

INNHold

INNHold.....	1
1 INNLEDNING.....	2
2 SAMMENDRAG.....	3
3 CO ₂ -KILDER.....	10
3.1 Eksisterende norske kilder.....	10
3.2 Potensielle norske kilder.....	12
3.3 Eksisterende europeiske kilder.....	12
3.4 Potensielle europeiske kilder.....	13
3.5 Konklusjon.....	14
4 CO ₂ -FANGST.....	15
4.1 Dagens teknologi og fangst:.....	16
4.1.1 Separasjon av CO ₂ fra eksosen etter forbrenning.....	16
4.1.2 Separasjon av CO ₂ før forbrenning.....	17
4.1.3 Oksygentilført forbrenning.....	17
4.2 Andre teknologier og metoder.....	17
4.3 Kostnader.....	18
4.4 Konklusjon.....	20
5 CO ₂ -TRANSPORT.....	21
5.1 Rørtransport.....	21
5.2 Skipstransport.....	21
5.3 Regularitet.....	22
5.4 Konklusjon.....	22
6 CO ₂ -INJEKSJON.....	23
6.1 Ressursgrunnlaget.....	23
6.2 CO ₂ -injeksjon til økt oljeutvinning.....	24
6.3 Teknisk potensial for økt utvinning med CO ₂ -injeksjon.....	25
6.4 CO ₂ -injeksjon og gassressurser - tjue felt.....	28
6.5 CO ₂ -injeksjon og andre prosjektmuligheter - tjue felt.....	28
6.6 Modifikasjoner på installasjonene.....	28
6.6.1 Spesifikke modifikasjoner.....	29
6.6.2 Generelle modifikasjoner.....	29
6.6.3 Felteksempel.....	31
6.7 Konklusjon.....	33
7. UTBYGGINGSEKSEMPLER.....	34
7.1 Generelt om beslutninger av olje- og gassprosjekter.....	34
7.2 Utbyggingseksempler.....	34
7.2.1 Eksempel 1: Gullfaks med CO ₂ fra Norge eller Danmark.....	35
7.2.2 Eksempel 2: Ekofisk med CO ₂ fra Norge etter Gullfaks.....	41
7.3 Konklusjoner.....	45
8. REFERANSER.....	45

1 INNLEDNING

Oljedirektoratet er i brev av 21. oktober 2004 bedt av Olje- og energidepartementet om å gjennomføre en studie av mulighetene for at det gjennomføres prosjekter med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel. Studien er utført i samarbeid med relevante operatører og beskriver status og utfordringer slike prosjekter vil bli stilt overfor.

Rapporten er utarbeidet av Oljedirektoratet med bidrag fra Statoil, Petoro, Shell, Norsk Hydro og ConocoPhillips. Andre aktører har også gitt verdifulle bidrag.

Rapportens første del er et utvidet sammendrag med de viktigste konklusjonene. Andre del gir en detaljert teknisk beskrivelse av CO₂-kjeden; fra kilde og transport til injeksjon og lagring. I beskrivelsen av felteksemplene er det gjort en vurdering av enkeltprosjekt isolert og flere prosjekter sett i sammenheng. Formålet er å indikere mulighetene innenfor usikkerhetsspenn som er gode nok til å synliggjøre utfordringene gjennom hele kjeden. Underlagsmaterialet for analysene er basert på dagens teknologiske kunnskap. Prosjektene som vurderes, har ulik modenhet. Ingen av produksjons- eller kostnadsestimatene er bearbeidet til det nivået som må til for å kunne ta investeringsbeslutninger i lisensene.

Rapporten tar ikke for seg forholdene rundt internasjonalt regelverk. Det forutsettes her at rammeverket for lagring av CO₂ i geologiske formasjoner faller på plass.

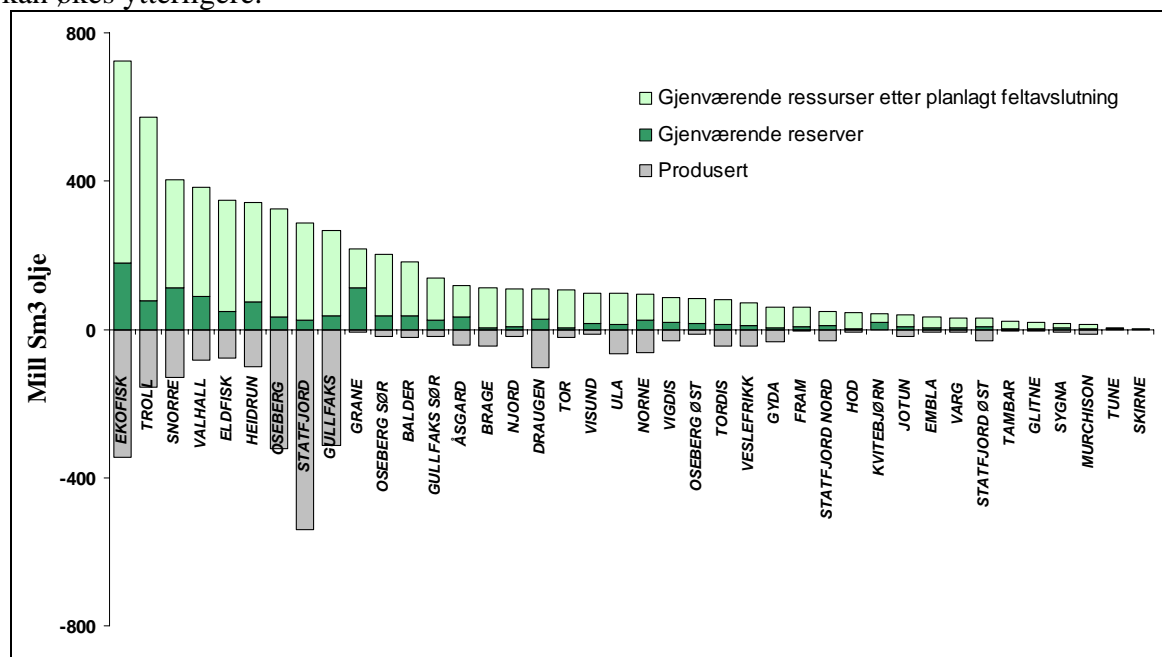
2 SAMMENDRAG

CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel - mulighetsstudie

På norsk kontinentalsokkel er det fortsatt mulig å produsere store oljevolumer utover det som ligger i vedtatte planer. Felt som i en årrekke har tilført samfunnet betydelige verdier produserer stadig mindre, og det blir en utfordring å opprettholde produksjonen. Det legges ned mye arbeid for å utvinne mest mulig av oljeressursene i feltene. Men med dagens teknologi og kostnadsbilde vil likevel betydelige oljevolumer bli liggende igjen når feltene stenges.

For de gjenværende oljevolumene representerer selv en liten økning i utvinningsgraden store verdier. Pr 31.12.04 var den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje 45,5 %. Myndighetenes målsetning er i dag 50 %. Noen felt er kompliserte å produsere, mens andre felt kan forventes å oppnå en utvinningsgrad på over 60 %. Vann- og gassinjeksjon ble tidlig tatt i bruk for å oppnå høy utvinning. Utviklingen av avanserte brønner, inkludert brønner med flere lange horisontale grener, avansert seismikk og mer effektive visualiseringsprogram er eksempler på teknologier som selskapene også har tatt i bruk for å øke oljeutvinningen og opprettholde produksjonen. Dette har skaffet store ekstra inntekter utover det som ble forventet da feltene ble vedtatt.

Figur 1 illustrerer hvor mye olje som er produsert fra det enkelte felt på norsk sokkel, hvor mye som forventes å bli produsert etter dagens vedtatte planer, og hvor store ressurser som vil være igjen etter planlagt avslutning. Det er mye olje igjen i de store feltene, selv de med høy utvinningsgrad, og det representerer store volum dersom utvinningsgraden fra disse feltene kan økes ytterligere.



Figur 1. Fordeling av oljeressursene; hvor mye som er produsert, hvor mye som er planlagt produsert, og hvor mye det vil være igjen etter at feltet er stengt i henhold til vedtatte planer.

Et kartleggingsarbeid OD har foretatt, viser over 180 konkrete prosjekter for økt utvinning. Som følge av disse prosjektene, bokfører OD et volum på 400 millioner Sm³ ekstra olje fra økt utvinningsprosjekter på eksisterende felt. Brønnteknologi i kombinasjon med avansert

seismikk gir det største potensialet, men deler av potensialet kan også bli realisert ved mer injeksjon av vann eller gass. For å oppnå en ytterligere økning i utvinningen ut over det som kan forventes gjennom tiltak som f. eks. massiv vanninjeksjon, økt brønntetthet eller horisontale brønner, må det tas i bruk andre og mer kostbare metoder, som f. eks. CO₂-injeksjon.

Oljedirektoratet har gjennomført en studie av mulighetene for at det kan gjennomføres prosjekter med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel. Studien er utført med bidrag fra Statoil, Petoro, Hydro, Shell og ConocoPhillips og beskriver status og utfordringer slike prosjekter vil bli stilt overfor. Studien tar for seg hele kjeden:

- CO₂-kilder
- CO₂-fangst
- CO₂-transport
- CO₂-injeksjon og lagring

I tillegg er det sett på noen felteksempler og lønnsomhetsberegninger.

CO₂-kilder:

For å kunne ta i bruk CO₂ til økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, kreves det tilgang til store CO₂-volumer. De feltene som kan benytte CO₂ til økt oljeutvinning, vil ha ulikt behov for CO₂ basert på feltenes størrelse og reservoaregenskaper. For å redusere fangst- og transportkostnadene, bør CO₂-kilden være store punktutslipp som ligger så nær feltene som mulig.

Det er gjennomført et stort antall studier for å identifisere CO₂-kilder i Nord-Europa. Kartleggingen er utført i forbindelse med forskningsprosjekter på fangst og lagring av CO₂, men også i forbindelse med studier for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. I den forbindelse er det fokusert på kilder rundt Nordsjøen.

I Norge er det få eksisterende kilder som er egnet som utgangspunkt for CO₂-injeksjon, og for større prosjekter må det påregnes import av CO₂. Rene CO₂-kilder i Norge finnes på Sleipnerfeltet og på Snøhvitfeltet som kommer i produksjon i 2007. Begge kildene blir små i injeksjonssammenheng, og de har lokale lagringsløsninger, slik at bruk av CO₂ til økt oljeutvinning ikke gir noen miljøgevinst. Nye gasskraftverk vil redusere behovet for import av CO₂ til injeksjonsprosjekter. De potensielle gasskraftverkene i Norge ligger spredt, og det blir en kostnadmessig utfordring å frakte CO₂ derfra og ut til feltene.

Konklusjon, CO₂-kilder

- I øyeblikket er det få CO₂-kilder i Norge som er store nok til å være kandidater til forsyning av CO₂ til økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel.
- Potensialet for store punktutslipp av CO₂ i Norge ligger i bygging av gasskraftverk.
- De potensielle gasskraftverkene i Norge ligger spredt, og det blir en utfordring å frakte CO₂ ut til feltene på norsk sokkel.
- Det finnes store punktutslipp av CO₂ i Europa, eksempelvis kullkraftverkene i Danmark, som kan forsyne feltene på norsk sokkel med CO₂.
- Import av CO₂ er en forutsetning for å få ut hele det tekniske potensialet for økt utvinning ved CO₂-injeksjon på norsk sokkel.

CO₂-fangst

I denne studien er det kun sett på fangst av CO₂ fra gasskraftverk. Det er forøvrig denne type teknologi som benyttes til separering av CO₂ fra naturgassen på Sleipnerfeltet i Nordsjøen før den eksporteres for videre salg. Men på Sleipner er trykket og konsentrasjonen av CO₂ høyere enn i eksosgassen fra et gasskraftverk, og dermed er den enklere og billigere å fange. Teknologien er tatt i bruk på mindre gassturbiner, men ikke på store gass- eller kullkraftverk.

Det er i prinsippet tre metoder for å fange CO₂ fra et gasskraftverk:

- Fangst av CO₂ fra eksosgassen etter forbrenning - den best utprøvde teknologien.
- Fangst av CO₂ fra drivstoffet før forbrenning (avkarbonisering). Studier så langt viser at gasskraftverk med fangst av CO₂ fra eksosgass er billigere og har høyere virkningsgrad enn gasskraftverk med avkarbonisering av drivstoffet før forbrenning.
- Fangst av CO₂ fra gasskraftverk med oksygenrik forbrenning. Problemet med denne metoden er at forbrenningen skjer ved ekstrem høy temperatur. Fordelen er at eksosen i hovedsak består av CO₂ og vandamp, noe som forenkler CO₂-fangsten. Gasskraftverk med oksygenrik forbrenning er foreløpig kun på konseptstadiet.

CO₂-fangst med dagens teknologi er forbundet med høye kostnader, men det er enighet om at kostnadene vil kunne reduseres betydelig gjennom målrettet forskning og teknologiutvikling. Det hersker imidlertid ulik oppfatning om når kostnadsbesparelsene vil være en realitet. De studier som er gjort på fangst av CO₂ fra eventuelle nye gasskraftverk i Norge, viser stor spredning i kostnadsanslagene.

Konklusjon, CO₂-fangst

- Teknologi for fangst av CO₂ fra gasskraftverk er tilgjengelig, men er ikke demonstrert for store gasskraftverk.
- Det er identifisert muligheter for kostnadsbesparelser, men ny teknologi med vesentlige kostnadsbesparelser er trolig ikke tilgjengelig før om 5-6 år.
- Det er stor forskjell i kostnadsestimatene for CO₂-fangst fra de ulike gasskraftverkene som er under planlegging i Norge.
- Forskning, teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter vil på sikt å kunne bidra til reduserte fangstkostnader.
- Framdrift i teknologiutviklingen er avhengig av et internasjonalt engasjement.

CO₂-transport

CO₂ kan transporteres i rør eller med skip. Ettersom CO₂ oppfører seg svært forskjellig under ulike trykk og temperaturer, må den transporteres i kontrollerte former for å unngå tørris (fast form) og blokkering av rør eller utstyr som inngår i transportkjeden.

Det er lang erfaring med transport av CO₂ i rør over store avstander på land i USA og Canada. Transport av CO₂ i rørledninger anses som det elementet i CO₂-kjeden som har lavest teknologisk kompleksitet, og kostnader kan beregnes med relativt stor grad av sikkerhet.

Transport av CO₂ i skip er mulig, og det er god erfaring med skiping av CO₂ til matvareproduksjon. Disse skipene egner seg imidlertid ikke for transport av store mengder

CO₂, og ny skipsbasert teknologi for frakt av CO₂ må utvikles. Flere selskap har slike prosjekt under utredning.

Et oljefelt har behov for leveranser av CO₂ i en betydelig kortere periode enn det som er forventet levetid for et gasskraftverk (eller andre CO₂-kilder). Dette betyr at flere felt bør ta i bruk CO₂ sekvensielt eller at CO₂ må lagres i undergrunnen som et klimatiltak. Regularitet i kjeden er viktig. Brudd i transportkjeden vil kunne redusere effekten av CO₂-injeksjon og skape problem for fangstanleggene. Transport i rørledning blir derfor nødvendig for å kunne forsyne feltene med kontinuerlige mengder CO₂.

Skip kan være egnet for å hente CO₂ fra mindre kilder eller kilder som ligger så langt borte at rørledning ikke er et alternativ. I slike tilfeller må det etableres mellomlager både ved punktkilden og ved startpunkt for rørledning ut til felt. Dette vil medføre ekstra kostnader. Derfor er rørtransport vurdert som det enkleste og mest kostnadseffektive alternativet, spesielt i sammenheng med CO₂-lagring i undergrunnen etter at oljeproduksjonen stenges ned. Utvikling av ny skipsteknologi for frakt av CO₂ kan imidlertid gjøre en skipsløsning attraktiv for enkelte prosjekter, dersom det kan lempes noe på kravet til regularitet.

Konklusjon, CO₂-transport

- CO₂ kan transporteres i rør eller med skip
- Med dagens teknologi er det nødvendig med rørledning ut til feltene, enten direkte fra kilde eller fra et mellomlager.
- Transport med skip er nødvendig hvis CO₂ skal transporteres fra små eller spredte kilder langt fra etablert CO₂-lager.
- Levering av CO₂ fra skip direkte til et felt kan på sikt være et alternativ til rørtransport dersom slik teknologi blir kvalifisert, og de feltspesifikke forholdene gjør det mulig.

CO₂-injeksjon

Det er ingen erfaring med CO₂-injeksjon i store offshore oljefelt, men USA har mer enn 30 års erfaring med CO₂-injeksjon i oljefelt på land. Erfaringene er gode, men det er registrert en del problemer, spesielt med korrosjon. Ekstra oljeutvinning varierer fra 7-15 % utover det vanninjeksjon kunne gi. Feltene i USA og i andre land som har CO₂-injeksjon, har reservoarforhold og produksjonsegenskaper som er vesentlig annerledes enn feltene på norsk sokkel. Det gjør direkte erfaringsoverføring vanskelig.

Studier som er gjort på felt i Nordsjøen; Gullfaks, Ekofisk, Brage og Forties, viser at CO₂-injeksjon ikke gir like god effekt. God respons på CO₂-injeksjon forutsetter høy brønntetthet. Feltene i Nordsjøen har stor avstand mellom brønnene i forhold til erfaringsfeltene på land og har hatt mer aktiv bruk av gass- og vanninjeksjon. Potensialet for ekstra utvinning er derfor mindre. Denne studien antar at ekstra oljeutvinning vil kunne bli i størrelsesordenen 3-7 %. Dette er noe lavere enn det OD har benyttet i tidligere anslag og skyldes i hovedsak nedjusteringer i forhold til nye og lavere estimer for økt oljeutvinning fra Ekofisk og Gullfaks. Siden det ikke er erfaring med CO₂-injeksjon i felt med samme egenskaper som et typisk felt på norsk kontinentalsokkel, er estimatene for økt oljeutvinning svært usikre.

