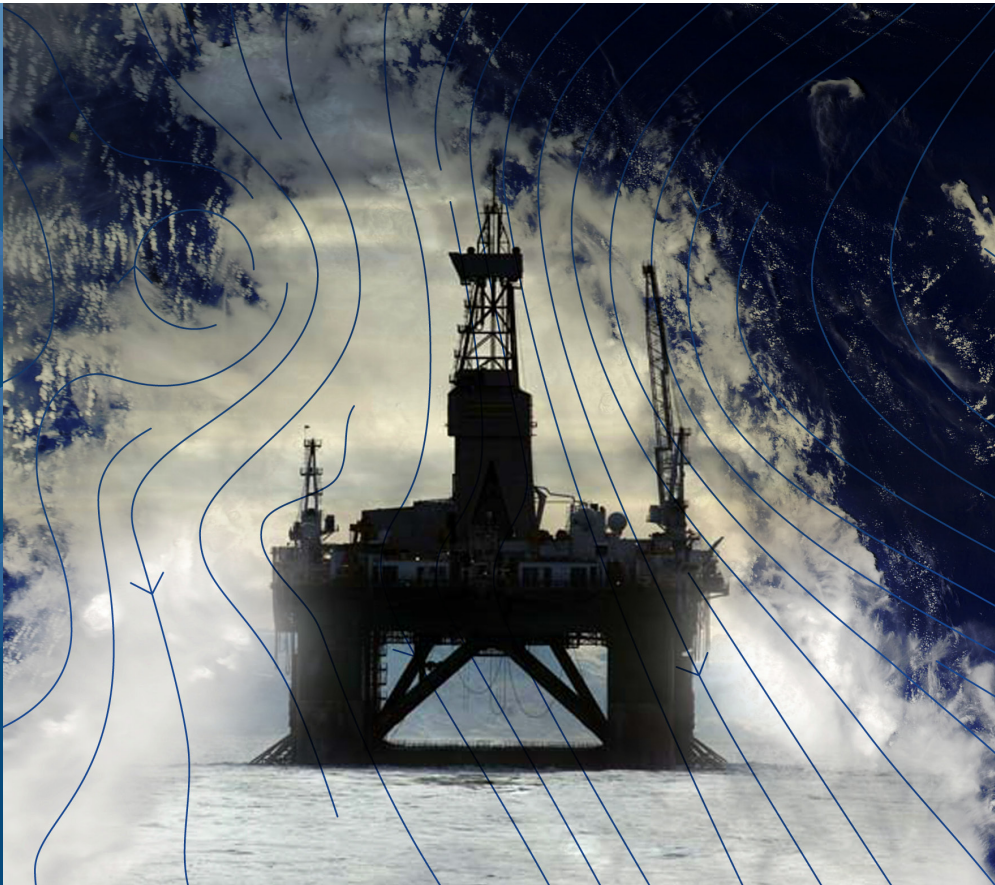




Petroleumsinteresser

– fagrapport til strategisk konsekvensutredning
av fornybar energiproduksjon til havs

56
2012



R
A
P
P
O
R
T

Petroleumsinteresser

Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av
fornybar energiproduksjon til havs

Rapport nr 56-12

Petroleumsinteresser

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfatter: Oljedirektoratet

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Kun digitalt

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0845-0

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2012

Forord

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk* ble det oppnådd enighet om at det skulle lages en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra vindkraft og andre fornybare energikilder til havs. Loven ble vedtatt i Stortinget 23. mars 2010 og trådte i kraft 1. juli samme år. Av havenergiloven § 2-2 fremgår det at etablering av fornybar energiproduksjon til havs kun kan skje etter at staten har åpnet bestemte geografiske områder for søknader om konsesjon. Det fremkommer også av samme paragraf at før havområder kan åpnes for søknader om konsesjon skal det gjennomføres konsekvensutredninger i områdene.

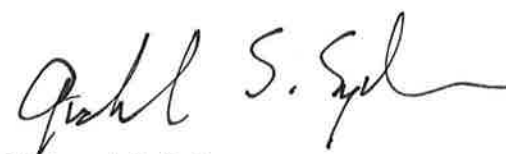
Denne rapporten er en av 13 fagutredninger utarbeidet i forbindelse med ”*Havvind – strategiske konsekvensutredninger*” (NVE rapport 47). Fagrapporten er utarbeidet av Oljedirektoratet for NVE.

NVE ønsker å takke Oljedirektoratet for et godt samarbeid gjennom hele prosjektperioden.

Oslo, desember 2012



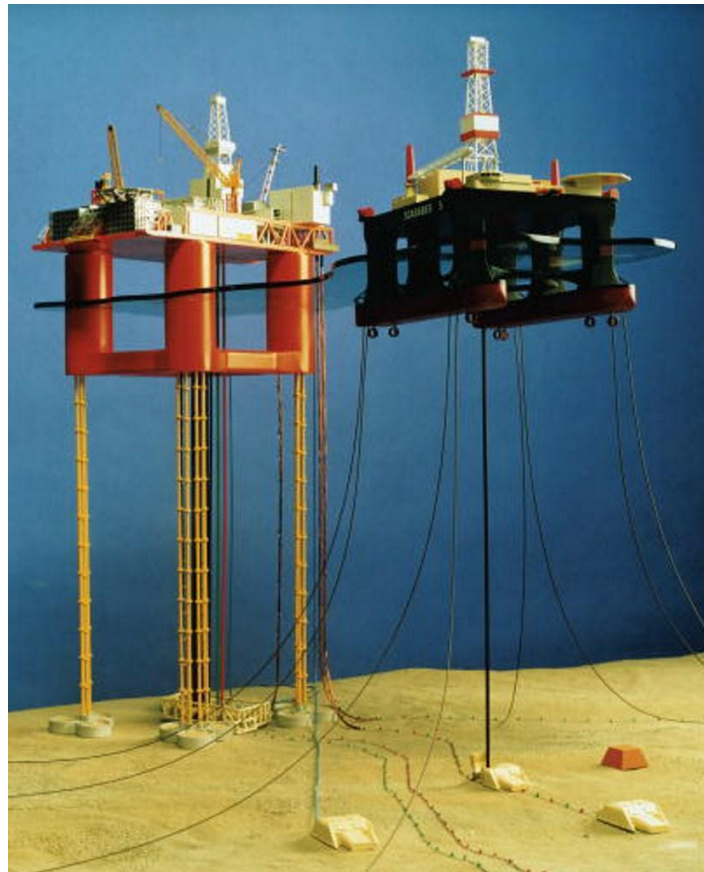
Rune Flatby
avdelingsdirektør



Gudmund S. Sydness
prosjektleder



Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs - petroleumsinteresser.



28.09.2012

Innledning

Petroleumsvirksomheten er Norges største næring målt i verdiskaping, statlige inntekter og eksportverdi. Næringen bidrar i dag med om lag en femtedel av total verdiskaping og en fjerdedel av statens inntekter. Olje og gass står for halvparten av Norges totale eksportverdi. Over 200 000 personer er sysselsatt direkte eller indirekte i aktiviteten på sokkelen i følge statistisk sentralbyrå. Petroleumsvirksomheten beslaglegger areal til felt, funn og infrastruktur og areal som kartlegges for framtidige petroleumsressurser.

Definisjoner

Felt: Et felt er en eller flere petroleumforekomster samlet som omfattes av en godkjent plan for utbygging og drift (PUD) eller er innvilget fritak fra PUD.

Funn: Et funn er en eller flere petroleumforekomster som samlet er oppdaget i samme brønn og som gjennom testing, prøvetaking eller logging er sannsynliggjort å ha bevegelig petroleum. Definisjonen omfatter både kommersielt og teknisk funn.

Prospekt: Et prospekt er ikke påvist, men en mulig petroleumfelle med et kartleggbart, avgrenset bergartsvolum.

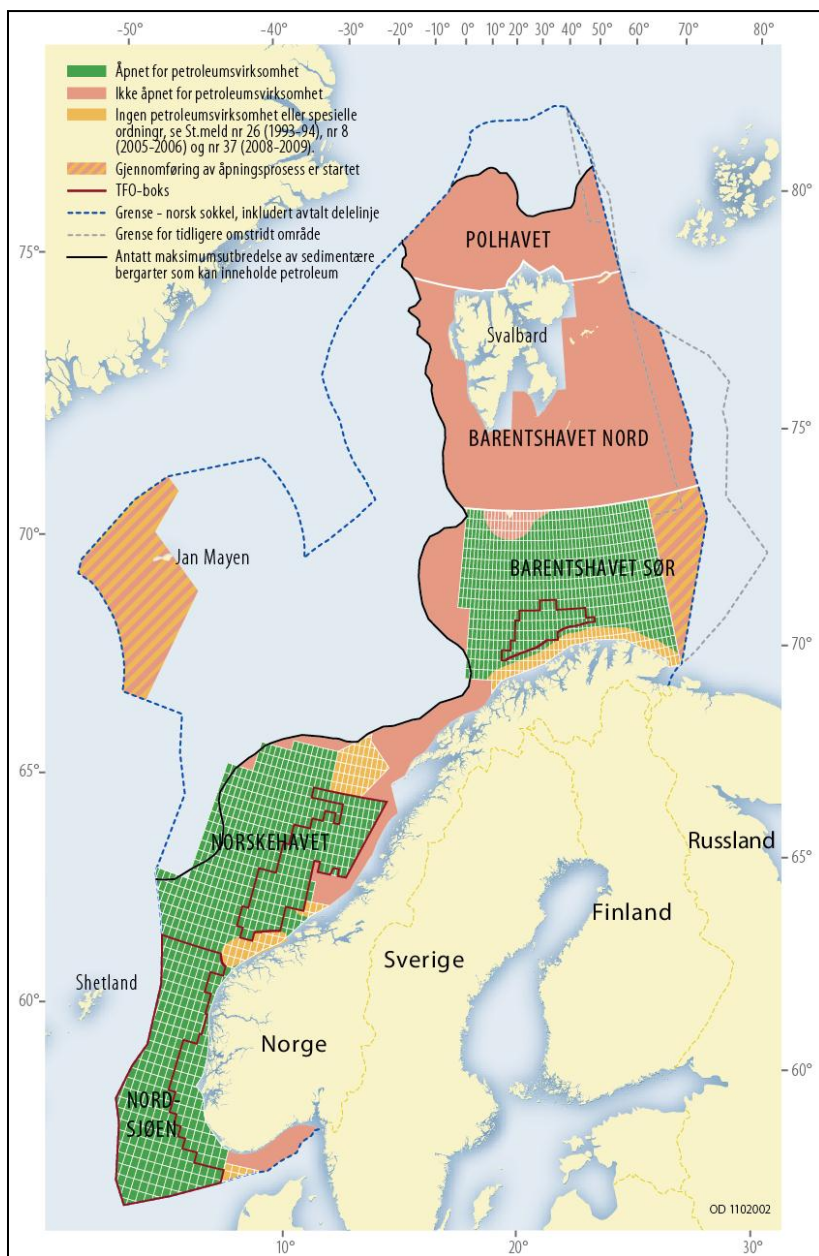
I Norge er alle disposisjoner og rettigheter over sjøterritoriet og kontinentalsokkelen lagt til staten, herunder petroleumsvirksomhet.

Petroleumsvirksomheten er regulert gjennom Petroleumsloven som omhandler retten til å utnytte petroleum på norsk territorium. Petroleumslovens virkeområde i areal er norsk territorium, inklusiv den norske kontinentalsokkel, samt annet areal der norsk jurisdiksjon gjelder f. eks etter folkerettslige avtaler. Loven gjelder ikke Svalbard. Petroleumsvirksomhet er i loven definert å være: ”all virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumforekomster, herunder undersøkelse, leteboring, utvinning, transport, utnyttelse og avslutning samt planlegging av slike aktiviteter, likevel ikke transport av petroleum i bulk med skip.”

Innenfor de områdene som er åpnet for petroleumsvirksomhet får selskapene tilgang på areal hovedsakelig ved å søke om utvinningstillatelser enten i nummererte konsesjonsrunder og i konsesjonsrunder under ordningen ”Tildeling i forhåndsdefinerte områder” (TFO). I tillegg har selskapene tilgang på areal gjennom kjøp og bytte av andeler i utvinningstillatelser. I en utvinningstillatelse har rettighetshaverne en eksklusiv rett til å utøve petroleumsvirksomhet. I dette ligger at all annen virksomhet som ikke er til hinder for den eksklusive retten til petroleumsvirksomhet kan utøves.

