maksimal bruk av vannbasert borevæske</li> <li>• Bedre kaksrensing</li> </ul> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Uhellutslipp av inntil 100m<sup>3</sup> vannbasert borevæske, primært ved midlertidig stopp i reinjeksjon eller ilandføring</li> <li>2. Utslipp fra topphullseksjon (sjøvann og rent sediment)</li> <li>3. Utslipp av ett stigerørvolum med borevæske ved ikke planlagt frakopling</li> </ol>                                                                      |
| Brønntesting/-opprensning | Ingen utslipp til sjø                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Testing uten strømning til overflaten. Brønnstrøm til båt etc.</li> </ul>                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Uforbrente og ufullstendig forbrente hydrokarboner til luft og sjø ved driftsavvik</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                       |

|                                                      |                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Kjemikalier<br>(produksjons - og<br>borekjemikalier) | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bruk av PLONOR</li> <li>• Mer effektiv retur og oppsamling</li> </ul>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nullutslippsarbeidet</li> </ul>                                                                                                                                                                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vannbaserte hydraulikvæsker, gjengefett og sement ved driftsavvik</li> </ul> |
| nmVOC                                                | <ul style="list-style-type: none"> <li>• 95 % av oljen går igjennom renseteknologi</li> </ul>                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• nmVOC gjenvinningsutstyr på offshore lagre, skytteltankere og eventuelle lager-/lasteanlegg onshore</li> </ul>                                                                                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>• nmVOC; 70 % reduksjon i forhold til dagens nivå</li> </ul>                   |
| NO <sub>x</sub>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav-NO<sub>x</sub> teknologi, som reduserer utslipp med 85 %</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lav NO<sub>x</sub> turbiner</li> <li>• Ny NO<sub>x</sub> reduserende teknologi</li> </ul>                                                                                                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• NO<sub>x</sub>; 85 % reduksjon i forhold til dagens nivå</li> </ul>          |
| CO <sub>2</sub>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Som sokkelen for øvrig – internasjonal og nasjonal kvotehandel</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Samme BAT som nye utbygginger generelt på norsk sokkel.</li> <li>• Kraftoverføring fra land må vurderes, der dette kan være mulig</li> <li>• CO<sub>2</sub> ekstraksjon fra eksosgass og deponering</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• CO<sub>2</sub>; 20 % reduksjon i forhold til dagens nivå</li> </ul>          |

Ordforklaringer:

BAT: Best Available Technology

NmVOC: Non-methane volatile organic components

PLONOR: OSPAR list of Substances/Preparations Used and Discharged, which Pose Little or NO Risk to the Environment



### 3.6 Årstidstilpasning av virksomheten

Tidspunktet for operasjoner som kan ha miljøpåvirkning skal vurderes i forhold til årstidsvariasjoner i fordeling og sårbarhet av biologiske ressurser. Eksempler kan være å unngå omfattende marine aktiviteter i perioder med intensivt fiske i området, for å unngå arealkonflikt, eller unngå boring i oljeførende lag i perioder med store, sårbare sjøfuglbestander i influensområdet. Det er aktuelt å vurdere årstidstilpasning for:

- Innsamling av seismiske data
- Boring og brønnoperasjoner; boring i oljeførende lag og komplettering
- Oppstart; feltinstallasjon og rørlegging
- Drift; revisjonsstans, brønnintervensjon

### 3.7 Rørledninger

Rørledninger omfatter

- brønnstrømsrørledninger mellom havbunnsrammer og offshoreinstallasjoner (feltinterne)
- brønnstrømsledninger mellom havbunnsrammer og landanlegg (ved landbaserte utbyggingsløsninger)
- rørledninger for prosessert væske mellom offshore installasjoner og offshore lager/lastebøyer
- eksportledninger for prosessert olje, til landanlegg
- eksportledninger for prosessert gass
- kontrollkabler

Det er en forutsetning at alle rørledningene skal være overtrålbare og ikke være til hinder for fiskeriaktiviteter.

For rørledninger vil materialvalg vurderes mot kjemikaliebruk, slik at minst mulig kjemikalier vil bli nødvendig.

Utslipp til luft fra rørleggingsfartøy ved legging av rør til gassfelt i Troms I, er beregnet til å være henholdsvis 30.000 tonn CO<sub>2</sub> og 500 tonn NO<sub>x</sub>. Tallene kan legges til grunn for vurdering av utslipp også for andre felt, under antagelse om proporsjonalitet mellom rørlengde og utslipp.