OD har forsøkt å estimere det tekniske potensialet for økt oljeutvinning ved injeksjon av CO₂. Estimatet er basert på forenklinger og bruk av gjennomsnittsverdier for et stort sett med komplekse parametere. En rekke oljefelt på norsk kontinentalsokkel har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon, men for kalksteinsfeltene i den sørlige delen av Nordsjøen

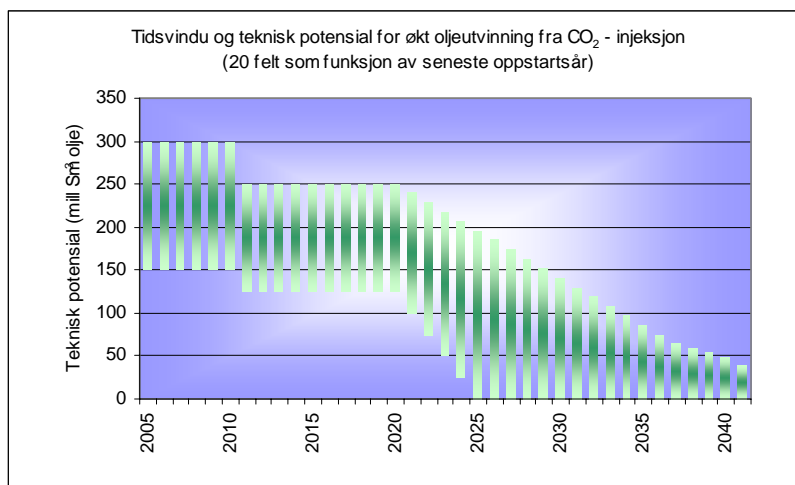
er det fremdeles svært usikkert om CO₂ kan benyttes pga innsynkningsproblematikken. Hovedkriteriene er blandbarhet med reservoaroljen, størrelsen på feltet og gjenværende gassressurser.

Tjue felt er i denne studien vurdert som egnet for CO₂-injeksjon. Det tekniske potensialet for CO₂-injeksjon fra disse feltene er estimert til 150-300 millioner Sm³ olje.

De tjue feltene har i tillegg til olje ca 200 milliarder Sm³ gjenværende utvinnbare gassreserver. På de fleste feltene må CO₂ separeres fra produsert gass dersom gassen skal kunne eksporteres. Dersom lønnsomheten fra CO₂-prosjektet ikke er tilstrekkelig til å forsvare et separasjonsanlegg, må all tilbakeprodusert gass reinjiseres. Gassen i reservoaret vil da gradvis få et høyere CO₂-innhold. Uten separasjonsanlegg vil vi tape betydelige gassverdier.

For de tjue feltene er det en rekke alternative tiltak for å øke utvinningen som kan konkurrere med CO₂-injeksjon. OD har kartlagt over 100 mulige økt utvinningsprosjekter på disse feltene, hvorav 39 prosjekter (uten CO₂-injeksjon) er i planleggingsfasen. OD forventer ca 120 millioner Sm³ ekstra olje fra disse 39 prosjektene. Før et CO₂-injeksjonsprosjekt besluttes, må det vurderes hvordan CO₂-injeksjon påvirker alternative økt utvinningsprosjekter.

Potensialet for økt oljeutvinning gjennom injeksjon av CO₂ er avhengig av oppstartstidspunkt og at tilstrekkelige CO₂-volumer blir tilgjengelige. For å ta ut hele potensialet, er det nødvendig med 500-750 millioner tonn CO₂, noe som tilsvarer opp mot 25 millioner tonn CO₂ per år over en 30-års periode. CO₂-volumene må imidlertid betraktes som illustrative ettersom det ikke er erfaring med CO₂-injeksjon verken på offshore oljefelt internasjonalt eller på norsk sokkel. Det er ikke gjort beregninger på optimale CO₂-leveranser, men prosjektporteføljen er slik at behovet for CO₂ trolig er størst i perioden 2015 til 2025.



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

Før et felt kan starte med CO₂-injeksjon, må det foretas betydelige modifikasjoner på installasjonene. I noen tilfeller må det installeres ny plattform for å få plass til nødvendig prosessanlegg og utstyr. Materialer som kommer i kontakt med CO₂ og vann, må være av rustfritt stål eller ha en overflatebehandling med samme effekt. Utskiftninger av rør, tanker og utstyr kan bli nødvendig. Flere av feltene antas å kunne benytte eksisterende brønner for CO₂-injeksjon, mens på noen felt må det sannsynligvis bores nye CO₂-injektorer. Totale

investeringer for å modifisere installasjonene til å injisere og behandle CO₂ vil for det enkelte felt være i milliardklassen.

Konklusjon, CO₂-injeksjon

- CO₂-injeksjon kan øke ressursutnyttelsen på norsk sokkel, men utvinningseffekten er usikker.
- Totalt tjue felt er vurdert som egnet for CO₂-injeksjon. Det tekniske potensialet for CO₂-injeksjon fra disse feltene er estimert til 150-300 millioner Sm³.
- CO₂-injeksjon er teknisk krevende og konkurrerer med andre metoder for økt oljeutvinning.
- For å utvinne hele eller deler av det tekniske potensialet, trengs det store CO₂-volumer på rett sted til rett tid.
- Det er ikke tilstrekkelig CO₂ fra norske kilder til å utløse hele potensialet, slik at det meste av det tekniske potensialet må utvinnes med importert CO₂.
- Det kreves store modifikasjoner på eksisterende installasjoner for å sette dem i stand til å injisere og behandle CO₂.
- Det er mer enn 30 års erfaring med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på land, spesielt i USA, men det er ingen erfaring med injeksjon av CO₂ i store offshore oljefelt.

Felteksempler:

Gullfaks har utredet CO₂-injeksjon tilstrekkelig til at det på teknisk grunnlag kan tas en avgjørelse om videreføring og utbygging av et CO₂-prosjekt, dersom tilstrekkelige mengder CO₂ kan leveres til injeksjon. Gullfaks-lisensen skrinla sommeren 2004 CO₂-injeksjon til økt utvinning på grunn av dårlig lønnsomhet. Dersom Gullfaks skal bli en kandidat for CO₂-injeksjon, bør en avgjørelse om å videreføre arbeidet tas i løpet av 2005/2006.

Ingen andre lisenser arbeider med konkrete studier som kan resultere i gjennomføring av CO₂-injeksjon de nærmeste 2-5 årene. ConocoPhillips vurderer flere alternativer for å øke oljeproduksjonen fra Ekofiskfeltet ut over det som kan oppnås med vanninjeksjon. CO₂-injeksjon er ett av disse. Ekofiskfeltet vil imidlertid ikke være kandidat før tidligst om 10-15 år, dersom det viser seg at reservoarforholdene tillater det. CO₂-injeksjon i Ekofisk er fortsatt usikkert fordi:

1. I Ekofisk er vanninjeksjon et svært effektivt tiltak for å øke oljeutvinningen, derfor vil vanninjeksjon pågå så lenge som mulig.
2. Risiko for at CO₂ vil svekke kalksteinen i reservoaret og føre til brønnskollaps og økt innsynkning. En CO₂-pilot vil sannsynligvis være nødvendig.

Det skal gjennomføres en studie for å vurdere bruk av CO₂ fra det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden for injeksjon og lagring i Draugen og Heidrun i Norskehavet. Studien blir gjennomført av Shell, Statoil og Hydro, med delvis finansiering av Norges forskningsråd. Resultatene fra studien vil foreligge om ca. to år. CO₂-injeksjon i Draugenfeltet kan tidligst starte i 2010 og er betinget av at det bygges et gasskraftverk på Tjeldbergodden med CO₂-fangst.

For å belyse kostnader og inntekter for et CO₂-injeksjonsprosjekt med fangst, transport og injeksjon, er det regnet på eksempler. Kostnader og profiler for økt oljeutvinning er basert på

data fra Statoil og ConocoPhillips for hhv. Gullfaks og Ekofisk. I eksemplene er det forutsatt at CO₂-injeksjon på Ekofisk starter etter at CO₂-injeksjon på Gullfaks er avsluttet.

I denne rapporten er CO₂-injeksjon for økt utvinning vurdert med fokus på balansepris. Dette er ett av flere kriterier rettighetshavere på norsk sokkel anvender for investeringsbeslutninger. Data og beregninger viser at:

- Et CO₂-prosjekt krever betydelige initielle investeringer, 12-13 milliarder NOK for Gullfaks. Fangst og transport av CO₂ dominerer, 7,5 milliarder NOK, men ombyggingskostnadene er også store.
- Balansepris for Gullfaks, inkludert kvotepris, er beregnet til 26-33 USD per fat avhengig av diskonteringsrenten som legges til grunn. Uten kvotetilskudd øker balanseprisen med 2-3 USD per fat.
- Produksjonsinntektene fra CO₂-injeksjonen kommer langt fram i tid, og prosjektet må ha en vedvarende høy oljepris tilsvarende balanseprisen eller mer for å være lønnsomt.
- Med de beslutningskriteriene som legges til grunn hos de aktuelle rettighetshavere (balansepris 15-20 USD per fat), kan ikke inntekter fra ekstra oljeutvinning gjennom CO₂-injeksjon på ett enkelt felt (Gullfaks) dekke utgiftene i hele kjeden.
- Injeksjon av CO₂ i et felt nummer to (Ekofisk), har marginalt bedre lønnsomhet (beregnet balansepris 23-33 USD per fat) med gjenbruk av infrastruktur og CO₂-fangstanlegg.
- Utvinningskostnadene for CO₂-injeksjon er vesentlig høyere enn for andre utbyggingsprosjekter på norsk sokkel.
- I tillegg til oljepris og diskonteringsrente (eiernes krav til avkastning), er kvotepris for CO₂ en viktig størrelse i økonomiberegningene som rettighetshaverne ikke kan styre.

KONKLUSJON:

CO₂-injeksjon er teknisk mulig og det er et stort teknisk potensial for økt oljeutvinning, men det er Oljedirektoratets vurdering at CO₂-injeksjon ikke framstår som et kommersielt alternativ for økt oljeutvinning for lisenseierne på norsk sokkel i dag.

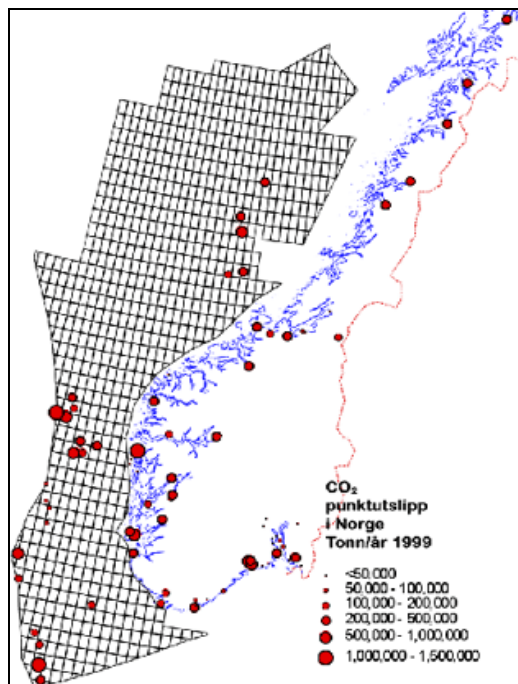
Dette har bakgrunn i at:

- *Terskelkostnadene for å etablere en CO₂-leveransekjede er så høye at andre metoder for økt oljeutvinning er mer attraktive for lisenseierne med dagens teknologier.*
- *CO₂ til økt oljeutvinning er kapitalintensivt i startfasen samtidig som inntektene først kommer etter flere år og over en lang tidsperiode. Risikoen i prosjektet er derfor betydelig og omfattende.*
- *Selskapene har som regel beslutningskriterier med avkastingskrav på 8 % og høyere, og oljeprisforutsetningene deres er 22-25 USD/fat for denne typen langsiktige prosjekt. Dette er lavere enn utvinningskostnadene for de eksemplene som ligger til grunn for denne studien.*

3 CO₂-KILDER

For å kunne ta i bruk CO₂ til økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel, kreves det tilgang til store CO₂-volumer. De feltene som kan benytte CO₂ til økt oljeutvinning, vil ha ulikt behov for CO₂ basert på feltenes størrelse og reservoaregenskaper. For Gullfaks (reservoarene i Brentgruppen) har Statoil estimert et CO₂-behov på minimum fem millioner tonn per år over en periode på 10 år. For å redusere fangst- og transportkostnadene, bør CO₂-kilden være store punktutslipp som ligger så nær feltene som mulig.

Det er gjennomført et stort antall studier for å identifisere CO₂-kilder i Nord-Europa. Kartleggingen er utført i forbindelse med forskningsprosjekter på fangst og lagring av CO₂, men også i forbindelse med studier for bruk av CO₂ til økt oljeutvinning. I den forbindelse er det fokusert på kilder rundt Nordsjøen.



Figur 3.1 De største punktkildene av CO₂ i Norge (venstre) og andre kilder i Nordsjøområdet (høyre) (Kilde: NGU/Statoil)

Figur 3.1 viser de største punktkildene av CO₂ i Norge og i Nordsjøområdet. De norske CO₂-utslippene er på ca 44 millioner tonn per år, mens i EU (15 land) er utslippene på omlag 3000 millioner tonn per år. I øyeblikket er det få CO₂-kilder i Norge som er relevante eller store nok til å være kandidater til forsyning av CO₂ til økt oljeutvinning. Utenfor Norge finnes det store mengder CO₂ som kan gjøres tilgjengelig for injeksjon. Dette åpner muligheten for anbudskonkurranse, dersom CO₂-import fra utlandet er nødvendig.

3.1 Eksisterende norske kilder

Sleipner:

Sleipner-T plattformen som ble installert i 1996, har verdens første offshore CO₂-fjerningsanlegg. Ca en million tonn CO₂ per år fjernes fra den CO₂-rike naturgassen (7-9 %). Naturgassen får da et CO₂-innhold på ca 2,5 % som er i tråd med de krav som stilles for CO₂-innhold i naturgass. Fjernet CO₂ blir komprimert til superkritisk trykk og fraktet i rør til Sleipner A for lagring i Utsira-formasjonen. CO₂-produksjonen fra Sleipnergassen vil bli redusert fra 0,8 millioner tonn per år i 2007-8 til ca 0,15 millioner tonn per år i 2018. Bruk av

CO₂ fra Sleipner til økt oljeutvinning gir ingen ekstra miljøeffekt da den i utgangspunktet blir injisert for lagring.

Snøhvit:

Naturgassen fra Snøhvitfeltet inneholder CO₂ som må fjernes før den blir gjort flytende i LNG-anlegget på Melkøya. Ca 0,7 millioner tonn CO₂ per år skal fjernes og transporteres i et 145 kilometer langt rør ut til en dedikert brønn i et reservoar under Snøhvitfeltet. CO₂-røret har en diameter på 8 tommer og en kapasitet på ca en million tonn CO₂ per år. I prinsippet kan CO₂ fra Melkøya gjøres flytende og transporteres til Nordsjøen for bruk til økt oljeutvinning, men det vil kreve investeringer og modifikasjoner på eksisterende CO₂ eksportanlegg. I tillegg er avstanden til Nordsjøen stor, og transportkostnadene blir høye. En annen CO₂-kilde på Melkøya er eksosgass fra fem gassturbiner som produserer elektrisitet og varme til LNG-anlegget. Dette utslippet utgjør ca 0,9 millioner tonn CO₂ per år. Bruk av Snøhvit-CO₂ (den som fjernes fra gassen) til økt oljeutvinning gir ingen ekstra miljøeffekt da den i utgangspunktet er planlagt injisert for lagring.

Mongstad:

Oljeraffineriet på Mongstad er et moderne anlegg med en raffineringskapasitet på ti millioner tonn råolje per år, og et CO₂-utslipp på 1,5 millioner tonn pr år. Per i dag (uten Energiverk Mongstad) er raffineriet en stor punktkilde for CO₂ gjennom eksosgass fra crackeren tilsvarende 0,7 millioner tonn CO₂ per år. I tillegg er det en rekke dampproduserende kjeler på anlegget som slipper ut CO₂. Studier viser at det kan være mulig å fjerne 2,2 millioner tonn CO₂ per år fra Mongstad, under forutsetning av at det bygges et kraftvarmeverk der (se neste kapittel, Energiverk Mongstad). Studien har vist at det er betydelige synergier mellom kraftverket, raffineriet og CO₂-fangstanlegget. Mongstad, i utgangspunktet Norges største CO₂-punktkilde, fremstår som det klart beste innenlands CO₂-fangstalternativet.

Herøya og Grenland:

Ammoniakkfabrikken på Herøya i Porsgrunn produserer for tiden ca 0,35 million tonn konsentrert CO₂ per år. Hele volumet blir gjort flytende og transporteres med skip til europeiske kjøpere i næringsmiddelbransjen. Mesteparten av CO₂-volumet vil igjen bli sluppet ut i atmosfæren og er inkludert i Norges klimaregnskap. Det er også CO₂-utslipp i eksosgassen fra reformeren på ammoniakkanlegget. I tillegg finnes det CO₂-kilder i Grenlandsområdet, inkludert sementfabrikken i Brevik, som slipper ut nærmere en million tonn CO₂ per år.

Kårstø:

Gassbehandlingsanlegget på Kårstø er et knutepunkt i gasstransporten fra Nordsjøen. Anlegget på Kårstø slipper ut om lag 1,2 millioner tonn CO₂ per år fra gassturbiner og kjeler. Det vil også i fremtiden komme gass til Kårstø med høyt CO₂-innhold. Dette vil stille krav til fjerning av CO₂ før salgsgassen kan eksporteres til kontinentet. Såkalt Craier-CO₂ (blanding av etan og CO₂) fjernes i etantårnet. Dette utgjør ca 0,13 millioner tonn CO₂ per år. Når Kristin-feltet starter med gassleveranser til Kårstø-anlegget i 2005, vil volumet øke. Naturkraft har en konsesjon for bygging av et 400 MW gasskraftverk på Kårstø (se neste kapittel).