Petroleumsvirksomhet

En av forutsetningene for å gjøre funn er at det er sedimentære bergarter tilstede. Figur 1 viser antatt maksimumsutbredelse av sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum på norsk kontinentalsokkel, samt hvilke deler av sokkelen som er åpnet for petroleumsvirksomhet. Norsk kontinentalsokkel fra grunnlinjen og ut til grensene som er anbefalt av FNs kommisjon for kontinentalsokkelens yttergrenser er 2 140 000 km². Om lag halvparten av dette arealet er dekket av sedimentære bergarter hvor funn av petroleum kan gjøres. Omtrent halvparten av dette arealet igjen, 523 800 km² er åpnet for petroleumsvirksomhet. Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet Sør er med enkelte unntak åpnet for petroleumsvirksomhet.



Åpne og uåpnede områder på norsk sokkel. Antatt maksimalutbredelse av sedimentære bergarter.

Kilde: Oljedirektoratet

De områdene som ikke er tilgjengelige for petroleumsvirksomhet fordi de ikke har vært åpnet eller fordi det er besluttet at det for tiden ikke skal være petroleumsvirksomhet der, er havområdene rundt Jan Mayen, Barentshavet Nord/Polhavet, den nye delen av Barentshavet, kystlinjen utenfor Finnmark og Troms, Bjørnøyviften og buffersonen rundt Bjørnøya, Det nordøstlige Norskehavet (Nordland IV, V, VI og VII, Vestfjorden og Troms II), deler av Trøndelag I og II, Møre I samt Skagerrak.

Flere av disse områdene er interessante petroleumsmessig. Det er betydelige forskjeller mellom områdene. Dette gjelder både kunnskapsnivå, avstander til markedene og til eksisterende virksomhet. Områdene har ulik grad av modenhet, og tiden fra en eventuell åpningsprosess til leting, funn, utbygging og produksjon vil variere mellom områdene. Før Stortinget beslutter hvilke områder som skal åpnes har det pågått arbeid i mange år. Myndighetene har blant annet samlet inn seismiske data og foretatt grunne borer, kartlagt

og vurdert de ulike områdene. Hovedhensikten med dette er å kunne evaluere områdene slik at de mest prospektive arealene kan gjøres tilgjengelig for industrien. Områder som planlegges åpnet skal konsekvensutredes.

Det ventes å være store mengder utvinnbare ressurser igjen på norsk sokkel. Oljedirektoratets anslag for de forventede uoppdagede utvinnbare ressursene er 2 570 mill. Sm³ o.e.

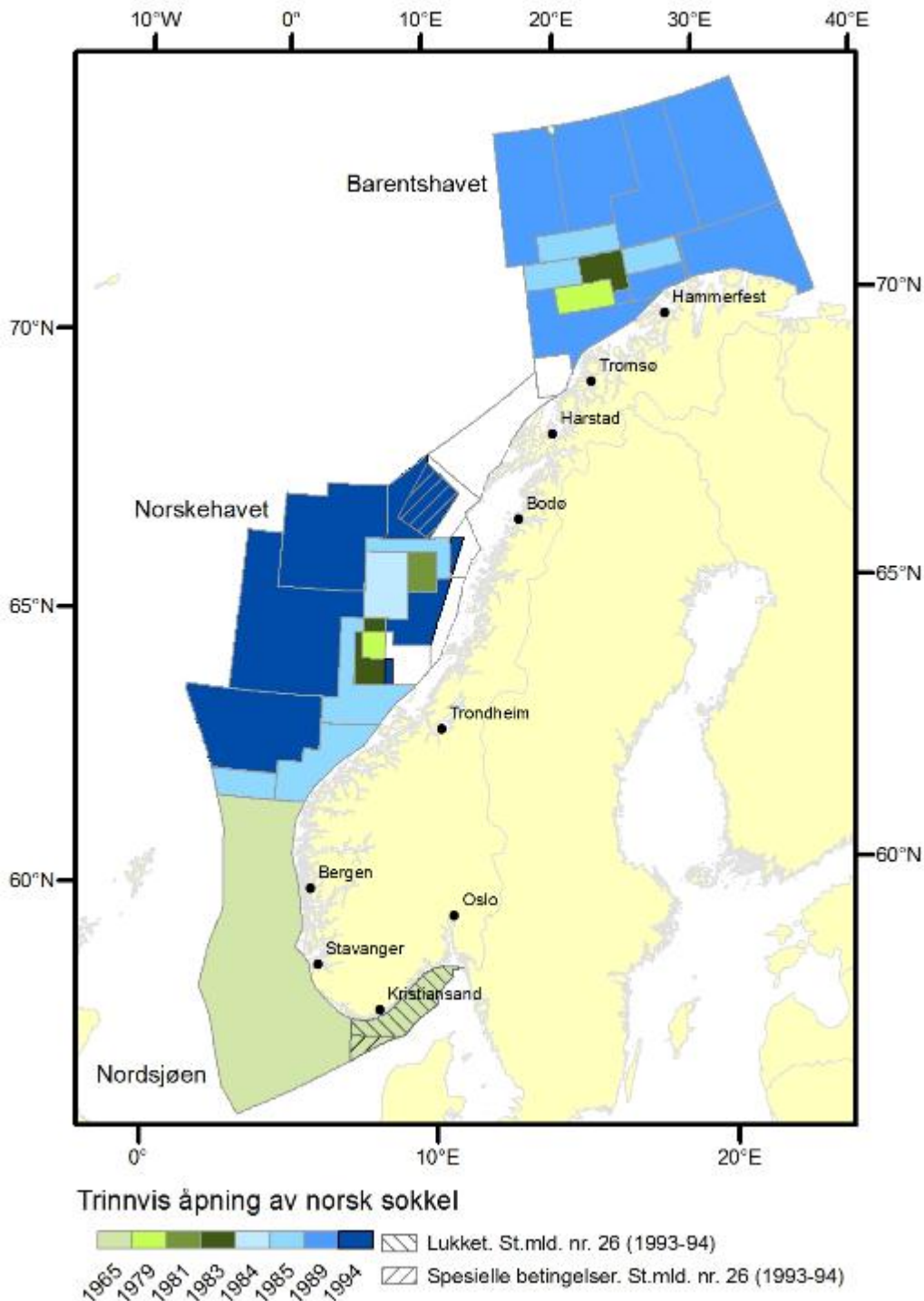
Usikkerhetsspennet i estimatet går fra 1 020 Sm³ o.e. til 4 800 Sm³ mill. o.e. De forventede uoppdagede ressursene fordeler seg på de tre havområdene Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet med henholdsvis 33, 30 og 37 prosent.

Petroleumssektoren

De overordnede rammebetingelsene for petroleumsvirksomhet på norsk kontinentalsokkel er gitt i petroleumsloven. Petroleumsloven gjelder for petroleumsvirksomhet knyttet til under-sjøiske petroleumsforekomster underlagt norsk jurisdiksjon, det vil i praksis si på kontinental-sokkelen. Før virksomhet kan igangsettes, må et område formelt åpnes for petroleumsvirksomhet, jf petroleumsloven § 3-1. Åpning av nytt område for petroleumsvirksomhet forelegges Stortinget. Konsekvensutredning utgjør en del av grunnlaget for en slik åpningsprosess, jf petroleumsforskriften kapittel 2A.

Norsk kontinentalsokkel er åpnet trinnvis for petroleumsvirksomheten siden 1965. Dette innebærer at resultater og erfaring fra et område brukes for å åpne nye områder. Nordsjøen ble åpnet i 1965. Da de første blokkene på Haltenbanken og Tromsøflaket ble utlyst i 1979 ble kunnskapen og erfaringen fra Nordsjøen anvendt. Til enhver tid blir tilgjengelig informasjon benyttet til videre utforskning. På denne måten unngås boring av unødvendige brønner. Den trinnvise åpningen av norsk sokkel er illustrert i figur 2. I perioden 1969 til 1979 var det bare Nordsjøen som var åpnet for petroleumsvirksomhet. I perioden 1979 til 1989 ble områder nord for 62⁰ nord åpnet. I 1994 ble områder på dypt vann i Norskehavet og vestlige del av Nordland VI åpnet. Etter 1994 er det ikke åpnet nye områder for petroleumsvirksomhet.

Det er Olje- og energidepartement som kunngjør innbydelse til å søke om utvinningstillatelse for petroleum på den norske kontinentalsokkelen i henhold til lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet, og forskrift 27. juni 1997 nr.653 til lov om petroleumsvirksomhet, heretter kalt petroleumsloven og petroleumsforskrift.



Kilde: Oljedirektoratet

For å få til en hensiktsmessig utforskning av både modne og umodne områder på norsk sokkel er det etablert to likestilte konsesjonsrunder, tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) for modne områder og nummererte runder for de mer umodne områdene. Kontinentalsokkelen er delt inn i blokker, som er geografiske områder definert ved geografiske koordinater. Utvinningstillatelse blir vanligvis gitt for en del av en blokk, en hel blokk eller flere til et eller en gruppe av selskaper.

Utvinningstillatelsen regulerer selskapenes retter og plikter overfor staten. Tillatelsen gir enerett til undersøkelse, leteboring og utvinning av olje og gass innenfor det gitte geografiske området. I første omgang gjelder utvinningstillatelsen som hovedregel for en såkalt initiell periode (leteperiode) på mellom fire og seks år. Rettighetshaverne kan søke om å få utvidet perioden til opptil ti år. I denne perioden skal det utføres en fastsatt arbeidsplikt i form av blant annet seismisk innsamling og kartlegging og/eller leteboring. Når den initiale perioden er over og arbeidsplikten gjennomført, kan rettighetshaveren søke om forlengelse for en periode som er fastsatt i utvinningstillatelsen. Som hovedregel er denne perioden inntil 30 år. Dersom det ikke blir påvist olje eller gass etter leteboring, er hovedregelen at området skal leveres tilbake ved utløpet av den initiale perioden.

Før rettighetshaverne kan bygge ut et funn, må en plan for utbygging og drift av petroleumsforekomst (PUD) godkjennes. PUDen skal inneholde opplysninger om hvordan rettighetshaverne vil bygge ut og drive feltet. For å få en tillatelse til landanlegg og drift må selskapene søke om dette og legge fram en plan for anlegg og drift (PAD). PUD og PAD består av en utbyggings- eller anleggsdel og en konsekvensutredning. Utbyggings- eller anleggsdelen skal sendes til Olje- og energidepartementet og Arbeidsdepartementet med kopi til Oljedirektoratet og Petroleumstilsynet. Olje- og energidepartementet koordinerer innsamlingsprosessen og mottar vurderinger fra Oljedirektoratet og Arbeidsdepartementet. Parallelt med dette sender rettighetshaver konsekvensutredningen ut på høring til ulike instanser – for eksempel til aktuelle departement, fylkeskommuner, kommuner og interesseorganisasjoner. På bakgrunn av konsekvensutredningen, utbyggings- og/eller anleggsdelen og høringsuttalelsene utarbeider Olje- og energidepartementet et forslag til stortingsproposisjon eller en kongelig resolusjon som blir sent på høring til de relevante departementene. Utbygginger med en investeringsramme som overstiger en fastsatt grense, for tiden ti milliarder kroner, skal godkjennes av Stortinget.

Før en utvinningstillatelse eller en tillatelse til anlegg og drift av innretning utløper eller oppgis, eller bruken av en innretning endelig opphører, skal rettighetshaver legge fram en avslutningsplan. På grunnlag av planen fatter myndighetene vedtak om disponering av innretningene og fastsetter en tidsfrist for gjennomføring av vedtaket.

Petroleumsressurser på norsk kontinentalsokkel

Ressurser er et samlebegrep for teknisk utvinnbare petroleumsmengder. Ressursene blir klassifisert etter hvor modne de er og blir delt inn i hovedklassene reserver, betingede ressurser og uoppdagede ressurser.

