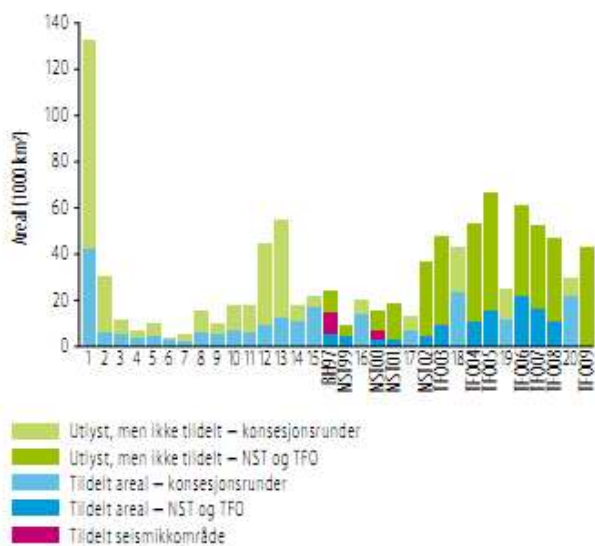


Tildeling i forhåndsdefinerte områder(TFO)

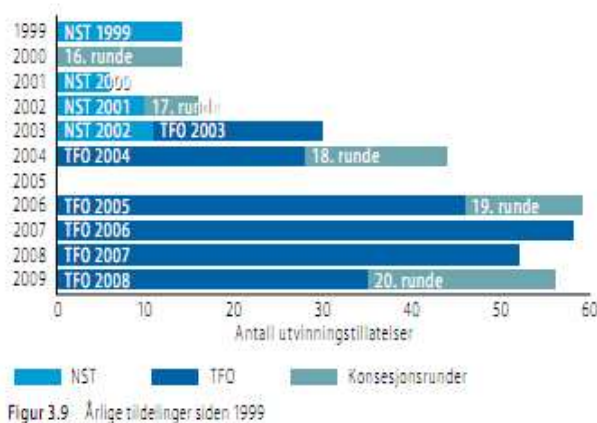
Som et supplement til konsesjonsrundene, ble Tildeling i forhåndsdefinerte områder (TFO) presentert i oljemeldinga i 2001 (St.meld nr 38 (2001-2002)). Den nye ordningen skulle føre til utvinning av ressursene i modne områder hvor petroleumsvirksomheten var avtagende, men hvor det var et klart potensial for å påvise mindre ressurser som var lønnsomme å utvinne dersom disse ble tilknyttet eksisterende installasjoner. Videre ble det presisert at dette var aktuelt for områder i Nordsjøen og enkelte områder i Norskehavet.

Norsk kontinentalsokkel kan deles inn i ulike områder med relativt ulik grad av modenhet. I store deler av Nordsjøen har en i lang tid hatt stor petroleumsaktivitet, og flere av de største feltene har vært i produksjon i lengre tid. Selv om en i disse områdene har avtagende forventninger til å gjøre nye, store funn, er det fortsatt et klart potensial for å påvise mindre ressurser som er lønnsomme å utvinne dersom disse tilknyttes eksisterende installasjoner. Vi står overfor samme situasjon i enkelte modne områder i Norskehavet. (St.meld nr 38 (2001-2002)kap 5.3.1)

Bellona mener at TFO har blitt utvidet langt raskere enn den faktiske modningen på norsk sokkel. I 2004 ble områder i Norskehavet en del av TFO, og til tross for det som sto i meldingen ble også 25 blokker eller deler av blokker i Barentshavet ble inkludert (OED 2004). I dag omfatter TFO 340 blokker, eller deler av blokker (TFO 2011), fra 2007 har TFO blitt utvidet med 143 blokker. Dette er altså en tildeling som foregår i et rekordtempo og inneholder langt flere blokker enn de ordinære konsesjonsrundene.



Figur 3.8 Utløst og tildelt areal på norsk kontinentalsokkel



Figurene er hentet fra Oljedirektoratets Resursrapport 2009, og viser hvor omfattende TFO-rundene har blitt, sammenlignet med de ordinære konsesjonsrundene.