Tjeldbergodden:

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden slipper i dag ut ca 0,35 millioner tonn CO₂ per år. Dette er å anse som et marginalt volum som i seg selv ikke kan rettferdiggjøre en CO₂-verdikjede. Det kan derimot være aktuelt som en del av et betydelig større CO₂-volum dersom planen om

en utvidelse av metanolfabrikken i kombinasjon med et gasskraftverk blir gjennomført (se neste kapittel).

3.2 Potensielle norske kilder

Potensialet for nye, store punktutslipp av CO₂ i Norge ligger først og fremst i bygging av gasskraftverk. Det er per i dag to planlagte gasskraftverk som har fått myndighetstillatelse til å bygges ut:

- Naturkrafts 400 MW prosjekt på Kårstø - utslipp ca 1,1 millioner tonn CO₂ per år
- Industrikrafts 800 MW prosjekt på Skogn - utslipp ca 2,2 millioner tonn CO₂ per år

Det er ennå ikke tatt investeringsbeslutninger i disse prosjektene. Naturkrafts konsesjon for å bygge et gasskraftverk på Kollsnes er forlatt.

Det er også en rekke mulige gasskraftverk som befinner seg i ulike faser av planleggings- og godkjeningsprosessen:

- Energiverk Mongstad innbefatter et kraftvarmeverk for produksjon av 280 MW elektrisitet og 350 MW varme. Dette vil øke utslippene av CO₂ fra Mongstad med ca 0,9 millioner tonn per år til cirka 2,6 millioner tonn per år.
- Tjeldbergodden, 860 MW elektrisitet, i kombinasjon med en utvidelse av metanolfabrikken, vil gi utslipp på opp til ca 2,8 millioner tonn CO₂ per år.
- Hammerfest Energi, 100 MW elektrisitet - ingen CO₂-utslipp forutsatt at ca 0,3 million tonn CO₂ per år fjernes fra røykgass og injiseres sammen med CO₂ fra LNG-anlegget på Melkøya.
- Skagerrak Energi i Grenland planlegger et 400-1000 MW gassfyrt elektrisitetsverk. De er avhengige av at det bygges gassrør til Grenland. (Utslipp 1,1-2,8 millioner tonn CO₂ per år)

3.3 Eksisterende europeiske kilder

Elsam - Esbjergverket (Danmark):

Den danske elektrisitetsprodusenten Elsam har fire store kullfyrte kraftverk på Jylland. Esbjergverket har blitt studert som mulig CO₂-kilde for økt oljeutvinningsformål og kan forsyne en eventuell CO₂-verdikjede med omlag to millioner tonn CO₂ per år. Lenger sørøst ligger Enstedverket som har potensial for ca tre millioner tonn CO₂ per år. Elsam er en del av CENS-gruppen (CO₂ for Enhanced Oil Recovery in the North Sea) sammen med det amerikansk-baserte selskapet KinderMorgan. Alle de danske kullkraftverkene er utstyrt med effektive NO_x- og SO_x fjerningsanlegg. Dette gjør verkene mer konkurransedyktige i forhold til CO₂-fangst enn kullkraftverk med mindre effektiv NO_x- og SO_x-fjerning.

Storbritannia:

Storbritannia har et stort antall kraftverk og industrielle anlegg som til sammen slipper ut mer enn 200 millioner tonn CO₂ per år. To kullkraftverk med nødvendig SO_x-fjerningsanlegg installert vil kunne produsere rundt 20 millioner tonn CO₂ per år. Det er også et stort antall ammoniakk- og hydrogenfabrikker i Storbritannia som produserer i overkant av 1,5 millioner tonn ren CO₂ per år (dvs. fangst er ikke nødvendig). Videre finnes det på SAGE-terminalen i St. Fergus et anlegg som stripper ca 0,7 millioner tonn CO₂ per år fra naturgass.

Antwerpen-Rotterdam området (Belgia/Nederland):

I dette området er det fire store potensielle kilder til ren CO₂:

- I Antwerpen produseres ca. en million tonn CO₂ per år fra BASF/Air Liquides ammoniakk- og hydrogenfabrikker. Air Liquide og Statoil har gjennomført en studie på flytendegjøring og mellomlagring av CO₂ med tanke på transport til økt oljeutvinning i Nordsjøen.
- På Shell-Pernis raffineriet i Rotterdam (Shell 90 % og Statoil 10 %) og Air Liquide-området som ligger i nærheten, drives hydrogenfabrikker som produserer om lag 1,4 millioner tonn ren CO₂ per år
- I Sluiskil sør i Nederland driver Yara en ammoniakkfabrikk som produserer ren CO₂ til næringsmiddelmarkedet

Alle disse industrielle kompleksene ligger innenfor en radius på 80 km og har havnefasiliteter i nærheten.

Yara - Brunsbüttel (Tyskland):

Yaras ammoniakkfabrikk i Brunsbüttel er en tilgjengelig kilde som kan gi minst 0,7 millioner tonn CO₂ per år. Yara og Statoil har gjennomført en studie på flytendegjøring og mellomlagring av CO₂ med tanke på transport til feltene i Nordsjøen.

Sementfabrikker:

Sementfabrikker produserer CO₂ som følge av fyrgassforbruk og gjennom omdanning av kalkstein til kalsiumoksid og CO₂. CO₂-kildene er ikke rene, men mye mer konsentrert enn avgasser fra kull- og gasskraftverk. Avhengig av prosessen og hvordan anlegget blir drevet, vil avgasser fra sementfabrikker ha et CO₂-innhold på mellom 14 og 33 %.

3.4 Potensielle europeiske kilder

Progressive Energy - Teeside (Storbritannia):

Dette selskapet har kommet langt i planleggingen av et 800 MW IGCC-anlegg (Integrated Gasification Combined Cycle) som skal fyres med petroleumskoks og kull. Anlegget vil, dersom det settes i drift i 2010, produsere syntesegass som separeres til hydrogen for elektrisetsproduksjon og CO₂ som eventuelt kan benyttes til økt oljeutvinning. Et slikt anlegg vil, hvis det blir bygget, kunne gi fem millioner tonn CO₂ per år til relativt lave priser sammenliknet med andre kraftverk.

Jern- og stålproduksjon (EU):

Det slippes ut mye CO₂ fra jern- og stålindustrien verden over. I EU har industrien gått sammen i ULCOS-prosjektet (Ultra Low Steel), hvor Statoil deltar, som et ledd i å modne CO₂-kilder. Arcelor, verdens største stålprodusent, har sammen med Air Liquide gjennomført en studie for fangst, flytendegjøring og transport av to millioner tonn CO₂ per år fra et stålverk i Dunkirk. Corus, en annen stor stålprodusent, kan fjerne opp mot ti millioner tonn CO₂ per år fra en fabrikk i IJmuiden i Nederland. Det finnes tilsvarende kilder i Gent (Belgia) og andre steder i EU.

3.5 Konklusjon

- I øyeblikket er det bare noen få CO₂-kilder i Norge som er kandidater til forsyning av CO₂ til økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel.
- Potensialet for store punktutslipp av CO₂ i Norge ligger i bygging av gasskraftverk.
- De potensielle gasskraftverkene i Norge ligger spredt, og det blir en utfordring å frakte CO₂ ut til feltene på norsk sokkel.
- Det finnes store punktutslipp av CO₂ i Europa, eksempelvis kullkraftverkene i Danmark, som kan forsyne feltene på norsk sokkel med CO₂.
- Import av CO₂ er en forutsetning for å få ut hele det tekniske potensialet for økt utvinning ved CO₂-injeksjon på norsk sokkel.

4 CO₂-FANGST

For å ta i bruk norsk CO₂ til økt oljeutvinning, vil gasskraftverk være de mest aktuelle CO₂-kildene. Teknologiene som er beskrevet i dette kapitlet, er tilpasset CO₂-fangst fra gasskraftverk. Det er denne typen teknologi som benyttes til separering av CO₂ fra naturgass på Sleipnerfeltet i Nordsjøen, men på Sleipner er trykket og konsentrasjonen av CO₂ høyere og fangsten enklere og billigere enn den vil være fra et gasskraftverk.

I Norge har myndighetene nylig etablert et senter, Gassnova, for å forsere utviklingen av miljøvennlige, framtidrettede og kostnadseffektive gassteknologier med hjelp av statlige støtteordninger. Senteret har også fått en sentral rolle i utvikling av gasskraftverk med CO₂-håndtering.

Internasjonalt har det vært lite fokus på gasskraft med CO₂-håndtering. Mye av elektrisitetsproduksjonen er basert på kull, selv om konvertering til gass ville halvert CO₂-utslippene (pr. produsert kWh). Eksosgassen fra kullkraftverk inneholder også mer CO₂ enn eksosgass fra gasskraftverk (henholdsvis 12-14 volumprosent for kullkraft og ca 2,5 volumprosent for gasskraft), slik at kostnaden for fangst blir lavere (pr. tonn CO₂) på et kullkraftverk. Med dagens forhold mellom kull- og gasspriser vil enhetskostnader for fjerning av CO₂ fra kullkraft vanligvis ligge noe under kostnadene for gasskraft, mens påslagene for strømpriser vil ligge noe over.

En konsekvens av å innføre CO₂-fjerning, er at gasskraftverkene effektivitet blir redusert med 8-10 % og at energiproduksjonen reduseres med 15-20 %, fordi renseprosessen er energikrevende. Figur 4.1 viser utviklingen av kraftverkene virkningsgrad med innføring av CO₂-fjerning med dagens og framtidens gasskraftteknologier. Virkningsgraden for et gasskraftanlegg uten CO₂-fangst oppgis til 56-58 %, litt avhengig av kilde og beregningsmåte. Dette gjelder for CCGT-anlegg (Combined Cycle Gas Turbine), ikke for kraftvarmeverk som for eksempel på Mongstad. For gasskraft uten CO₂-håndtering forventes det en utvikling som vil resultere i en økning av virkningsgraden.

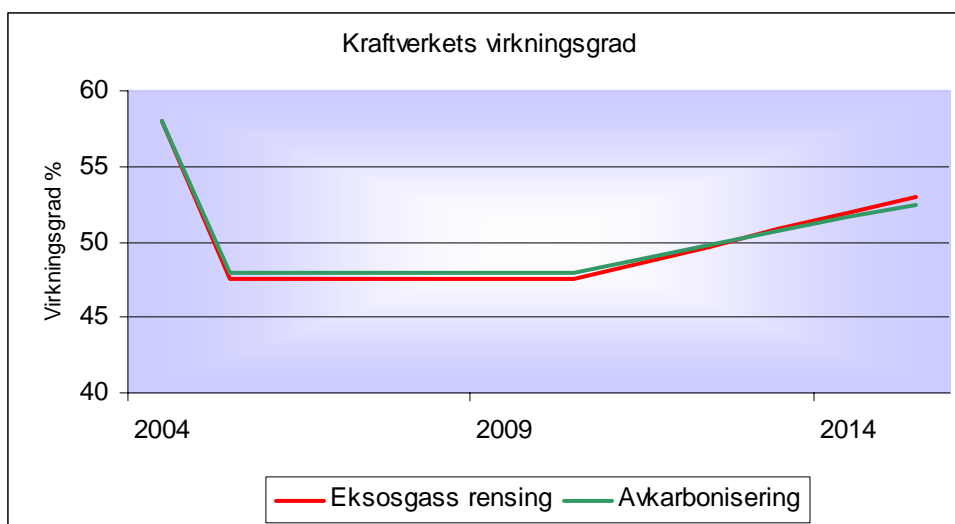


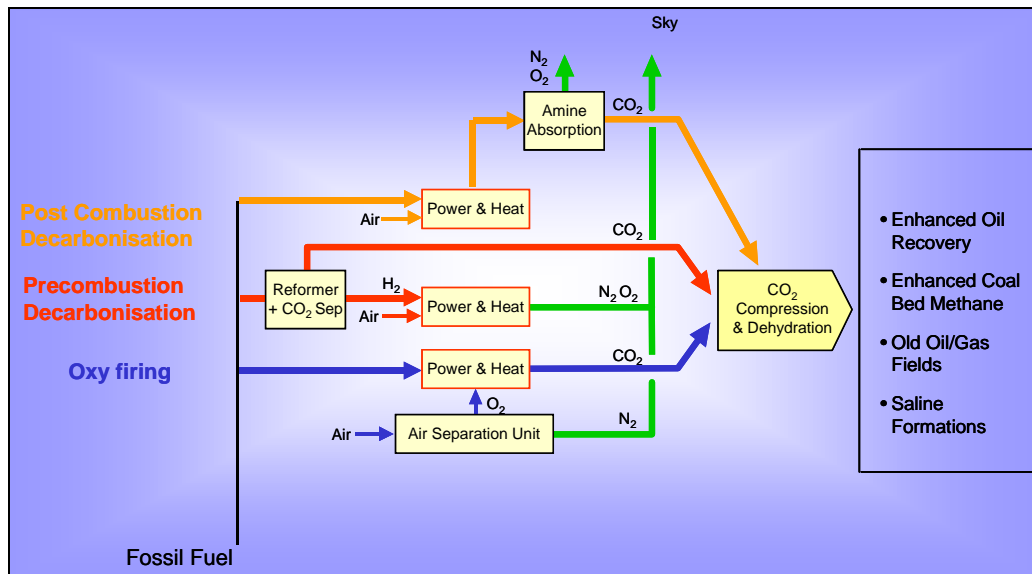
Fig.4.1 Utvikling i kraftverkene virkningsgrad med innføring av CO₂-fjerning (basert på tall fra tabell 4.1)

4.1 Dagens teknologi og fangst

Det er i prinsippet tre hovedteknologier for CO₂-fangst fra gasskraftverk:

- Separasjon av CO₂ fra eksosen etter forbrenning ("post-combustion")
- Separasjon av CO₂ før forbrenning ("pre-combustion")
- Oksygentilført forbrenning (oxy-fuel)

Figur 4.2 viser de tre hovedprinsippene for fjerning av CO₂ fra kraftverk.



Figur 4.2 Tre hovedprinsipper for å fjerne CO₂ fra gasskraftverk (Kilde: O. Bolland)

4.1.1 Separasjon av CO₂ fra eksosen etter forbrenning

Fangst av CO₂ fra eksosgass er den mest modne teknologien for CO₂-fangst fra gass- eller kullkraftverk. Teknologien er kommersielt tilgjengelig, og den er tatt i bruk for mindre anlegg. En vesentlig oppskalering er imidlertid nødvendig før den kan benyttes på et gasskraftverk i 400 MW-klassen. Fangst av CO₂ skjer ved absorpsjon i en vann-aminløsning. CO₂ blir deretter fjernet fra aminløsningen ved oppvarming ("strippet"), tørket og komprimert før den transporteres videre. Det er strippeprosessen som fører til effektivitetstapet i gasskraftverket, fordi den krever tilførsel av energi i form av elektrisitet og vanndamp. Absorpsjon og stripping foregår i store kolonner hvor røykgassen bringes i kontakt med aminløsningen. Aminløsningen vil også ta til seg andre stoffer enn CO₂, noe som fører til at den etter hvert må byttes ut og betraktes som spesialavfall.

Alternativer til bruk av aminabsorpsjon kan være:

- Absorpsjon av CO₂ til faste overflater, for eksempel aktivt karbon, hvor CO₂ frigjøres ved trykk- og temperaturvariasjoner.
- Membraner som skiller CO₂ fra løsninger (forårsaker mindre forurensning av aminet og dermed mindre spesialavfall).
- En kryogen-tilnærming som skiller ut CO₂ ved sterk nedkjøling (-180 °C).

4.1.2 Separasjon av CO₂ før forbrenning

I denne prosessen, også kalt avkarbonisering, fjernes CO₂ før forbrenningen. Tradisjonell avkarboniseringsteknologi har tre trinn:

- 1) Omforming til syntesegass
- 2) Vann-gass skift
- 3) Fjerning av CO₂

Drivstoffet reagerer delvis med oksygen eller luft ved høyt trykk for å danne CO og H₂ eller syntesegass. Syntesegassen behandles videre med damp for å produsere en hydrogenrik brenselgass blandet med CO₂. CO₂ fjernes ved absorpsjon, og den hydrogenrike gassblandingen forbrennes i en alminnelig gassturbin. På denne måten blir CO₂ fjernet ved en høyere konsentrasjon i gass-strømmen og ved et høyere trykk. For fjerning av CO₂ brukes stort sett de samme teknologier som for eksosgassrensing, absorpsjonsteknologi (aminer) eller membranteknologi. Forbedringer av teknologien kan oppnås gjennom å redusere antall trinn i prosessen.

4.1.3 Oksygentilført forbrenning

Fossilt brensel kan forbrennes i en atmosfære av oksygen og resirkulert CO₂ i stedet for i luft. Nitrogenet fjernes fra luften i en luftseparator. Resultatet er forbrenning ved en vesentlig høyere temperatur. O₂/CO₂ resirkuleres i prosessen for å kontrollere forbrenningstemperaturen. Dette gir en eksos som i hovedsak består av CO₂ og vanndamp. CO₂ skilles enkelt fra vanndampen ved kondensering. Denne teknologien kan i dag kun anvendes på kjeler. Det finnes ikke gassturbiner med brennkammer der gass kan forbrennes i oksygen.

På grunn av det store energibehovet som kreves for å skille oksygenet fra luft, taper denne metoden i forhold til eksos- og avkarboniseringsmetodene. Fordelen er at eksosgassen har en svært høy konsentrasjon av CO₂, og fangst med bruk av denne typen teknologi er derfor svært enkelt. Forbedringer av teknologien kan skje ved:

- Forbedring av luftsepareringsenhetene basert på oksygentransporterende membraner som kan redusere energiforbruket og dermed kostnadene.
- Anvendelse av oksygentransporterende membraner integrert med kraftverk slik at standard gassturbiner kan anvendes (for eksempel AZEP - Advanced Zero Emission Power - kombinert med hydrogenmembraner).
- Utvikling av nye gassturbiner.