### 3.8 Transport og skipsfart

Transport og skipstrafikk knyttet til virksomheten omfatter forsynings- og beredskapsfartøy, samt lager-, skyttel- og eksporttankere. De viktigste miljøproblemstillingene er uhellsutslipp, utslipp til luft og utslipp av ballastvann fra eksporttankerne. Med hensyn til teknologivalg som har betydning for utslipp til luft, vil disse være i samsvar med IMO krav/nye myndighetskrav (eks. anlegg for VOC gjenvinning). Det forutsettes også at landanlegg har gjenvinningsanlegg for VOC.

Beregnet reduksjon av utslipp til luft fra forsyningsfartøyer med LNG som drivstoff er

om lag 80 % for NO<sub>x</sub> i forhold til dieseldrift. For CO<sub>2</sub> antas en reduksjon på 20%. På årlig basis gir dette et utslipp av ca. 38 tonn NO<sub>x</sub> per forsyningsfartøy som seiler 720 nm per uke i 50 uker. Tilsvarende beregning for CO<sub>2</sub> gir et utslipp på 12.200 tonn/år. Nye beredskapsfartøyer som er aktuelle for dette området kan antas å være av samme størrelse som forsyningsbåtene.

For eksporttankere (VLCC, 300 000 dwt) og skytteltankere (130 000 dwt) kan utslipp av 110 g CO<sub>2</sub> per tonn fraktet per 10 km og 2,9 g NO<sub>x</sub> per tonn fraktet per 10 km, legges til grunn for utslippsberegninger.

For Snøhvit er det gjort vurderinger for skipstrafikk i driftsfasen som omfatter LNG-skip, LPG-skip, kondensatskip og taubåter/hjelpefartøy. For LNG-, LPG- og kondensatskipene må utslippene fordeles langs hele transportruten til markedene. Disse fartøyene står for 99% og 96% av utslippene av hhv. CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra skipsoperasjonene tilknyttet landanlegget for gassprosessering.

Forventet trafikkmengde er oppgitt i kapittel 4 for de ulike feltene.

### 3.9 Uhellsutslipp

Beregnete utslippsrater ved utblåsning vil være lave sammenlignet med Nordsjøen og Norskehavet som en følge av lavere reservoartrykk.

For flytende installasjoner og flytende rigger vil overflateutslipp og sjøbunnsutslipp ha om lag lik sannsynlighet. For faste installasjoner med plattformbrønner er sjøbunnsutslipp ikke sannsynlig. Lekkasje fra rørledninger kan oppstå ved spontant brudd i sveis, korrosjon eller at rørledningen ødelegges av et anker.

Grunnstøting, brann, eksplosjon, kollisjon, strukturfeil i skrog og operasjonelle feil knyttet til lasting og lossing kan føre til oljeutslipp fra tankskip. Med unntak for grunnstøting kan samme type ulykker ramme flytende lager.

Forventede utslippsrater og varighet ved de ulike oljefelt-scenariene er vist i tabell 5.

Tabell 5. Scenarier for utblåsning fra oljefelt. Data fra tidligere risikoanalyser.

| Oljefelt        | Parametere |                             |                     |                        |                                                        |                       |
|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------|
|                 | Oljetype   | Rate (Sm <sup>3</sup> /d)   | Varighet (dag) maks | Reservoar-trykk (bara) | GOR <sup>1)</sup> (Sm <sup>3</sup> / Sm <sup>3</sup> ) | API <sup>2)</sup> (°) |
| Nordland VI     | Svale      | 3000                        | 20                  | 136                    | 50                                                     | 23                    |
| Nordland VII    | Svale      | 3000                        | 20                  | 136                    | 50                                                     | 23                    |
| Troms I         | Naftalensk | 1000                        | 40                  | 124                    | 85                                                     | 31                    |
| Lopparyggen Øst | Norne*     | 3000                        | 15                  | 120                    | 45                                                     | 37                    |
| Bjørnøya Vest   | Svale      | 3000                        | 20                  | 136                    | 50                                                     | 23                    |
| Finnmark Øst    | Norne      | Leting: 4000<br>Prod.: 6000 | 30                  | 130                    | 150                                                    | 41                    |

\* Voksrik

1) GOR = Gas to Oil ratio

2) API = Universell akseptert skala for å angi spesifikk vekt for råolje

For samtlige gassfelt gjelder følgende parametre:

Olje- og kondensattype: Snøhvit kondensat  
Rate: 500 Sm<sup>3</sup>/d ved leting, 1000 Sm<sup>3</sup>/d ved produksjon  
Maks. varighet: 40 døgn  
GOR: 8700 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>  
API: 67 °

Det er forventet at ytterligere forbedring av standard på rigger til bruk i dette området vil redusere antallet mindre utslipp sammenlignet med dagens nivå på norsk sokkel.