TFO-ordningen må avvikles

TFO skal øke forutsigbarheten til selskapene, noe som innebærer at områder som har vært definerte som forhåndsdefinerte områder i tidligere runder automatisk vil bli en del av de neste rundene (Oljedirektoratet 2005). Det betyr at TFO bare kan gjøres større, ikke mindre. Det vil bety at en beslutning fra tidligere år, legger føringer for hvor mye areal som skal utlyses på norsk sokkel for tildelingsrunder i modne områder framover. Når blokker er inkludert i TFO vil de alltid være tilgjengelig for selskapene. Dette er i motsetning til de ordinære konsesjonsrundene, hvor områder som ikke blir tildelt vil være gjenstand for ny vurdering ved konsesjonsrunde. I de områdene som allerede er definert som modne vil det dermed ikke være mulig å revurdere en utlysning av området fra år til år. Selskapene kan levere inn søknader hele året, og departementet behandler søknadene en gang i året (St.meld nr 38 (2001-2002):kap 5.3.1). Det er de samme miljøkravene i alle rundene. Utvinningstillatelsene i disse områdene vil normalt stille krav om raskere gjennomføring av arbeidsforpliktelsene enn på resten av sokkelen. Det er vanlig at det stilles ”drill or drop”-krav (St.meld nr 38 (2001-2002):kap 5.3.1).

Problem med politisk styring og TFO

TFO er en lock-in prosess som innebærer at areal bare kan legges til og ikke trekkes fra. Det betyr at handlingsrommet til politiske myndigheter er begrenset. TFO skulle i utgangspunktet bare omfatte modne områder på sokkelen. Med de nye tilleggene i TFO de siste årene av områdene i Barentshavet kan i prinsippet alle modne områder på sokkelen inkluderes i TFO. Det betyr at politiske myndigheter mister kontrollen med det viktigste styringsvirkemiddelet på sokkelen, konsesjonssystemet, ved at det vil bli byråkratene i OED som administrer ordningen. Når områder er utlyst på norsk sokkel er det tradisjon for at områdene tildeles så lenge det er interesse hos selskapene om områdene. Tildelingsprosessen er således en prosess som handler om hvilke selskaper som skal få hvilke blokker. TFO betyr at politiske myndigheter mister styring av tildelingstempo som har innvirkning på utvinningsgraden, investeringsnivået på sokkelen og muligheten for å ta ut områder på grunn av miljø og fiskerihensyn.

Definisjon av modne områder

Når TFO først ble igangsatt i 2003, var det i all hovedsak modne områder i Nordsjøen som ble inkludert i ordningen. Siden den tid har TFO bare vokst seg større, og vokst ut av proporsjon i forhold til hva som kan anses som modne blokker på norsk sokkel. I Barentshavet er i dag over 60 blokker inkludert i TFO. Det er altså over 60 såkalte modne blokker i et havområde som så langt kun har utbygging fra Snøhvitfeltet. Man har med andre ord gått bort fra den opprinnelige definisjonen av et modent område, som henvist til lengre opp.

Ivaretagelse av miljøhensyn i TFO

Det ikke bli bedt om miljøfaglige vurderinger for utlysning av områder som allerede er definert som modne. Det er kun i forbindelse med utvidelse av TFO at det som regel blir bedt om en miljøfaglig vurdering. TFO tildelingene foregår hvert eneste år, mens konsesjonsrundene de siste årene har vært hvert annet år. Miljøbelastningen for områder som er definert som modne er beregnet å være høyere enn områder som er underbelagt de ordinære konsesjonsrundene. Aktivitetstempoet er sannsynligvis høyere, da lisensen utlyses igjen umiddelbart om det ikke iverksettes aktivitet i det øyeblikket den er tildelt. I oljemeldingen fra 2003 ble det sagt at de områdene som skulle defineres som modne heller ikke skulle være av de mest miljø og fiskerifølsomme på norsk sokkel (St. meld nr. 38 (2003-2004)). Dette har imidlertid ikke blitt etterfulgt, da flere områder i Barentshavet og nordlige Norskehavet har blitt innlemmet i TFO, på tross av advarsler fra miljøfaglige etater. Dette er noe vi sist så i TFO tildelingen for 2011, hvor blokker i Nordland I, III, IV og V ble innlemmet i TFO.

I Direktoratet for Naturforvaltnings (DN) høringsuttalelse til forslag til TFO fra 18.01.08 kommer det fram at direktoratet deler dette synspunktet.