4.2 Andre teknologier og metoder

Fjerning av CO₂ fra avgass under trykk:

Sargass as har videreutviklet en teknologi hvor kraft produseres gjennom en gassturbin kombinert med en dampsturbin sykklus. Gassturbinen produserer 15-20 % av kraften. Resten produseres i dampsturbinen. Anlegget er av typen Pressurized Fluid Bed Combustion (PFBC), og er modifisert for drift med naturgass. Systemet benytter en ikke-adiabatisk forbrenning under trykk, og operer med en lav mengde oksygen etter forbrenning. Prinsippet er at CO₂ fjernes ved høyt trykk fra røykgassen. Høyt CO₂-nivå oppnås gjennom forbrenning av naturgass ved høyt trykk med svært lavt luftoverskudd. Selve rensedelen benytter "standard" rensemetoder for CO₂.

Separasjon av CO₂ fra brenselceller:

Ved bruk av naturgass i brenselceller, kan eksosen inneholde kun vann og CO₂, noe som gjør CO₂-fangsten enkel. Prosessen har høy virkningsgrad (50-70 %). Brenselceller av typen Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) har også en betydelig andel metan i avgassen, noe som vil medføre utslipp av klimagasser.

4.3 Kostnader

Tabell 4.1 viser kostnadene for de ulike fangstteknologiene fra gasskraft. For kostnadene i tabellen er ulike referanser benyttet. For dagens teknologi er tallene hentet fra IEA og Bolland, NTNU. For fremtidig teknologi er tallene hentet fra CCP-prosjektet (Carbon Capture Project) og Norsk Hydro. Det er store variasjoner mellom de ulike referansene, noe som skyldes ulike antakelser om gasspriser, databaser for kostnadsestimering, avkastningskrav, valutakurser og evt. andre miljøkostnader som for eksempel CO₂-avgifter og NO_x-utslipp. Tallmaterialet som er vist i tabell 4.1 er basert på følgende forutsetninger:

- Det er ikke regnet CO₂-avgifter i påslagene for el-priser.
- Kraftverkstørrelser i området 400 til 600MW.
- Investeringskost er beregnet som differansen mellom kraftverk med CO₂-fangst og kraftverk uten CO₂-fangst.

	Eksosgassrensing	Avkarbonisering	Oksygenforbrenning
Dagens teknologi			
- Investeringskost, NOK/kW	3200-7500	4200-6800	Ikke tilgjengelig.
- Virkningsgrad, %	47-49	46-48	
- CO ₂ kost, NOK/tonn unngått (1)	320-520	380-545	
- Påslag el-kost, øre/kWh	10-17	11-17	
- Referanse	IEA(2000)- Bolland(2002)	IEA(2000)- Bolland(2002)	
Fremtidig teknologi			
- Tidshorisont for fullskala, år	5-6	10-12	10-12
- Investeringskost, NOK/kW	1900-2000	2600-2700	2500-2600
- Virkningsgrad	52,5	53	54-54,5
- CO ₂ kost, NOK/tonn unngått (1)	240-250	210-220	270-340
- Påslag el-kost, øre/kWh	8	8	8-11
- Referanse	CCP(2004)	CCP(2004)	Hydro (Åsen og Wilhelmsen, 2003; Melien og Åsen, 2004)
(1) Korrigert for ekstra energibehov			

Tabell 4.1 Enhetskostnader for reduserte CO₂-utslipp og økte kraftpriser som resultat av CO₂-fangst.

Figur 4.3 viser kostnadsutvikling i kraftpris (øre/kWh) for fangst av CO₂ med kommersielt tilgjengelig teknologi mot forventet teknologiutvikling. Den er basert på kostnadene fra tabell 4.1 og de forutsetninger som er brukt der.

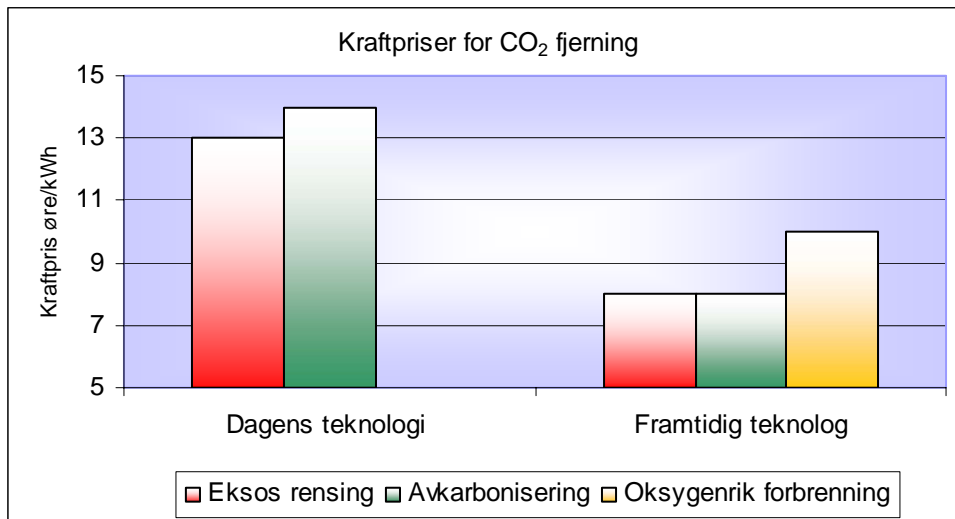


Fig. 4.3 Økning i kraftpris ved innføring av CO₂-fjerning fra gasskraftverk (basert på tall fra tabell 4.1)

Det har vært lite fokus på kraftverk med CO₂-håndtering sammenlignet med fokus på virkningsgrad og kostnader. Men de siste årene har det vært økende interesse fra turbinleverandørene for hvordan turbiner skal kunne optimaliseres med tanke på CO₂-fangst. En del av dette arbeidet har hatt fokus på kullgassifisering med påfølgende gasskraftverk. CO₂-fangst er en energikrevende prosess, og i tillegg til banebrytende nye teknologier, ligger potensialet i reduserte kostnader på store anlegg og i systemintegrasjon hvor energitap kan reduseres eller utnyttes bedre. Vesentlige kostnadsreduksjoner er allerede oppnådd gjennom forbedrede aminløsninger som Mitsubishis' s KS-1. Disse aminløsningene koster i utgangspunktet mer ved innkjøp, men de bruker vesentlig mindre energi ved regenerering, har høyere opptak av CO₂, lengre levetid og bedre korrosjonsegenskaper.

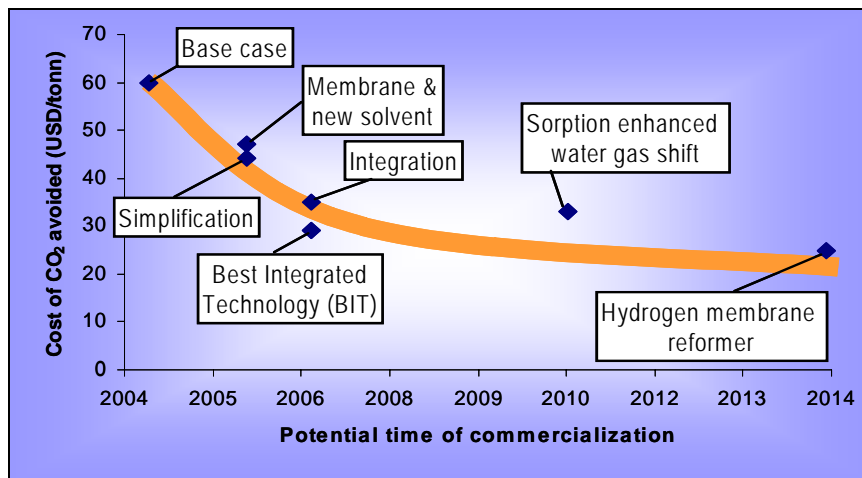
Gasskraftverkene som planlegges av Naturkraft, Industrikraft, Statoil, Skagerrak Energi og Hammerfest Energi er basert på beste kommersielt tilgjengelige teknologi med hensyn til virkningsgrad, kostnad (NOK/kW), livsløpskostnad og lave NO_x-utslipp. For enkelte av disse gasskraftverkene kan det vises til lavere kostnadsanslag for CO₂-fangst enn det som fram til i dag har vært regnet som normgivende.

Skagerrak Energi og Naturkraft har fått utredet konsekvensene av en rekke kjente forbedringsforslag for CO₂-fangst fra et 400 MW gasskraftverk. Resultatene viser at det sannsynligvis er mulig å oppnå betydelige kostnadsreduksjoner i forhold til det som er vist i tabell 4.1. Studien er utført av Aker Kværner og Gass TEK.

Hammerfest Energi har søkt om konsesjon for bygging av et 100 MW gasskraftverk med CO₂-håndtering. De anslår sitt planlagte 100 MW anlegg til å koste 1,3 milliarder NOK eksklusiv finanskostnader, rørledning for forsyning av gass, transport og lagring av CO₂. Kostnaden for fangstanlegget for CO₂ er estimert til ca 312 millioner NOK, og utgjør ca 24 % av totalkostnaden. Det ligger i planene at fanget CO₂ skal benytte Snøhvit's infrastruktur for lagring.

Statoil har fått utredet kostnader for mulig fangst av CO₂ fra det planlagte 860 MW gasskraftverket på Tjeldbergodden. Forprosjektet, som er utført av Fluor, viser også her kostnader i nedre del av det som framgår av tabell 4.1.

Figur 4.4 viser forventet kostnadsutvikling for CO₂-fangst med ulike teknologier basert på CCPs estimater fra 2004. Med 6,5 NOK/USD, blir prisen i referanseåret 2004 ca 390 NOK/tonn, og i 2005 ca 320 NOK/tonn.



Figur 4.4 Forventet kostnadsutvikling for CO₂-fangst med ulike teknologier (modifisert fra CCP, 2004)

Ettersom det er ikke bygget anlegg for CO₂-fangst på noen store gasskraftverk, hersker det usikkerhet om kostnadene. Det er også vanskelig å forholde seg til publisert informasjon om kostnader uten at det foreligger detaljerte beskrivelser av de forutsetninger som er brukt. Viktige faktorer er redusert virkningsgrad i forhold til et kraftverk uten CO₂-fangst, gasspris, avkastningskrav, avskrivningstid og miljøkostnader. Eksemplene ovenfor og tabell 4.1 bekrefter at det er tildels store forskjeller i kostnadstallene.

4.4 Konklusjon

- Teknologi for fangst av CO₂ fra gasskraftverk er tilgjengelig, men ikke demonstrert for store gasskraftverk.
- Kostnaden for CO₂-fangst må ses i sammenheng med transport og lagring av CO₂.
- Det er identifisert muligheter for kostnadsbesparelser, men ny teknologi med vesentlige kostnadsbesparelser er trolig ikke tilgjengelig før om 5-6 år.
- Det er stor forskjell i kostnadsestimatene for CO₂-fangst fra de ulike gasskraftverkene som er under planlegging i Norge.
- Forskning, teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter vil på sikt å kunne bidra til reduserte fangstkostnader.
- Framdrift i teknologiutviklingen er avhengig av et internasjonalt engasjement.

5 CO₂-TRANSPORT

CO₂ kan transporteres i rør eller med skip. Ettersom CO₂ oppfører seg svært forskjellig under ulike trykk og temperaturer, må den transporteres i kontrollerte former for å unngå tørris (fast form) og blokkering av rør eller utstyr som inngår i transportkjeden.

5.1 Rørtransport

Det er lang erfaring med transport av CO₂ i rør over store avstander på land i USA og Canada. Disse ledningene har levert CO₂ til økt oljeutvinning i over 30 år. Transport av CO₂ i rør skiller seg ikke vesentlig fra transport av hydrokarbongass. Teknologiene er kjente, og det er lang erfaring med bygging og drift av store rørledninger for transport av gass fra norsk kontinentalsokkel til kontinentet. Det finnes imidlertid ikke erfaring med transport av store mengder CO₂ gjennom rørledninger på havbunnen. Når Snøhvit kommer i drift, får vi verdens første undervannsrørledning for transport av CO₂ over lang avstand. I kjeden, fra fangst til injeksjon av CO₂, er transportdelen, og spesielt transport i rørledninger, den delen av kjeden som er minst usikker med hensyn til teknologi og kostnader.

5.2 Skipstransport

Transport av CO₂ i skip er mer komplekst enn transport i rør. For å få med mest mulig CO₂ i en skipslast, transporteres den i flytende form. CO₂ kan gjøres flytende ved trykksetting, eller en kombinasjon av trykksetting og nedkjøling.

Yara har lang erfaring med skipstransport av CO₂ til næringsmiddelmarkedet i Europa. Skipene som brukes, har kapasitet på 900-1200 tonn CO₂ ved temperatur på -30 °C og trykk på 18 til 20 bar. Ved disse betingelsene fraktes det ca 0,5 tonn CO₂ per m³ lagerplass. I en verdikjede for transport av CO₂ til økt oljeutvinning eller lagring i geologiske formasjoner, vil det være behov for større skip. I NFR-prosjektet CO₂-skipstransport (Teekay, SINTEF, Orkla Engineering og Statoil) var konklusjonen at CO₂ best kan fraktes ved trykk og temperatur på henholdsvis 7 bar og -50 °C. Ved disse betingelsene kan det fraktes ca 1,15 tonn CO₂ per m³ lagerplass.

Et oljefelt vil ha kontinuerlig behov for tilførsel av temperert CO₂ i forbindelse med CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning. For å oppnå dette, samtidig som at skipene som transporterer nedkjølt CO₂ blir utnyttet optimalt, må det bygges mellomlager for oppsamling av CO₂ som kan varmes opp og sendes i en kontinuerlig strøm i rør ut til oljefeltene. Transportkjeden vil i et slikt tilfelle omfatte:

- Nedkjølt lager for oppsamling av CO₂ før utskipning
- Skip
- Nedkjølt mellomlager
- Rørforbindelse fra mellomlager til oljefelt

Et annet konsept for transport av flytende gass er CNG (compressed natural gas), også kalt PNG (pressurised natural gas). Dette er en teknologi som her i Norge er videreutviklet av Knutsen OAS og Sargas AS. Teknologien kan også brukes for transport av CO₂. For naturgass vil transporttrykket være i området 240 bar. Det er ikke nødvendig med så høyt trykk for å gjøre CO₂ flytende, og det blir derfor billigere å bygge skip for transport av CO₂ enn å bygge skip for transport av naturgass. Dette skyldes at det ikke er behov for så kraftige tanker til transport av CO₂ som til transport av naturgass. Teknologien er ikke tatt i bruk, men det foreligger konkrete planer for bygging av slike skip for transport av naturgass. Tilsvarende skip for transport av CO₂ ligger noe lenger fram i tid, da kvalifisering av konseptene ikke har

samme modenhet som for transport av naturgass. Utfordringene ved transport av komprimert CO₂ knytter seg spesielt til lossing (tømming) av tankene på slike skip. En skipsløsning hvor CO₂ fraktes under trykk, kan i prinsippet levere CO₂ direkte ut til et felt, men feltspesifikke forhold og krav til regularitet vanskeliggjør en slik løsning.

5.3 Regularitet

Et oljefelt har behov for leveranser av CO₂ i en betydelig kortere periode enn det som er forventet levetid for et gasskraftverk (eller andre CO₂-kilder). Dette betyr at flere felt bør ta i bruk CO₂ sekvensielt, eller at CO₂ må lagres i undergrunnen som et klimatiltak. Regularitet i kjeden er viktig. Brudd i transportkjeden vil kunne redusere effekten av CO₂-injeksjon og skape problem for fangstanleggene. Transport i rørledning blir derfor nødvendig for å kunne forsyne feltene med kontinuerlige mengder CO₂.

Skip kan være egnet for å hente CO₂ fra mindre kilder eller kilder som ligger så langt borte at rørledning ikke er et alternativ. I slike tilfeller må det etableres mellomlager både ved punktkilden og ved startpunkt for rørledning ut til felt. Dette vil medføre ekstra kostnader. Derfor er rørtransport vurdert som det enkleste og mest kostnadseffektive alternativet, spesielt i sammenheng med CO₂-lagring i undergrunnen etter at oljeproduksjonen stenges ned. Utvikling av ny skipsteknologi for frakt av CO₂ kan imidlertid gjøre en skipsløsning attraktiv for enkelte prosjekter, dersom det kan lempes noe på kravet til regularitet.

5.4 Konklusjon

- CO₂ kan transporteres i rør eller med skip
- Med dagens teknologi er det nødvendig med rørledning ut til feltene, enten direkte fra kilde eller fra et mellomlager.
- Transport med skip er nødvendig hvis CO₂ skal transporteres fra små eller spredte kilder langt fra etablert CO₂-lager.
- Levering av CO₂ fra skip direkte til et felt kan på sikt være et alternativ til rørtransport, dersom slik teknologi blir kvalifisert og de feltspesifikke forholdene gjør det mulig.

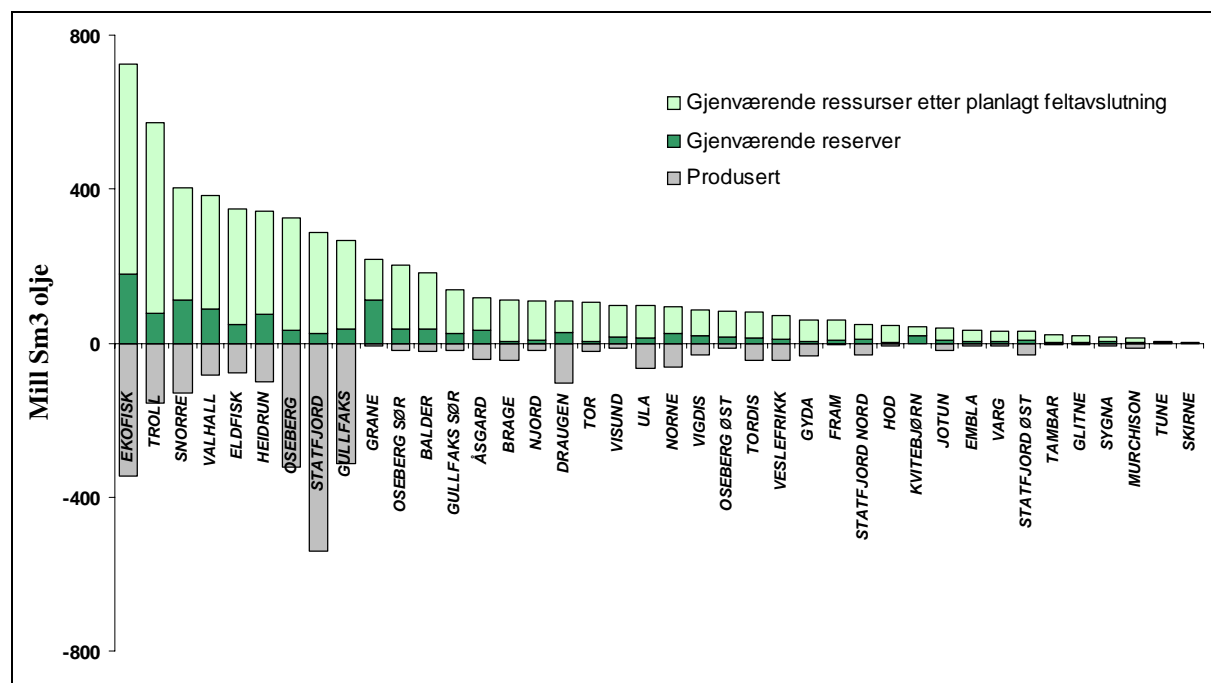
6 CO₂-INJEKSJON

6.1 Ressursgrunnlaget

På norsk kontinentalsokkel er det fremdeles mulig å produsere store oljevolumer utover det som ligger i vedtatte planer. Felt som i en årrekke har tilført samfunnet betydelige verdier produserer stadig mindre, og det blir en utfordring å opprettholde produksjonen. Det legges ned mye arbeid for å utvinne mest mulig av oljeressursene i feltene. Men med dagens teknologi og kostnadsbilde, vil likevel betydelige oljevolumer bli liggende igjen når feltene stenges.

For de gjenværende oljevolumene representerer selv en liten økning i utvinningsgraden store verdier. Pr 31.12.04 var den forventede gjennomsnittlige utvinningsgraden for olje 45,5 %. Myndighetenes målsetning er i dag 50 %. Noen felt er kompliserte å produsere, mens andre felt kan forventes å oppnå en utvinningsgrad på over 60 %. Vann- og gassinjeksjon ble tidlig tatt i bruk for å oppnå høy utvinning. Utviklingen av avanserte brønner, inkludert brønner med flere lange horisontale grener, avansert seismikk og mer effektive visualiseringsprogram, er eksempler på teknologier som selskapene har tatt i bruk for å øke oljeutvinningen og opprettholde produksjonen. Dette har skaffet store ekstra inntekter utover det som ble forventet da feltene ble vedtatt.

Figur 6.1 illustrerer hvor mye olje som er produsert fra det enkelte felt på norsk sokkel, hvor mye som forventes å bli produsert etter dagens vedtatte planer og hvor store ressurser som vil være igjen etter planlagt avslutning. Det er mye olje igjen i de store feltene, selv de med høy utvinningsgrad, og det representerer store volum dersom utvinningsgraden fra disse feltene kan økes ytterligere.



Figur 6.1 Fordeling av oljeressursene; hvor mye som er produsert, hvor mye som er planlagt produsert, og hvor mye det vil være igjen etter at feltet er stengt i henhold til vedtatte planer.

Et kartleggingsarbeid OD har foretatt, viser over 180 konkrete prosjekter for økt utvinning. Som følge av disse prosjektene, bokfører OD et volum på 400 millioner Sm³ ekstra olje fra økt utvinningsprosjekter på eksisterende felt. Det er trolig brønntechnologi i kombinasjon med avansert seismikk som gir det største potensialet, men deler av potensialet kan også bli realisert ved mer injeksjon av vann eller gass. For å oppnå en ytterligere økning i utvinningen ut over det som kan forventes gjennom tiltak som f. eks. massiv vanninjeksjon, økt brønntetthet eller horisontale brønner, må det tas i bruk andre og mer kostbare metoder.

Eksempler er:

- Blandbar gassinjeksjon
 - CO₂, N₂, tørr eller rik natur gass
- Termiske metoder
 - Dampinjeksjon
 - Luftinjeksjon
- Kjemiske metoder
 - Polymerer
 - Surfaktanter
- Mikrobielle metoder

Dette er kostnadskrevenne metoder, og med unntak av mikrobielle metoder og blandbar gassinjeksjon er de ikke tatt i bruk på norsk sokkel.

6.2 CO₂-injeksjon til økt oljeutvinning

CO₂ er en velegnet injektant for å øke oljeproduksjonen, spesielt i reservoarer hvor det har vært vanninjeksjon. Den beste effekten oppnås når reservoartrykk og sammensetning av hydrokarbonene er slik at CO₂ og reservoarolje blandes. I tillegg har CO₂ følgende egenskaper som gjør den velegnet til økt oljeutvinningsformål:

- forårsaker svelling av oljen
- reduserer oljeviskositeten
- øker oljetettheten
- er løselig i vann
- kan fordampe og ekstrahere store deler av reservoaroljen
- har et relativt lavt minste blandbarhetsstrykk
- reduserer tettheten av vann
- reduserer forskjellen i tetthet mellom olje og vann, som igjen reduserer faren for gravitasjonssegregering
- reduserer overflatespenningen av olje og vann, som igjen resulterer i en mer effektiv fortregning av oljen

CO₂ har også negative sider. Den lave viskositeten for CO₂ i forhold til reservoarolje kan forårsake uheldige strømningseffekter i reservoaret, for eksempel ved at injisert CO₂ strømmer direkte til en produksjonsbrønn i stedet for å blande seg i reservoaroljen. Slike effekter er også kjent i forbindelse med vanninjeksjon, men med CO₂ kan de være mer framtreddende.

Tilsvarende som ved vanninjeksjon, kan problemet reduseres gjennom:

- Installering av brønnpakninger og perforeringsteknikker
- Stenging av brønner med høy CO₂-produksjon

- Sementere soner med CO₂-gjennombrudd og perforere nye soner i brønnen
- Alternerende CO₂ og vanninjeksjon (WAG)
- Injeksjon av skum sammen med CO₂

Det største problemet med CO₂-injeksjon har vært korrosjon ved at tilbakeprodusert CO₂ angriper metallet i rør og ventiler. Problemet må løses ved å skifte til utstyr og rør som er laget av materialer som er mer bestandige, eller ved bruk av kjemikalier. Dette er dyrere å gjennomføre på plattformer offshore enn på landinstallasjoner.

Bruk av CO₂ til økt oljeutvinning har foregått i over 30 år, hovedsakelig i USA, men også i land som Canada, Trinidad, Brasil, Ungarn og Tyrkia. I USA er det feltene vest i Texas og i New Mexico som står for det meste av produksjonen av olje fra CO₂-injeksjon. En av årsakene til at bruken av CO₂ til dette formålet er så stor i USA, er at CO₂ finnes i tilnærmet ren form i store mengder i geologiske formasjoner. Den ekstra utvinningsgraden med CO₂-injeksjon varierer fra 7-15 % i forhold til vanninjeksjon.

Det er ingen erfaring med CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning fra oljefelt offshore. Studier som er gjort på felt i Nordsjøen; Gullfaks, Ekofisk, Brage og Forties, for å nevne noen, viser at CO₂-injeksjon ikke gir like god effekt. God respons på CO₂-injeksjon forutsetter høy brønntetthet. Feltene i Nordsjøen har ofte større avstand mellom injeksjons- og produksjonsbrønnene. Dessuten har feltene i Nordsjøen også hatt mer aktiv gass- og vanninjeksjon, slik at potensialet av den grunn vil være noe mindre enn for feltene i USA og Canada. Derfor er det i denne studien valgt å anta at ekstra oljeutvinning vil kunne ligge i størrelsesorden 3-7 %. Dette er noe lavere enn det OD har benyttet i tidligere anslag, og skyldes i hovedsak nedjusteringer i forhold til nye og lavere estimater for økt oljeutvinning fra Ekofisk og Gullfaks. Siden det ikke er erfaring med CO₂-injeksjon i felt med samme egenskaper som et typisk felt på norsk kontinentalsokkel, vil estimatene for økt oljeutvinning være svært usikre.

6.3 Teknisk potensial for økt utvinning med CO₂-injeksjon

Beregninger av det tekniske potensialet for økt oljeutvinning gjennom injeksjon av CO₂ vil være beheftet med stor usikkerhet. Estimaterne er basert på forenklinger og bruk av gjennomsnittsverdier for et stort sett med komplekse parametere. Dersom mer nøyaktige tall skal framskaffes, kreves det detaljerte studier for hvert enkelt felt og reservoar. Selv de forenklete beregninger som presenteres i denne rapporten, krever tilgang til omfattende datamengder på felt- og reservoarnivå. Referansetidspunktet for et estimat er også viktig, i og med at nye felt kommer i produksjon og eldre felt stenges ned.

Det er enighet om at CO₂-injeksjon teknisk sett kan gi økt oljeproduksjonen ut over det som kan produseres med trykkstøtte fra vanninjeksjon. Dette er vist i laboratorieforsøk, feltstudier og gjennom praktiske erfaringer fra prosjekter med CO₂-injeksjon.

En rekke oljefelt på norsk kontinentalsokkel har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon, men for kalksteinsfeltene i den sørlige delen av Nordsjøen; Ekofisk, Eldfisk og Valhall, er det fremdeles svært usikkert om CO₂ vil gi positiv effekt. Mulig svekket bergartsstyrke som følge av CO₂-injeksjon kan medføre akselerert innsynkning, hyppigere kollaps av brønner og redusert levetid for installasjonene.

Med bakgrunn i dette, og med usikkerheten som ligger i beregningene, kan det tekniske potensialet for økt oljeutvinning ved hjelp av CO₂-injeksjon på norsk kontinentalsokkel ligge i området 150 til 300 millioner Sm³. Dette tekniske potensialet fordeler seg nå på tjue felt, tabell 6.3.1, som er vurdert til å ha reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon. Anslaget for potensialet er noe lavere enn tidligere anslag, og skyldes at:

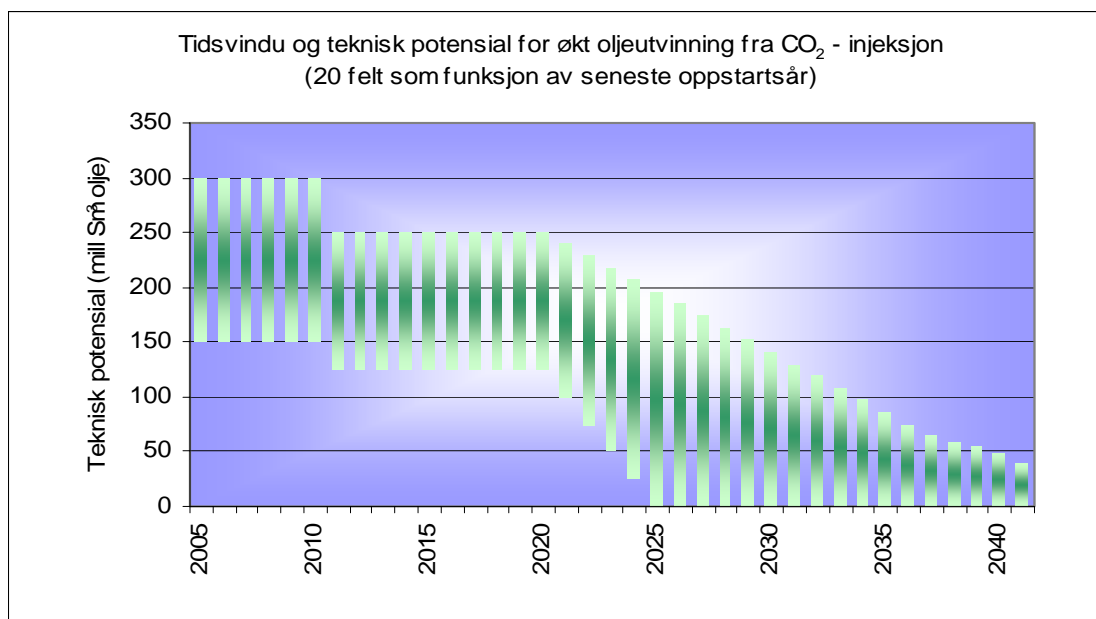
- Både Gullfaks og Ekofisk har nedjustert forventningene til effekten av CO₂-injeksjon.
- Nedblåsingsprosjektet på Statfjordfeltet, Statfjord senfase, kan medføre trykkreduksjon i en del nærliggende felt, slik at de ikke lenger vil egne seg for CO₂-injeksjon.
- Njord har nylig fått godkjent PUD for gasseskport. Trykkfallet i reservoaret vil da gjøre feltet uegnet for CO₂-injeksjon.

For å få ut hele potensialet, er det behov for 500 til 750 millioner tonn CO₂. Dette betinger imidlertid at alle reservoarene som er egnet til CO₂-injeksjon blir tilført tilstrekkelige mengder CO₂ til rett tid i forhold til feltenes levetid. Det tekniske potensialet refereres også til en studie utført for Oljedirektoratet i 2003 (OMM/NTNU), og understøttes av en studie som ble gjennomført av Sintef i 2004 (Lindeberg mfl). Begge disse studiene har et noe høyere estimat enn det som er vist her. Felt med store gassvolum, som Troll, Oseberg og Statfjord, og oljefelt med små volum (<10 millioner Sm³) er ikke tatt med i beregningene.

Sørlig Nordsjø	Troll, Oseberg området	Tampen området	Norskehavsområdet
Ekofisk Eldfisk Gyda Ula Valhall	Brage Oseberg Sør Oseberg Øst Veslefrikk	Gullfaks Gullfaks Sør (kun Rimfaks) Snorre Statfjord Nord Sygna Vigdis Tordis (uten Borg)	Draugen Heidrun (ikke Åre) Norne Åsgard (kun Smørbukk Sør, Fangst)

Tabell 6.3.1 Tjue felt som er vurdert til å ha reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon

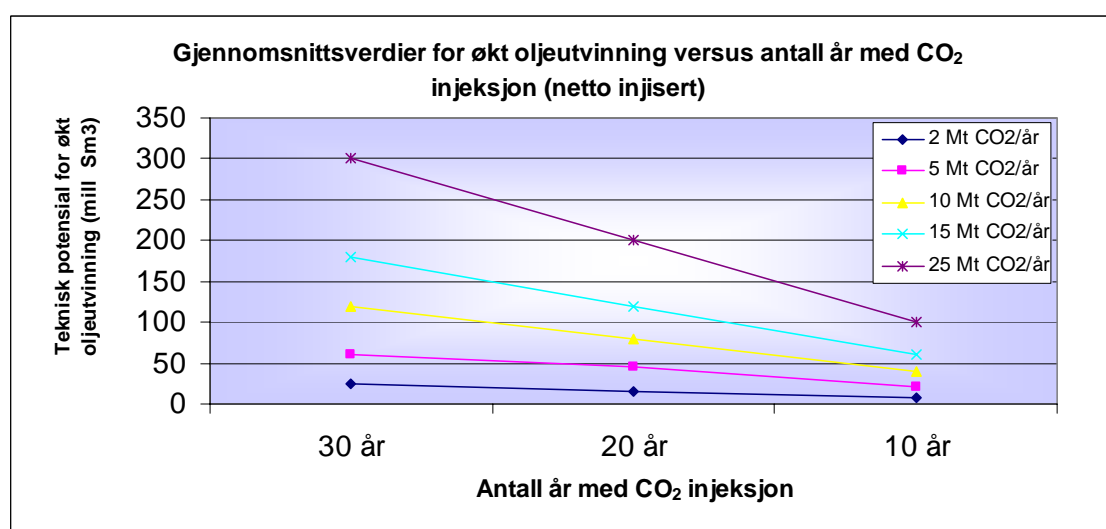
Hvert felt har et tidsvindu for optimal implementering av CO₂-injeksjon. For å kunne utvinne hele det tekniske potensialet, må det importeres store CO₂-volumer. Norge har ikke så store mengder CO₂ fra egne kilder, verken eksisterende eller planlagte.



Figur 6.3 Potensial for økt oljeutvinning og tidskritikalitet (20 felt)

Figur 6.3 illustrer hvordan det tekniske potensialet for økt oljeutvinning avtar over tid. Potensialet gjelder kun for de tjue feltene fra tabell 6.3.1. Nye felt som kommer i produksjon, kan øke potensialet dersom feltene egner seg for CO₂-injeksjon. Figuren viser at deler av potensialet reduseres i løpet av få år.

Gullfaks har utredet CO₂-injeksjon tilstrekkelig til at det på teknisk grunnlag kan tas en avgjørelse om videreføring og utbygging av et CO₂-prosjekt, dersom tilstrekkelige mengder CO₂ kan leveres til injeksjon. For de andre feltene må det påregnes minst fem år til reservoarstudier, planlegging og modifisering av eksisterende installasjoner før eventuell injeksjon kan starte. På grunn av effektiv vanninjeksjon på noen av feltene, kan det optimale tidspunkt for implementering av et CO₂-prosjekt ligge enda lengre fram i tid.



Figur 6.4 Teknisk potensial som funksjon av CO₂-volumer og tid med injeksjon

Figur 6.4 viser hvilke CO₂-volumer som må til per år for å kunne produsere hele eller deler av det tekniske potensialet. For å ta ut hele potensialet trengs det ca 25 millioner tonn CO₂ pr. år over en 30-års periode. CO₂-volumene må imidlertid betraktes som illustrative ettersom det ikke er erfaring med effekten av CO₂-injeksjon, og av at volumet er fordelt jevnt utover i tid. Det er ikke gjort beregninger på optimale CO₂-leveranser, men prosjektporteføljen er slik at behovet for CO₂ trolig er størst i perioden 2015 til 2025.

6.4 CO₂-injeksjon og gassressurser - tjue felt

Flere av de tjue feltene som er vurdert å ha reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon har i dag gasseksport (riksgass) eller planer for gasseksport. Skal riksgassen fortsatt kunne eksporteres dersom CO₂-injeksjon implementeres, må CO₂ separeres fra tilbakeprodusert gass fra reservoaret. For å forsvare investeringene i et separasjonsanlegg, må inntektene fra gassalget være større enn investeringene. De tjue feltene har pr 31.12.04 ca 200 milliarder Sm³ gjenværende utvinnbare gassreserver. Det er i tillegg prosjekter i planleggingsfasen på disse feltene som vil kunne øke gjenværende utvinbar gass med ytterligere 50 milliarder Sm³. For Åsgard er det kun tatt med gassreservene i Smørbukk Sør.

Dersom lønnsomheten fra CO₂-prosjektet ikke er tilstrekkelig til å forsvare et separasjonsanlegg, må all tilbakeprodusert gass reinjiseres. Gassen i reservoaret vil da gradvis få et høyere CO₂-innhold. Uten separasjonsanlegg vil betydelige gassressurser kunne gå tapt.

6.5 CO₂-injeksjon og andre prosjektmuligheter - tjue felt

I de tjue feltene som er vurdert for CO₂-injeksjon, arbeides det med en rekke alternative tiltak for å øke utvinningen. OD har kartlagt over 100 mulige prosjekter for økt utvinning på de tjue feltene hvorav 39 prosjekter (uten CO₂) er i planleggingsfasen. OD forventer ca 120 millioner Sm³ ekstra olje fra disse 39 prosjektene. CO₂-injeksjon vil i noen tilfeller kunne komme i konflikt med andre tiltak for å øke utvinningen. Det er også mulig at andre planlagte tiltak kan bidra til å styrke et eventuelt CO₂-prosjekt. For eksempel kan nye brønner bedre mulighetene for å optimalisere en CO₂-injeksjon.

CO₂-injeksjon på et felt kan også påvirke mulighetene for innfasing av nærliggende funn. Dersom all ledig plass eller vektkapasitet benyttes til et CO₂-prosjekt, kan dette begrense mulighetene for å fase inn andre felt. På den andre siden kan det være samordningsgevinster ved å fase inn gassfunn med høyt CO₂-innhold til et felt som har CO₂-separasjon.

6.6 Modifikasjoner på installasjonene

Før CO₂ kan tas i bruk til injeksjon for økt oljeutvinning på en installasjon til havs, må det foretas modifikasjoner for å behandle CO₂ og beskytte utstyr og prosessanlegg mot korrosjon.

I de fleste tilfeller vil det være nødvendig med større modifikasjoner, utskifting og etterinstallering av nytt utstyr. Andre senfaseprosjekter for økt oljeutvinning kan også medføre store modifikasjonskostnader, men normalt ikke av samme størrelse som for et CO₂-prosjekt. De fleste installasjonene på norsk sokkel er kompakte med begrenset plass og vektmargin i forhold til å foreta ettermontering av større enheter. Det kan derfor bli nødvendig

å bygge ny installasjon i tilknytning til de eksisterende for å få plass til det utstyret som er nødvendig, spesielt i de tilfeller hvor CO₂ må separeres fra tilbakeprodusert gass før den kan transporteres i rørledningene og møte salgsspesifikasjonene.

I tillegg til nødvendige modifikasjoner på installasjonene, vil det også i de fleste tilfeller være nødvendig med nye brønner for injeksjon av CO₂. Borekostnadene vil variere, og vil i stor grad være påvirket av type installasjon og om det er boremuligheter fra installasjonen.

Det tekniske potensialet for CO₂-injeksjon som er beskrevet i denne rapporten, fordeler seg på tjue felt. Noen av disse feltene har store bunnfaste installasjoner (som Ekofisk og Gullfaks), noen har flytere (som Norne, Snorre og Åsgard) mens andre er havbunnsutbygginger (som Vigdis og Starfjord Nord). Det er varierende brønntetthet på disse tjue feltene. Flere av feltene antas å kunne benytte eksisterende brønner for CO₂-injeksjon mens det på noen felt antas å være nødvendig å bore nye CO₂-injektorer. Felt som Norne, Åsgard (Smørbukk Sør), Vigdis, Starfjord Nord, Sygna, Tordis og Gullfaks Sør er avhengige av rigg for å bore nye brønner eller sidebore eksisterende brønner. Med unntak for Gullfaks og Ekofisk er det i denne rapporten ikke foretatt en grundig vurdering av behov for CO₂-injeksjonsbrønner.

6.6.1 Spesifikke modifikasjoner

For å benytte CO₂ til økt oljeutvinning på en installasjon må tre hovedelementer ivaretas:

- CO₂-injeksjon
- CO₂-separasjon
- CO₂-reinjeksjon

CO₂-injeksjon:

Importert CO₂ vil komme til plattformen i flytende form, og det kan benyttes pumper for å øke trykket fra mottakstrykk til nødvendig injeksjonstrykk.

CO₂-separasjon:

Separasjon av CO₂ fra tilbakeprodusert gass kan gjennomføres ved bruk av membran- eller absorpsjonsteknolog med aminer. (Separasjon av CO₂ fra tilbakeprodusert naturgass er vesentlig enklere enn separasjon fra eksosgass beskrevet i kapittel 4.)

CO₂-reinjeksjon:

CO₂ som separeres fra gassen, har et relativt lavt trykk (i gassform) og må komprimeres opp til nødvendig injeksjonstrykk. Kompresjonsanlegget består av flere kompressorer i rekkefølge, vanligvis i tre eller fire trinn.

6.6.2 Generelle modifikasjoner

Nødvendige modifikasjoner på eksisterende utstyr på grunn av CO₂-gjennombrudd er påkrevd på grunn av:

- Sikkerhet
- Materialkvalitet
- Nye driftsbetingelser for eksisterende prosesser og utstyr

Sikkerhet

Høy konsentrasjon av CO₂ vil gi pusteproblemer, i verste fall kvelning. I fast form (tørris) kan CO₂ forårsake frostskafer ved berøring. CO₂ i gassform er tyngre enn luft, og CO₂-utstyret bør plasseres på laveste nivå. Anleggene bør ikke bygges inn, men plasseres slik at det er god lufting for å begrense mulige skader på personer som oppholder seg i nærheten av anleggene.

Materialkvalitet

Materialer som blir eksponert for CO₂ løst i vann, må være korrosjonsbestandige. Det gjelder rør, tanker, ventiler, prosessanlegg og brønner. Dersom det er benyttet materialer som ikke er korrosjonsbestandig, må det foretas utskifninger eller etterbehandling. I prinsippet er det tre alternativer:

- Skifte til nytt utstyr av rustfritt stål
- Innvendig behandling/maling
- Sveisemetoder

Det er også mulig å benytte inhibitorer for å redusere korrosjonen. Dette er kjemiske produkter som injiseres i produksjons- eller injeksjonsstrømmen for å motvirke eller redusere korrosjonen. Før slike kjemikalier tas i bruk, kreves det grundige analyser for å unngå skader på personell, miljø eller utstyr.

Nye driftsbetingelser for eksisterende prosesser og utstyr

Alt utstyr som blir eksponert for CO₂-rik gass og vann må beskyttes. De ulike prosessene vil være:

- Oljeprosess
- Gassprosess
- Produsert vann
- Fakkelsystem

Oljeprosess:

CO₂ løst i olje og vann vil bli skilt ut gjennom separasjonstrinnene. Gassen fra hvert separatortrinn kan inneholde store mengder CO₂. Den bør ledes til gassinjeksjonssystemet slik at den ikke spres og skaper problemer i andre deler av produksjonsprosessen.

Gassprosess:

Også her er det viktig å unngå at CO₂-rik gass kommer inn i eksisterende produksjonssystem. Her kreves det kun mindre omlegging av rør for å lede strømmen inn i gassinjeksjonssystemet.

Produsert vann:

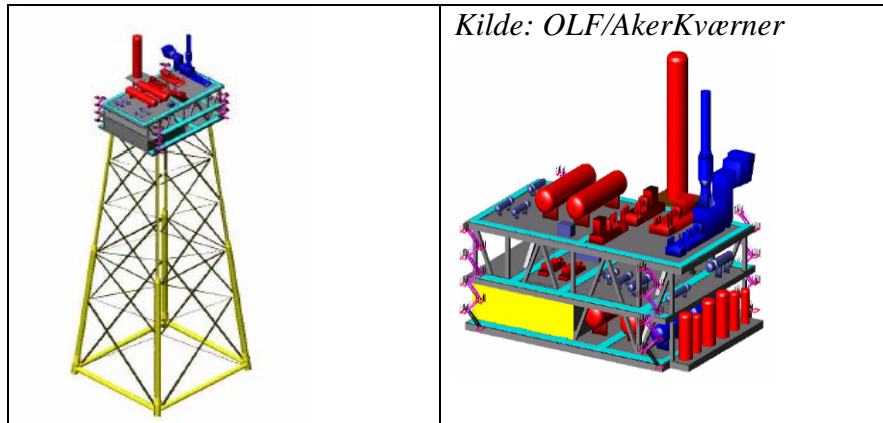
I de fleste tilfeller er det benyttet rustfritt stål til pumper og tanker, og en økning av CO₂-innholdet i produsert vann vil trolig ikke kreve ny oppgradering.

Fakkelsystem:

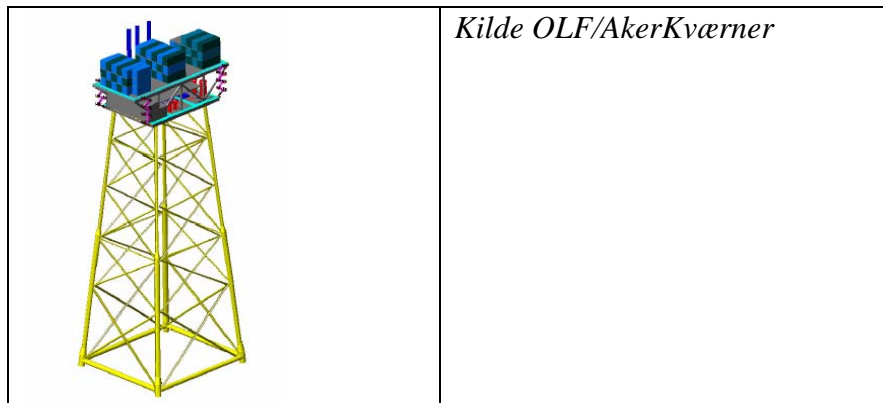
Røropplegg til fakkell er vanligvis laget av karbonstål. Det er også de fleste rørtilslutninger til fakkell fra hovedprosessene. På grunn av rørtilslutningene er det fare for at CO₂-rik gass kan trenge inn i fakkelsystemet. Hvis fritt vann kommer inn i systemet, noe som kan skje, spesielt etter produksjonsnedstengninger, kan det forårsake korrosjon. Er det fare for korrosjon, må rørene skiftes eller behandles.

6.6.3 Felteksempel.

Aker Kværner Engineering & Technology gjorde en studie for OLF i 2004, hvor oppdraget var å evaluere muligheten for CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning på en typisk offshoreinstallasjon på norsk kontinentalsokkel. Det resulterte i et konsept med modifikasjoner på eksisterende installasjon og bygging av en ny for å få plass til nødvendig utstyr; injeksjons-, separasjons- og reinjeksjonsenheter som beskrevet i kapittel 6.4.1. Figur 6.6.1 og 6.6.2 viser prinsippskisser av anleggene plassert på et stålunderstell dimensjonert for 120 meter havdyp.

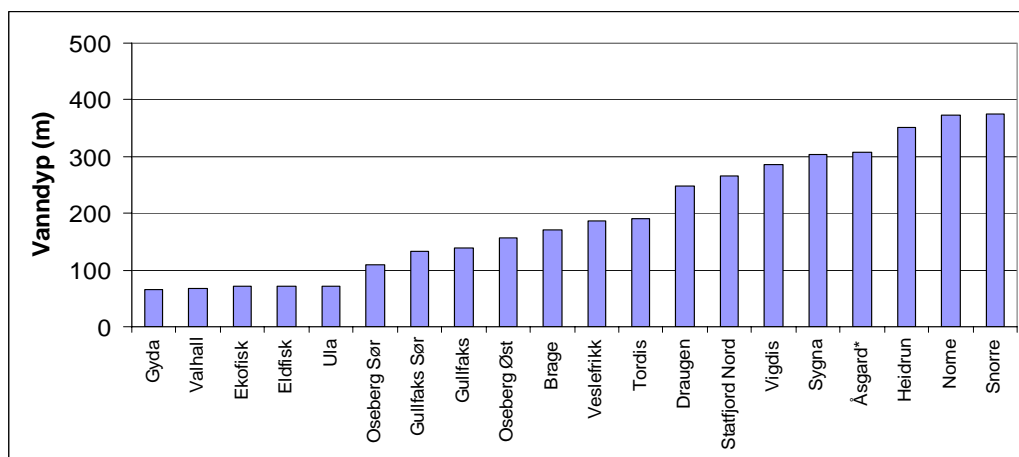


Figur 6.6.1 Prinsippskisse av ny enhet med adsorpsjonsrensing



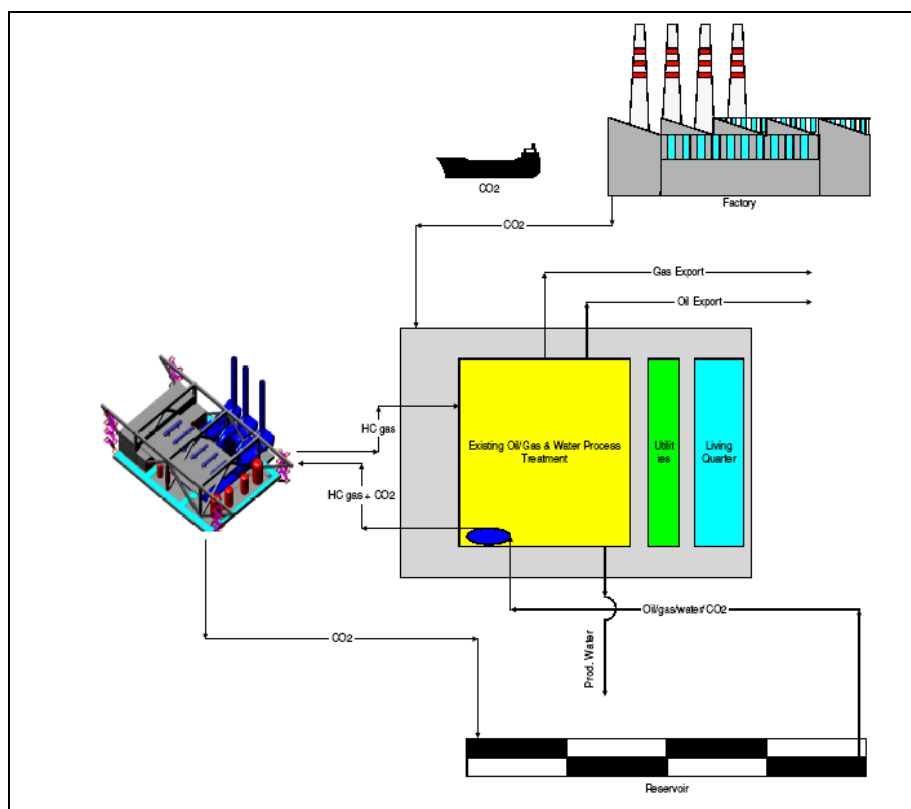
Figur 6.6.2 Prinsippskisse av ny enhet med membranrensing

Av de tjue feltene som er vurdert til å ha reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon, er det kun seks som har et vanddyb på mindre enn 120 m. Figur 6.6.3 viser vanddybet for de tjue feltene.



Figur 6.6.3. Vanddyb for felt som er vurdert til å ha reservoaregenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon.

Figur 6.6.4 viser en prinsippsskisse av en ny installasjon for CO₂-behandling tilknyttet en eksisterende installasjon. Øverst på skissen vises CO₂-kilden med fangstanlegg, nederst reservoaret. Pilene viser prinsippet for strømmen av de forskjellige produktene; produsert vann, CO₂, olje og gass. Det er av viktig at brønnstrømmen med tilbakeprodusert CO₂ isoleres så godt som mulig fra produksjonsprosessene på den gamle plattformen.



Figur 6.6.4 Prinsippsskisse av CO₂-enhet tilknyttet en eksisterende installasjon (kilde: OLF/AkerKværner)

Kostnader

Felteksemplet som vist i figurene 6.6.1, 6.6.2 og 6.6.3 ble kostnadsregnet til 2.5 milliarder NOK (+/- 50 % usikkerhet) for alternativet med amin absorpsjonsteknologi og 3.2 milliarder

NOK (+/- 50 % usikkerhet) for tilfellet med membranteknologi. Modifisering på eksisterende installasjon og broforbindelse mellom installasjonene er inkludert i overslaget. Bore- og brønnekostnader er ikke inkludert.

Ettersom et CO₂-prosjekt antas å ha en relativt kort operasjonsperiode mot slutten av et felts levetid, er det gjort sensitivitetsberegninger der anleggene er plassert på en flytende innretning. Med en flyter vil det være mulig med gjenbruk av installasjonen på andre felt, dessuten kan den benyttes for felt med større havdyp. Denne fleksibiliteten øker kostnadene med 25–30 %, men øker også mulig levetid og teknisk økonomisk verdi av installasjonen.

6.7 Konklusjon

- CO₂-injeksjon kan øke ressursutnyttelsen på norsk sokkel, men utvinningseffektene er usikre.
- Totalt tjue felt er vurdert som egnet for CO₂-injeksjon. Det tekniske potensialet for CO₂-injeksjon fra disse feltene er estimert til 150-300 millioner Sm³ olje.
- CO₂-injeksjon er teknisk krevende, og konkurrerer med andre metoder for økt oljeutvinning.
- For å utvinne hele eller deler av det tekniske potensialet trengs det store CO₂-volumer på rett sted til rett tid.
- Det er ikke nok CO₂ fra norske kilder til å utløse hele potensialet, slik at det meste av det tekniske potensialet må utvinnes med import av CO₂.
- Det kreves store modifikasjoner på eksisterende installasjoner for å sette dem i stand til å injisere og behandle CO₂.
- Det er mer enn 30 års erfaring med injeksjon av CO₂ for økt oljeutvinning på land, spesielt i USA, men det er ingen erfaring med injeksjon av CO₂ i store offshore oljefelt.

7. UTBYGGINGSEKSEMPLER

7.1 Generelt om beslutninger av olje- og gassprosjekter

Det er et omfattende beslutningsunderlag som utarbeides for store investeringsprosjekt i forbindelse med utvinning av olje og gass. De vanligste vurderingskriteriene som brukes hos beslutningstakere i petroleumsnæringen er:

- Nåverdi
- Nåverdiindekser (nåverdi målt mot investeringer)
- Internrente

Dessuten brukes gjerne i tillegg balansepris og ulike metoder for å få forståelse av usikkerhet (sensitivitetsanalyser mv). Hva som vektlegges mest, vil variere mellom beslutningstakere og over tid. Med unntak av balansepris, krever metodene at det brukes eksplisitte forutsetninger om oljepriser.

Når et oljeselskap regner balansepris for olje, inngår neddiskonterte produksjonsvolum og kostnader (inkludert skatter og avgifter). Balanseprisen er ment å gi et inntrykk av den gjennomsnittlige oljeprisen som et prosjekt må oppnå over hele produksjonsperioden for å være lønnsomt, gitt en diskonteringsrente.

Kravet til balansepris er lavere enn den prisen for olje som selskapene legger til grunn ved nåverdiberegninger. F. eks. oppgav hhv. Statoil og Hydro på sine hjemmesider i desember 2004 følgende:

Selskap	Langsiktig oljepris	Langsiktig valutakurs	Reell diskonteringsrente	”Prosjekter testes mot” (referanse Balansepris)
Hydro	25 USD	7,0	10 %	20 USD
Statoil	22 USD	-	8 %	15 USD

Tabell 7.1 Størrelser brukt i lønnsomhetsvurderinger i oljeselskaper

OD har for denne rapporten valgt å bruke nettopp balanseprisen, men det er sett bort fra skatter. Kostnads- og inntektselementene presenteres på en slik måte at det er forholdsvis enkelt å sette opp ulike, omtrentlige regnestykker med f. eks. andre oljepriser, eller andre forutsetninger knyttet til kostnadselementer. Det vises resultater for ulike diskonteringsrenter, og sum udiskontert. Alle kostnadstall er i faste kroner.

7.2 Utbyggingseksempler

Eksemplene baserer seg på felldata for Gullfaks og Ekofisk. Utbyggingseksemplene har svært ulik modenhet. Gullfaksprosjektet er utredet til et nivå hvor rettighetshaverne har besluttet ikke å videreføre prosjektet. Statoils tall er fortsatt usikre, både med hensyn til kostnader og

inntekter, men Statoil omtaler sine anslag som optimistiske. Tallene for Ekofisk er langt mer umodne og foreligger kun som punktestimater.

Følgende utbyggingsalternativer, som skissert i figur 7.1, er benyttet for å belyse et mulig utvinningspotensial ved CO₂-injeksjon:

- Eksempel 1: Gullfaks med CO₂ fra Norge eller Danmark
- Eksempel 2: Ekofisk med CO₂ fra Norge etter Gullfaks

Figur 7.1 Kartskisse - felt og kilder for CO₂

7.2.1 Eksempel 1: Gullfaks med CO₂ fra Norge eller Danmark

Statoil har siden 2001 utført omfattende studier på Gullfaks og for fangst av CO₂ fra ulike kilder i Norge og i utlandet. Arbeidet Statoil har gjort på Gullfaks har vært svært omfattende, og det faglige nivået er høyt. Statoil har lagt til grunn at CO₂-injeksjon utføres som et mulig tillegg til økt vanninjeksjon. Studien viser at CO₂-injeksjon kan gi 14 millioner Sm³ ekstra olje i perioden frem til 2018, som er planlagt nedstengningstidspunkt. Fra 2018 til 2028 kan CO₂-prosjektet gi ytterligere 22 millioner Sm³ olje (dvs totalt 36 millioner Sm³). Da er haleproduksjon fra Gullfaks som ellers ville vært ulønnsom, inkludert. Studien forutsetter import av fem millioner tonn CO₂ pr. år i en tiårsperiode fra 2008. I juni 2004 konkluderte Gullfakslisensen med at CO₂-injeksjon ikke er prosjektøkonomisk lønnsomt, såfremt det ikke kommer vesentlige endringer i de økonomiske rammebetingelsene.

I denne rapporten er eksempelet fra Gullfaks basert på Statoils utredningsarbeid. Først vises kostnadene for fangst og transport av CO₂. Deretter blir dette sett i sammenheng med økt utvinning.

Kostnader ved fangst av CO₂, første felt Gullfaks

Tilgjengelighet på rimelig CO₂ vil være en stor utfordring for å realisere et CO₂-prosjekt. I eksempelet brukes det CO₂ fra gasskraftverk på Vestlandet (Mongstad, Kårstø). En alternativ kilde kan være kullkraft i Danmark (Esbjerg).

Fangst av CO₂ fra norsk kilde

Tabell 7.2 viser kostnadsbildet for en samlet reduksjon av utslipp på 44 millioner tonn, se kolonne "Sum". 44 millioner tonn framkommer som resultat av fem millioner tonn injisert pr år over 10 år, fratrukket ca. 0,6 millioner tonn pr. år i ekstra utslipp fra fangst av CO₂.

Samlede investeringer i fangst av CO₂ fra den norske kilden er vel 7,5 milliarder NOK, hvorav størstedelen gjelder fangstanlegget, mens driftskostnadene er anslått til ca. 5,2 milliarder kroner. Fangstanlegget og transportsystemet vil imidlertid kunne ha en levetid langt ut over Gullfaksfeltets behov. Statoil har tatt hensyn til dette i sine kalkyler ved å forutsette en realrestverdi på 50 % av investeringskostnader, dvs. 3,8 milliarder NOK. Alle kostnader er oppgitt i faste kroner.

Ved beregning av lønnsomhetstall, herunder balansepris, vil beslutningstakerne derimot bruke diskonterte størrelser (=nåverdier), her illustrert ved 7, 9 og 11 % diskontering. Når det tas hensyn til diskontering, øker kostnaden pr redusert enhet diskontert utslipp vesentlig. Kostnaden pr. enhet redusert utslipp blir dermed på mellom 325 og 400 NOK/tonn, avhengig av diskonteringsats.

Diskonteringsrenter, nåverdberegninger

Kostnad for CO ₂ fra Norge		Sum	7 %	9 %	11 %
Netto reduserte utslipp	mill tonn	44	22	18	15
Investeringer, brutto					
Anlegg fangst CO ₂	mrd NOK	5,5	4,3	4,0	3,8
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	2,1	1,5	1,4	1,3
Drift					
Anlegg fangst CO ₂	mrd NOK	5,0	2,5	2,1	1,7
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	0,2	0,1	0,1	0,1
Sum kostnader	mrd NOK	12,8	8,4	7,6	6,9
Mulig restverdi	mrd NOK	3,8	1,3	1,0	0,7
Netto kostnad Gullfaks	mrd NOK	9,0	7,2	6,7	6,2
Netto kostnad pr redusert utslipp					
Før restverdi	NOK/tonn	291	383	415	448
Etter restverdi	NOK/tonn	205	325	363	402

Tabell 7.2 Kostnader ved fangst og transport av CO₂ fra Norge, første felt, Gullfaks

Det kan være ulike syn på gevinsten av redusert CO₂-utslipp. Men for selskapene kan det være naturlig å anslå gevinsten som spart kvotekostnad for CO₂, målt i nåverdi. Det kan som for oljepris, være ulike synspunkter på hva kvoter vil koste i framtiden.

Regnes en kvotepris på 100 NOK/tonn, vil det samlede regnestykket for en beslutningstaker som bruker 9 % krav til avkastning, se slik ut:

Samlede kostnader	=	6,7 milliarder NOK
Kvoteinntekter	= 100 NOK/tonn x 18 millioner tonn	1,8 milliarder NOK
Udekkede kostnader	=	4,9 milliarder NOK

Det er disse kostnadene som eventuelt må dekkes inn av økt utvinning fra et oljefelt som Gullfaks.

Fangst av CO₂ fra dansk kilde

En alternativ kilde for CO₂ er eksisterende danske kullkraftverk. Elsam har to kraftverk på Jylland der de har gjort detaljerte studier for å kvantifisere en eventuell CO₂-fangst. Denne løsningen er enklere å gjennomføre enn den norske, som til dels bygger på kraftverk som ikke er bygget. En utfordring ved en dansk løsning vil være fordeling av kvoter mellom Danmark og Norge.

Tabell 7.3 viser kostnadsbildet for den danske løsningen. Kostnadene med fangstanlegg er noe mindre enn for en norsk løsning, men avstandene er lengre, og kostnaden med rør blir derfor høyere. Netto reduserte utslipp av CO₂ og kostnader ved drift av fangsanlegget forutsettes like. Restverdien av et dansk anlegg er beregnet på samme måte som for det norske anlegget.

Kostnad for CO₂ fra Danmark		Diskonteringsrenter, nåverdiberegninger			
		Sum	7 %	9 %	11 %
Netto reduserte utslipp	mill tonn	44	22	18	15
Investeringer, brutto					
Anlegg fangst CO ₂	mrd NOK	4,0	3,1	2,9	2,8
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	4,3	3,1	3,0	2,6
Drift					
Anlegg fangst CO ₂	mrd NOK	5,0	2,5	2,1	1,7
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	0,4	0,2	0,2	0,2
Sum kostnader	mrd NOK	13,7	9,0	8,2	7,3
Mulig restverdi	mrd NOK	4,2	1,4	1,0	0,8
Netto kostnad Gullfaks	mrd NOK	9,6	7,6	7,1	6,5
Netto kostnad pr redusert utslipp					
Uten restverdi	NOK/tonn	312	408	445	474
Med restverdi	NOK/tonn	218	344	389	423
CO₂ fra Norge					
Uten restverdi	NOK/tonn	291	383	415	448
Med restverdi	NOK/tonn	205	325	363	402

Tabell 7.3 Kostnader ved fangst og transport av CO₂ fra Danmark, første felt, Gullfaks

Kostnad pr. tonn redusert utslipp for den danske løsningen blir omtrent som for et norsk anlegg (med valgte forutsetninger marginalt høyere). OD har derfor ikke gått videre med beregningene for denne løsningen ettersom konklusjonene vil være omtrent de samme som for en norsk løsning.

Inntekter fra økt utvinning fra første felt (Gullfaks)

Inntektene fra Gullfaks består av økt utvinning av olje. I tillegg ligger det en innsparing i utsatt fjerning av innretningene og eventuelle inntekter for salg av CO₂-kvoter.

Kostnadene er knyttet til modifikasjoner på innretningene, brønner og ikke minst ekstra driftskostnader, særlig i forbindelse med lengre levetid for innretningene. Dessuten vil tilgjengelig gass for salg bli redusert. I tillegg kommer kostnadene for å få CO₂ til feltet.

I en økonomisk vurdering vil risikoen ved å gjennomføre prosjektet også bli lagt til grunn. I en slik vurdering vil det blant annet bli tatt hensyn til prosjektomfang og kapitaleksponering. Det samlede investeringsomfanget for et prosjekt av denne typen er betydelig, og vil derfor bli betraktet som mer risikofylt i kraft av sin størrelse enn beslutninger om en rekke mindre prosjekter for økt utvinning.

Samlet økt utvinning fra CO₂-injeksjon er beregnet til 35 millioner Sm³ olje.

Den viktigste enkeltkomponenten i feltkostnadene, iht. tabell 7.4, er driftskostnadene. Investeringene utgjør udiskontert ca. fire milliarder NOK, hovedsaklig knyttet til modifikasjoner. Til sammenlikning er investeringene til fangst og transport av CO₂ anslått til vel 7,5 milliarder NOK, jfr. tabell 7.2.

Tabellen viser en balansepris på 26-33 USD pr. fat olje, avhengig av diskonteringsrente, når kvoteprisen er regnet med. Uten å regne med kvoteprisen vil balanseprisen være i størrelsesorden 30-38 USD/fat. Selv medregnet kvotepris, har økt utvinning ved CO₂-injeksjon betydelig høyere utvinningskostnader enn det som har normalt i oljesektoren til nå. De siste større utbyggingsbeslutningene har hatt balansepriser i størrelsesorden 15-18 USD/fat.

Dersom fangstanlegg og rørledninger anses å ikke ha noen restverdi, øker balanseprisen med ytterligere 2-3 USD/fat.

Beregningene er gjort før skatt. Etter skatt vil balanseprisen ligge noe høyere. Balanseprisen er dermed signifikant høyere enn den oljeprisen f. eks. Statoil og Hydro testet prosjekter mot i desember 2004, hhv. 15 og 20 USD i følge tabell 7.1.

Når CO₂-kostnadene ikke medregnes, er balanseprisen ca. 16 USD. Gitt at CO₂ kan leves til plattformen til lave nok priser, kan injeksjon av CO₂ være interessant for rettighetshaverne.

Diskonteringsrenter, nåverdberegninger

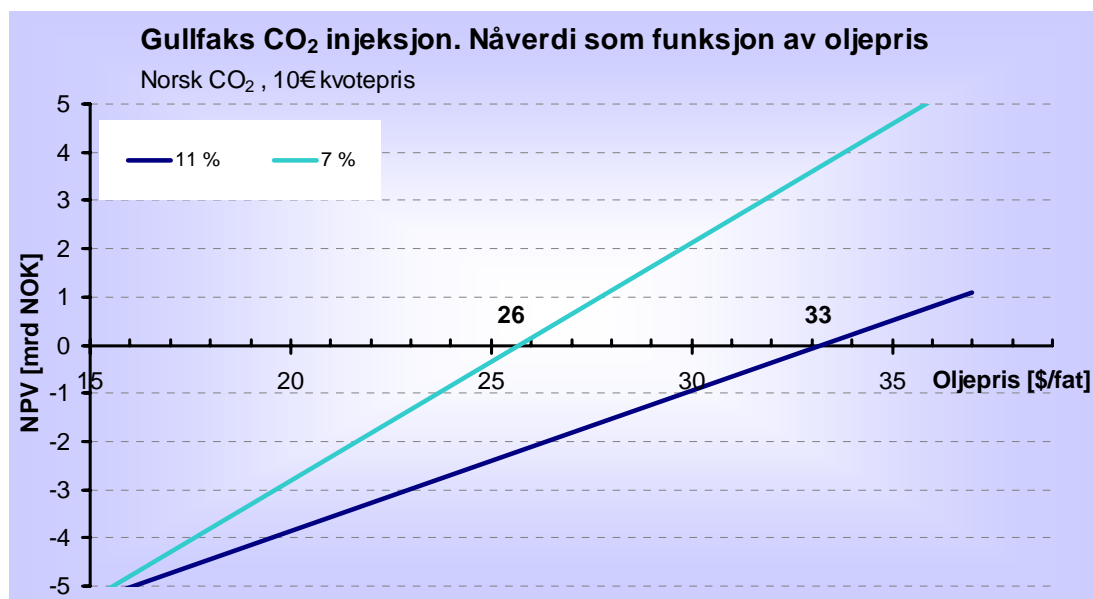
Feltøkonomi, Gullfaks		Sum	7 %	9 %	11 %
Økt utvinning, olje	mill Sm³	34,9	11,6	8,8	6,8
Kostnader, felt					
Modifikasjoner offshore	mrd NOK	3,4	2,5	2,3	2,2
Boring	mrd NOK	0,6	0,4	0,4	0,4
Driftskostnad offshore	mrd NOK	18,1	4,8	3,4	2,5
Tapt salg av gass	mrd NOK	1,5	0,8	0,6	0,5
Utsatt fjerning	mrd NOK	0,0	-1,2	-1,0	-0,8
Sum kostnad	mrd NOK	23,6	7,4	5,8	4,8
Kostnad felt	NOK/Sm³	677	636	661	699
Kostnad felt	USD/fat	16	15	16	16
Kostnad CO₂					
Fangst og transport CO ₂	mrd NOK	9,0	7,2	6,7	6,2
Verdi av CO ₂ -kvote	mrd NOK	-3,7	-1,9	-1,6	-1,3
Netto kostnad CO₂	mrd NOK	5,3	5,3	5,1	4,9
Total kostnad	mrd NOK	29	13	11	10
Balansepris med restverdi	NOK/Sm³	828	1092	1238	1413
Balansepris med restverdi	USD/fat	20	26	29	33
Balansepris uten restverdi	USD/fat	22	28	32	36

Tabell 7.4 Økt utvinning og kostnader for første oljefelt (Gullfaks) - injeksjon av CO₂

Tabellen er basert på følgende økonomiske forutsetninger:

Gasspris 60 øre pr Sm³ konstant, valutakurs NOK/ USD = 6,75, kvotepris 10 Euro pr tonn CO₂, valutakurs NOK/Euro = 8,5

Figur 7.2 viser nåverdi som funksjon av nåverdi og diskonteringsrente. For illustrasjon er en kvotepris på 10 Euro pr. tonn benyttet, og det er forutsatt en restverdi av anleggene. Figuren viser balansepris der linjene krysser linjen for nåverdi = 0 (hhv. 26 og 33 USD).



Figur 7.2 Gullfaks som første oljefelt med CO₂-injeksjon. Nåverdi som funksjon av oljepris og ulike diskonteringsrenter.

7.2.2 Eksempel 2: Ekofisk med CO₂ fra Norge etter Gullfaks

Et av usikkerhetsmomentene for felteksemplene gjelder restverdien for CO₂-anlegg, når Gullfaks anslagsvis i 2020 ikke lenger trenger ekstern CO₂ for økt utvinning. Injeksjon i Ekofisk er ikke aktuelt på kort sikt. Hensikten er å gi grunnlag for vurderinger om det kan være en restverdi av anlegg når det første feltet ikke lenger trenger CO₂-injeksjon, og Ekofisk brukes som eksempel på dette.

Kostnads- og produksjonsprofiler for CO₂-injeksjon på Ekofisk er basert på materiale fra ConocoPhillips. Estimatenes for Ekofisk er svært foreløpige og preget av at CO₂ til økt utvinning ligger langt fram i tid. Det er derfor knyttet store usikkerheter både til kostnadene og CO₂-effektene på reservoaret. ConocoPhillips utfører for tiden studier som skal gi større forståelse av CO₂-effekter på kalksteinsreservoarer (Gullfaks har sandstein), men disse vil ikke være ferdig i nærmeste framtid. Ekofisk-lisensen vil ikke kunne ta beslutning om eventuell CO₂-injeksjon før tidligst 2015.

Følgende årsaker gjør CO₂-injeksjon i Ekofisk usikker:

1. I Ekofisk er vanninjeksjon et svært effektivt tiltak for å øke oljeutvinningen, derfor vil vanninjeksjon pågå så lenge som mulig.
2. Risiko for at CO₂ vil svekke kalksteinen i reservoaret og føre til brønnekollaps og økt innsynkning. En CO₂ pilot vil sannsynligvis være nødvendig.
3. Størrelse på de gjenværende volumene etter vanninjeksjon.
4. CO₂ konkurrerer med andre metoder og investeringsalternativ.
5. Ekofisk inneholder store gassreserver og vil trenge et kostbart CO₂-separasjonsanlegg for at gassen skal kunne selges.

Dersom Ekofisk ikke skulle ønske å benytte CO₂-injeksjon på, kan andre kandidater være Valhall, Eldfisk eller Snorre. Det vil i tilfelle medføre andre produksjonsvolum og kostnadsanslag enn det som er brukt for Ekofisk.

Kostnader ved fangst av CO₂ felt nr 2 (Ekofisk)

Netto utslippreduksjon som følge av reinjeksjon i Ekofisk er anslått til 74 millioner tonn CO₂, jfr tabell 7.6. Det forutsettes at deler av det totale behovet til Ekofisk dekkes gjennom reeksport av CO₂ fra Gullfaks, og at anleggene dermed også utnyttes av Ekofisk.

Tabell 7.6 viser også kostnadsbildet for Ekofisk før belastning av kostnader for det eksisterende anlegget. Det forutsettes ingen videre restverdi av anlegget.

Kostnad for CO ₂ til Ekofisk		Diskonteringsrenter, nåverdiberegninger			
		Sum	7 %	9 %	11 %
Netto reduserte utslipp	mill tonn	74	14	9	6
Investeringer, brutto					
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	2,0	0,7	0,6	0,4
Drift					
Anlegg fangst CO ₂	mrd NOK	8,4	1,7	1,1	0,8
Transport av CO ₂ til felt	mrd NOK	0,8	0,2	0,1	0,1
Sum kostnader	mrd NOK	11,3	2,6	1,8	1,3
Mulig restverdi Gullfaks	mrd NOK	-3,8	-1,3	-1,0	-0,7
Netto kostnad Ekofisk	mrd NOK	15,1	3,9	2,8	2,0
Netto kostnad pr redusert utslipp					
Uten restverdi	NOK/tonn	152	185	196	209
Med restverdi	NOK/tonn	203	276	300	326

Tabell 7.6 Kostnadstall for oljefelt nr 2 (Ekofisk)-injeksjon av CO₂

”Mulig restverdi Gullfaks” er en eventuell betaling til eierne av fangstanlegget, jfr. omtale under Gullfaks-eksempelet. ”Uten restverdi” forutsetter ingen betaling for bruk av eksisterende anlegg, ”Etter restverdi” innebærer en kontant betaling på 3,8 milliarder NOK.

Kostnad pr. tonn redusert utslipp blir dermed i diskonterte størrelser 180-210 NOK/tonn før betaling til eierne av fangstanlegget. Etter en betaling som forutsatt under omtalen av Gullfaks (50 % av opprinnelige investeringer, justert opp for inflasjon), blir kostnaden 280-330 NOK/tonn.

Inntekter fra økt utvinning fra felt nr 2 (Ekofisk)

Inntektene fra Ekofisk består i eksempelet av økt oljeutvinning og salg av CO₂-kvoter.

Den økte oljeutvinningen fra Ekofisk som vil bli produsert som følge av CO₂-injeksjon er estimert til ca 47 millioner Sm³. Det forutsettes ingen endringer i økonomisk levetid for Ekofiskfeltet.

Utvinning og kostnader i diskonterte størrelser (dvs nåverdier) er vist i tabell 7.7. Når diskonterte størrelser (nåverdi) her bli så små, skyldes det at prosjektet starter langt ute i tid (start investeringer 2016, ekstra oljeproduksjon 2020 til 2040).

Feltøkonomi Ekofisk		Diskonteringsrenter, nåverdiberegninger			
		Sum	7 %	9 %	11 %
Økt utvinning, olje	mill Sm ³	46,9	7,4	4,6	2,9
Kostnader, felt					
Modifikasjoner offshore	mrd NOK	4,7	1,9	1,5	1,1
Boring	mrd NOK	2,7	1,1	0,8	0,7
Driftskostnad offshore	mrd NOK	8,5	1,6	1,0	0,7
Sum kostnad	mrd NOK	15,9	4,6	3,3	2,5
Kostnad felt	NOK/Sm³	339	614	732	872
Kostnad felt	USD/fat	8	14	17	21
Kostnad CO₂ eks restverdi					
Fangst og transport CO ₂	mrd NOK	11,3	2,6	1,8	1,3
Verdi av CO ₂ -kvote	mrd NOK	-6,3	-1,2	-0,8	-0,5
Netto kostnad CO₂	mrd NOK	5,0	1,4	1,0	0,8
Total kostnad	mrd NOK	21	6	4	3
Balansepris totalt	NOK/Sm³	445	806	958	1136
Balansepris, uten restverdi	USD/fat	10	19	23	27
Balansepris, med restverdi	USD/fat	12	23	27	33

Tabell 7.7 Økt utvinning og kostnader for oljefelt nr 2 (Ekofisk)-injeksjon av CO₂

Tabellen er basert på følgende økonomiske forutsetninger:

Valutakurs NOK/ USD = 6,75, kvotepris 10 Euro pr tonn CO₂, valutakurs NOK/Euro = 8,5

Investeringene er iht tabell 7.7 den viktigste enkeltkomponenten i feltkostnadene, målt i nåverdi, men driftskostnadene er også betydelige. Investeringene i modifikasjoner utgjør udiskontert nærmere 5 milliarder, mot 3-4 milliarder NOK for de tre innretningene på Gullfaks. Høyere tall for Ekofisk skyldes blant annet at Ekofisk har inkludert et gassrensaneanlegg i kostnadsestimater. Borekostnadene er forutsatt til 2,7 milliarder NOK, mot 0,6 milliarder for Gullfaks. Dette kan forklares med at det på Ekofisk forutsettes å bore nye

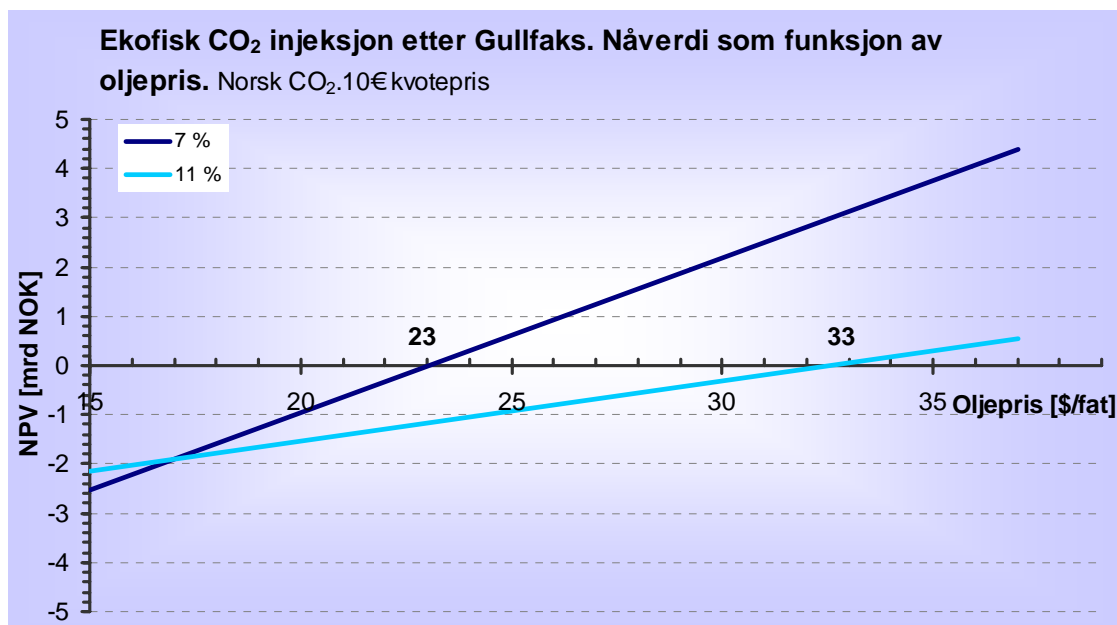
brønner, mens på Gullfaks vil i stor grad eksisterende vanninjektorer bli brukt. Dette illustrerer at det kan være store forskjeller mellom felt, også på kostnadssiden.

I tabellen er det ikke inkludert betaling til eiere av fangstanlegg og infrastruktur, eller betaling for CO₂ fra Gullfaks. Det vil eventuelt kunne bli et forhandlingstema når den tid kommer, og flere modeller er mulige. I tabellen illustreres virkningen på balansepris dersom Ekofisk må kjøpe fangstanlegg mv. til den prisen rettighetshaverne på Gullfaks har lagt til grunn i sine kalkyler. Balanseprisen øker da med 4-6 USD/fat, avhengig av diskonteringsrente.

Tabellen viser en balansepris på 23-33 USD per fat olje, avhengig av diskonteringsrente med restverdi på fangstanlegget. Men om dette vil tilfredsstillende beslutningskriteriene som vil være gjeldende rundt 2015, er høyst usikkert. Tabellen viser også at det kan være en viss betalingsvilje fra eksempelfeltet, og dermed en viss restverdi for anleggene etter første felt (her Gullfaks). På den annen side kan det i 2015 være andre tilbydere av CO₂ til lav pris. Kvotepriis for CO₂ er også en usikker størrelse.

Samtidig er usikkerheten om tidspunktet for eventuell oppstart av CO₂-injeksjon i et felt som Ekofisk betydelig. CO₂ vil i mange år framover stå som konkurrent til alternative metoder for økt utvinning, f. eks. vanninjeksjon som benyttes nå. Sannsynligvis må det gjennomføres en begrenset feltpilot før CO₂-injeksjon i Ekofisk kan besluttes. Det var vanninjeksjonspiloten i starten av åttiårene, som gjorde vedtaket om vanninjeksjon i Ekofisk i 1984 mulig. Tilsvarende betraktninger gjelder også andre felt som kan være kandidater for CO₂-injeksjon.

Figur 7.3 viser nåverdi i Ekofisk-eksempelet som funksjon av oljepris og diskonteringsrente. For illustrasjon er en kvotepriis på 10 Euro pr tonn benyttet, og Ekofisk er belastet restverdi av anleggene. Balansepriser fra tabellen foran er tegnet inn.



Figur 7.3 Nåverdi av CO₂-injeksjon i Ekofisk som funksjon av oljepris ved ulike diskonteringsrenter

7.3 Konklusjoner

Det er illustrert med eksempler hvilke kostnads- og inntektselementer som inngår i en beregning av lønnsomhet av CO₂-injeksjon i oljefelt. Data for Gullfaks og Ekofisk er benyttet. Av disse to er injeksjon av CO₂ i Gullfaks klart best utredet, og også nærmest en eventuell beslutning. Gullfaks-eksempelet må likevel kun betraktes som illustrativt.

Det er videre grunn til å anta at et CO₂-prosjekt vil kunne fortrenge andre mulige utvinningstiltak. En slik usikkerhet bidrar til at andre lisenser eller mulige brukere av et fangst- og transportanlegg ikke vil inngå avtaler om å dekke deler av slike kostnader allerede nå. Derfor er en investering i et CO₂-prosjekt risikofylt for Gullfakslisensen. Den mulige restverdien kan ikke garanteres, og prosjektet har et stort tapspotensiale dersom CO₂-injeksjonen ikke virker som forutsatt. Denne typen investeringer krever høy avkastning.

I denne rapporten er CO₂-injeksjon for økt utvinning vurdert med fokus på balansepris. Dette er ett av flere kriterier rettighetshavere på norsk sokkel anvender for investeringsbeslutninger. Data og beregninger viser at:

- Et CO₂-prosjekt krever betydelige initielle investeringer, 12-13 milliarder NOK for Gullfaks. Fangst og transport av CO₂ dominerer, 7,5 milliarder NOK, men ombyggingskostnadene er også store.
- Balansepris for Gullfaks, inkludert kvotepris, er beregnet til 26-33 USD pr. fat avhengig av diskonteringsrenten som legges til grunn. Uten kvotetilskudd øker balanseprisen med 2-3 USD pr. fat.
- Produksjonsinntektene fra CO₂-injeksjonen kommer langt fram i tid, og prosjektet må ha vedvarende høy oljepris tilsvarende balanseprisen eller mer for å være lønnsomt.
- Med de beslutningskriteriene som legges til grunn hos de aktuelle rettighetshaverne (balansepris 15-20 USD per fat), kan ikke inntekter fra ekstra oljeutvinning gjennom CO₂-injeksjon på ett enkelt felt (Gullfaks) dekke utgiftene i hele kjeden.
- Injeksjon av CO₂ i et felt nummer to (Ekofisk), har marginalt bedre lønnsomhet (beregnet balansepris 23-33 USD pr. fat) på grunn av gjenbruk av infrastruktur og CO₂-fangstanlegg.
- Utvinningskostnadene ved CO₂-injeksjon er vesentlig høyere enn for andre utbyggingsprosjekter på norsk sokkel.
- I tillegg til oljepris og diskonteringsrente (eiernes krav til avkastning) er kvotepris for CO₂ en viktig størrelse i økonomiberegningene som rettighetshaverne ikke kan styre.

Det er flere utfordringer som må overvinnnes dersom CO₂ for økt oljeutvinning skal kunne realiseres for første felt. Rørledningssystemet må fra første stund også knyttes til en permanent lagringsløsning. Felt som injiserer CO₂ vil ha behov for kortere eller lengre ikke planlagte driftstanser for å modifisere, reparere og vedlikeholde utstyr. Det vil ikke være akseptabelt med store CO₂-utslipp i disse periodene. På sikt vil lagring være nødvendig fordi kildene har lagringsbehov lenge etter at feltene har behov for CO₂. Disse ekstra kostnadene, investeringer og drift, er ikke tatt med i beregningene i denne studien.

8. REFERANSER

Bolland, O., et.al.: "Gasskraftverk med CO₂-håndtagning. Studie av alternative teknologier", SINTEF Energiforskning AS, Report nr. TR A5693, Trondheim, Norway, 2002. ISBN Nr: 82-594-2358-8 (In Norwegian).

CCP: Thomas, D. and S. Benson (2004) Carbon Dioxide Capture and Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project. Vol. 1. Elsevier. ISBN 0-08-044570-5

Melien, T. og K.I. Åsen (2004): AZEP Benchmarking Summary Report. Intern rapport 26. mai 2004. Hydro Oil&Energy, internal report

IEA GHG: "Leading Options for the Capture of CO₂ Emissions at Power Stations", IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report Nr PH3/14, 2000.

Åsen, K. and Wilhelmsen, K. 2003, CO₂ Capture on Power Plants Using Mixed Conducting Membranes (MCM), presented at PowerGen Europe 2003, Arranged by PennWell Deutschland GMBH.

NTNU/O.M. Mathiassen (2003): CO₂ as injection gas for Enhanced Oil Recovery and Estimation of the potential on the Norwegian Continental Shelf.

Torleif Holt, Erik Lindeberg, Forde Vassenden and Dag Wessel-Berg, A Large-Scale Infrastructure Model for CO₂ Disposal and EOR: Economic and Capacity Potential in the North Sea. 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 5 - 9 September 2004, Vancouver Canada.

Aker Kværner Engineering & Technology (2004), Enhanced Oil Recovery by means of CO₂-injection. Generic study of modifications required to facilitate CO₂-injection and treatment of CO₂ rich produced gas on an offshore installation located on the Norwegian Continental Shelf.

CO₂ fangst fra gasskraftverk. En studie gjennomført av Aker Kværner og GassTek (2004 - 2005).

Sargas Power Plant technology with CO₂ capture Optimization Studies. Draft report 15.3.2005 (Confidential)