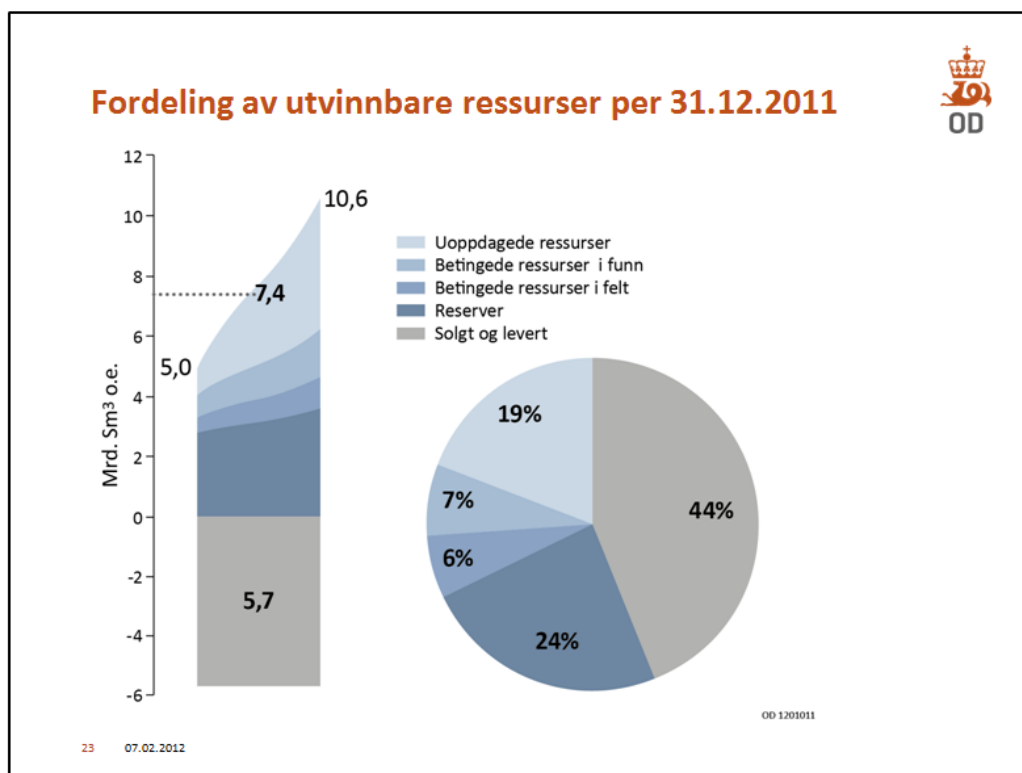
Definisjon

Reservene omfatter gjenværende, utvinnbare petroleumsressurser i forekomster som rettighetshaverne har besluttet å bygge ut.

Betingede ressurser er påviste petroleumsmengder som ennå ikke er besluttet utbygd.

Uoppdagede ressurser er petroleumsmengder som en regner med finnes, men som ennå ikke er påvist ved boring.

Oljedirektoratet anslår de totale utvinnbare ressursene til å være ca 13,1 milliarder standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm^3 o.e.) per 31.12.2011. 5,7 milliarder Sm^3 o.e. av disse ressursene er produsert. De totale utvinnbare ressursene som er igjen utgjør 7,4 milliarder Sm^3 o.e. ved samme tidspunkt. Dette anslaget varierer fra år til år avhengig av hvor mye som blir påvist ved leting, hvor mye vi anslår å få ut av de eksisterende feltene og hvor mye vi har produsert. Det forventes at om lag 19 % av de totale utvinnbare ressursene ennå ikke er oppdaget.



Uoppdagede ressurser

19 % av forventede ressurser på norsk sokkel er enda ikke oppdaget, noe som viser betydningen av fortsatt kartlegging, utforskning og leteboring. Den statistiske forventningen er omtrent like stor for de tre havområdene på sokkelen, men det er Barentshavet som har det

størst oppsidepotensial, da det her er store områder som fortsatt er lite undersøkt. Det er knyttet stor usikkerhet til anslaget for de uoppdagede ressursene. Det er høyest forventning til Barentshavet, der estimatet utgjør 37 % av de uoppdagede ressursene, mens Norskehavet har lavest forventning med 30%.

Oljedirektoratet beregner de uoppdagede ressursene ved hjelp av en metode som kalles letemodellanalyse. Metoden går ut på å anslå hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra såkalte letemodeller. En letemodell betegnes som et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen slik at produserbar petroleum kan påvises.

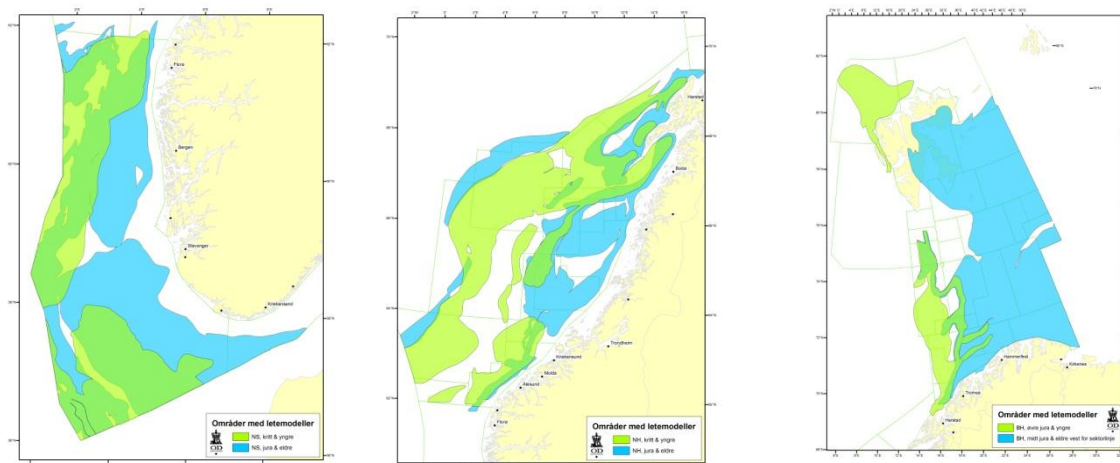
Definisjoner

Letemodell: En letemodell er definert innenfor et geografisk avgrenset område hvor flere geologiske faktorer opptrer sammen, slik at produserbar petroleum kan påvises. Disse faktorene er:

1. *Reservoarbergart*, som er en porøs bergart hvor petroleum kan oppbevares. Reservoarbergartene i en bestemt letemodell vil være av et gitt stratigrafisk nivå.
2. *Felle*, der en tett bergart eller geologisk struktur omgir reservoarbergarte, slik at petroleum holdes tilbake og samles opp i reservoaret. Fellen må være dannet før petroleum slutter å komme inn i reservoaret.
3. *Kildebergart*, som er skifer og kull som inneholder organisk materiale som kan omdannes til petroleum. Kildebergarten må også være moden, det vil si trykk og temperatur er slik at petroleum faktisk blir dannet, og petroleum må kunne bevege seg fra kildebergarten til reservoarbergarten

Utstrekningen av Oljedirektoratets definerte letemodeller er vist i figur 2 nedenfor.

Lokaliseringen av letemodellene gir et bilde på hvilke arealer som er eller kan være viktige for petroleumsvirksomheten i fremtiden. En letemodell er bekreftet dersom hydrokarboner er påvist i letemodellen.



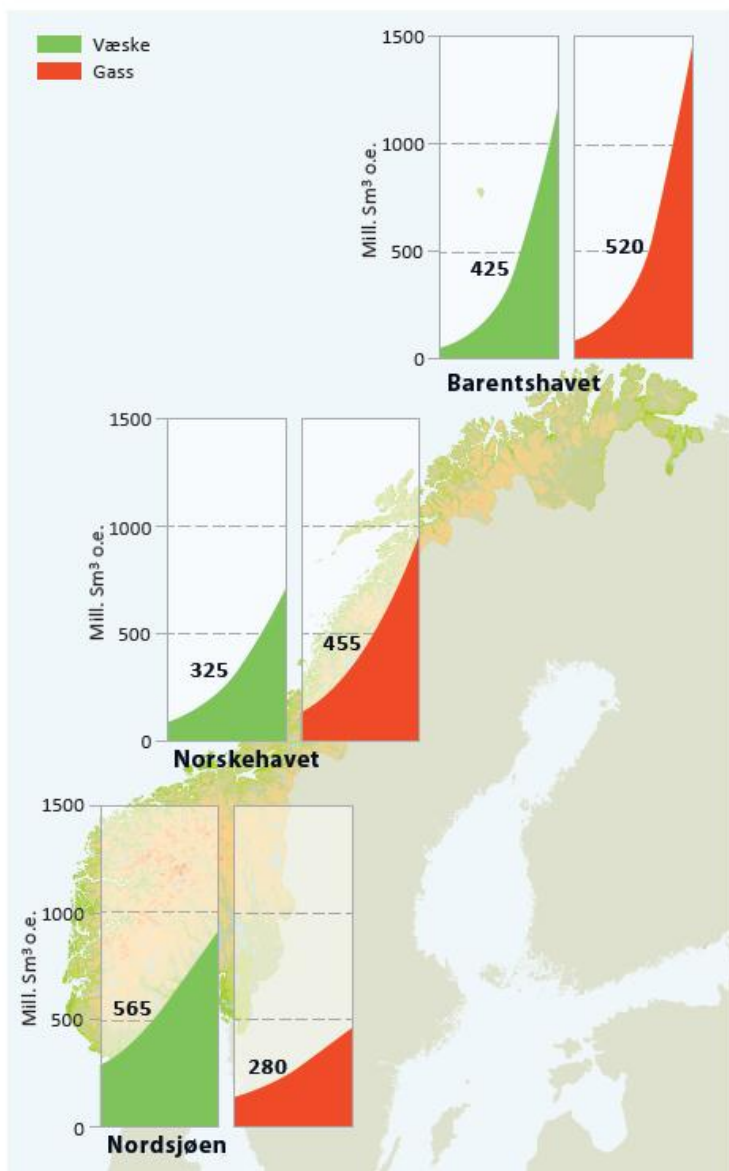
OD har definert 69 letemodeller som alle bidrar til estimatet for de uoppdagede ressursene. Litt over halvparten av letemodellen er bekreftet ved funn. Der er flest bekreftede letemodeller i Nordsjøen, der 19 av 23 modeller bekreftet. Færrest er det i Barentshavet der

bare 8 av 27 er bekreftet. I Norskehavet 9 av totalt 19 bekreftet. Dette reflekterer modenheten til områdene. Det har pågått leteaktivitet lengst i Nordsjøen, og det meste av området har lenge vært åpnet for letevirksomhet.

Sannsynligheten for å finne petroleum kalles for funnsannsynlighet, og den beregnes ved å vurdere sannsynligheten for at faktorene nevnt over inntreffer samtidig. Funnsannsynligheten varierer mye, avhengig av hvor mye data som er tilgjengelig, det vil si seismiske data og brønner. I områder med lite data og ingen funn i nærheten, er funnsannsynligheten lav, hovedsakelig 10 prosent eller lavere. Dersom det er funnet olje eller gass i en letemodell øker funnsannsynligheten. I områder med mange brønner og funn vil funnsannsynligheten i mange tilfelle være høyere enn 20 prosent, men sjelden over 30 prosent.

Det er sjelden at alle de nødvendige faktorene er til stede samtidig. Hvis én eller flere 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 petroleum, og det må bores brønner for å kunne fastslå dette.

De uoppdagede ressursene på norsk sokkel består av om lag like mye væske som gass. Det er imidlertid store forskjeller mellom de ulike havområdene.



Fordeling av forventede uoppdagede væske og gassressurser.

Letepolitikk

Innenfor et område som er åpnet for petroleumsvirksomhet får selskapene tilgang på areal hovedsakelig ved å søke om utvinningstillatelser i konsesjonsrunder. På norsk sokkel er det etablert to likestilte konsesjonsrunder, tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) for modne områder og nummererte runder for de mer umodne områdene. I tillegg har selskapene tilgang på areal gjennom oppkjøp og bytte av andeler i utvinningstillatelser.