Sett i lys av at TFO allerede er utvidet innover i et av de høyest prioriterte av de verdifulle områdene i Barentshavet, samt omfattende forslag til utvidelser av TFO områder i verdifulle og miljø sensitive områder i 2008, stiller DN spørsmål om TFO-systemet gjennomføres innenfor sine opprinnelige intensjoner.

Udemokratisk forvaltning

Olje- og energidepartementet har varslet større åpenhet og gjennom høringer økt mulighet for påvirkning enn tidligere i tildelingsprosesser på norsk sokkel. Det er i dag et åpenbart underskudd på åpenhet om forhåndsdefinerte områders utstrekning og rundt omfanget av tildelinger i forhåndsdefinerte områder, noe som er et ytterligere argument for å avskaffe ordningen. Det er i dag ikke mulig for det sivile samfunn å delta på høringsprosessene knyttet til TFO, slik det er med de vanlige konsesjonsrundene. Dette vitner om en udemokratisk forvaltning av en av Norges største næringer.

Evaluering av TFO

Olje- og energidirektoratet, ved daværende Olje- og energiminister Åslaug Haga, kunngjorde 17.11.2008 at det skulle igangsettes en evaluering av TFO-ordningen. Det ble derfor ikke gitt nytt areal gjennom TFO i tildelingen i 2009. Dette er likevel noe statsrådene Terje Riis-Johansen og Ola Borten Moe har gjort opp for i sine to tildelinger. I 2010 ble det tildelt 63 nye blokker, og i 2011 ble ordningen utvidet med ytterligere 62 blokker. Det er helt klart at disse to tildelingene undergraver den varslede evalueringen som skal komme med regjeringen sin oljemelding.

Bellonas krav til evalueringen av TFO

- TFO-ordningen må avvikles da den har gått langt utover sitt opprinnelige mandat
- Definerings av klare begrensninger for hvilke områder som i utgangspunktet kan defineres som modne. Disse begrensningene bør blant annet innebære sårbarhetskriterier slik at TFO ikke kan omfatte områder som er særlig sårbare i forhold til miljø og fiskerihensyn.
- Bellona mener at en vurdering av TFO må innebære at man redefinerer områder som tidligere har blitt definert som modne, og dermed tar dem ut av ordningen. Dette gjelder områder som er særlig sårbare i forhold til miljø og fiskerihensyn og for blokker som i realiteten ikke kan defineres som modne.
- TFO-ordningen må ha en ekstern evaluering. En reel evaluering må involvere eksterne aktører som kan belyse problemstillingene, blant annet knyttet til ivaretagelse av politisk styring og miljøhensyn
- Dersom TFO-ordningen opprettholdes må det være en forutsetning med åpne høringer.

Omstilling fra en oljenasjon

Norge er i dag en nasjon som de siste 40 årene er blitt bygd opp på store inntekter fra petroleumsindustrien. Likevel er det få utenom petroleumsnæringen selv, som ser at næringen skal ha nye 40 år. Både med tanke på klimaproblemet og med tanke på begrensede ressurser, er det klart at vi vil måtte få en omstilling fra dagens oljenasjon. Det er nettopp her den store debatten står; når vil overgangen komme? Frem til i dag eksisterer det ingen omstillingsplan fra dagens oljenasjon. Uavhengig av når en mener overgangen skal komme, er det etter Bellonas klare oppfatning, helt essensielt med en plan som peker på ulike utfordringer i overgangen fra en oljebasert økonomi.

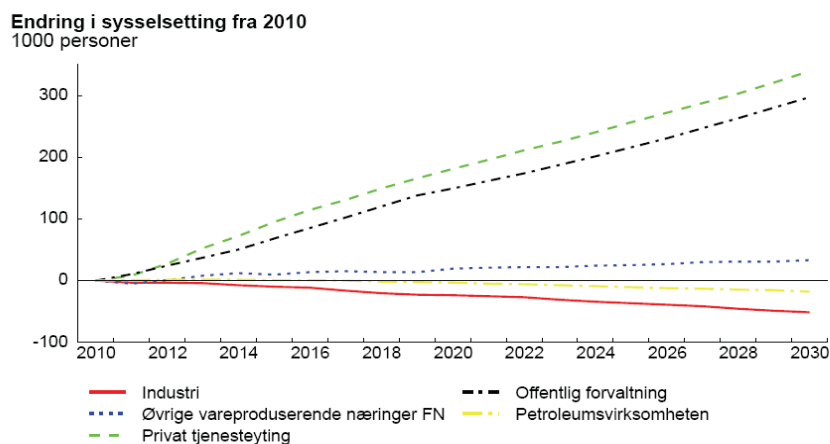
Konsekvenser av en omstilling

SSB la i 2010 frem rapporten *"Nedbyggingen av petroleumsvirksomheten - hvor store blir utfordringene for norsk økonomi"*. Denne rapporten har som mål å belyse ulike utfordringer dette vil innebære i fremtiden. I rapporten står det blant annet:

"At petroleumsvirksomheten er en viktig næring – som direkte og indirekte står for anslagsvis 8 prosent av den totale sysselsetningen i Norge i 2009 – er ikke det samme som at endringer med opphav i denne næringen vil komme til å dominere utviklingen i norsk økonomi fremover".

I spørsmålet om videre oljevirksomhet trekkes svært ofte spørsmålet "Hva skal vi leve av etter oljen" frem fra både motstandere og tilhengere. Det rapporten fra SSB viser er at frafallet av oljen, som vil komme på et eller annet tidspunkt, ikke vil være så dramatisk for norsk økonomi som tidligere antydte.

Figur 3.15. Endring i sysselsetting i forhold til sysselsettingen i 2010, i tusen personer



I deres analyser har petroleumindustrien i seg selv liten betydning, her vil det være et frafall på om lag 15 000 sysselsatte, men det er innenfor industrien de vil merke fallet mest, med en nedgang på om lag 50 000 sysselsatte fra 2010 – 2030. Likevel kommer det tydelig frem at andelen som øker innenfor andre næringer, er større enn fallet. Innenfor vareproduksjon i andre næringer, som bygg og anlegg, forventes en økning på 30 000 personer og sysselsettingen både i privat tjenesteyting og offentlig forvaltning vil øke med om lag 300.000 personer. Det kommer altså klart frem at det er tjenesteyting som vil øke mest.

SSB sine overordnede konklusjoner er at vi etter olja også skal arbeide, men at vi da vil ha mer utdanning og de har mer realkapital å bruke per hode, de vil derfor være mer produktive enn nå. Likevel er det klart at vi vil miste en høyproduktiv næring, og vi vil gå fra å være avhengig av oljeprisen til å bli mer avhengig av avkastningen på de globale finansmarkedene.

Hvor skal oljearbeiderne?

Sysselsettingen innenfor petroleumindustrien skilles inn i ulike grupper relatert til petroleumsvirksomhet. Disse sysselsetter om lag 113 000 mennesker, her inngår da Sysselsatte i olje- og gasselskaper, som utvinning av olje og gass, samt tjenester tilknyttet olje og gassutvinning og rørtransport, petroleumrelaterte næringene, dette omfatter store deler av det man kan kalle petroleumsspesialisert leverandørindustri og ytterligere petroleumrelatert næringsliv (som omfatter blant annet medlemsbedrifter fra Norsk Industri og deler av Rederiforbundet). Likevel er det enda flere som inngår indirekte i sysselsatte knyttet til petroleumindustrien, da særlig når det kommer til

vareleveranser. Totalt anslår SSB at petroleumsindustrien sysselsetter, indirekte og direkte, om lag 206 000 mennesker.

Økonomisk betydning – olje og gass, hele landet, 2009

	Kjernevirksomhet	Ringvirkninger
Syssetting (2008)	62 587 ¹¹	51 106 ¹²
Verdiskaping (bidrag BNP, olje- og gassutvinning, tjenester i forbindelse med olje- og gassproduksjon, rørtransport)	524 mrd	
Produksjonsverdi (olje- og gassutvinning samt tjenester i forbindelse med olje- og gassproduksjon)	615 mrd	
Eksportverdi	478 mrd ¹³	29 mrd ¹⁴

Kilde: SSB

De 206 000 menneskene som jobber i tilknytning, direkte eller indirekte, til petroleumsindustrien vil ut fra yrkesgrupper, utdanning og yrke ha ulike behov knyttet til en omstilling. Kompetansen vil variere, og vil i flere tilfeller kreve omskolering og muligens videreutdanning. I andre tilfeller kan arbeidstakerne være overkvalifisert i forhold til de stillingene som i følge SSB vil åpne seg innenfor offentlig og privat tjenesteyting.