Andre mulige uhellsutslipp av olje er vist i tabell 6.

*Tabell 6. Andre mulige hendelser med utslipp til sjø.*

| Hendelse      | Mengder                           |                                     |
|---------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Skytteltanker | 1 tank – 15 000 m <sup>3</sup>    | Totalhavari – 80 000 m <sup>3</sup> |
| FPSO          | 1 tank – 15 000 m <sup>3</sup>    | Totalhavari – 70 000 m <sup>3</sup> |
| Oljerør       | Begrenset – 15 000 m <sup>3</sup> |                                     |

For uhellsutslipp må risikoreduserende tiltak, samlet overvåkingssentral i regionen og teknologiutvikling utover dagens beredskapsutstyr vurderes igangsatt. En vil for øvrig peke på at bedret miljøovervåkning som følge av økt petroleumsvirksomhet også vil kunne bidra til å redusere konsekvensene av utslipp fra annen type næringsvirksomhet.

### 3.10 Kjemikalier

Som vist i tabell 3 vil ambisjonsnivået for bruk og utslipp av kjemikalier være at det brukes PLONOR kjemikalier. Reinjeksjon av produsert vann og reinjeksjon eller andre disponeringsløsninger for bore- og brønnekjemikalier, betyr at det i normal drift av anleggene ikke vil være utslipp til sjø av disse kjemikaliene.

### 3.11 Avfall

Avfallsmengden vil bli minimalisert og resirkulert så langt dette er mulig.

### 3.12 Avvikling

Nedstengning og disponeringsalternativer for innretninger til havs vil bli håndtert i henhold til gjeldende OSPAR regelverk.

#### **4. Utslipp som må utredes mht helårig drift i 2020**

Tabell 7 og 8 gir utslippsdata som kan legges til grunn for konsekvensvurdering av virksomheten. Dataene er basert på de kriteriene for aktivitet i utredningsområdet som er beskrevet i kapittel 2.

Innenfor scenariet som inkluderer oljefeltene Nordland VI og Finnmark Øst vil det være aktuelt å utrede både offshore utbyggingsløsning og landanlegg. For det siste forutsettes et havbunnsanlegg som skiller ut 95% av det produserte vannet fra brønnstrømmen, med påfølgende reinjisering. De resterende 5 % føres til land, renses for miljøskadelige komponenter og slippes ut. Ved en vannproduksjon på ca. 20 000 m<sup>3</sup>/døgn, som forventes som maksimumsnivå for Nordland VI, vil da 1000 m<sup>3</sup>/døgn ilandføres og renses med BAT, før utslipp til sjø. Volumet forventes å være ganske konstant etter at vannproduksjonen på feltet er startet, fordi det vil være styrt av krav til minimumsbelastning på pumper i vanninjeksjonsenheten.

For landanlegg antas biologisk renseanlegg, som i kombinasjon med andre renseenheter vil være i stand til å rense avløpsvannet for dispergert olje til godt under 5 milligram per liter, og for PAH-komponenter og alkylfenoler til under 1 mikrogram per liter.