Modne områder

Store deler av Nordsjøen blir i dag regnet som en moden petroleumsprovins. Det samme gjelder Haltenbanken, området rundt Ormen Lange i Norskehavet og området rundt Snøhvit i Barentshavet. Kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I slike områder regnes sannsynligheten for å gjøre nye funn som stor, mens sannsynligheten for å gjøre store funn er liten. Det er viktig å påvise

og få ut ressursene i område før eksisterende infrastruktur blir stengt ned. Dersom dette ikke blir gjort, kan lønnsomme ressurser bli liggende igjen fordi funnene er for små for å forsvare egne utbygginger. Det er viktig at arealene som industrien får tilgang til blir utforsket på en rask og effektiv måte. Dette er av stor betydning også fordi det tar tid fra tildelig av areal til produksjon kan starte. Gjennomsnittlig ledetid for norsk sokkel er 11 år fra funn til produksjon. Små funn som i nærheten av infrastruktur kan ofte fases raskt inn til eksisterende infrastruktur, forutsatt at det er ledig kapasitet. For å få dette til innførte regjeringen ordningen med tildelinger i forhåndsdefinerte områder (TFO) i modne deler av sokkelen. TFO-rundene har siden innføringen i 2003, bidratt til et betydelig antall nye tillatelser på norsk sokkel. I tråd med St. meld. nr. 38 (2003 – 2004), *Om petroleumsvirksomheten*, utvides TFO-området gradvis i takt med at nye områder blir modne.

Regjeringen foretar årlig en vurdering av utvidelse av TFO-området. Områdene kan utvides innenfor de rammer som ligger i forvaltningsplanene for det aktuelle havområdet, men ikke innskrenkes. Et mulig unntakstilfelle fra regelen inntreffer dersom det er kommet fram ny, vesentlig informasjon etter at forvaltningsplanen ble vedtatt.

Alle områder som er åpnet for petroleumsvirksomhet, og ikke unntatt for petroleumsvirksomhet i en forvaltningsplan, kan inkluderes i TFO-området. Innenfor rammene av forvaltningsplanene er det en petroleumsfaglig vurdering når nye områder skal legges til TFO-området. For havområdene med en etablert forvaltningsplan, vil Olje- og energidepartementet i nye utvinningstillatelser legge til grunn miljø- og fiskerivilkårene fra forvaltningsplanen. Fram til oppdatering av en forvaltningsplan vil det ikke bli stilt ytterligere miljø- og fiskerikrav for petroleumsvirksomhet i området. Regjeringen har innført offentlig høring ved TFO-runder.

Umodne områder

Kjennetegn på umodne områder er begrenset kunnskap om geologien, manglende infrastruktur og til dels store tekniske utfordringer. Områder som i dag regnes som umodne er store deler av Barentshavet, og Norskehavet og mindre deler av Nordsjøen. I Norskehavet er det spesielt de nordlige delene og dypvannsområdene. I tillegg så er deler av de kystnære områdene av sokkelen relativt umodne.

Siden 15 runde (1994) har nummererte konsesjonsrunder startet med at Olje- og energidepartementet inviterer oljeselskapene til å nominere blokker de mener bør være med i utlysingen. Etter en grundig gjennomgang utarbeider Olje- og energidepartementet med innspill fra Oljedirektoratet en liste over blokker de ønsker å inkludere i konsesjonsrunden. Etter en høringsrunde og samtaler med blant annet fiskeri- og miljømyndigheter, kunngjør Olje- og energidepartementet blokkene det er mulig å søke om utvinningstillatelse for, og miljø- og fiskerivilkår som er knytte til disse. Selskapene kan søke individuelt eller som del av en gruppe.

Våren 2011 ble utvinningstillatelser for 21. konsesjonsrunde tildelt. Januar 2012 var fristen for å nominere blokker i 22 konsesjonsrunde. Nominasjonen viser at det fortsatt er betydelig interesse for de umodne områdene på norsk sokkel. Departementet mottok nominasjoner fra

37 selskap. 181 blokker ble nominert i Barentshavet og 47 blokker i Norskehavet. Selskapene hadde ikke anledning til å nominere blokker i Nordsjøen i denne runden.

Status på Norsk sokkel

Petroleumsvirksomheten beslaglegger areal til felt, funn og infrastruktur og areal som kartlegges for framtidige petroleumsressurser. Kartlegging av nytt areal skjer i områder som har vært tildelt gjennom konsesjonsrunder. Gjøres det et drivverdig funn, bygges dette ut og beslaglegger nytt areal med infrastruktur. Gjøres det ikke funn eller det avgjøres at området ikke er lovende nok leveres utvinningstillatelsen tilbake. Samme område kan tildeles på nytt og kartlegges flere ganger. Nye letemodeller, ny geologisk innsikt og teknologiutvikling kan føre til at olje og gass påvises i utvinningstillatelser som andre har forlatt. Et eksempel på dette er Johan Sverdrup funnet. Dette området ble tildelt i første konsesjonsrunde tilbake i 1965 men funnet ble ikke gjort før 2010.

De siste årene har leteaktiviteten vært høy. Den høye leteaktiviteten har resultert i mange funn. Samlet har imidlertid funnene med få unntak de siste årene vært for små til å erstatte den årlige produksjonen. 2010 var første gang siden 1997 at ressurstilveksten var større enn den årlige produksjonen, og dette skyldes Aldos/Avaldsnes funnet som ble påvist dette året. I løpet av de 45 årene som er gått siden den første letebrønnen ble boret på norsk sokkel var det pr 31. desember 2011 boret 1359 letebrønner. De siste fire årene har de vært boret mange brønner på norsk sokkel. I 2011 ble det boret 52 brønner, 34 av disse ble boret i Nordsjøen, 11 i Norskehavet og 7 i Barentshavet. I løpet av 2011 ble det gjort 22 nye funn på norsk sokkel. 16 av disse ble gjort i Nordsjøen tre i Norskehavet og tre i Barentshavet.

I det følgende beskrives hovedtrekkene som kjennetegner petroleumsvirksomheten i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet.

Nordsjøen

Det har foregått leteaktivitet i Nordsjøen i nærmere 50 år, og de fleste store norske feltene ligger her. Nordsjøen regnes i dag som et modent område.

Det var per 31. desember 2011 boret 1097 letebrønner i Nordsjøen, noe som representerer rundt 75 prosent av letebrønnene på norsk sokkel. Størst aktivitet er det i områdene ved Ekofisk, Sleipner/Balder, Statfjord/Gullfaks og Oseberg/Troll. Det er her de store feltene er lokalisert. De fleste funnene gjøres fortsatt i Nordsjøen og funnsuksessen er fortsatt svært høy.

Selv om infrastrukturen er godt utbygd i Nordsjøen, er levetiden til den eksisterende infrastrukturen avgrenset. Det er derfor viktig å påvise nye petroleumsressurser og starte produksjon av petroleum før den eksisterende infrastrukturen stenges ned og fjernes. I følge Oljedirektoratets ressursregnskap per 31.12.2011 er det 60 funn i Nordsjøen. Estimert for de uoppdagede ressursene i Nordsjøen har en forventningsverdi på 810 millioner Sm³ o.e. fordelt på 540 millioner Sm³ o.e. væske og 270 milliarder Sm³ gass. Det kan altså være

betydelige ressurser igjen å finne i Nordsjøen, og framtidig leteaktivitet er derfor viktig for å kunne realisere slike tilleggsressurser.

Størstedelen av Nordsjøen er godt kjent, og usikkerheten i estimatene er derfor mindre her enn i de andre områdene av sokkelen. Ny brønninformasjon og kartlegging har medført justeringer i ressursestimatene for de enkelte letemodellene og områdene. Det samlede ressursestimatet er imidlertid ubetydelig endret i forhold til tidligere års analyser.

Nordsjøen er fremdeles av interesse for petroleumsvirksomheten, noe som vises i antall søknader både i TFO 2010 og TFO 2011.

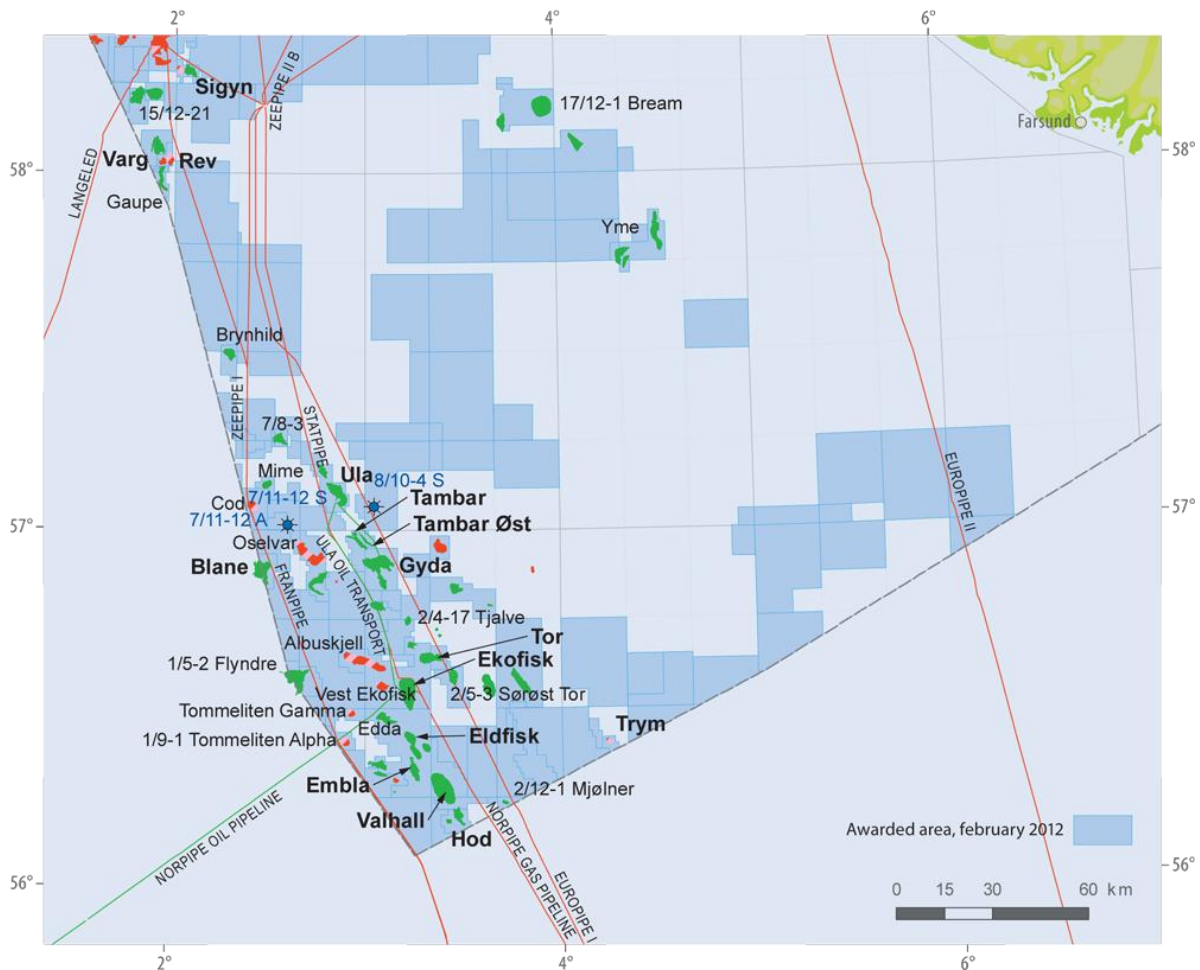
Den sørøstlige delen av Nordsjøen er minst utforsket. Her er det bassenger med letemodeller som ennå er lite utforsket. Lokale letemodeller av jura alder er kartlagt i Stordbassenget og Farsundbassenget, men disse har så langt ikke vært undersøkt ved boring. En utfordring i Nordsjøen er å utvikle olje- og gassressursene som grenser opp mot britisk og dansk område. Felles grenseutbygginger har vært planlagt i senere år, men det fins fortsatt utfordringer i forhold til samordning for å få en optimal utnyttelse av grenseressursene.