Fra fossil til fornybar

I dagens teknologimiljø i petroleumsindustrien vil en finne at de i stor grad består av samme kompetansegrupper som en vil finne i fornybar energinæringer, bare satt sammen på en litt annen måte. Fagmiljøer som materialteknologi, prosessteknologi, energiteknologi og IT vil relativt enkelt kunne omstilles til å skape/utvikle andre typer systemer nesten bare ved å endre arbeidsprosessene i bedriften.

Når det gjelder selve produksjonsenhetene så vil det også være store fellestrekk i og med at det i hovedsak er snakk om ulike bearbeiding av materialer, sammenstilling og testing, men her er nok utfordringene større og vil også kreve mer omskolering. Utover dette innehar teknologi bedrifter også administrative funksjoner, ledelse, og salg/markedsføring. Sistnevnte vil også kreve mer omfattende omstilling ettersom markedskanaler og kundemasse vil være betydelig annerledes inne fornybarenergi.

Hvordan kommer vi oss dit?

For å få en langsiktig strategi for omstilling trengs en kartlegging av kompetansen og ressursene i eksisterende næringsvirksomhet, og kartlegging av behovet innenfor fornybar energivirksomhet. Slik kan et mulighetskart for kompetansen og ressursene som dagens fossile næring representeres bli tegnet opp, deretter identifiserer gap og overflødige ressurser, og til slutt skisserer tiltak for å komme fra "gammel" til "ny" virksomhet.

Referanser:

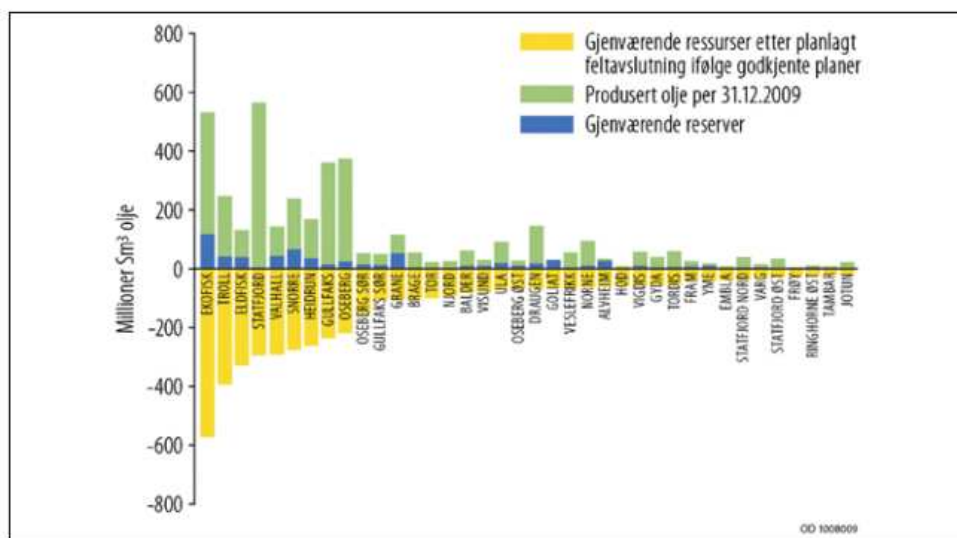
Et kunnskapsbaser Norge: Amir Sasson, Atle Blomgren: *Knowledge based oil and gas industry*
Deskriptiv analyse – næringer og samfunn i området knyttet til forvaltningsplanen – Underlagsrapport for oppdateringen av den helehtlige forvaltningsplanen for Barentshavet - Lofoten
SSB-rapport 46/2010 Ådne Cappelen, Torbjørn Eika og Joakim Prestmo: *Nedbyggingen av petroleumsvirksomheten – Hvor store blir utfordringene for norsk økonomi*

Økt utvinning på norsk sokkel

Bellona stiller seg uforstående til det høye tempoet som åpning av nye områder og tildeling av nye lisenser i kystnære områder og områder langt nord, nå skjer med. Det er etter Bellonas ståsted en politikk som ikke bare fører til at stadig flere sårbare og verdifulle områder blir åpnet for petroleumsvirksomhet, den fører også til at det høye aktivitetsnivået man de senere årene har hatt i nord er et hinder for mer effektiv satsning på EOR-prosjekter¹ for modne felt lenger sør^{2,3}. En effektiv merutvinning vil ikke bare forhindre at store verdier vil gå tapt, et av virkemidlene for å gjennomføre det på, CO2 for EOR, vil kunne lagre så mye som 25 mill tonn CO2 i året på norsk sokkel (OD 2005).