**Tabell 7 - Oljefelt**

| <b>Parametre</b>                                                 | <b>Nordland VI</b> | <b>Lopparyggen Øst</b> | <b>Troms I</b> | <b>Finnmark Øst</b> |
|------------------------------------------------------------------|--------------------|------------------------|----------------|---------------------|
|                                                                  | <b>FPSO</b>        | <b>FPSO</b>            | <b>FPSO</b>    | <b>FPSO</b>         |
| <i>Generelle parametre</i>                                       |                    |                        |                |                     |
| Feltstørrelse mill Sm <sup>3</sup> o.e.<br>(utvinnbare reserver) | 50                 | 100                    | 10             | 50                  |
| Utvinnbar gass mrd Sm <sup>3</sup>                               | 1,3                | 2,5                    |                |                     |
| Platåproduksjon Sm <sup>3</sup> /døgn                            | 34 500             | 41 000                 | 5 500          | 14 000              |
| Vannproduksjon mill m <sup>3</sup> per år <sup>1)</sup>          | 7                  | 2,7                    | 1,3            | 4,4                 |
| CO <sub>2</sub> (tonn per år)                                    | 235 000            | 470 000                | 75 000         | 170 000             |
| nm VOC tonn per år fra<br>lagring/lasting                        | 4 500              | 8 900                  | 1 600          | 6 000               |
| NO <sub>x</sub> (tonn per år)                                    | 190                | 380                    | 60             | 500                 |
| <i>Forsyningsskip (anløp per år)</i>                             | 156                | 130                    | 70             | 100                 |
|                                                                  |                    |                        |                |                     |
| <i>Eksporttankere (anløp per år)</i>                             | 120                | 100                    | 36             | 50 (100 000 dwt)    |
| Produksjonsbrønner                                               | 5                  | 17                     | 6              | 7                   |
| Injeksjonsbrønner                                                | 4                  | 6                      | 2              | 2                   |
| Avgrensning                                                      |                    |                        |                | 2                   |

1) Mulig utslipp ved driftsavvik:

Nordland VI, Nordland VII og Bjørnøya: 19 000 m<sup>3</sup>/d i inntil tre døgn

Lopparyggen Øst: 7 200 m<sup>3</sup>/d i inntil tre døgn

Troms I (olje): 3 500 m<sup>3</sup>/d i inntil 3 døgn

Finnmark Øst: 12 000 m<sup>3</sup>/d i inntil 3 døgn

**Tabell 7. Forts.**

| <b>Parametre</b>                                                 | <b>Nordland VII</b> | <b>Bjørnøya Vest</b> |
|------------------------------------------------------------------|---------------------|----------------------|
|                                                                  | <b>FPSO</b>         | <b>FPSO</b>          |
| <i>Generelle parametre</i>                                       |                     |                      |
| Feltstørrelse mill Sm <sup>3</sup> o.e.<br>(utvinnbare reserver) | 50                  | 50                   |
| Utvinnbar gass mrd Sm <sup>3</sup>                               | 1,3                 | 1,3                  |
| Platåproduksjon Sm <sup>3</sup> /døgn                            | 34 500              | 34 500               |
| Vannproduksjon mill m <sup>3</sup> per år <sup>1)</sup>          | 7                   | 7                    |
| CO <sub>2</sub> (tonn per år)                                    | 235 000             | 235 000              |
| nm VOC tonn per år fra<br>lagring/lasting                        | 4 500               | 4 500                |
| NO <sub>x</sub> (tonn per år)                                    | 190                 | 190                  |
| <i>Forsyningsskip (anløp per år)</i>                             | 156                 | 156                  |
|                                                                  |                     |                      |
| <i>Eksporttankere (anløp per år)</i>                             | 120                 | 120                  |
| Produksjonsbrønner                                               | 5                   | 5                    |
| Injeksjonsbrønner                                                | 4                   | 4                    |
| Avgrensning                                                      |                     |                      |
|                                                                  |                     |                      |

1) Mulig utslipp ved driftsavvik:

Nordland VI, Nordland VII og Bjørnøya: 19 000 m<sup>3</sup>/d i inntil tre døgn

Lopparyggen Øst: 7 200 m<sup>3</sup>/d i inntil tre døgn

Troms I (olje): 3 500 m<sup>3</sup>/d i inntil 3 døgn

Finnmark Øst: 12 000 m<sup>3</sup>/d i inntil 3 døgn

**Tabell 8. Gassfelt**

| <b>Parametre</b>                                              | <b>Troms II</b> | <b>Troms I</b> | <b>Nordkappbassenget</b> | <b>Finmark Øst</b> |
|---------------------------------------------------------------|-----------------|----------------|--------------------------|--------------------|
| <i>Generelle parametre</i>                                    |                 |                |                          |                    |
| Feltstørrelse mill Sm <sup>3</sup> o.e. (utvinnbare reserver) | 100             | 200            | 100                      | 100                |
| Utvinnbar gass mrd Sm <sup>3</sup>                            | 85              | 164            | 85                       | 85                 |
| Platåproduksjon mrd Sm <sup>3</sup> /år gass                  | 10              | 21             | 10                       | 10                 |
| Platåproduksjon mill Sm <sup>3</sup> /år kondensat            | 0,4             | 0,7            | 0,4                      | 0,4                |
| Vannproduksjon m <sup>3</sup> per år                          | 2000            | 2000           | 2000                     | 2000               |
| Kjølevann (m <sup>3</sup> /t)                                 | 23 000          | 48 000         | 23 000                   | 23 000             |
| CO <sub>2</sub> (tonn per år)                                 | 450 000         | 900 000        | 450 000                  | 450 000            |
| Nm VOC tonn per år fra lagring/lasting                        | 100             | 200            | 100                      | 100                |
| NO <sub>x</sub> (tonn per år)                                 | 325             | 650            | 325                      | 325                |
| LPG og kondensattanker (anløp per år)                         | 15              | 25             | 15                       | 15                 |
| LNG tanker, 135 000 m <sup>3</sup> (anløp per år)             | 35              | 60             | 35                       | 35                 |
| Produksjonsbrønner                                            | 11              | 21             | 11                       | 11                 |
| Injeksjonsbrønner                                             | 1               | 1              | 1                        | 1                  |
| Avgrensning                                                   |                 |                |                          |                    |