Petroleumsakтивiteten i Nordsjøen dekker et stort geografisk område og for å gi en oversikt over eksisterende petroleumsakktivitet i Nordsjøen er det naturlig å dele området inn i en *nordlig, en midtre og en sørlig del.*

Den sørlige delen av Nordsjøen: Den sørlige delen av Nordsjøen er fortsatt en viktig petroleumsprovins, 40 år etter at produksjonen på Ekofisk startet. De første utvinningstillatelsene ble tildelt i 1965 i dette området. Den første letebrønnen ble boret i 1966. Det første store oljefunnet var Ekofisk som ble påvist i 1969, og det var i dette området sør i Nordsjøen oljeproduksjonen startet. Den sørlige delen av Nordsjøen omfatter blant annet de store krittfeltene Ekofisk, Eldfisk og Valhall. Ekofisk er nå det største feltet på norsk sokkel, målt i daglig produksjon. I den sørlige delen av Nordsjøen er det nå 12 felt i produksjon, mens to felt er under utbygging: Yme og Oselvar. 7 felt har avsluttet produksjonen. Det er godkjent tre nye utbygginger i 2011, Eldfisk II, Ekofisk sør og Brynhild. Der er flere felt som ventes å levere inn PUD i perioden 2012-2013.

Det er fremdeles store ressurser igjen i den sørlige delen av Nordsjøen, særlig i de store krittfeltene helt i sør. En venter at det vil være produksjon av olje og gass fra disse feltene i minst 40 år til.

Det blir fremdeles boret mange brønner i området. I 2011 ble det boret 5 letebrønner, to av disse var funn. I 2012 er det planlagt 8 letebrønner.

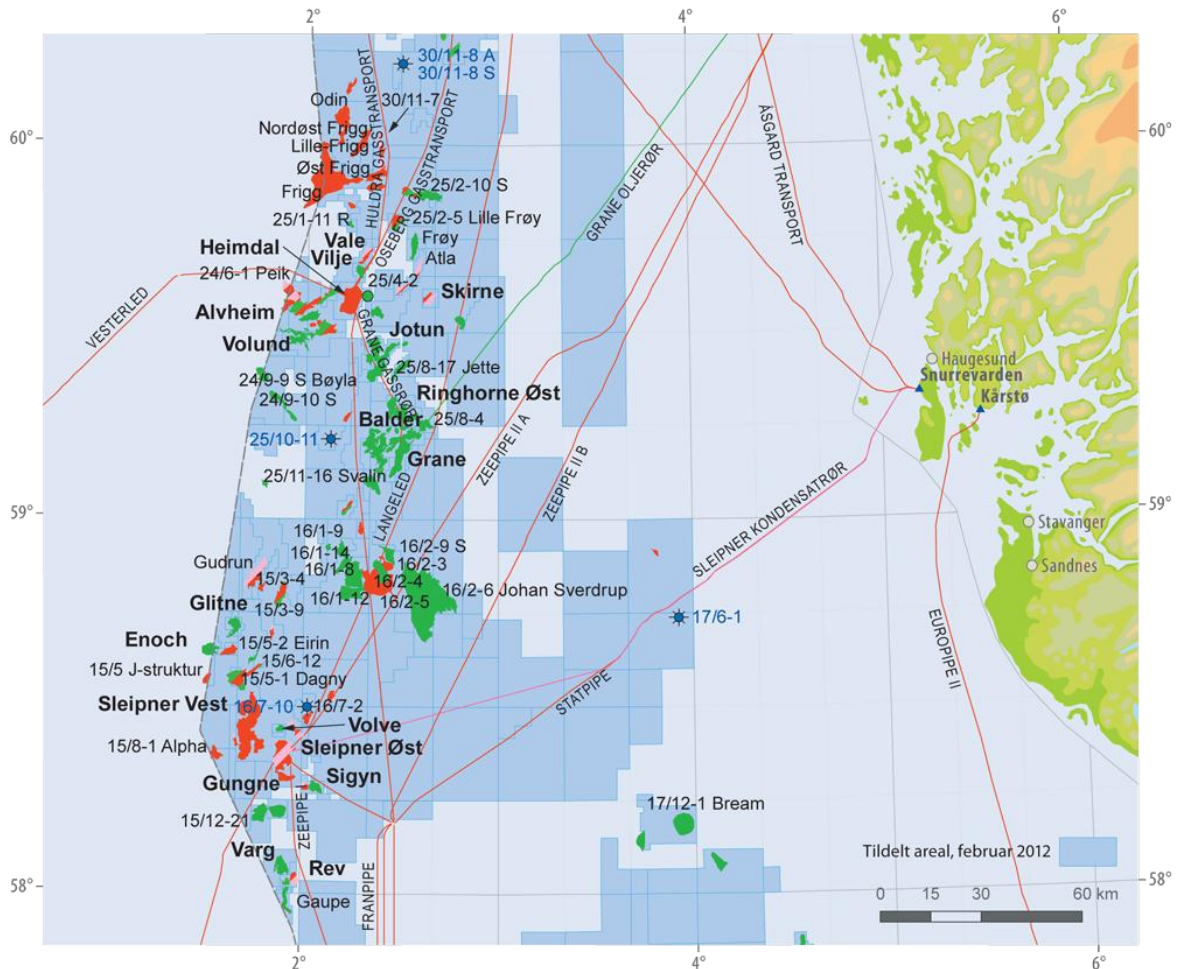


Felt og funn i sørlige Nordsjø med konsesjonsbelagt areal.

Den midtre delen av Nordsjøen: Den midtre delen av Nordsjøen omfatter hovedområdene Frigg, Balder/Heimdal og Sleipnerområdet. Denne delen av Nordsjøen har en lang petroleumshistorie. Balder ble påvist i 1967, men det ble ikke bygd ut før 30 år senere. Den første utbyggingen var gassfeltet Frigg, som produserte i nær 30 år før det ble stengt ned i 2004. Det er i dag 19 felt i produksjon i den midtre delen av Nordsjøen og to funn er under utbygging, Gaupe og Gudrund. To funn har fått godkjent plan for utbygging og drift i 2011, Vilje sør og Atla. Der er flere felt som ventes å levere inn plan for utbygging og drift i perioden 2012-2013. Seks felt i Friggområdet har avsluttet produksjonen, og innretningene er fjernet (2008-2009). Flere av disse kan bli utbyggt på nytt senere. Heimdal har produsert gass siden 1985, og er nå først og fremst et gassenter som utfører prosesseringstjenester for andre felt. Sleipnerfeltene representerer et viktig knutepunkt i gasstransportsystemet på norsk kontinentalsokkel. Olje og gass fra feltene i den midtre delen av Nordsjøen blir transportert til dels med skip og dels i rørledninger til landanlegg i Norge og Storbritannia.

Det blir fremdeles boret mange brønner i området. I 2011 ble det boret 18 letebrønner, seks av disse var funn. I 2012 er det foreløpig planlagt 13 letebrønner. Der er også flere av utvinningstillatelsene som skal ta beslutninger om boring eller tilbakeleveringer.

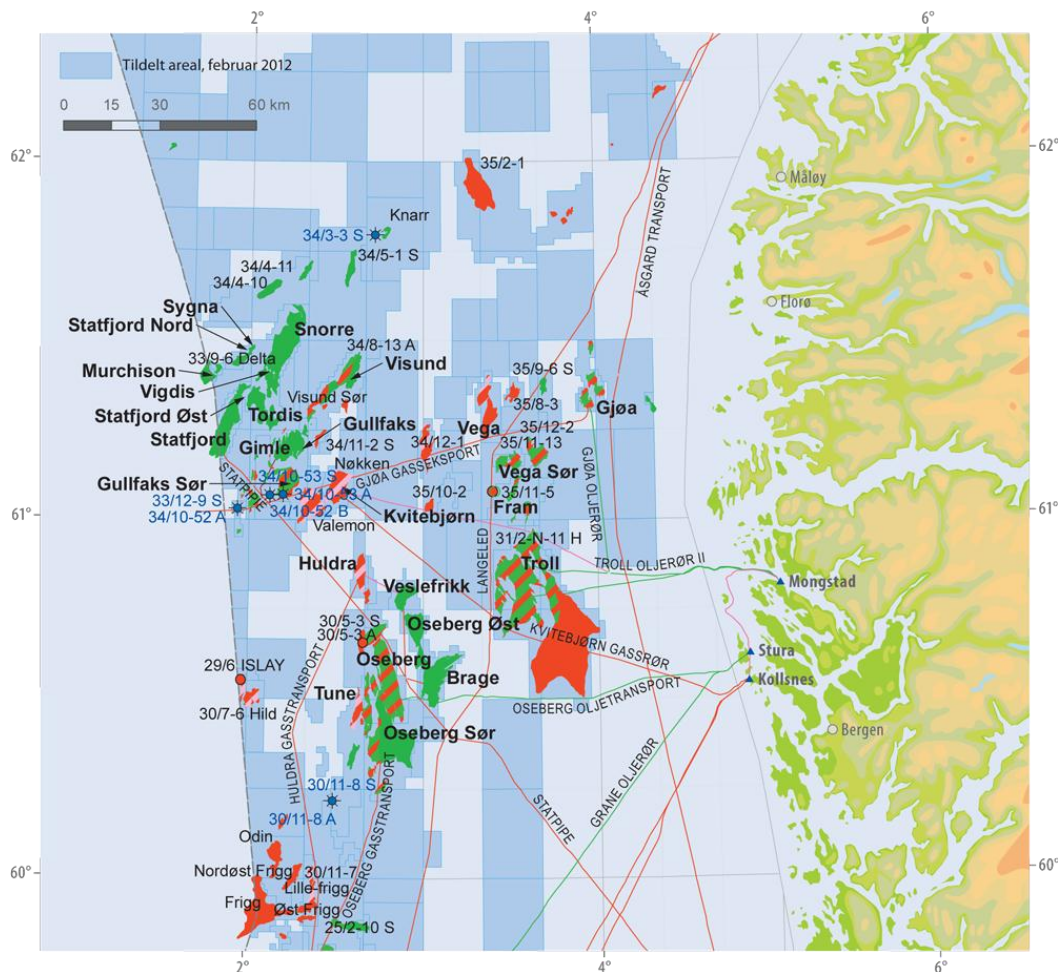
Det gjøres fortsatt spennende funn og bekreftelse av nye letemodeller i områder med lang letehistorie. Et interessant område i denne sammenheng er Utsirahøyden i den midtre del av Nordsjøen hvor det har pågått leteaktivitet siden 1967. Selv om området regnes som et modent område, er det de siste fem år blitt funnet nye typer reservoarer. Det er boret 35 lete- og avgrensingsbrønner i området. Boreaktiviteten er fortsatt stor og det er planer om å bore om lag 17 lete- og avgrensingsbrønner de neste fire årene. Her er det gjort flere interessante funn de siste årene.



Felt og funn i midtre Nordsjø med konsesjonsbelagt areal.

Den nordlige delen av Nordsjøen: Den nordlige delen av Nordsjøen omfatter hovedområdene Tampen, Oseberg og Troll, her har det vært produsert gass og olje siden slutten av 1970-tallet. I den nordlige delen av Nordsjøen er det i dag 25 felt i produksjon. Gjøa, Vega og Vega Sør startet produksjon i 2010. Fem funn har fått godkjent PUD i 2011, Knarr, Visund sør, Vigdis nordøst, Valemon og Stjerne. Det er flere felt som ventes å levere inn plan for utbygging og drift i perioden 2012-2013. Etter 30 år med produksjon fra området er ressurspotensialet fremdeles stort. Det forventes at det vil være produksjon i den nordlige delen av Nordsjøen i mer enn 30 år til. Olje og gass fra feltene i den nordlige delen av Nordsjøen blir transportert til dels med skip og til dels i rørledninger til landanlegg i Norge og Storbritannia.

Det blir fremdeles boret mange brønner i området. I 2011 ble det boret 13 letebrønner, tre av disse var funn. I 2012 er det foreløpig planlagt 8 letebrønner. Der er også flere av utvinningstillatelsene som skal ta beslutninger om boring eller tilbakeleveringer.



Felt og funn i nordlige Nordsjø med konsesjonsbelagt areal.