1.0 Bakgrunn for EOR

Petroleumsnasjonen Norge er i dag ved et veiskille. Installasjonene blir stadig eldre, og en rekke av de større feltene nærmer seg nedstenging dersom tiltak for å forlenge levetiden ikke blir gjennomført. Det er store utvinnbare ressurser igjen i reservoarene. I dag ligger utvinningsgraden i gjennomsnitt på 46 prosent. Ved å øke utvinningsgraden til 70 prosent på de ti største feltene på norsk sokkel, kan dette tilsvare utvinnbare reserver fra to nye Ekofisk, altså totalt 1060 mill Sm3(OED 2010).



Figur 1 – Fordelingen av produsert olje og gass, gjenværende reserver og ressurser. (kilde: Oljedirektoratet)

Om vi ikke setter i gang effektive tiltak for å øke utvinningsgraden, vil om lag halvparten av all påvist olje og gass på norsk sokkel, om lag 5 mrd Sm3, bli liggende igjen i reservoarene etter at feltet er stengt. Dersom den gjennomsnittelige utvinningsgraden økes med så lite som en prosent, vil det gi

¹ Enhanced Oil Recovery

² “Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel” (OED 2010) peker på den økte i leteboringsaktiviteten har gått og går på bekostning av tiltak for å økte utvinningsgraden i eksisterende prosjekter, tiltak som for eksempel produksjonsboring og brønnintervensjon.

³ Bente Nyland - direktør i Oljedirektoratet sier til Teknisk Ukeblad Mars 2010/NR 08: "Oljeselskapene prioriterer å lete etter ny oljeressurser framfor å få mest mulig av den olje de allerede har."

inntekter på 270 mrd kroner (OED 2010). Til sammenligning er forventnings verdiene for olje- og gassressurser utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja 105 mrd kroner (OD 2010).

1.1 Slik fungerer det

Produksjonen fra et petroleumsfelt kan deles inn i tre faser. I første fase benyttes reservoarets naturlige trykk til å tappe ut olje og gass. På denne måten kan omlag 30% av reservene i reservoaret tas ut. Etter hvert faller trykket, og man injiserer vann, gass og/eller CO₂ for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette kalles andre fase, og kan øke utvinningsgraden til omlag 50% av ressursene i reservoaret. I tredje fase, når opprettholdelse av trykk ikke lenger genererer lønnsom oljeproduksjon, kan injeksjon av CO₂ bidra til å "vaske ut" olje som ellers ville blitt værende i reservoaret. Dersom tredje fase iverksettes, kan utvinningsgraden øke.

2.0 utfordringer ved EOR

Samtidig som det ligger betydelige muligheter innenfor å øke utvinningsgraden, er det også flere utfordringer ved det. Dette er utfordringer som krever ulike løsninger, men som likevel, fullt ut, er mulig å løse.

2.1 Økt energiforbruk

Økt utvinning vil medføre at energiforbruket på sokkelen økes, dette skyldes injeksjon av gass og vann, samt at levetiden forlenges. Dette er likevel noe som enkelt kan løses ved å elektrifisere installasjonene med kraft fra land. Det er likevel verd å merke seg at i rapporten fra Olje- og energidepartementet *Økt utvinning på norsk sokkel* fraråder elektrifisering, ettersom dette vil medføre økte kostnader. Dette blir etter Bellonas ståsted samme dårlige retorikk som blir brukt av samtlige oljeselskap for å unngå krav i PUD⁴ om å ha reelle utredninger om bruk av kraft fra land. Dette er derfor, etter vår oppfatning, en utfordring som det ikke vil være vanskelig å møte.

2.2 Økt bruk av kjemikalier

Det er ulike injeksjonsteknologier som er tilgjengelig og i bruk i dag. En av metodene er å injiserte vann og gass i reservoarene, for å skape trykkforskjeller som presser hydrokarbonene opp. Dette fins det flere ulike teknologier for, og en av dem, VAG⁵, er blitt brukt ved Snorre, Statfjord og Gullfaks med stor suksess. Likevel er ikke injeksjonsteknologien i optimal bruk i dag. Dette fordi det vil kreve en økning i bruk av kjemikalier i rød og sort kategori.