## Vedlegg 1

# Letestatus 2001

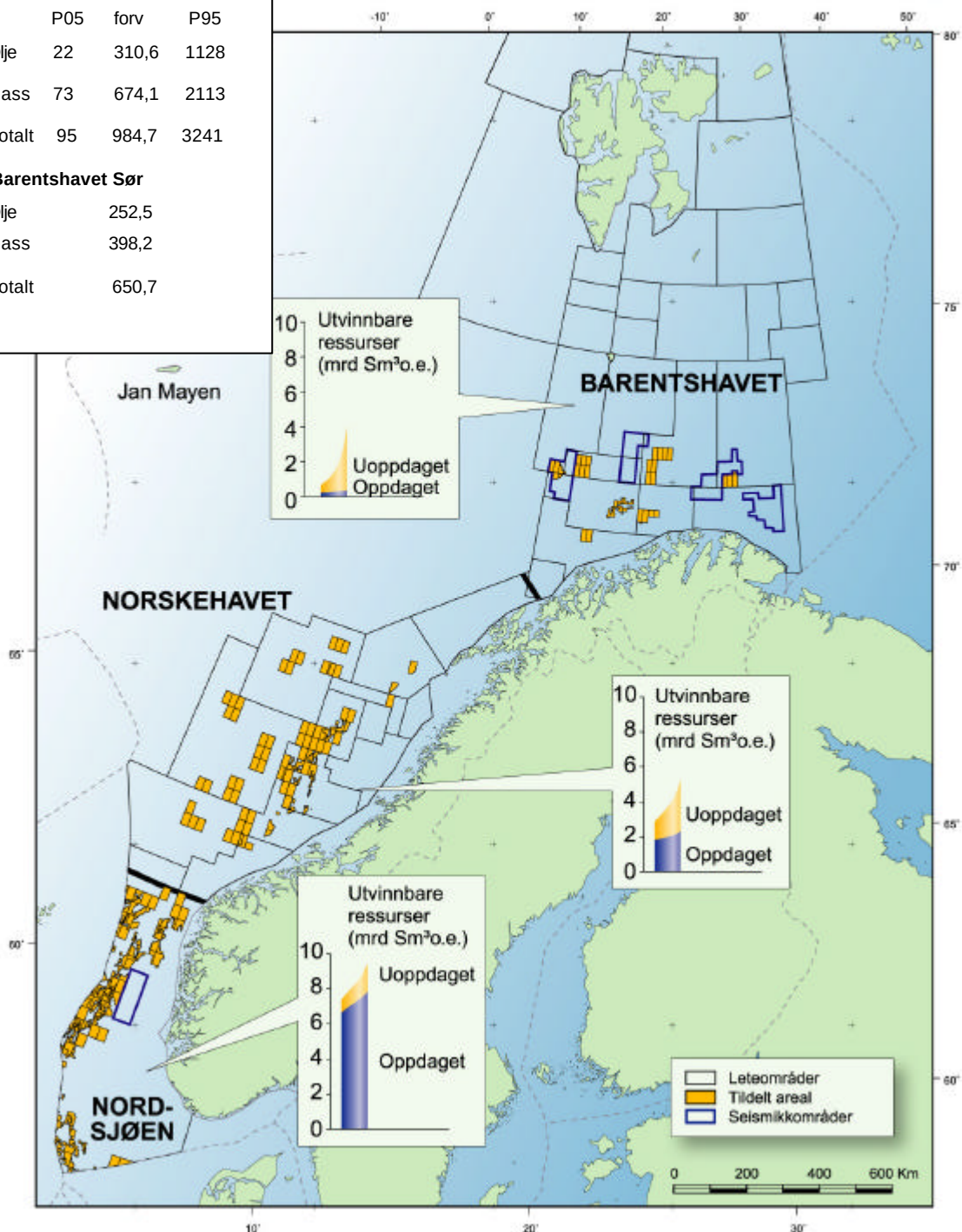


### Hele Barentshavet uoppdagede ressursene

|        | P05 | forv  | P95  |
|--------|-----|-------|------|
| Olje   | 22  | 310,6 | 1128 |
| Gass   | 73  | 674,1 | 2113 |
| Totalt | 95  | 984,7 | 3241 |

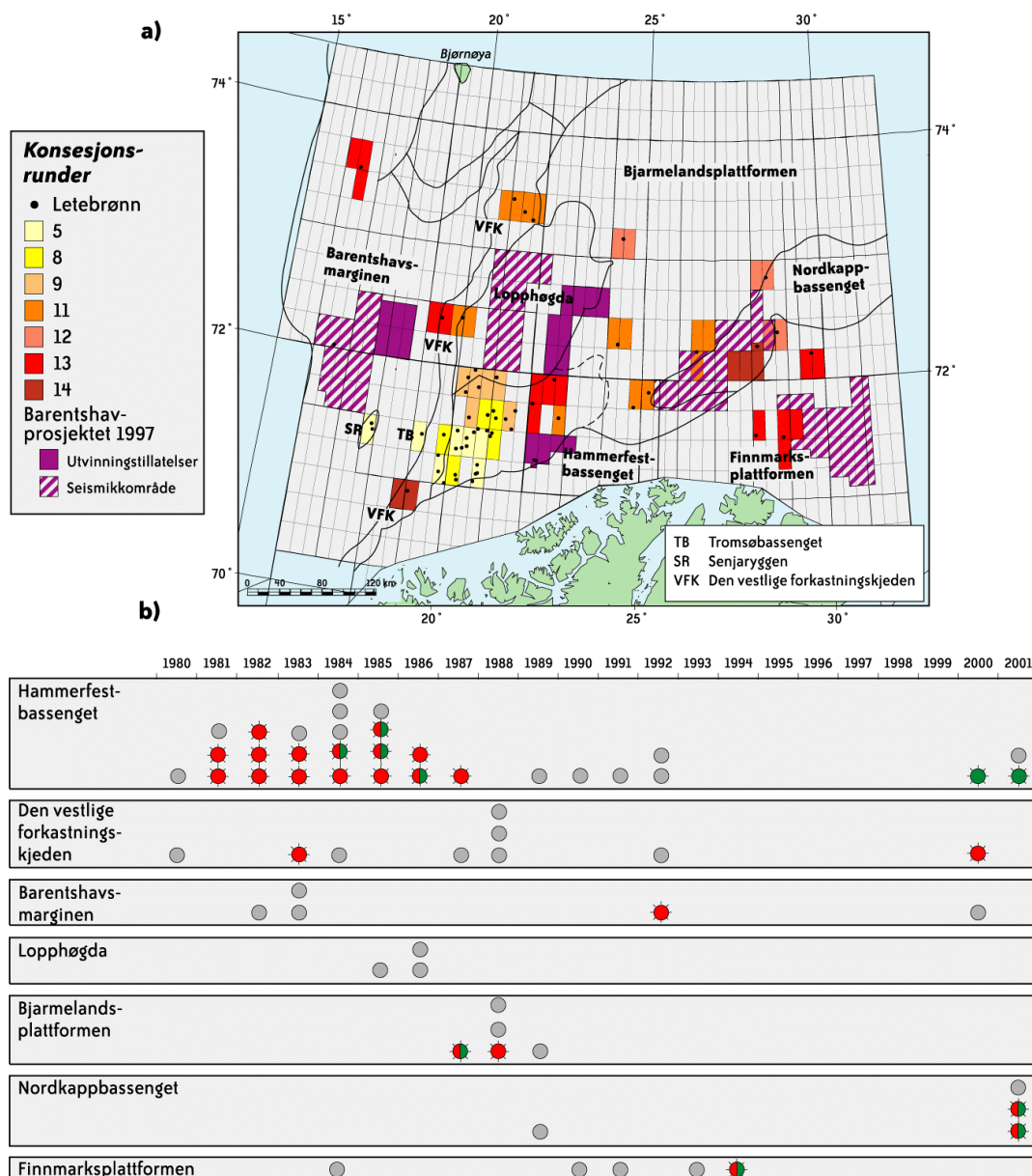
### Barentshavet Sør

|        |       |
|--------|-------|
| Olje   | 252,5 |
| Gass   | 398,2 |
| Totalt | 650,7 |



Vedlegg 2.

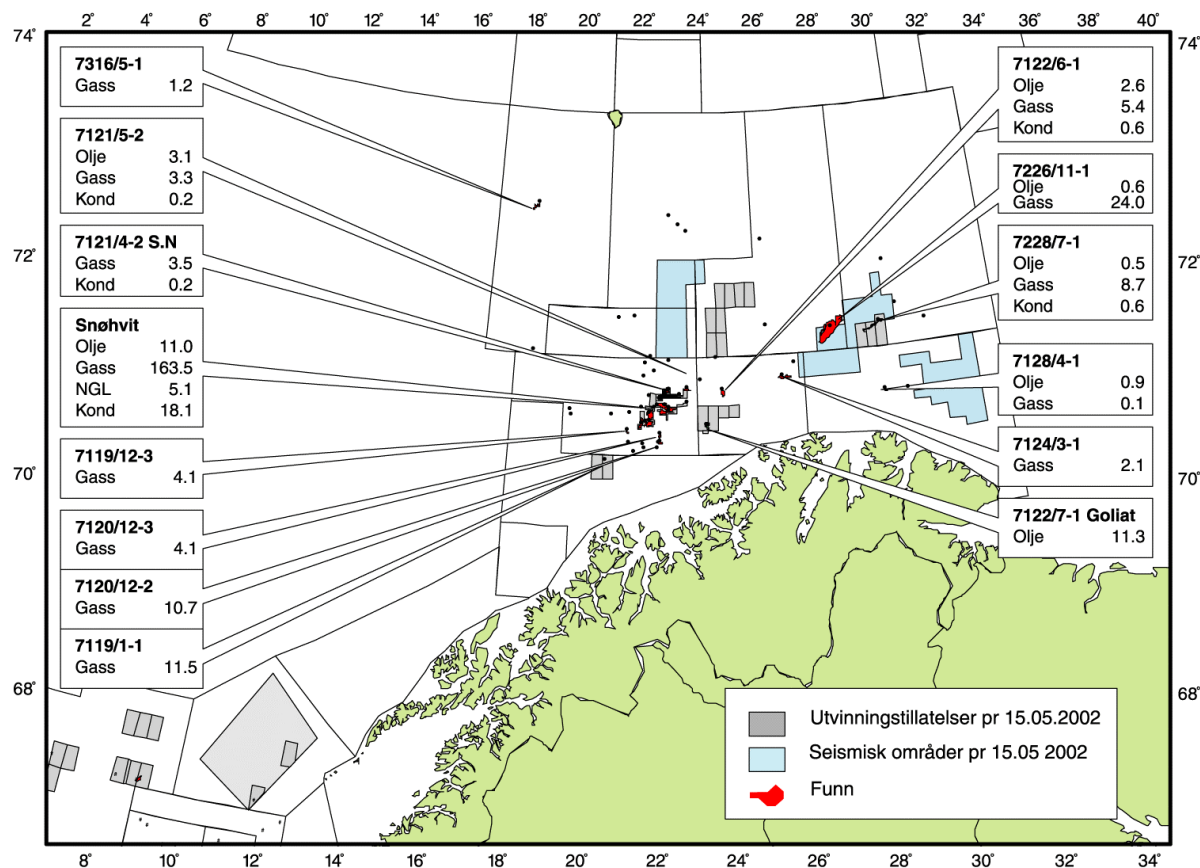
# Barentshavet; Tildelte arealer, boreresultater



## Resultat

- Brønn som har påvist gass eller olje (Funn og avgrensingsbrønn)
- Brønn som var tørr eller kun har påvist spor av gass/olje

# Funn og brønner i Baretshavet Sør

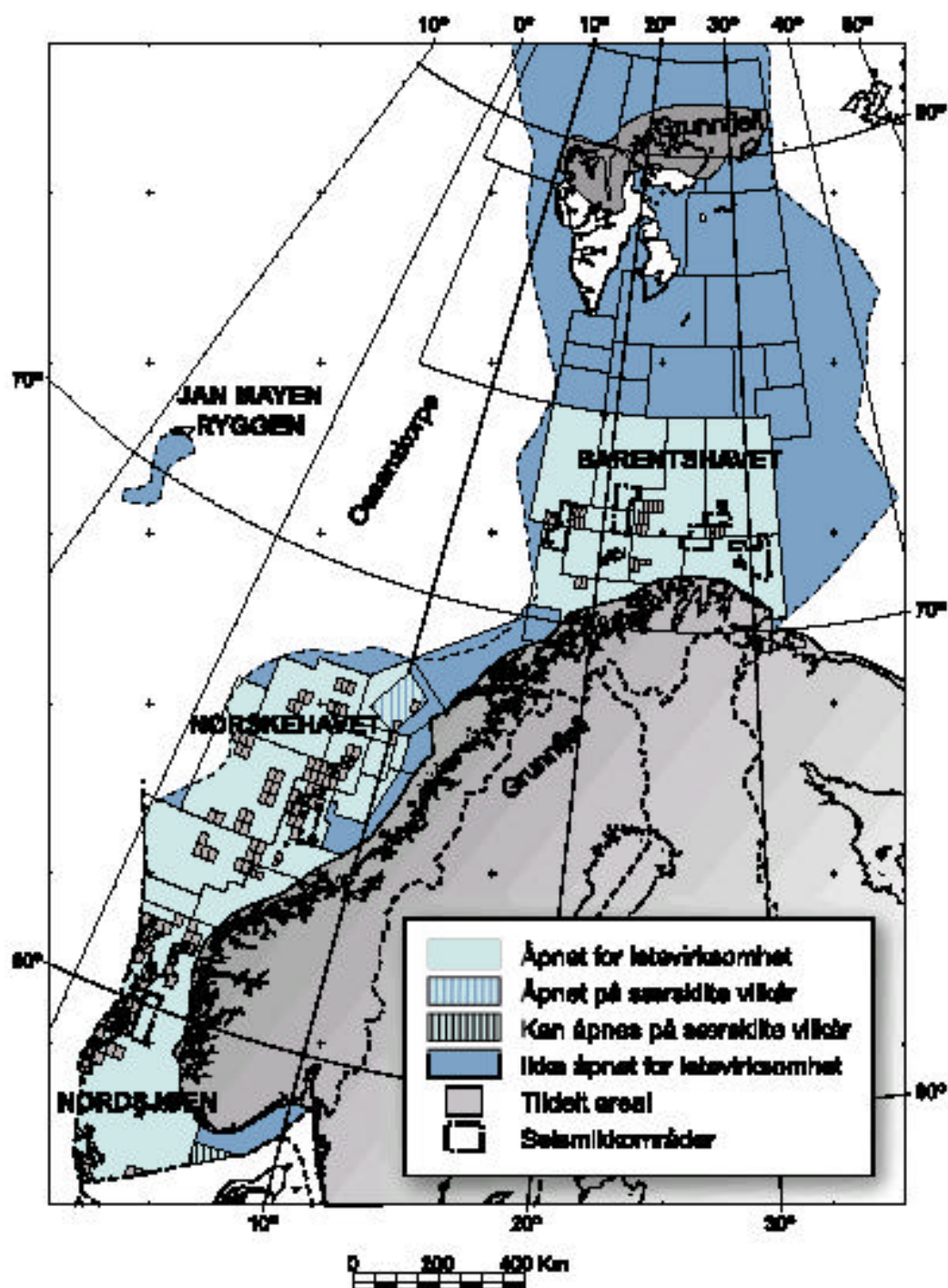






OLJEINDUSTRIENS  
LANDSFORENING

#### Vedlegg 4. Områder åpnet for lettevirksomhet







OLJEINDUSTRIENS  
LANDSFORENING

## Vedlegg 5. Scenarier for petroleumsvirksomhet