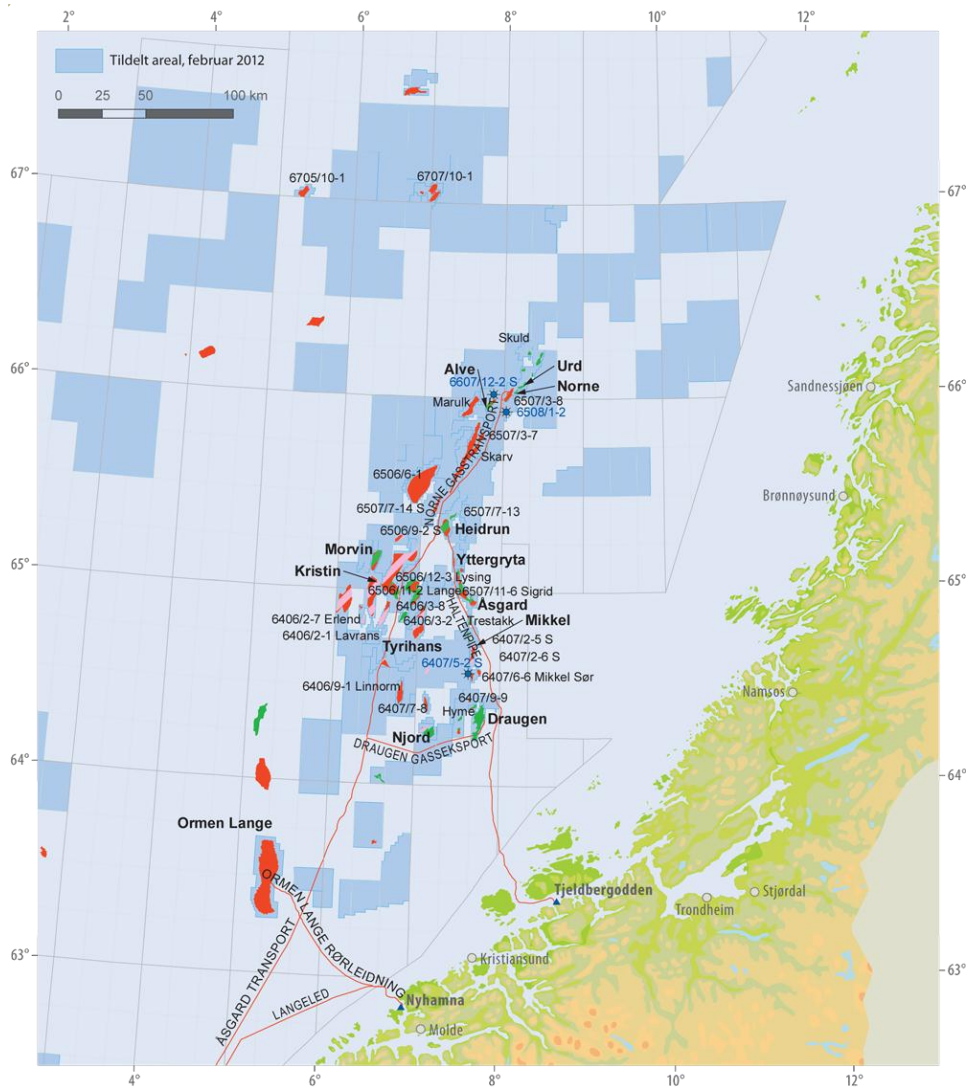
Norskehavet

Norskehavet som petroleumsprovins er mindre moden enn Nordsjøen. Områder nord for 62 N ble gradvis åpnet for petroleumsvirksomhet fra 1979. I 1994 ble områder på dypt vann (dypere enn 800 meter) i Norskehavet åpnet. Det første feltet som kom i produksjon i området var Draugen i 1993. Draugen er den eneste bunnfaste innretningen i området. Senere er det etablert flere flytende innretninger, deriblant Åsgard og Norne. Det er i dag 13 felt i produksjon i Norskehavet. To felt er under utbygging, Marulk som skal knyttes til Norne, og Skarv som bygges ut med eget prosessanlegg. Disse feltene ventes å komme i produksjon i 2012. Det arbeides med en videreutvikling av Ormen Lange. Vøringområdet er et område i Norskehavet hvor det i dag ikke finnes infrastruktur. Det er gjort flere gassfunn i området. Den planlagte utbyggingen av Luva vil kunne skape grunnlag for ytterligere leteaktivitet og nye utbygginger i området. Operatøren planlegger at gass fra funnene skal transporteres til Nyhamna hvor gassen fra Ormen Lange allerede prosesseres.

Haltenbanken og Ormen Lange anses i dag for å være modne områder med stor olje- og gassproduksjon og velutviklet infrastruktur. Det er også områder i Norskehavet som ennå ikke er utbygd eller åpnet for leteaktivitet. Oljeproduksjonen fra de store feltene i området er fallende. Gasseksportkapasiteten fra Haltenbanken, gjennom Åsgard transportsystem (ÅTS) er fullt utnyttet for flere år framover. Dette vil kunne påvirke tidspunktet for innfasing av nye funn på Haltenbanken. Tidspunkt for produksjon av gass som til nå er brukt til trykkstøtte i oljeproduksjonen, vil ha påvirkning på hvor lenge dagens kapasitet er fullt utnyttet. For Åsgardfeltene har gassinjeksjon blitt benyttet, og vil fortsatt stå sentralt for å opprettholde trykket i reservoaret og dermed oljeproduksjonen.

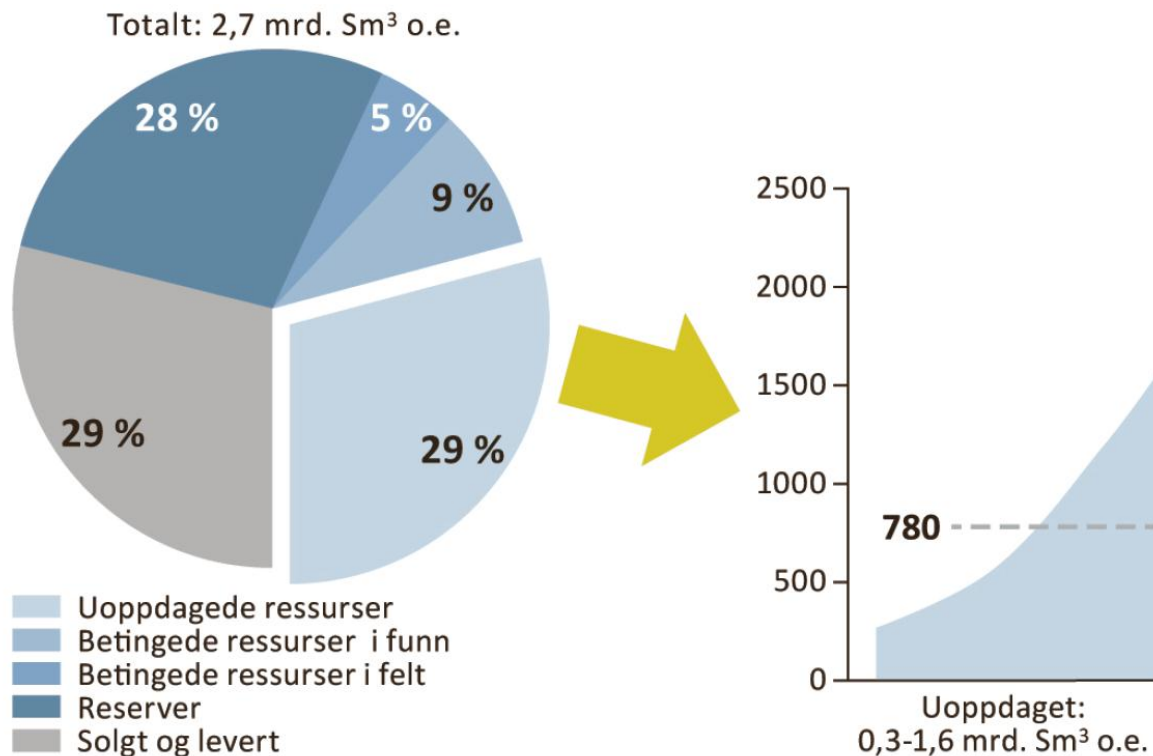
Norskehavet har vist seg å inneholde mye gass. Produsert gass fra feltene blir transportert i rørledningen ÅTS til Kårstø i Rogaland, og i Haltenpipe til Tjeldbergodden i Møre og Romsdal. Gassen fra Ormen Lange går i rørledning til Nyhamna og derfra til Storbritannia.

I 2008 ble det boret 16 letebrønner i Norskehavet. I perioden 2009 – 2011 har det blitt boret henholdsvis 18, 12 og 11 letebrønner, det vil si at leteaktiviteten i Norskehavet har holdt seg på omtrent samme nivå som 2008, eller litt lavere. For 2012 er det planlagt 11 letebrønner. I 2008 ble det tildelt 45 blokker eller deler av blokker gjennom den årlige TFO runden. I perioden 2009 – 2011 har omfanget av TFO tildelingene vært lavere i årlig gjennomsnitt. I 2009 og 2011 var det ordinære konsesjonsrunder i de umodne områdene med tildeling av henholdsvis 40 og 42 blokker eller deler av blokker,



Felt og funn i Norskehavet med konsesjonsbelagt areal.

I Norskehavet varierer kunnskapsgrunnet fra godt til begrenset. Ressursestimatene for Norskehavet tilsier at det med 90 prosent sannsynlighet fins mellom 260 og 1580 millioner Sm^3 uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter, med en forventningsverdi på 780 millioner Sm^3 o.e.

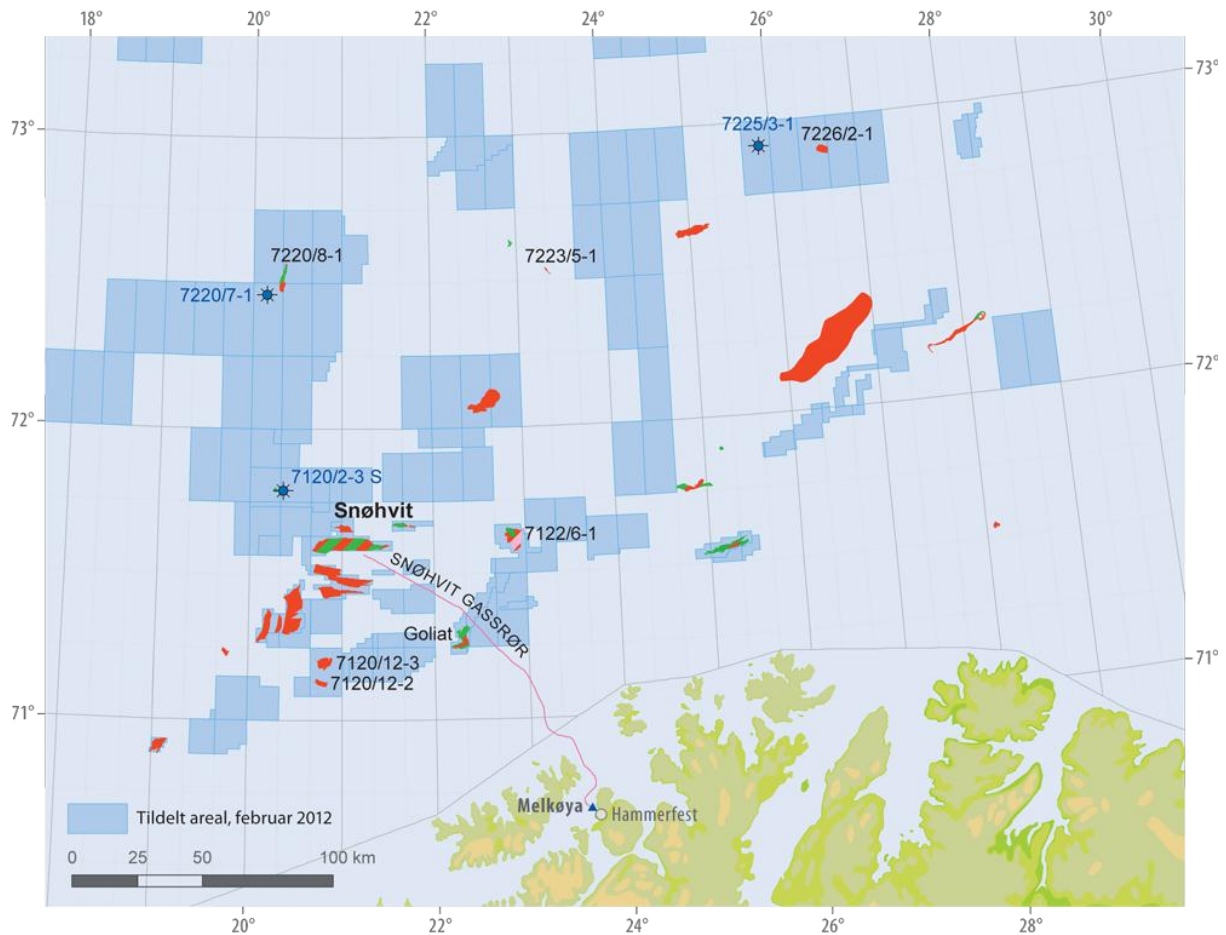


Fordeling av totale utvinnbare petroleumsressurser i Norskehavet pr 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn for uoppdagede ressurser.

Det er gjort flere funn i Norskehavet, selv om det også har vært skuffende leteresultater da spesielt på dypt vann i i Vøringbassenget. Funnene på dypt vann er av mindre størrelse enn forventet. Resultatet fra brønnene på dypt vann viser at de påviste forventede utvinnbare ressursene er mindre enn 40 prosent av de forventede ressursene før boring.

Barentshavet

Barentshavet er i dag den minst utforskede delen av norsk kontinentalsokkel. Den første letebrønnen i den norske delen av Barentshavet ble boret i 1980, og det første gassfunnet, Askeladd, ble gjort året etter. Snøhvit startet produksjonen i 2007 og produseres over LNG-anlegget på Melkøya. I utbyggingen inngår gassfunnene Snøhvit, Albatross og Askeladd. Oljefeltet Goliat ble påvist i 2000 og er under utbygging med forventet produksjosstart i 2013. Det er gjort enkelte funn nær Snøhvit og Goliat, og i tillegg er det flere prospekter i området.



Felt og funn i Barentshave med konsesjonsbelagt areal.

I perioden 2009 – 2011 har det blitt boret henholdsvis 0, 1 og 7 letebrønner i Barentshavet. I 2012 er det planlagt 9 brønner.

I 2008 ble det tildelt 16 blokker eller deler av blokker gjennom den årlige TFO runden. Til sammenligning ble det totalt tildelt 12 blokker eller deler av blokker i hele 3 års perioden 2009 – 2011. I 2009 og 2011 var det ordinære konsesjonsrunder i de umodne områdene med tildeling av henholdsvis 23 og 36 blokker eller deler av blokker.

I Barentshavet er det store områder med lite data og få eller ingen letebrønner. Dermed er usikkerheten i ressursestimatene stor. Basert på dagens kunnskap er det anslått at det med 90 prosent sannsynlighet fins mellom 175 og 2460 millioner Sm^3 uoppdagede utvinnbare oljeekvivalenter i Barentshavet, med en forventningsverdi på 945 millioner Sm^3 o.e.

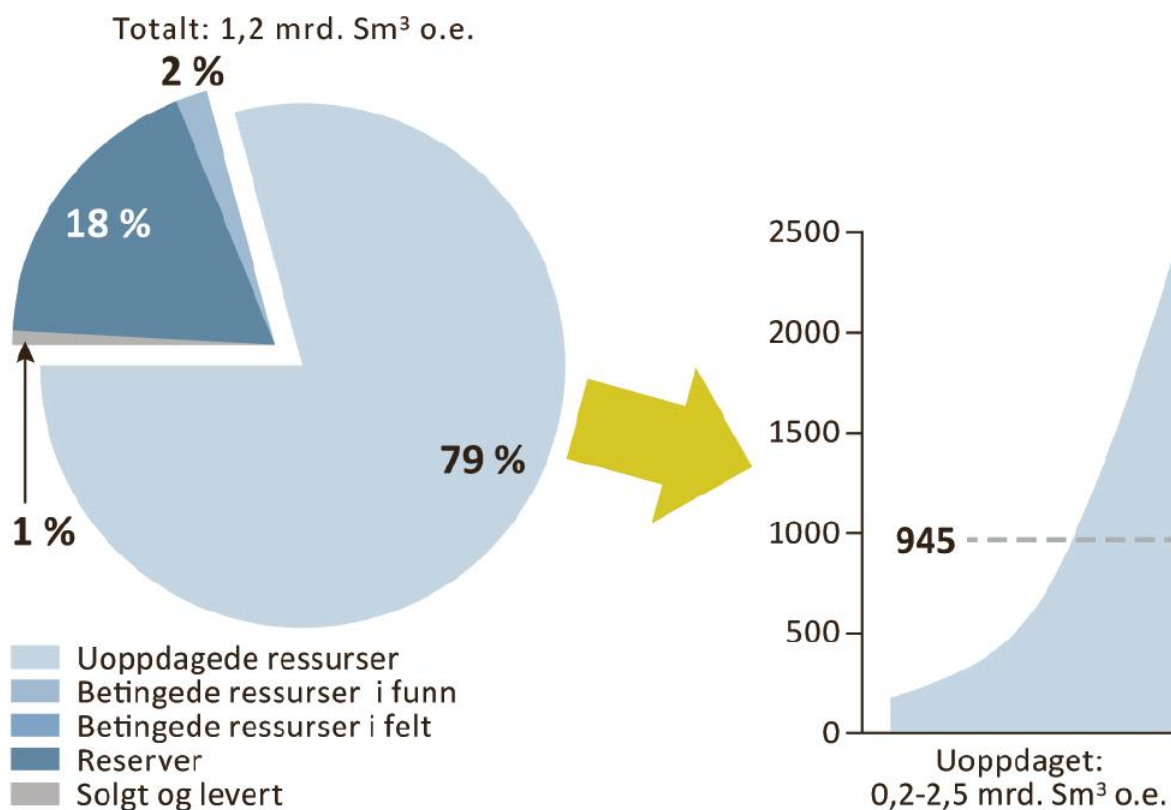


Fig.8. Fordeling av totale utvinnbare petroleumressurser i Barentshavet pr 31.12.2010, inkludert usikkerhetsspenn for uoppdagede ressurser.

I Barentshavet er det påbegynt nærmere 90 letebrønner siden den første undersøkelsesbrønnen ble boret i 1980. Boreresultatene i Barentshavet har vært gode i 2011. Tre nye funn er gjort: Ett olje- og to gassfunn. Statoil påviste olje og gass i brønn 7220/8-1 (Skrugard), omlag 110 kilometer nord for Snøhvitfeltet, vest for Loppahøyden. 25 kilometer nord for Snøhvitfeltet har Lundin påvist gass i brønn 7120/2-3 S (Skalle). Det nordligste funnet i Barentshavet er påvist 250 kilometer nord for Melkøya. Her fant Total gass i brønn 7225/3-1 (Norvarg). I Brønn 7220/7-1 (Havis) som ble avsluttet i januar 2012, ble det påvist olje og assosiert gass. De nye funnene bekrefter Oljedirektoratets syn på at det fortsatt er stort potensial for funn på norsk kontinentalsokkel, både i modne og i lite utforskede områder, og har ført til økt optimisme i Barentshavet.

I november 2011 sendte Olje- og energidepartementet ut forslag til program for konsekvensutredning for den sørøstlige delen av Barentshavet (sørlig del av tidligere omstridt område) med tanke på åpning av området for petroleumsvirksomhet.

Mulige virkninger og sameksistens

I arbeidet med å finne mulige arealer for offshore vindkraftverk har areal beslaglagt av felt, funn og infrastruktur vært utelatt/blitt betraktet som uegnet for vindkraftverk. Områder hvor Oljedirektoratet har kartlagt prospekter er også i stor grad utelatt. I de foreslåtte arealene som kan konsekvensutredes for en mulig åpning til vindkraft kan en ikke helt utelukke at det er muligheter for petroleumsforekomster.

Konsekvensutredningen vil bestemme de endelige avveiningene mellom havvind og dagens interesser på sokkelen. Med bunnfaste vindturbiner vil etableringen av et offshore vindkraftverk føre til at arealet som beslaglegges ikke kan brukes til petroleumsvirksomhet så lenge vindkraftverket er der.

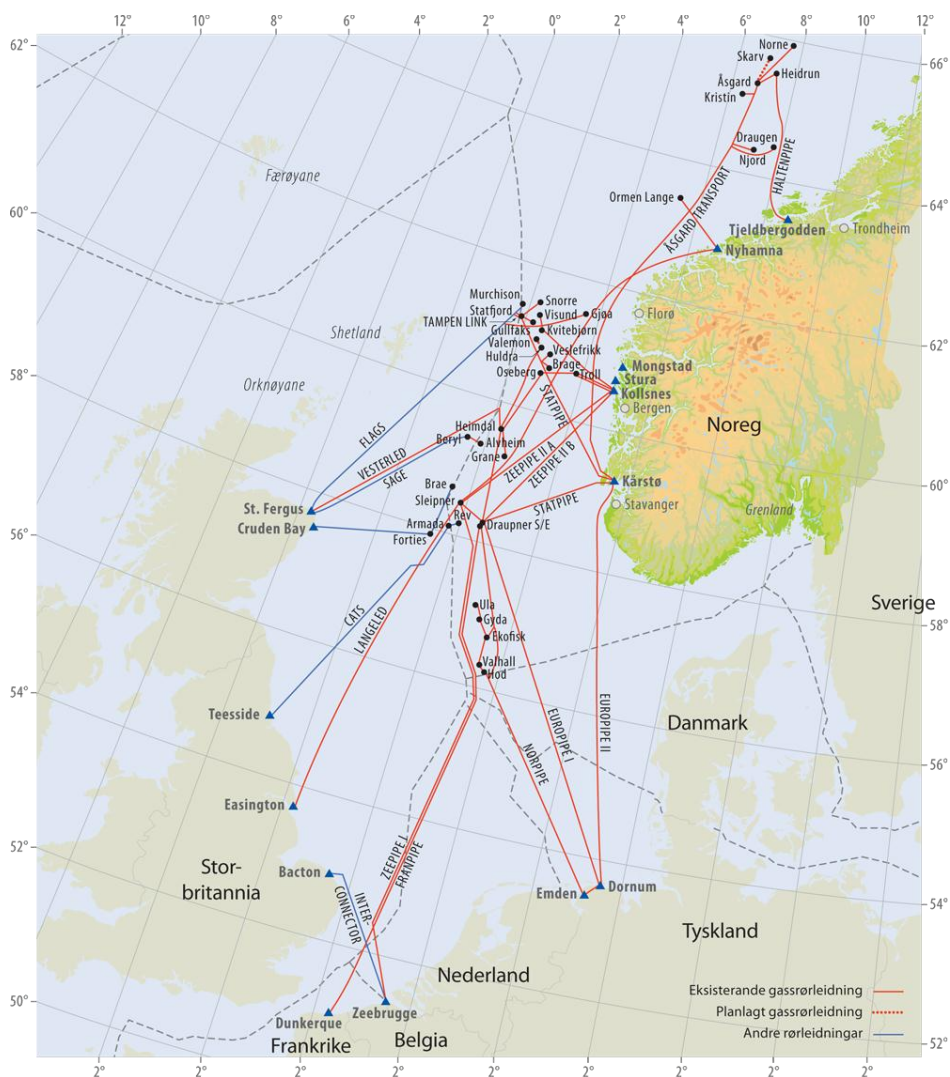
Når det gjelder sameksistens, kan det være et potensiale for arealkonflikter mellom havvind og petroleumsvirksomhet på flere områder. Ett eksempel er at flyrestriksjonsområder og radarstasjoner kan komme i konflikt med en eventuell utbygging av vindkraft i ett eller flere av de aktuelle områdene. Et annet eksempel er at når et vindkraftverk er etablert vil kartlegging og eventuell utvinning av petroleumsforekomster være vanskelig. Eventuelle konflikter mellom havvind og petroleumsvirksomhet må søkes løst gjennom prosesser i forkant av en utbygging.

Rørledninger og sjøkabler

Olje og gassrørledninger i norske havområder

Gassco har operatøransvaret for transport av all gass fra norsk kontinentalsokkel. Olje og gass som produseres på norsk sokkel transporteres til kjøperne i rørledninger og med skip. Om lag halvparten av oljen bøyelastes og fraktes med skip, mens resten går i oljerør.

Det norske gasstransportsystemet omfatter et nettverk av rørledninger med en samlet lengde 7800 km. Fra produksjonsinnretningene strømmer gassen gjennom rørledningene og inn til prosessanleggene. Der skilles våtgass og tørrgass fra hverandre. Fra prosessanleggene transporteres våtgassen med skip, mens tørrgassen fortsetter gjennom rørledninger til mottaksterminaler på det europeiske kontinentet og i Storbritannia.



Gassrørledninger

Mulige virkninger for vindkraft

Det finnes ulike rørledninger, de store eksportørledningene, og rørledninger mellom felt. Rørledningene er i all hovedsak ikke gravd ned, men de er for eksempel overtrålbare. I forhold til offshore vindkraftverk vil ikke eksisterende rørledninger være begrensende, unntatt i form av det arealet som allerede er opptatt og i perioden som vindparken installeres. En skade på en eksportørledning kan representere bortfall av store verdier. Risikoen for at ”fallende gjenstander” kan treffe og skade ledningen må unngås.

Det var ved årsskiftet 2009/2010 ingen nye eksportørledninger under planlegging for bygging de nærmeste årene. Hvorvidt det skal bygges nye rør avhenger av hvor mye olje og gass som påvises og som er kommersielle å bygge ut, og hvor petroleum skal selges. For tiden pågår det både leteboring på nye muligheter og avgrensingsboring på funn for nærmere å klargjøre utbredelse og ressursomfang.

Beskrivelse av områdene som er foreslått for havbasert vindkraft.

Av de områdene som er foreslått for havbasert vindkraft har Sørlig Nordsjø I og Sørlige Nordsjø II størst ressurspotensial og dermed høyest konfliktpotensiale for petroleumsvirksomheten. Stathavet og Frøyabanken har etter dagens kunnskap moderat

petroleumsvirksomhet. Disse fire områdene er viktige for petroleumsvirksomheten. Deler av disse områdene er dekket av utvinningstillatelser og det er kartlagt prospekter og prospektmuligheter. Træna vest ligger i et område som i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Med dagens kunnskap er ressurspotensialet lavt. Utsira nord har et lavt ressurspotensial. Usikkerheten i ressursestimatene kan reduseres ved ytterligere datainnsamling. For de andre områdene hvor bunnfaste vindkraft er foreslått så er ressurspotensialet svært lavt.

Nordsjøen

Sørlige Nordsjø II: Området er lokalisert i den sørlige del av Nordsjøen øst for Ekofisk og Tor feltene. *Sørlige Nordsjø II* ligger i en moden petroleumsprovins med godt utbygd infrastruktur. Området ligger også innenfor TFO boksen med konsesjonsrunde og tildeling av utvinningstillatelser hvert år. Det er kartlagt fire letemodeller i området, en på post paleocen, to på paleocen og en på pre trias nivå-. Deler av området er dekket av utvinningstillatelser og det er kartlagt prospekter og prospektmuligheter i områdene. Dette er et viktig område for petroleumsvirksomheten. Arealet er delvis dekket av utvinningstillatelser. Det er kartlagt flere prospekter i området og det er planlagt en letebrønn i 2012. Letebrønner vil gi ny og verdifull informasjon om geologien og prospektiviteten i området. *Sørlige Nordsjø II* ligger ved grensen til dansk kontinentalsokkel. Der er flere produserende felt på dansk side, rett sør ved grensen til Norge, deriblant Sirifeltet.

Sørlige Nordsjø I. Området er lokalisert i den sørlige delen av Nordsjøen mellom Ula- og Yme feltene. *Sørlige Nordsjø I* ligger i en moden petroleumsprovins med godt utbygd infrastruktur. Området ligger også innenfor TFO boksen med konsesjonsrunde og tildeling av utvinningstillatelser hvert år. Dette er et viktig område for petroleumsvirksomheten. Der er tildelt flere utvinningstillatelser innenfor området. Det er kartlagt to letemodeller på paleocen og pre trias nivå. Det er også kartlagt flere prospekt og prospektmuligheter. I den delen av området som er dekket av utvinningstillatelser er den seismiske datadekningen god. Her er det er samlet in 3D seismikk. De resterende delene (1/3 av arealet) er dekket av 2D seismisk. Det er kun boret en brønn innenfor området, denne var tørr. En ny letebrønn er planlagt boret i 2012 i en av utvinningstillatelsene. Letebrønner vil gi ny informasjon om prospektiviteten i området.

Utsira nord: Området ligger vest for Kårstø gassbehandlings- og kondensatanlegg og mellom to eksportørledninger i Statpipe systemet. I Utsira nord er det ikke boret letebrønner. Det er heller ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller prospektmuligheter i området. Datadekningen er dårlig, det finnes kun et grovt 2D nett i området. Ressurspotensialet er lavt (med dagens kunnskap), men en kan allikevel ikke utelukke at det er muligheter for petroleumforekomster i området.

Frøyagrunnene: Området er lokalisert mellom Florø og Agatfunnene. Arealet ligger delvis innfor grunnlinjen. Datadekningen i området er svært dårlig, det er kun 2 2D linjer som strekker seg inn i området. Det er heller ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller

prospektmuligheter i området. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Olderveggen: Området er lokalisert mellom Måløy og Agatfunnene . Arealet ligger delvis innfor grunnlinjen. Datadekningen i området er svært dårlig, det er kun 1 2D linjer som strekker seg inn i området. Det er ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller prospektmuligheter i området. Området ligger innenfor utgående linje for grunnfjell. Med dette menes at OD med dagens kunnskap ikke har tro på at der finnes sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i området. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Norskehavet

Stadthavet: Området Stadthavet er lokalisert nord for Peonfunnet utenfor Måløy. Det ligger en utvinningstillatelse i vestlige del av området. Denne tillatelsen ble tildelt Dana Petroleum i 2011. Området hadde ikke tidligere vært konsesjonsbelagt. Arealet ligger innenfor TFO boksen med konsesjonsrunde og tildeling av utvinningstillatelser hvert år. Den seismiske datadekningen i området er moderat. Det er samlet inn flere 2D surveyer i arealet. Utvinningstillatelsen skal ta beslutning om innsamling av 3D seismikk i 2012, og en borebeslutning innen 2014. Pr i dag er det kartlagt en letemodell på paleocen nivå og det er kartlagt prospektmuligheter og prospekter i sørvestlige deler av området. Den nye 3D innsamlingen og eventuelle nye letebrønner vil kunne gi mer kunnskap om området. Dette området er viktig for petroleumsindustrien. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som moderat.

Frøyabanken: Området er lokalisert utenfor Kristiansund og øst for Ormen Lange funnet. Det er tildelt en utvinningstillatelse i den vestlige delen av arealet. Denne tillatelsen ble tildelt Spring Energy i 2011. Arealet ligger delvis innenfor TFO boksen med konsesjonsrunde og tildeling av utvinningstillatelser hvert år. Den seismiske datadekningen i området er moderat. Det er samlet inn flere 2D surveyer og en 3 D survey i sørvestlige hjørne av området. Selskapet skal samle inn mer 2D og 3D seismikk, og innen tre år fra tildeling (jan 2011) beslutte boring eller tilbakelevering av utvinningstillatelsen. Det er kartlagt tre letemodeller, en på paleocen-, en på midt til sen jura og en på prejura nivå. Det er også kartlagt prospekt i sørvestlige del av området. Den nye 2D og 3D innsamlingen og eventuelle nye letebrønner vil kunne gi mer kunnskap om området. Dette området er viktig for petroleumsindustrien. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som moderat.

Nordøyen –Ytre Vikna: Området er lokalisert utenfor Namsos. Arealet ligger delvis innfor grunnlinjen. Området har ikke vært åpnet for petroleumsvirksomhet. Data dekningen i området er svært dårlig, det er kun 4 2D linjer som så vidt strekker seg inn i området. Det er ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller prospektmuligheter i området. Området ligger innenfor utgående linje for grunnfjell. Med dette menes at OD med dagens kunnskap ikke har tro på at der finnes sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i området. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Træna vest: Arealet ligger hovedsakelig i et område som ikke tidligere har vært åpnet for petroleumsvirksomhet. I dag er den seismiske datadekningen i området relativt dårlig. Oljedirektoratet skal samle inn seismiske data i de uåpnede deler av Nordland IV og V for å styrke kunnskapen om petroleumsressursene.

Deler av to ubekreftede letemodeller, som i tillegg har sin største utbredelse i åpne områder, strekker seg inn i området. Ingen prospekter er kartlagt her. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som lavt. Usikkerheten i ressursestimaterne kan reduseres ved ytterligere datainnsamling.

Træna fjorden – Selvær: Begge områdene ligger hovedsakelig innenfor grunnlinjen og innenfor utgående linje for kartlagt grunnfjell. Med dette menes at Oljedirektoratet med dagens kunnskap ikke tror at det finnes sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i området. Det finnes ingen seismikk i området. Det er ikke kartlagt letemodeller, prospekter eller prospektmuligheter i området. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Gimsøy Nord: Området ligger innenfor grunnlinjen og hovedsakelig innenfor utgående linje for kartlagt grunnfjell. Datadekningen i området er svært dårlig, det er kun noen få 2D linjer som strekker seg inn i området. Det er kartlagt en letemodell som så vidt strekker seg litt inn i området. Det er ikke kartlagt prospekter eller prospektmuligheter. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Nordmela: Området ligger delvis innenfor grunnlinjen og delvis innenfor utgående linje for kartlagt grunnfjell. Datadekningen i området er svært dårlig, det er noen 2D linjer som strekker seg inn i vestlige del av området. Det er kartlagt fire letemodeller, en på eocen, en på øvre kritt, en på jura og en på grunnfjell i vestlige del av området. Det er ikke kartlagt prospekter eller prospektmuligheter. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet som svært lavt, men en kan ikke helt utelukke at det finnes petroleumsressurser i området.

Barentshavet

Auvær: Området Auvær ligger 99 prosent innenfor grunnlinjen og derfor i et område som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Den seismiske datadekningen i området er svært dårlig, det er kun et par seismiske linjer som strekker seg så vidt inn i området. Det er ikke kartlagt letemodeller, prospektmuligheter eller prospekter i området. Auvær ligger innenfor utgående linje for grunnfjell. Med dette menes at Oljedirektoratet med dagens kunnskap ikke tror at det finnes sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i området. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Vannøya nordøst: Området Vannøya nord øst ligger innenfor grunnlinjen og derfor i et område som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Det er ikke samlet inn seismikk i dette området. Det er ikke kartlagt letemodeller, prospektmuligheter eller prospekter i området. Vannøya nordøst ligger innenfor utgående linje for grunnfjell. Med dette menes at

Oljedirektoratet med dagens kunnskap ikke tror at der finnes sedimentære bergarter som kan inneholde petroleum i området. Med dagens kunnskap regnes derfor ressurspotensialet i dette området som svært lavt.

Sandskallen – Sørøya nord: Området Sandskallen – Sørøya nord ligger utenfor grunnlinjen, men i et område som ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Den seismiske datadekningen i området er svært dårlig, det er kun et par seismiske linjer som strekker seg inn i området. Det er kartlagt letemodeller i de ytterste delene av området. Det er ikke kartlagt prospektmuligheter eller prospekter i området. Sandskallen – Sørøya nord ligger nesten helt innefor utgående linje for grunnfjell. Med dagens kunnskap regnes ressurspotensialet i dette området som svært lavt, men en kan ikke helt utelukke at det finnes petroleumressurser.

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettene 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slaggård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial. Even Bergsens, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde. Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet "NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjor. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 44 Isstorm. Ising på kraftforsyningsnettet. Roger Steen (red.)
- Nr. 45 Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar
- Nr. 46 Naturfareprosjektet: Detektering av kvikkleire fra ulike sonderingsmetoder
- Nr. 47 Havvind – Strategiske konsekvensutredninger
- Nr. 48 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – fiskerinteresser
- Nr. 49 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – skipstrafikk
- Nr. 50 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – teknologi- og kostnadsutvikling
- Nr. 51 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting
- Nr. 52 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kulturminner og kulturmiljø
- Nr. 53 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – sjøfugl
- Nr. 54 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – landskap, friluftsliv og reiseliv
- Nr. 55 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – forholdet til lover og internasjonale konvensjoner
- Nr. 56 Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – petroleumsinteresser



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