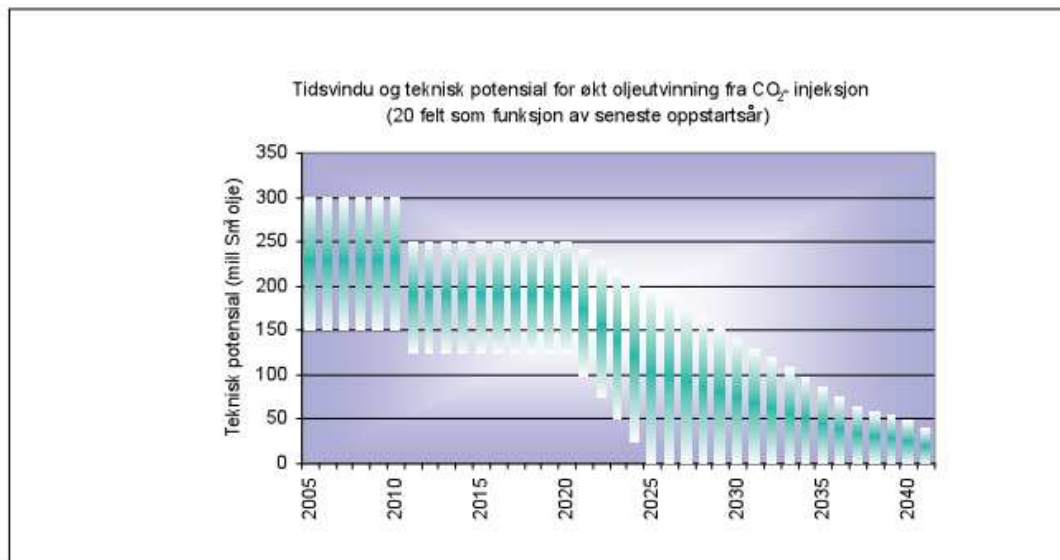
2.3 CO₂ for EOR

Å benytte seg av CO₂ for å øke utvinningsgraden er en teknologi som har vært i bruk over lang tid på verdensbasis, og som har vist seg å være svært fungerende. Men det som er avgjørende i implementeringen er tilgang på CO₂. Oljedirektoratet anslo i 2005 at det tekniske potensialet for å anvende CO₂-EOR på 20 plattformer på norsk sokkel er en merutvinning på om lag 150 – 300 mill Sm³ olje. For å realisere hele dette potensialet er det nødvendig med 25 mill tonn CO₂ per år, over en 30-års periode (OD 2005).

Det er etter Bellonas mening ingen motsetning mellom CO₂ for EOR og å sikre en stabil leveranse av CO₂. Dette vil både kunne sikre lagring og være et intensivt for flere CCS-prosjekter.

⁴ Plan for utbygging og drift

⁵ Vannalternerende gass



Figur 2: Teknisk potensial for økt oljeutvinning med CO₂-injeksjon for 20 felt. (Kilde: OD)

3.0 Potensialet i EOR

Bellona mener det er et stort urealisert potensial innenfor økt oljeutvinning i eksisterende felt. Dette begrunner vi med to ting. For det første vil et økt fokus på EOR lette trykket på nye, sårbare områder på norsk sokkel. Dette gjelder både områder i nord, men også kystnære områder som til nå har vært lukket for oljevirksomhet. Det andre er å bruke CO₂ til EOR. Dette tiltaket vil kunne lagre store mengder CO₂ som ellers ville blitt sluppet ut i atmosfæren. Lønnsomheten i tiltaket skapes imidlertid først og fremst av den meroljeutvinning som utløses. Denne lønnsomheten vil finansiere investeringer i renseanlegg og infrastruktur som skal bringe CO₂ til sikker lagring også i mange år etter at oljeproduksjonen tar slutt.

Litteratur:

Bellona 2005: CO2 for EOR – environment and value creation

Faktahefte 2010: Norsk petroleumsverksemd” Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet

OED 2010: Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel

OD 2005: A feasibility study for CO2 for EOR to the NCS

OD 2010: Petroleumsressurser i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja