

Prosjektanalyse av Kai Kos Dehseh

*En bedriftsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av Statoil sitt
oljesandprosjekt i Canada*

Aleksander Hedenstad og Johannes Strøm

Veileder: Karl Rolf Pedersen

Masterutredning i økonomisk styring

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i masterstudiet i økonomisk-administrative fag ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet

Sammendrag

Denne utredningen er en prosjektanalyse av Statoils oljesandprosjekt i Canada. I utredningen gjennomfører vi en bedriftsøkonomisk lønnsomhetsanalyse av prosjektet ved hjelp av utvidet netto nåverdi. Dette innebærer at vi vurderer lønnsomheten til prosjektet på bakgrunn av statistisk nåverdi, verdi av fleksibilitet og strategisk verdi.

Den statiske nåverdien viser at prosjektet har en positiv netto nåverdi på 2,1 milliarder dollar, og dermed er lønnsomt. I tillegg har Statoil flere realopsjoner tilknyttet prosjektet som øker lønnsomheten ytterligere. Den strategiske verdien er imidlertid mer uklar. På den ene siden er strategisk viktig for Statoil å få tilgang til nye ressurser, mens oljesandutvinning, på den andre siden, vil føre til en svekkelse av selskapets omdømme.

På bakgrunn av lønnsomhetsanalysen anbefaler vi at Statoil gjennomfører prosjektet og iverksetter oljesandutvinning i Canada.

Forord

Denne utredningen representerer det selvstendige arbeidet innenfor hovedprofilen økonomisk styring, og er en del av masterutdanningen i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole.

Utredningen er skrevet med utgangspunkt i faget BUS 436 Prosjektanalyse, men trekker på kunnskap fra flere fag på både master- og bachelor nivå. Interesse for prosjektanalyse samt ønske om å skrive en mer praktisk rettet oppgave, er bakgrunnen for valget av å benytte det selvstendige arbeidet til å gjennomføre en prosjektanalyse.

Statoil prosjektet Kai Kos Dehseh ble valgt på bakgrunn av debatten som pågikk gjennom 2009. Både politikere og miljøorganisasjoner kritiserte Statoils planer med utgangspunkt i belastningen oljesandutvinning har på miljøet. Vi syntes det var ekstra interessant å analysere et dagsaktuelt tema, samtidig som prosjektet hadde en rekke utfordrende problemstillinger.

Å gjennomføre en utredning av et slikt omfang har både vært utfordrende og krevende. Samtidig føler vi at verdien i form av erfaringen vi sitter igjen med etter gjennomført arbeid er stor. I tillegg vil vi trekke frem økt forståelse av prosjektanalyse som fag, samt økt innsikt i oljesand industrien i Canada som spesielt positivt.

Til slutt velger vi å benytte denne anledningen til å takke veileder Karl Rolf Pedersen for konstruktive tilbakemeldinger underveis i arbeidet.

Bergen 17. Desember 2010

Aleksander Hedenstad

Johannes Strøm

Innholdsfortegnelse

.....	1
Sammendrag.....	2
Forord.....	3
1. Innledning	7
1.1 Introduksjon	7
1.2 Hensikt.....	7
1.3 Beslutningssituasjon.....	7
1.4 Fremgangsmåte.....	8
1.5 Avgrensninger og klargjøringer	9
1.7 Oppgavens struktur	10
2. Presentasjon av Statoil	11
2.1 Introduksjon til Statoil	11
2.2 Et historisk tilbakeblikk.....	11
2.3 Forretningsområder i Statoil	12
2.4 Produksjon og reserver	13
3. Oljemarkedet	15
3.1 Produksjon av olje	15
3.2 Oljepris	17
3.3 Utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser	19
3.3.1 Drivere.....	19
3.3.2 Hemmere	20
4. Oljesand	21
4.1 Introduksjon til oljesand.....	21
4.2 Utvinningsteknologier	22
4.3 Miljømessige konsekvenser	23
4.4 Oljesandindustrien i Canada.....	25
4.5 Markedet for bitumen fra oljesanden.....	27
4.6 Prising av Bitumen.....	28
4.7 Skatter og avgifter på oljesandutvinning i Alberta.....	29
4.8 Avgifter på klimagassutslipp i Alberta.....	30
5. Statoils Oljesandprosjekt: Kai Kos Dehseh	32
5.1 Introduksjon til prosjektet.....	32
5.2 Steamed Assisted Gravity Drainage (SAGD).....	32

5.3 Statoils ambisjoner om reduserte klimagassutslipp	34
5.4 Statoils utbyggingsplan.....	34
5.5 Produksjonsprofil	36
6. Budsjettering av kontantstrøm	38
6.1 Fremgangsmåte.....	38
6.2 Investeringskostnader	39
6.2.1. Utvikling i utbyggingskostnader	40
6.2.2 Tid fra investering til produksjon	41
6.2.3 Estimering av investeringskostnader	41
6.3 Driftsinntekter	42
6.3.1 Prisdifferanse mellom WTI og bitumen	42
6.3.2 Utvikling i prisen på WTI.....	43
6.3.3 Salgspris på bitumen	44
6.3.4 Estimering av driftsinntekter for Kai Kos Dehseh.....	44
6.4 Driftskostnader.....	45
6.4.1Energikostnader	45
6.4.2 Andre driftskostnader	46
6.4.3 Beregning av driftskostnader	47
6.5 Avgifter på klimagassutslipp fra Kai Kos Dehseh.....	48
6.5.1 Utvikling i avgifter på klimagassutslipp.....	49
6.6 Driftsinvesteringer.....	49
6.7 Avslutning og tilbakeføring.....	50
6.8 Arbeidskapital.....	50
6.9 Avkastningskrav.....	52
6.10 Royalty.....	56
6.11 Skatt og skattemessige avskrivninger	58
6.11.1 Selskapsskatt	58
6.11.2 Skattemessige avskrivninger	58
6.12 Oppsummering.....	60
7. Nåverdiberegning	61
7.1 Kontantstrøm	61
7.2 Nåverdi	63
7.3 Kilder til lønnsomhet	65
7.3.1 Inngang og utgangsbarrierer	65

7.3.2 Teknologi og erfaring.....	66
7.3.3 Oppsummering	66
8. Følsomhetsanalyse	68
8.1 Nåverdiprofil.....	68
8.2 Stjernediagram	69
8.3 Følsomhetsanalyse: Salgsinntekter	71
8.4 Følsomhetsanalyse: Driftskostnader	74
8.5 Følsomhetsanalyse: Avgifter på klimagassutslipp.....	75
8.5.1 Statoils plan for utslippsreduksjoner.....	76
8.6 Effekten av partiell følsomhetsanalyse	77
8.7 Scenarioanalyse.....	78
8.7.1 Lønnsomhetsberegning ved de to scenarioene	80
8.8 Kommentarer til følsomhetsanalysen	81
9.0 Realopsjoner	82
9.1 Oppstartfleksibilitet.....	83
9.2 Trinnvis utbygging	83
9.3 Fleksibiliteten til å starte/stoppe produksjon	84
9.3 Oppfølgingsinvestering i et oppgraderingsanlegg.....	85
10. Strategisk Verdi	86
10.1 Tilgang til ressurser	86
10.2 Miljømessige konsekvenser av å gå inn i oljesand	87
11. Konklusjon med anbefaling	89
Litteraturliste	91
Vedlegg 1: Figurliste	96
Vedlegg 2: Kontantstrøm	97
Vedlegg 3: Beregning av payout.....	99
Vedlegg 4: Beregning av royaltyskatt	100

1. Innledning

1.1 Introduksjon

Vi har valgt å skrive en prosjektanalyse av Statoils planlagte bitumenutvinning fra oljesanden i Alberta provinsen, Canada. Første steg av prosjektet, representert ved Leismer demonstrasjons anlegg, er i dag under utbygging med planlagt produksjonsstart i slutten av 2010.

Bakgrunnen for prosjektet er at Statoil i 2007 valgte å gå til oppkjøp av North American Oil Sands Corporation (NAOSC), og dermed også rettigheter til å utvinne oljesand fra Athabasca-området i provinsen Alberta. Området Statoil har rettigheter til antas å inneholde ca. 2,2 milliarder fat med utvinnbar olje, noe som tilsvarer om lag tre års oljeproduksjon på hele den norske sokkelen (e24, 2007). Selskapets beslutning om å gå inn i oljesand er i Norge svært kontroversiell, i hovedsak som følge av de belastninger oljesandutvinning har på miljøet. I tillegg er det en rekke teknologiske og økonomiske utfordringer tilknyttet oljesandutvinning som gjør at enkelte sår tvil om lønnsomhetspotensialet til prosjektet (Teknisk Ukeblad, 2009).

1.2 Hensikt

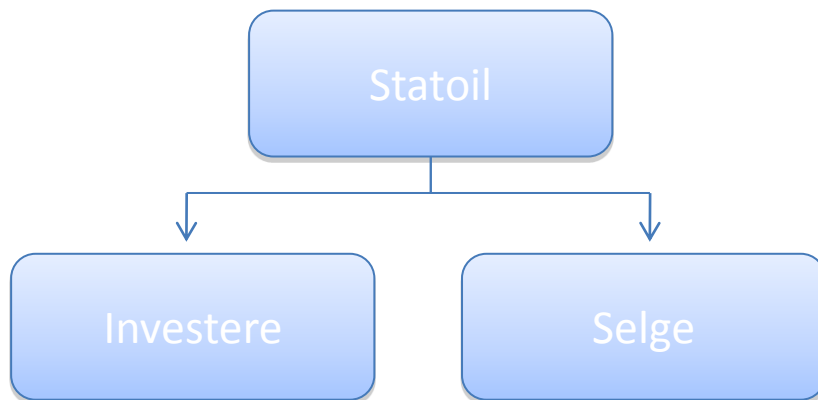
Hensikten med denne utredningen er å gjøre en bedriftsøkonomisk lønnsomhetsvurdering av Statoil sitt oljesandprosjekt i Canada. På bakgrunn av dette vil vi komme med en anbefaling om hvorvidt Statoil bør iverksette oljesandutvinning. Vi velger å understreke at vi analyserer prosjekt som eksterne analytikere, og at prosjektanalysen i sin helhet er basert på offentlig tilgjengelig informasjon.

1.3 Beslutningssituasjon

Utgangspunktet for problemstillingen til Statoil, er at de har tilegnet seg rettigheter til å utvinne bitumen fra oljesandreservene i Athabasca- området. Beslutningssituasjonen de nå står ovenfor er om de skal benytte seg av disse rettighetene, eller om de skal trekke seg ut av prosjektet og selge. Dette innebærer at kostnaden ved oppkjøp av NAOSC i denne sammenhengen er å regne som sunk cost, og derfor holdes utenfor analysen.

I realiteten har Statoil allerede iverksatt utbygging av utvinningsanlegg i oljesanden, men i denne analysen ser vi bort ifra dette.

Figur 1: Statoils beslutningssituasjon



1.4 Fremgangsmåte

Et prosjekt er bedriftsøkonomisk lønnsomt dersom det skaper merverdi for eierne. Den vanligste måten å måle lønnsomhet på er å beregne prosjektets netto nåverdi. Netto nåverdi beregnes ved at man neddiskonterer et prosjekts forventede kontantstrøm med et avkastningskrav, og dermed finner prosjektets verdi. Følgelig blir beslutningsregelen at prosjekter med positiv netto nåverdi bør aksepteres, da prosjektet gir eierne høyere avkastning enn de kan oppnå ved alternativ plassering av kapitalen med samme risiko.

En tradisjonell definisjon av nåverdi begrepet antar at et prosjekt holdes passivt gjennom hele levetiden, og tar ikke hensyn til at ledelsen i bedrifter ofte har muligheter til å påvirke lønnsomheten av prosjekter underveis (Brealey, Myers, & Allen, 2008). Man ser med andre ord bort fra realopsjoner forbundet med et prosjekt, og dermed også verdien av fleksibiliteten realopsjonene tilfører prosjektet.

Målet med en netto nåverdianalyse er å tallfeste alle økonomiske konsekvenser av et prosjekt og deretter vurdere lønnsomheten av prosjektet. Noen konsekvenser er imidlertid vanskelig å kvantifisere, men fortjener likevel en plass i analysen. Statoils oljesandprosjekt i Canada er en strategisk investering som skal sikre Statoil posisjon i et marked de anser som stadig viktigere (e24, 2007). Samtidig har oljesand et dårlig rykte og Statoils engasjement kan ha negativ påvirkning på bedriftens omdømme. Disse konsekvensene er vanskelig å tallfeste, men kan ha

avgjørende betydning for beslutningen om å starte oljesandprosjektet. En ren netto nåverdianalyse ser bort ifra disse konsekvensene og kan dermed føre til at prosjektet vurderes på feil grunnlag.

Vi har derfor valgt å vurdere lønnsomheten til Statoils oljesandprosjekt ved hjelp av utvidet netto nåverdi. Utvidet netto nåverdi tar utgangspunkt i en tradisjonell netto nåverdiberegning, men tar også hensyn til verdien av fleksibilitet og strategisk verdi (Smit & Trigeoris, 2004). Ved å benytte oss av denne beslutningsregelen vil vi, i forhold til en tradisjonell analyse, fange opp en større del av prosjektets virkelige verdi og dermed kunne gi et riktigere bilde av lønnsomheten.

Utvidet netto nåverdi= passiv NPV + verdien av fleksibilitet + strategisk verdi

1.5 Avgrensninger og klargjøringer

Oljesandprosjektet til Statoil er et stort og komplekst prosjekt. For at oppgavens omfang skal samsvare med den tid og ressurser vi har til rådighet, er vi helt nødt til å foreta en del avgrensninger. Oppgaven vil først og fremst konsentrere seg rundt den første delen av det utvidede netto nåverdi begrepet; nemlig passiv NPV. Vi vil kun i korte trekk drøfte verdien av fleksibilitet, samt viktige strategiske utfordringer Statoil står ovenfor ved en eventuell oljesandutvinning. Totalt sett innebærer dette at det er en rekke aspekter ved prosjektet vi ikke vurderer i tilstrekkelig grad, men som likevel kan være relevant for Statoils beslutningstakere.

En viktig avgrensning vi har foretatt er at vi fokuserer på Statoils oppstrøms- aktivitet. Med dette mener vi at vi anser at målet med prosjektet er å utvinne bitumen fra oljesanden, for deretter å selge denne videre til markedspris. Vi tar dermed ikke hensyn til at Statoil kan bygge et eget oppgraderingsanlegg og videreforedle bitumen fra oljesanden til olje med høyere kvalitet. Hvorvidt Statoil i virkeligheten skal gjøre dette er en problemstilling som fortsatt ikke er avklart og som det er knyttet stor usikkerhet til. Vi mener et slikt oppgraderingsanlegg i stor grad kan ses på som et uavhengig prosjekt, og dermed kan holdes utenfor denne lønnsomhetsvurderingen.

Videre har vi vært nødt til å foreta en rekke avgrensninger og forenklinger underveis i oppgaven. Siden vi har jobbet som eksterne analytikere har vi hatt begrenset tilgang på prosjektspesifikk informasjon fra Statoil sin side. Dette har sammenheng med at denne type informasjon, i følge Statoil, er konkurransesensitiv. Vi har derfor basert oss på offentlig

tilgjengelig informasjon og tidvis vært avhengig av å foreta våre egne fortolkninger av denne informasjonen. Eksempler på dette fremkommer ved beskrivelsen av prosjektets utbyggingsplan og tidshorisont. Vi bemerker at vi underveis i oppgaven vil gjøre rede for alle relevante avgrensninger.

Målet med oppgaven har vært å skrive en praktisk rettet oppgave der vi anvender teori på et reelt prosjekt. Vi forutsetter at leseren har god forståelse på av økonomisk teori og en viss innsikt i olje- og gass bransjen.

1.7 Oppgavens struktur

For å kunne analysere Statoil sitt oljesandprosjekt på en strukturert måte, har vi delt oppgaven inn i tre hoveddeler.

Hensikten med den første delen (kap. 2-5) er å gi leseren miljøfortrolighet, og vi starter med å introdusere Statoil som selskap (kap. 2). Deretter tar vi for oss sentrale aspekter ved oljemarkedet (kap. 3), før vi går videre ved å presentere oljesanden i Canada (kap. 4). Til slutt ser vi nærmere på Statoils sitt oljesandprosjekt (kap. 5).

Oppgavens andre del (kap. 6-10) tar for seg lønnsomhetsanalysen. Hensikten med denne delen er å presentere beslutningsgrunnlaget som vi senere skal basere anbefalingen vår på. Vi starter med en inngående drøftelse av de ulike prosjektvariablene, som ligger til grunn for prosjektets kontantstrøm (kap. 6), før vi beregner og diskuterer prosjektets nåverdi (kap. 7). I kapittel 8 belyser vi relevant projektrisiko, ved hjelp av en følsomhetsanalyse, for deretter å se på eventuelle realopsjoner knyttet til prosjektet (kap. 9). I kapittel 10 ser vi prosjektet i sammenheng med Statoils overordnede strategi og belyser noen av de strategiske utfordringene oljesandprosjekt medfører.

I siste del av oppgaven samler vi trådene og presenterer vår anbefaling om Statoil bør iverksette oljesandutvinning i Canada (kap. 11).

2. Presentasjon av Statoil

2.1 Introduksjon til Statoil

Statoil, er per 2010, blitt et betydelig internasjonalt olje- og gass selskap, og har over 29 000 ansatte fordelt 40 land. Med en markedsverdi på om lag 80 milliarder dollar (Statoil ASA, 2010a) er selskapet ranket som verdens 64. største selskap, og det 8. største børsnoterte selskapet innen olje og gass (Forbes, 2010). I 2009 hadde selskapet en omsetning på i overkant av 465 milliarder norske kroner.

2.2 Et historisk tilbakeblikk

Historien til Statoil startet i 1972, da man gjennom et enstemmig stortingsvedtak 14. juni 1972 valgte å opprette *Det Norske Stats Oljeselskap AS*. Bakgrunn for opprettelsen var funnene av drivverdige olje og gassforekomster på norsk sokkel, og et politisk ønske om norsk deltakelse og tilegnelse av kompetanse som kunne danne grunnlaget for en norsk industri (Olje og Energi Departementet, 2002). Det ble derfor ansett som svært viktig å ha et heleid statlig oljeselskap, for å sikre best mulig statlig kontroll med utviklingen av petroleumssressursene (Olje og Energi Departementet, 2007a). Statoil ble i 1981 første norske selskap som fikk operatøransvar for et felt i Nordsjøen, og har fra sin opprinnelse, og frem til i dag vært en av de mest sentrale aktørene i norsk oljeindustri.

Statoil var fra sin opprinnelse og frem til 2001 et heleid statlig oljeselskap. Sommeren 2001 valgte imidlertid daværende regjering og delprivatisere selskapet. Samtidig ble selskapet notert på Oslo Børs og New York Stock Exchange. Delprivatiseringen medførte en reduksjon i statens eierandel, og per dags dato eier den norske stat 67 prosent av selskapets aksjer.

Dagens Statoil er et resultat av fusjonen med Hydros olje- og gassvirksomhet i oktober 2007. De to selskapene var de dominerende aktørene på norsk kontinentalsokkel og hovedmålet med fusjonen var å styrke den globale konkurranseevnen. Som følge av fusjonen endret selskapet i en overgangsperiode navn til StatoilHydro, men fra den 1. november 2009 endret man igjen navnet til Statoil ASA.

2.3 Forretningsområder i Statoil

Som et fullt integrert oljeselskap, er Statoil engasjert både i oppstrøm- og nedstrømssiden av verdikjeden. Selskapets omfattende virksomhet deles in følgende forretningsområder (Olje og Energi Departementet, 2007b):

- Undersøkelse og produksjon Norge
- Internasjonal undersøkelse og produksjon
- Naturgass
- Foredling og markedsføring
- Teknologi og prosjekter

Forretningsområdet Undersøkelse og Produksjon Norge har ansvaret for selskapets letevirksomhet, utbygginger og produksjon på norsk sokkel. Virksomheten i Norge er inndelt i fire kjerneområder; Troll/Sleipner, Halten/Nordland, Tampen og Tromsøflaket. Samlet produksjon i 2009 var på 1,45 millioner fat oljeekvivalenter per dag og utgjør 74 prosent av Statoils samlede egenproduksjon. Samtidig representerer Statoils aktivitet i 2009 75 prosent av all olje og gass produksjon på norsk sokkel.

Internasjonal Undersøkelse og Produksjon omfatter letevirksomhet, feltutbygging og produksjonsvirksomhet utenfor norsk sokkel. Statoils internasjonale produksjon er i vekst, og i 2009 var samlet produksjon på 512 000 fat oljeekvivalenter per dag. Dette tilsvarer 26 prosent av Statoils samlede egenproduksjon. I 2009 var selskapet delaktig i produksjon i blant annet Canada, USA, Venezuela, Algerie, Angola, Libya og Nigeria. Fokusområdet for den internasjonale virksomheten er først og fremst i tungolje og dypvannsboring.

Forretningsområdet Naturgass har ansvaret for Statoils transport, prosessering og markedsføring av gass via rørledning og flytende naturgass (NGL) over hele verden, inkludert utvikling av ytterligere prosesserings-, transport- og lagringskapasitet.

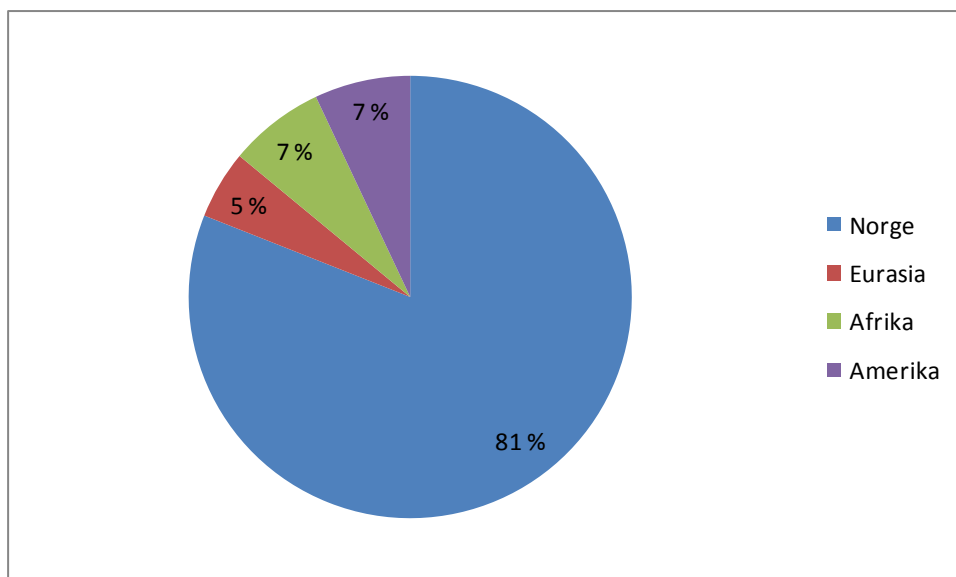
Foredling og markedsføring har ansvaret for foredling og salg av konsernets produksjon av råolje og våtgass, raffinerte produkter og detaljvirksomhet. Forretningsområdet markedsfører og selger også statens produksjon av olje og naturgass. Selskapets hovedmarked er Europa, men store volum selges også til USA og Asia.

Teknologi og prosjekter har ansvaret for Statoil sin teknologikompetanse, forskning og utvikling samt gjennomføring av utbyggingsprosjekter.

2.4 Produksjon og reserver

Statoil er operatør av 39 olje- og gass felt over hele verden, og samlet egenproduksjon av olje og gass var i gjennomsnitt på 1,962 millioner oljeekvivalenter per dag i 2009. Per 31. desember 2009, utgjorde bedriftens sikre reserver 2 174 millioner fat olje og 514 Sm³ naturgass. Til sammen tilsvarer dette samlede sikre reserver på 5408 millioner oljeekvivalenter.

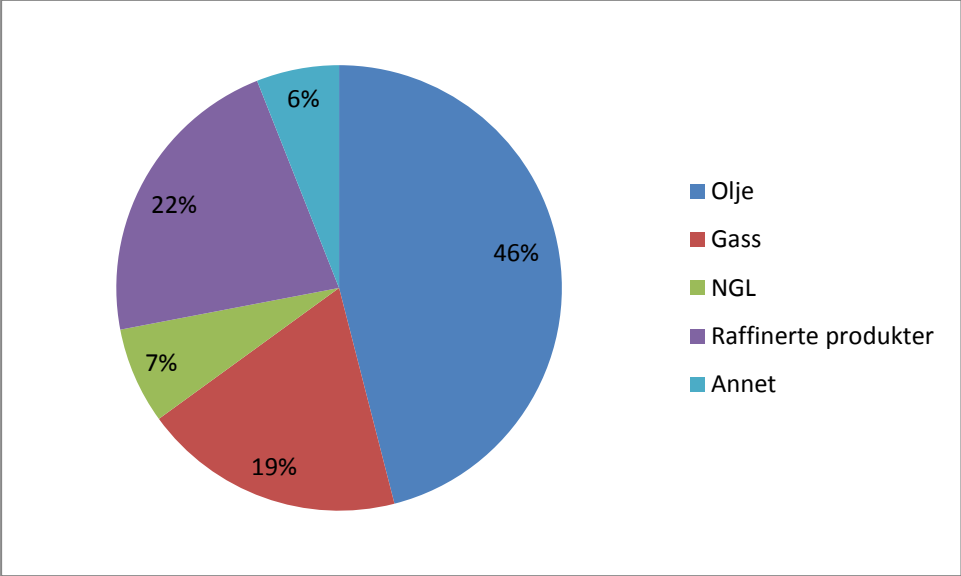
Figur 2: Geografisk fordeling av sikre reserver (millioner oljeekvivalenter)



Av figuren ser man at selv om Statoil i større grad retter sin virksomhet internasjonalt, er fremdeles i overkant av 80 prosent av selskapets ressurser på norsk sokkel. Dog er det den internasjonale virksomheten man har størst tro på, når det gjelder fremtidig vekst (Statoil ASA, 2010b). Videre kan vi nevne at Statoil sin reserveerstatningsrate i 2009 var på 73 prosent (Dagens Næringsliv, 2010) noe som innebærer at selskapet ikke finner like mye olje og gass som de produserer.

Til slutt kan det være interessant å se hvordan forholdet mellom olje, gass og raffinerte produkter fordeler seg, og i hvilken grad de bidrar til selskapets omsetning for regnskapsåret 2009.

Figur 3: Relativ fordeling av driftsinntekter for 2009



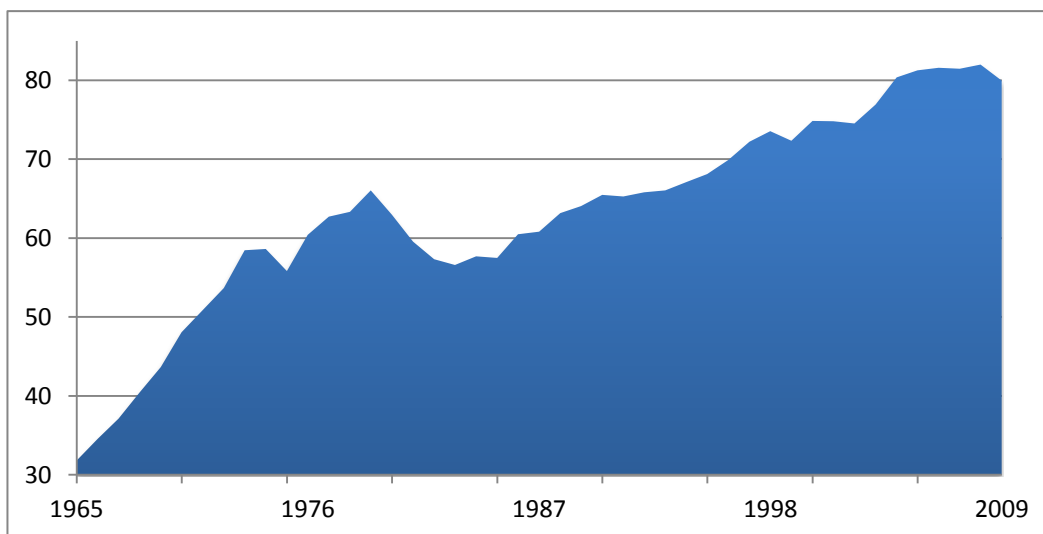
3. Oljemarkedet

Bitumen har historisk sett hatt flere ulike anvendelsesområder, men blir i dag i hovedsak oppgradert til syntetisk råolje og omsatt i oljemarkedet. For å kunne analysere oljesandprosjektet til Statoil er vi derfor avhengige av å forstå sentrale aspekter ved oljemarkedet. Samtidig representerer oljesand en relativt ny utvikling i oljemarkedet, nemlig at vi ser et skift mot stadig mer utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser. Vi vil i dette kapitlet presentere oljemarkedet i korte trekk, før vi redegjør for fremveksten av ukonvensjonell oljeutvinning.

3.1 Produksjon av olje

Vi starter dette kapitlet med kort å se på den historiske utviklingen i råoljeutvinning. Figuren nedenfor viser utviklingen i produksjonsvolum fra midten av 1960-tallet, og frem til i dag.

Figur 4: Global produksjon av råolje 1965- 2009 (millioner fat per dag)

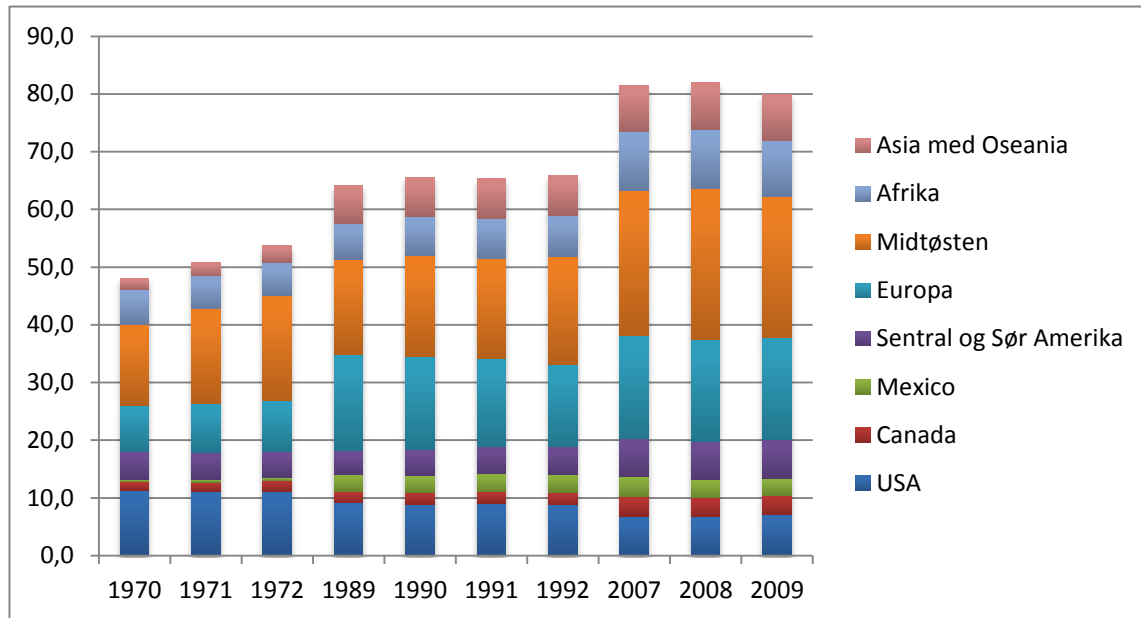


Kilde: BP Statistical Review (2010)

Fra midten av 1960-tallet og frem til 2009 har verdens totale råoljeproduksjon steget med i overkant av 250 prosent. Høy energitetthet, enkel transport og relativ rikelighet, har gjort at oljen siden 1950-tallet har vært verdens viktigste energikilde. Dagens råolje eller petroleum blir i stor grad benyttet til å produsere ulike typer brennstoff som diesel, bensin, fyringsolje og flybensin i tillegg til andre former for brenselolje. Faktisk går 84 prosent av den utvinnende råoljen med til å produsere denne typen drivstoff. Den resterende andelen på 16 prosent blir i

hovedsak benyttet som råvare i fremstillingen av ulike kjemiske produkter som blant annet plast, bildekk, ulike smøre- og løsningsmidler, samt asfalt (U.S Energy Information Administration, 2010a).

Figur 5: Geografisk fordeling av oljeproduksjon for utvalgte år (millioner fat per dag)



Kilde: BP Statistical Review (2010)

Når det gjelder den geografiske fordelingen av verdens oljeproduksjon, ser vi av grafen over at land i Midt- Østen og Eurasia¹, i 2009, sto for en betydelig del av verdens samlede oljeproduksjon. Mens produksjonen i Midt- Østen blir dominert av Saudi Arabia, er det Russland som har drevet veksten i oljeproduksjonen for Eurasia. USA har på sin side gått fra å være verdens mest produserende oljenasjon med om lag 20 prosent av totalproduksjon tidlig på 1970- tallet, til en andel på 8,5 prosent i 2009.

Ser man på fordeling av produksjon mellom ulike land kan det imidlertid være viktig å skille mellom produsenter som inngår i Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), og produsenter som står utenfor. OPEC- kartellet ble opprettet i 1960, og er i dag et samarbeid mellom 12 oljeeksporterende nasjoner². Formålet med organisasjonen er å koordinere oljeproduksjon for å stabilisere oljemarkedet, samt hjelpe oljeprodusenter med å oppnå en fornuftig avkastning på sine investeringer (OPEC, 2010).

¹ Europa, med Russland, samt Kazakhstan, Usbekistan og Turkmenistan

² Algerie, Angola, Ecuador, Iran, Irak, Kuwait, Libya, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, De Forente Arabiske Emirater og Venezuela

OPEC har fra 1970 og frem til i dag stått for mer eller mindre 40 prosent av verdens oljeproduksjon. Fremover er det ventet OPEC sin andel av den totale oljeproduksjonen vil øke. Man regner med at så mye som 2/3 av verdens gjenværende utvinnbare ressurser kontrolleres av OPEC landene (Olje og Energi Departementet, 2007c).

Mens mesteparten av produksjonen utenfor OPEC består av private internasjonale oljeselskaper med opprinnelse i industrialiserte land, er oljeressursene i OPEC landene mer eller mindre nasjonaliserte. Dette innebærer at utenlandske oljeselskaper har begrenset eller ingen tilgang til ressursene. Faktisk er det kun Brasil, USA, Canada og Norge, blant de 20 mest oljerike nasjonene i verden som gir utenlandske selskaper full tilgang til oljeressursene. I følge International Energy Agency (2008) står de nasjonale oljeselskapene i dag for over halvparten av verdens oljeproduksjon, mens de tradisjonelle super majors³ selskapene kun står for 12 prosent av produksjonen med tilgang på kun 3 prosent av oljeressursene. For de internasjonale privateide selskapene er utfordringene derfor store, og det syntes vanskelig å opprettholde dagens produksjonsnivå.

3.2 Oljepris

Det finnes i dag i overkant av 160 handlede råoljer på markedet (U.S Energy Information Administration, 2006). De ulike råoljene har ulike egenskaper, som igjen har betydning for pris. Vi begynner derfor med en kort introduksjon til hvordan olje prises, før vi går videre til en diskusjon rundt utviklingen i oljepris.

Prisen som oppnås på råolje avhenger av kvaliteten, og hvor i verden oljen utvinnes. Med kvaliteten menes oljens kjemiske sammensetning primært tetthet, målt i API gravity⁴, og svovelinnhold. Råoljer med lav tetthet (API høyere enn 38 grader) og lite svovel (mindre enn 1 %) betegnes som "light" og "sweet". Denne kombinasjonen foretrekkes, da den krever mindre raffinering, enn tyngre og surere råoljer. Følgelig er det en positiv sammenheng mellom grad av oljens "lightness" og "sweetness", og prisen som oppnås for oljen. Årsaken til geografiske forskjeller i oljepris er primært variasjoner i transportkostnader (UBS, 2004).

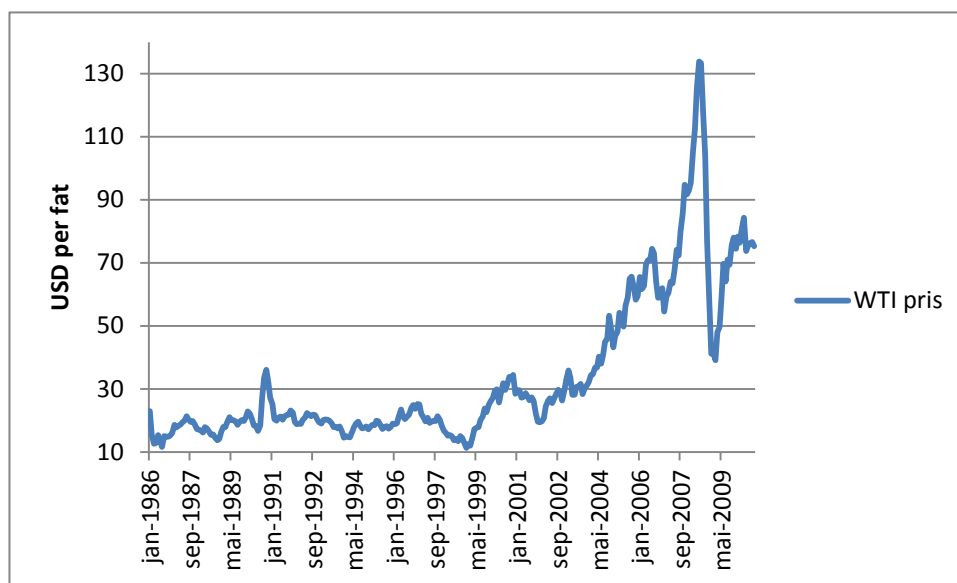
I prisingsøyemed blir ulike råoljer sammenliknet med en referanseolje (benchmark) for kvalitetsklassen. To av de mest kjente referanseoljene benyttet i dagens marked er Brent og

³ Består av består av ExxonMobil, Royal Dutch Shell, BP, Chevron og Conoco Phillips.

⁴ API er en forkortelse for American Petroleum Institut. API gravity defineres som tetthet målt ved 20 grader celsius.

West Texas Intermediate. Brent oljen er generelt akseptert som en global referanseolje, og er benyttet til å prise 2/3 av verdens internasjonale oljehandel. Referanseoljen er en kombinasjon av råoljer fra 15 ulike felt i Nordsjøområdet. Oljen har en API på 38,3 grader og et svovelinhold på 0,37 %, som gjør den til en lett og søt råolje. West Texas Intermediate (WTI) representerer referanse oljen i det amerikanske oljemarkedet. Dette betyr at råolje solgt inn til USA i stor grad prises i relasjon til WTI. Med en API på 39,6 grader og et svovel innhold på 0,24 prosent, er WTI klassifisert som en søt og lett råolje av høy kvalitet.

Figur 6: Prisutvikling WTI 1986- 2010



Kilde: Thomson Financial Datastream (2010)

Fra slutten av andre verdenskrig og frem til begynnelsen av 1970-tallet var oljeprisen ganske stabil på rundt 2 dollar fatet. Dette hadde blant annet sammenheng med ”The Texas Railroad Commission” som sørget for å holde oljeprisen stabil, frem mot begynnelsen av 1970-tallet da de nådde sine egen kapasitetsgrense. Dermed mistet de pressmidlet de hadde ovenfor oljeprisen til fordel for OPEC-landene, som siden har hatt stor påvirkningskraft.

Imidlertid har oljeprisen fra 1970-tallet og frem til i dag vært svært volatil. Spesielt har den fra tid til annen vært utsatt for tilbudssjokk, som følge av politisk uro, krig og naturkatastrofer.

De siste 10 årene har man vært vitne til både en kraftig økning og reduksjon i oljeprisen. Som følge av den økonomiske veksten i den vestlige verden og Asia, hadde man frem til 2008 en svært sterk økning i oljeprisen (International Energy Agency, 2008). Med finanskrise og

økonomisk uro verden over falt imidlertid oljeprisen i 2008 dramatisk. Fra en all-time high på 147 dollar fatet i juli 2008 raste oljeprisen ned til 32 i desember samme år.

Når vi nå skriver 2010, er oljeprisen igjen på vei oppover. Dog er det delte meninger om hvor raskt, og hvor mye prisen på olje vil stige de kommende årene.

3.3 Utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser

Som beskrevet ovenfor står de internasjonale oljeselskapene ovenfor en stor utfordring i forhold til å opprettholde dagens produksjonsnivå. I dag står disse selskapene for 12 prosent av verdens totale oljeproduksjon, men de har kun tilgang til 3 prosent av oljereservene. Mange selskaper sliter med reserveerstatningsraten, da modne felt produserer gradvis mindre olje og det blir stadig vanskeligere å få tilgang til nye felt (Lerøen, 2010). Samtidig tilsier prognosene at etterspørselen etter olje vil øke, og flere internasjonale oljeselskaper søker derfor mot ukonvensjonelle oljereserver. U.S. Energy Information Administration (EIA) spår at ukonvensjonell oljeproduksjon vil stå for om lag 12,6 prosent av verdens totale oljeproduksjon (2010b). Til sammenligning var dette tallet 3 prosent i 2006.

Ukonvensjonell olje er olje som ikke lar seg utvinne med konvensjonell oljeteknologi og karakteriseres først og fremst av deres mangel på flytende egenskaper (Business Insights Ltd, 2010). Oljesand, ekstra tung olje og skiferolje er de største ukonvensjonelle oljeressursene

Vi vil nå i korte trekk gjøre rede for viktige drivere og hemmere for utvinning av denne type olje.

3.3.1 Drivere

Energisikkerhet

Som tidligere nevnt blir en stor del av verdens oljereserver kontrollert kun av et fåtall nasjoner, og mange av verdens største land er avhengige av oljeimport. Samtidig preges land med store oljeforekomster av ustabile politiske regimer, og flere oljeimporterende land anser energisikkerhet som en stadig viktigere utfordring. Som en følge av at de konvensjonelle oljeressursene er begrenset i omfang har man derfor jobbet med å utvikle ny teknologi for å tappe ressurser som tidligere var utilgjengelige.

Teknologisk utvikling

Teknologiske fremskritt på viktige områder som oppgradering av bitumen, horisontal boring og hydraulisk sprekkning har gjort utvinningen av ukonvensjonelle oljeressurser mulig. Den teknologiske utviklingen vil fortsette, og man jobber nå med å gjøre denne type utvinning mer effektiv og miljøvennlig.

Høye priser på konvensjonell olje

De høye oljeprisene i tiden før finanskrisen gjorde at olje som tidligere ikke hadde vært økonomisk forsvarlig å hente opp, nå ble det. Utvinning av ukonvensjonelle ressurser er mer kapitalintensiv enn konvensjonell oljeutvinning, men på grunn av de høye oljeprisene kunne disse investeringene nå rettferdiggjøres. Godt hjulpet av teknologiske fremskritt har man derfor sett en oppblomstring av kommersiell utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser.

3.3.2 Hemmere

Høye utvinningskostnader

Utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser er som nevnt mer kapitalintensiv og det er høyere kostnader forbundet med slik utvinning enn konvensjonell oljeutvinning. For at utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser skal være lønnsomt er man derfor avhengige av høye oljepriser. Oljeprisen er imidlertid veldig ustabil og dette gjør ukonvensjonell utvinning mer risikabelt. Selv om teknologisk utvikling kan redusere denne risikoen ved å redusere utvinningskostnadene er lønnsomheten til et ukonvensjonelt oljeprosjekt fortsatt avhengig av de globale oljeprisene.

Miljøpåvirkning

Utvikling av ukonvensjonelle oljeressurser fører til større utslipp av klimagasser enn konvensjonell oljeutvinning. De globale klimaendringene har synliggjort et sterkt behov for å redusere utslippene av klimagasser, og dette kan hindre utviklingen av ukonvensjonelle oljeressurser. 37 industrialiserte land har gjennom Kyoto-avtalen forpliktet seg til å redusere utslippene av klimagasser og avgiftene forbundet med klimagassutslipp har økt de siste årene. Mye tyder på at denne trenden vil fortsette og det er en fare for at avgiftsnivået kan stige til et nivå der utvinning av ukonvensjonelle oljeressurser ikke lenger er lønnsomt. I tillegg ser vi at bedrifter som er innblandet i ukonvensjonell utvinning møter stor motstand av miljøvernorganisasjoner og må tåle mange negative presseoppslag. Dette kan føre til en negativ påvirkning på selskapenes omdømme og noen er derfor skeptiske til å gå inn i en slik bransje.

4. Oljesand

4.1 Introduksjon til oljesand

Oljesand er en naturlig blanding av sand, leire, vann og en spesielt tung råolje, kalt bitumen. Bitumen er en ekstremt tykflytende olje som man oftest finner under bakken i fast form. Tradisjonelt har bitumen blitt blandet med grus og brukt som asfalt, men på grunn av økende oljepriser de siste årene blir det nå i hovedsak omsatt på oljemarkedet, enten i form av rå bitumen blandet med et fortynningsmiddel, eller som såkalt syntetisk crude oil (SCO) (Business Insights Ltd, 2010). Per 2005 var kun 1,5 prosent av verdens råoljeproduksjon relatert til oljesand. Imidlertid er det ventet at andelen råolje fra oljesand vil stige til om lag 4 prosent i 2025 (Humphries, 2008).

Figur 1: Oljesand



Bitumen har en API- gravity på mindre enn 10° API. Sammenliknet med konvensjonell råolje har bitumen dermed svært høy tetthet. I tillegg inneholder bitumen høye konsentrasjoner av svovel, syrer og andre tungmetaller. Dette medfører at bitumen må igjennom en omfattende oppgraderingsprosess før den sendes til raffineriet for videreforedling til ulike petroleumsprodukter. I korte trekk kan man si at oppgraderingsprosessen innebærer to trinn. Først gjennomføres en såkalt hydro-cracking, der molekylene brytes ned for å klargjøre bitumen for videre raffinering. Deretter går bitumen gjennom en prosess kalt hydro-treating, som blant annet innebærer en reduksjon i svovel konsentrasjonen. Resultatet av prosessen er en syntetisk råolje med en kvalitet tilnærmet WTI (Oil Sands Developers Group, 2009).

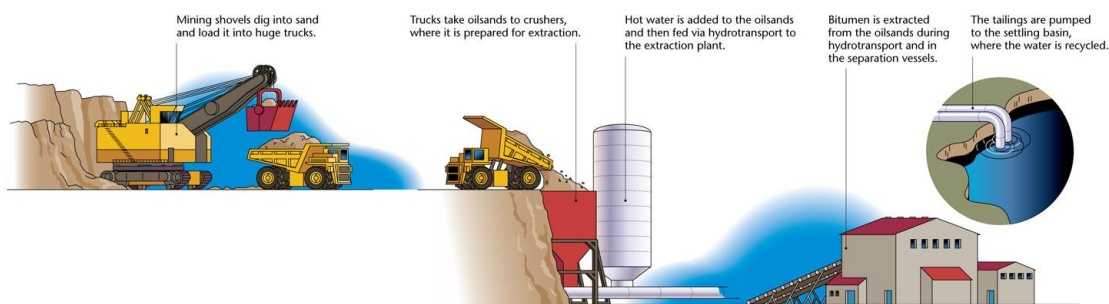
Det er i dag 22 ulike land som har oppdagede forekomster av oljesand. Imidlertid er det Canada som har de suverent største reservene. Man regner med at så mye som 173 milliarder fat olje kan utvinnes fra disse forekomstene, noe som innebærer at landet rangeres som nummer to etter Saudi Arabia med hensyn til oljeforekomster. Foruten Canada er det

Kazakhstan, Russland og Afrika som har betydelige oljesand forekomster. Imidlertid er det kun reservene i Canada som i dag utvinnes kommersielt (Business Insights Ltd, 2010).

4.2 Utvinningsteknologier

Utvinningsteknologiene benyttet for å utvinne oljesand består i dag av enten åpne dagbrudd eller såkalt In-Situ recovery.

Figur 2: Utvinnings prosess ved åpne dagbrudd



Kilde: Oil Sands Developers Group (2009)

Åpne dagbrudd blir først og fremst benyttet der oljesand reservene er lokalisert relativt høyt oppe i jordoverflaten. I praksis betyr dette at oljesandforekomstene ikke burde være lokalisert lenge ned en 75 meter fra overflaten. Prosessen foregår ved at store områder graves ut med noen av verdens største gravemaskiner. Deretter transporteres oljesanden ved hjelp av lastebiler til et prosesseringsanlegg, der bitumen skilles fra oljesanden ved hjelp av varmt vann.

Alternativet til åpne dagbrudd er å benytte såkalte In-Situ teknologier. I motsetning til åpne dagbrudd er det ingen begrensning med hensyn til hvor dypt oljesandforekomstene ligger, ved bruk av In-Situ teknologier. Per dags dato finnes det totalt fire ulike In-Situ teknologier; Cyclic Steam Stimulation (CSS), Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), Vapor Extraction Process (VAPEX), Toe-to-Heel Air Injection (THAI). Felles for disse teknologiene er at brønner bores ned i reservoarene, for deretter å injisere damp eller gass. Hensikten er å gjøre bitumen flytende slik at den kan pumpes opp til overflaten. Et sentralt aspekt ved In-Situ teknologiene er Steam to Oil ratio (SOR). SOR viser forholdet mellom hvor mye gass som benyttes for å utvinne et fat olje. In-Situ teknologiene kjennetegnes ved et stort forbruk av gass, siden dette brukes til å danne dampen som injiseres i brønnene. En stor del av

kostnadene knyttet til In-Situ prosjekter er derfor knyttet til pris og forbruk av gass (Humphries, 2008).

Frem til nå har utvinning av oljesand hovedsakelig skjedd gjennom åpne dagbrudd. Dette har sammenheng med at In-Situ teknologiene er relativt nye, samtidig som det har vært, og delvis er knyttet både teknologiske og økonomiske utfordringer til In-Situ utvinning. Åpne dagbrudd har derfor hatt fordelene av høyere recovery rates⁵ samt lavere kostnader per fat, noe som dermed har gjort denne utvinningsmetoden mer attraktiv. Imidlertid ser man for seg en sterk økning i utvinning basert på In-Situ teknologier de neste årene. På den ene siden har dette sammenheng med at en stadig mindre del av de gjenværende ressursene kan utvinnes gjennom åpne dagbrudd. På den andre siden har teknologiske fremskritt gjort In-Situ teknologiene mer konkurransedyktige relativt til åpne dagbrudd, i form av høyere recovery rates og reduserte driftskostnader blant annet gjennom redusert SOR.

4.3 Miljømessige konsekvenser

Det er store miljøutfordringer knyttet til utvinning av oljesand, og oljesand blir av mange miljøvernorganisasjoner omtalt som ”verdens skitneste olje”. Utvinningen påvirker i større eller mindre grad luft, vann og landarealer, avhengig av hvilke utvinningsteknologi som benyttes.

Når det gjelder ødeleggelse av landarealer gjelder dette først og fremst utvinning gjennom åpne dagbrudd. Prosessen innebærer fjerning av enorme mengder jordmasse, som medfører at store skogområder fjernes. Blant annet regner man med at så mye som 420 km² landmasse er berørt av oljesand utvinningen i Canada.

⁵ Recovery rate referer til hvor mye av bitumeninnholdet i oljesanden som kan utvinnes ved hjelp av den respektive teknologien. Mens man ved åpne dagbrudd har en recovery rate på ca. 90 prosent, er denne ca. 70-80 prosent for de mest effektive In-Situ prosjektene. Imidlertid er der store svingninger innenfor de ulike In-Situ teknologiene

Figur 3: Avfallsdam (Tailings pond) ved Suncor sitt anlegg



Kilde: Oil Sands Developers Group (2009)

Både åpne dagbrudd og In-Situ prosjekter benytter store mengder vann, for å skille bitumen fra oljesanden. Virksomheten belaster derfor i stor grad tilknyttede ferskvannsressurser. Ved åpne dagbrudd gjenvinner man ca. 85 prosent av vannforbruket. Dog tar denne prosessen lang tid, da vannet etter å ha vært benyttet i bitumen separeringsprosessen består av både leire, sand og bitumen. Denne blandingen kalt tailing må derfor oppbevares i såkalte tailing ponds, slik at både leire, sand og bitumen har sunket til bunn og vannet kan resirkuleres. Imidlertid tar denne prosessen opptil 40 år med dagens teknologi, noe som har resultert i enorme avfallsdammer. Samtidig er man usikre på hvorvidt disse avfallsdammen kan bli produktive økosystem etter at de er borte (Humphries, 2008).

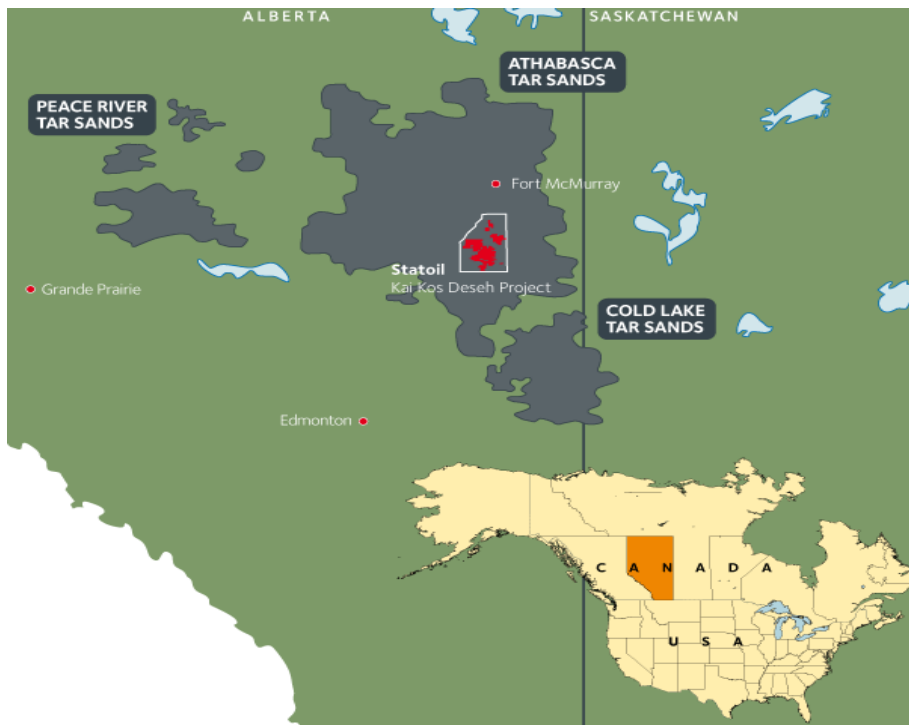
Klimagassutslippene ved oljesandutvinning ligger langt over utslippene ved konvensjonell oljeutvinning. Ved In-Situ produksjon, som er den mest miljøvennlige måten å utvinne oljesand på, anslår man at CO₂- utslippene med dagens teknologi ligger på rundt 70 kilo CO₂ per fat olje⁶. Til sammenligning er utslippene per fat olje produsert i Nordsjøen 7,8 kilo CO₂, mens gjennomsnittet for konvensjonell oljeutvinning globalt ligger på rundt 30 kilo CO₂ (Aftenbladet, 2010).

⁶ Inkluderer utslipp ved å oppgradere bitumen til lettere råolje

4.4 Oljesandindustrien i Canada

Canadas enorme oljesandressurser er nesten utelukkende lokalisert i de vestlige provinsene Alberta og Saskatchewan, der forekomstene er konsentrert i områdene; Athabasca, Peace River og Cold Lake. Man har estimert at om lag 11 % av de totale ressursene er utvinnbare med dagens økonomiske forhold og teknologi (Business Insights Ltd, 2010).

Figur 4: Geografisk lokalisering av oljesanden i Canada samt Statoil sitt prosjekt (rødt)



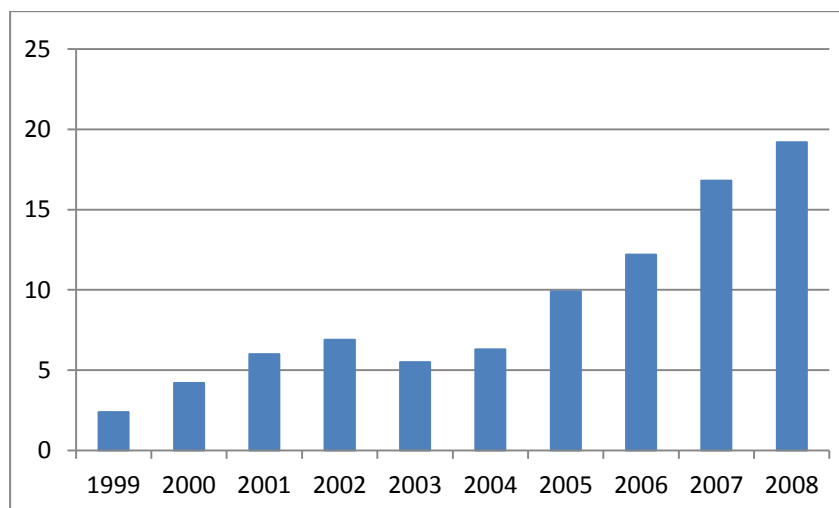
Kommersiell utvinning av oljesand i Canada begynte i 1967 da Great Canadian Oli Sands (GCOS) prosjektet ble iverksatt som det første oljesandprosjektet i verden. Sun Oil Company (senere Suncor Energy) investerte 245 millioner dollar i et produksjonsanlegg med en kapasitet på 45 000 fat bitumen per dag. Fra 1990 og frem til 2009 økte den totale produksjonen av bitumen fra oljesand fra 360 000 fat per dag til 1,4 millioner fat per dag. I dag er det over 91 aktive oljesandprosjekter og alle de store internasjonale oljeselskapene er tilstedeværende i Canada (Government of Alberta, 2010).

Av de totale forekomstene er 20 prosent av reservene er tilgjengelig gjennom åpne dagbrudd, mens de resterende 80 prosentene må utvinnes ved hjelp av In-Situ teknologi. Kun fire av oljesandprosjektene i Alberta er prosjekter som bruker åpne bruker åpne dagbrudd for å

utvinne bitumen. Disse er til gjengjeld store prosjekter som i 2008 til sammen sto for 55 prosent av den totale oljesandutvinningen. Samarbeidsprosjektet Syncrude produserte i 2008 over 290 000 fat syntetisk råolje per dag, mens Suncors dagbruddprosjekt produserte 228 000 fat per dag. In-Situ prosjektene er mindre i skala, men flere i antall, og Imperial Oil, Husky Energy og Suncor driver de største In-Situ prosjektene. In-Situ prosjekter sto i 2008 for 45 prosent av den totale produksjonen (U.S Energy Information Administration, 2009).

Fra 1999 til 2008 så man en enorm økning i oljesandinvesteringer. Imidlertid ble denne trenden bremsset i 2009 på grunn av den internasjonale finanskrisen. Fallende oljepriser, vanskelig tilgang på kapital og usikkerhet rundt fremtidig etterspørsel etter olje, førte til at flere planlagte prosjekter ble utsatt på ubestemt tid og de store oljeselskapene ble med et mer skeptisk til å investere i oljesandprosjekter (U.S Energy Information Administration, 2009). Imidlertid tilsier de fleste prognoser at dette kun er midlertidige utsettelse, og man venter at investeringstakten i oljesanden vil øke igjen. Man anslår at den totale produksjonen skal mer enn dobles frem mot 2018 (Government of Alberta, 2010) og at oljesandprodusentene i 2030 kan produsere så mye som 4,2 milliarder fat per dag (U.S Energy Information Administration, 2009). Bitumen fra oljesanden vil utgjøre en stadig viktigere del av det globale oljetilbudet og oljesanden i Canada er ventet å bli en av de viktigste kildene til produksjonsvekst fra land utenfor OPEC.

Figur 5: Utvikling i oljesandinvesteringer perioden 1999-2008 (mrd dollar)

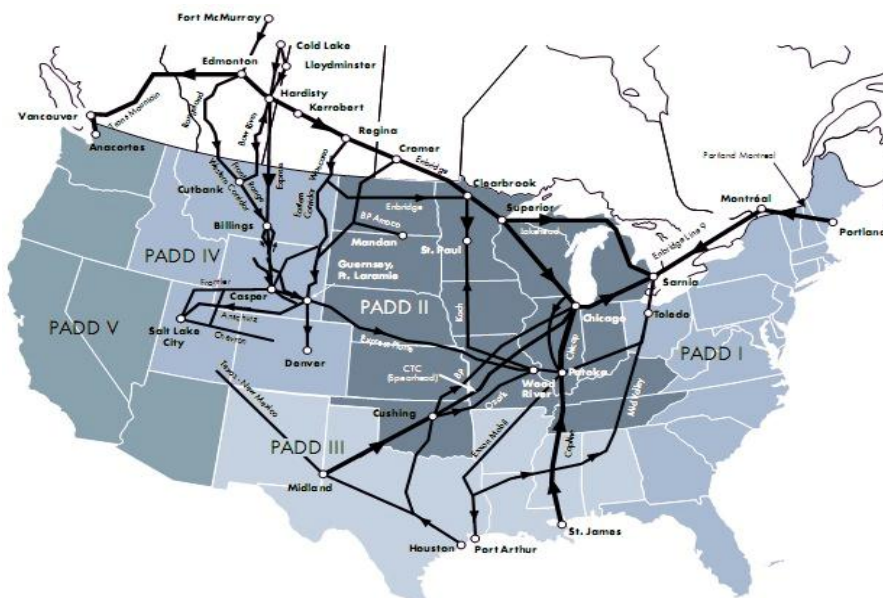


Kilde: Government of Alberta (2010).

4.5 Markedet for bitumen fra oljesanden

Hovedmarkedet for Canada sine oljesandprodusenter er det amerikanske markedet, og USA har verdens desidert største raffinerikapasitet for å gjøre tungolje om til mer verdifulle petroleumprodukter (Attanasi, 2008). Nærmere 1,9 millioner fat (70 prosent av total produksjon) kanadisk råolje, ble i 2008 daglig eksportert over grensen til USA. Dette innebærer at om lag 15 prosent av USAs totale oljeimport kommer fra Canada Historisk sett, har raffineriene i den amerikanske Midtvesten vært det største markedet for de kanadiske oljesandprodusentene, som følge av den geografiske nærheten. Så mye som 75 prosent av kanadisk ukonvensjonell olje er blitt eksportert til dette området definert som PADD 2⁷.

Figur 6: USAs petroleumssoner (PADDs) og oljetransportnettverk



Kilde: (Humphries, 2008)

Som følge av den stadige økningen i oljesandproduksjonen, kommer man stadig nærmere kapasitetsgrensen til raffineriene i PADD 2 området. Der er derfor ventet at raffineriene langs USA sin Gulf kyst i PADD 3 vil være et voksende marked for oljesanden fra Alberta. Mange av disse raffineriene er allerede tilpasset for raffinering av tungolje, da tungolje fra Mexico og Venezuela blir videreforedlet ved disse raffineriene. I tillegg er det ventet at importen fra Venezuela vil avta, som følge av at myndighetene der omdirigerer tungoljen til Kina samtidig

⁷ PADD er en forkortelse for Petroleum Administration for Defense District. USA er i sin helhet delt inn i flere PADD, nærmere bestemt 5 i tallet. PADD 2 består blant annet av statene; Minnesota, Illinois, Indiana, Michigan og Ohio.

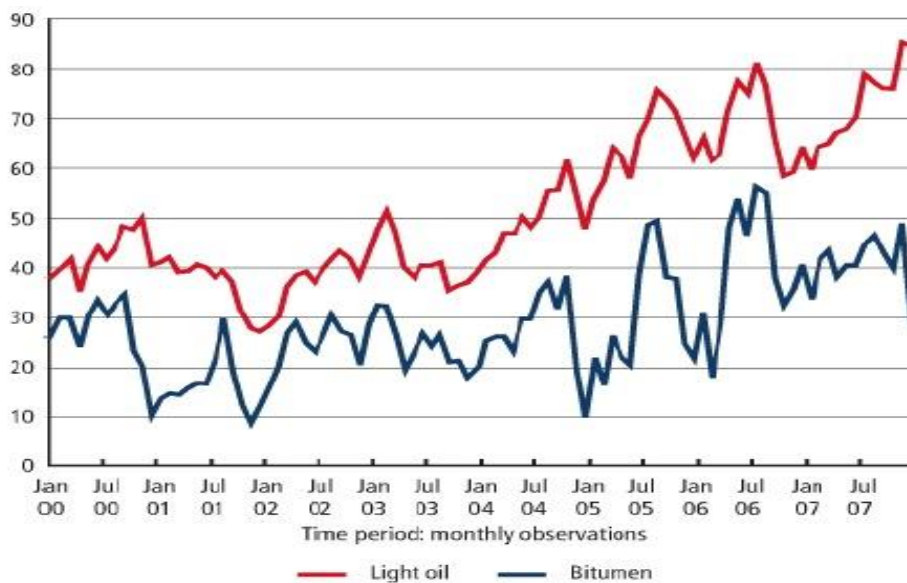
som produksjonen reduseres ved de meksikanske feltene. Dermed vil PADD 3 raffineriene ha kapasitet til å ta imot oljen fra Alberta. Imidlertid er det et problem at kapasiteten for tungoljetransport fra vest Canada og til områder utenfor PADD 2 er begrenset, og at dette på kort sikt vil kunne begrense veksten i oljesandindustrien (Business Insights Ltd, 2010).

4.6 Prising av Bitumen

Prisen på bitumen fra Alberta bestemmes med utgangspunkt i benchmarkoljen WTI, ved Cushing, Oklahoma (Alberta Royalty Review, 2007). På grunn av faktorer som kvalitet og relativt høyere transportkostnader enn annen lettere råolje, selges imidlertid bitumen til en redusert pris i forhold til WTI. Når det gjelder kvalitet innebærer bitumens lave API og høye svovelinnhold til økte kostnader for raffineriene, mens det i transportøyemed er bitumens lave viskositet, som gjør at kostnadene for transport av bitumen ligger i overkant av 20 prosent høyere enn for lettere råoljer.

De siste fire årene har prisen på bitumen fra Alberta ligget mellom 26 og 80 prosent av prisen på WTI (Government of Alberta, 2009). Som vi ser av figur 7 har forskjellen mellom bitumen og WTI variert mye i perioden fra 2000 til 2007, og fra slutten av denne perioden opplevde man en økning i prisforholdet. På den andre siden ser man at den reduserte tungoljeimporten fra Mexico, Venezuela, og Saudi Arabia til USA, har medført at Gulf- raffineriene i PADD 3 i større grad etterspør kanadisk tungolje. Siden disse raffineriene er i stor grad tilpasset raffinering av tungolje, vil deres etterspørsel kunne presse ned den kanadiske tungoljerabatten. Imidlertid er transporten av kanadisk tungolje til PADD 3 raffineriene svært begrenset på grunn av lav rørkapasitet. Dog kan dette medføre at den kanadiske tungoljerabatten som normalt har ligget i intervallet 30-45 prosent av WTI, kan presses nedover (Business Insights Ltd, 2010).

Figur 7: Bitumen og WTI priser i perioden 2000-2007 (CAD per fat)



Kilde: Attanasi (2008)

Basert på månedlige prisdata for lett råolje og bitumen i perioden 2000 til 2007 var prisvolatiliteten ifølge Attanasi (2008) tre ganger høyere for bitumen i forhold til WTI. Dette skyldes en mer kompleks foredlingsprosess, varierende transportkostnader og mer volatil etterspørsel fra raffineriene. Basert på denne undersøkelsen vil med andre ord en endring i WTI- prisen fulgt av en mer dramatisk endring i prisen på bitumen.

4.7 Skatter og avgifter på oljesandutvinning i Alberta

Rettighetene til å utvinne bitumen fra oljesanden tilhører regjeringen i Alberta, som forvalter disse på vegne av Albertas befolkning. For å sørge for at befolkningen i Alberta får sin del av verdiskapningen sikrer myndighetene seg inntekter fra oljesanden på flere måter. Salg av leieavtaler, leieinntekter fra disse avtalene og royalty fra inntektene ved oljesandutvinning er de viktigste virkemidlene regjeringen i Alberta benytter seg av (Government of Alberta, 2009).

Salg av leieavtaler foregår ved at oljesandindustrien får mulighet til å by på rettigheter til å utvinne bitumen fra oljesanden gjennom konkurranseutsatte auksjoner. Leieavtalene gir oljeaktørene rettighet til å utvinne bitumen fra et bestemt leieområde under visse forutsetninger satt av myndighetene. Blant disse forutsetningene ligger krav om en leieavgift per dekar hvert år i leieperioden, og plikt til å betale en viss andel av inntektene i royalty. I

tillegg foreligger det en del retningslinjer angående miljøpåvirkningen oljesandutvinningen skal ha. Oljesandindustrien er for eksempel pliktet til å minimere skadevirkningen på vannreservoarene og dyrelivet i området, samt at man er pliktet til å rehabilitere områdene man har drevet oljesandutvinning i.

Royaltyskatten er myndighetenes viktigste inntektskilde fra oljesand. I 2008/2009 utgjorde royalty fra oljesandaktiviteten om lag 3 milliarder dollar (Government of Alberta, 2009). Historisk sett har nivået på royaltyskatten i Alberta ligger på et relativt lavt nivå. På midten av 1990- tallet utformet regjeringen i Alberta et royalty- regime som skulle oppmuntre til utvikling av oljesanden. Regimet ble innført i 1997 og har vært en viktig bidragsyter til den enorme investeringsveksten i Alberta. Imidlertid har økt oljepris og en modning av oljesandindustrien på 2000- tallet førte til at regjeringen i 2007 vedtok et nytt royalty- regime. Systemet som ble innført 1. januar 2009 sikrer regjeringen seg en større del av verdiskapningen i oljesanden.

4.8 Avgifter på klimagassutslipp i Alberta

Global oppvarming er en viktig problemstilling i Canada, men sett i forhold til andre utviklede land ligger Canada langt bak i rekken. Med 0,5 prosent av verdens befolkning står Canada for 2,2 prosent av de globale klimagassutslippene og landet har store miljøutfordringer knyttet til klimagassutslipp, bruk av ferskvannsressurser og avfall (Datamonitor, 2010). Landet har via Kyoto Protokollen forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med 6 prosent fra 1990- nivået innen 2012, men mye tyder på at de ikke klarer å innfri disse forpliktelsene. Canada har fått mye kritikk for sin manglende vilje til å redusere klimagassutslippene sine, men har nå vedtatt en plan om å redusere utslippene med 20 prosent innen 2020.

Alberta er den største energiprodusenten i Canada, og samtidig provinsen med høyest utslipp av klimagasser. De totale klimagassutslippene i Alberta var i 2008 på 244 millioner tonn CO₂- ekvivalenter (Government of Alberta, 2010). Til sammenligning var de totale utslippene i Norge i 2008 på 53,7 millioner tonn CO₂- ekvivalenter (Statistisk Sentralbyrå, 2010). Med så store reserver og en forventet produksjonsøkningen av oljesand, står Alberta ovenfor en fundamental utfordring i forhold til klimagassutslipp. Utslippene fra oljesandindustrien var i 2008 på 37,2 millioner tonn CO₂- ekvivalenter. Dersom ingenting gjøres er det forventet at de totale utslippene i Alberta vil øke til 400 millioner tonn CO₂-

ekvivalenter innen 2050, hovedsakelig på grunn av økningen i oljesandsektoren (Government of Alberta, 2008).

For å bremse denne utviklingen har regjeringen i Alberta lansert en handlingsplan for å redusere utslippene av klimagasser. Climate Change Strategy innebærer en ambisjon om å redusere klimagassutslippene med 50 prosent i forhold til "business as usual" i 2050, eller en 14 prosents utslippsreduksjon i forhold til 2005- nivå. Alberta ble i 2007 det første nord-amerikanske rettsområdet til å innføre lovfestede reduksjoner i klimagassutslipp for store industrielle anlegg. Dette innebærer at alle eksisterende oljesandoperasjoner er lov forpliktet til å redusere utslippsintensiteten med 12 prosent (CAPP, 2009).

5. Statoils Oljesandprosjekt: Kai Kos Dehseh

5.1 Introduksjon til prosjektet

Statoils oljesandprosjekt har fått navnet Kai Kos Dehseh. Målet med prosjektet er å utvinne bitumen fra Statoils leieområder i Alberta, ved hjelp av en produksjonsteknikk kjent som Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). Ved full produksjonskapasitet er det ventet at total produksjon vil være 220 000 fat bitumen per dag.

Bakgrunnen for prosjektet er at Statoil, i andre kvartal 2007, kjøpte alle aksjene i North American Oil Sands Corporation (NAOSC) og dermed også rettigheter til å utvinne bitumen fra et område på 1100 km² i Athabasca regionen (Statoil ASA, 2010c). Dette området antas å inneholde 2,2 milliarder fat med utvinnbar olje⁸, noe som tilsvarer om lag tre års oljeproduksjon på hele den norske sokkelen (e24, 2007). Kai Kos Dehseh er for øvrig urbefolkningens navn på Christina River, elven som renner gjennom leieområdet.

5.2 Steamed Assisted Gravity Drainage (SAGD)

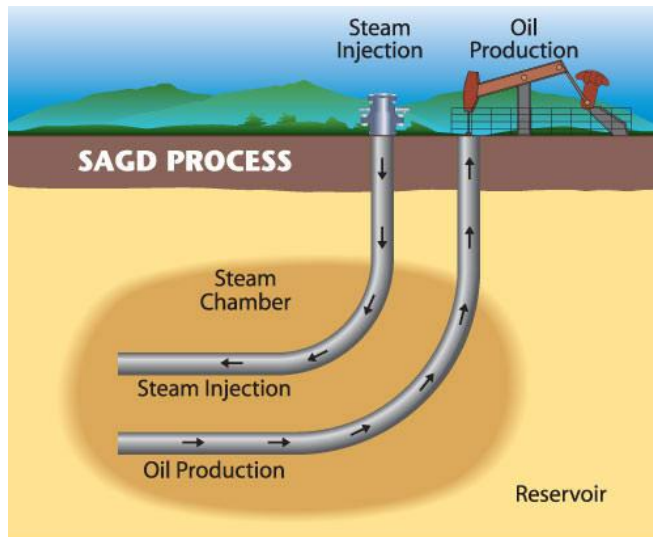
SAGD er en in- situ teknikk som er mye brukt i oljesandprosjekter i Alberta. Hovedideen bak SAGD er å varme opp bitumen under bakken og få den til å flyte gjennom sanden (Statoil ASA, 2010d). Oljesandforekomstene i Statoils leieområder er lokalisert mellom 300 og 500 meter under bakken og for å nå disse ressursene graver man brønner i par ned til oljesandformasjonen. Den øverste brønnen, innsprøytningsbrønnen, blir brukt til å injisere damp i oljesanden. Dampen tilfører energi, i form av varme, til reservoaret noe som får bitumen til å "smelte" og trekke sammen. Den mobiliserte bitumen flyter så ved hjelp av tyngdekraften ned i den nederste brønnen, produksjonsbrønnen, og pumpes til overflaten.

Stoffet som kommer opp til overflaten er en blanding av bitumen og vann og denne blandingen sendes til et sentralt prosesseringsanlegg. Her skilles bitumen og returvannet, og bitumen blir tynnet ut ved hjelp av lett olje. Denne nye blandingen av bitumen og lett olje blir så transportert i rør til et raffineringsanlegg. Vannet behandles for å fjerne mineraler, gjøres om til damp og blir sendt tilbake til brønnplattene for å injiseres på nytt. På denne måten

⁸ Her forutsetter vi at man har tatt hensyn til både økonomiske og teknologiske forhold, herunder også SAGD teknologiens recovery rate

resirkuleres 90 prosent av vannet. For å erstatte det vannet som går tapt i prosessen trekker man opp grunnvann for å fylle systemet.

Figur 7: Illustrasjon av SAGD- prosessen



Source: Canadian Centre for Energy Information

SAGD- prosessen kan deles inn i tre driftsfaser; oppstart, produksjon og avblåsing (NAOSC, 2007). Oppstartsfasen innebærer å sirkulere damp i både innsprøytnings- og produksjonsbrønnen. Dette foregår til man har etablert termisk kommunikasjon mellom de to brønnene, noe som typisk skjer etter 90 dager med sirkulasjon. Når termisk kommunikasjon er etablert går man over i produksjonsfasen. Produksjonsfasen foregår ved kontinuerlig injisering av damp i innsprøytningsbrønnen og samtidig bitumenutvinning i produksjonsbrønnen, som beskrevet ovenfor. Denne fasen foregår helt til produksjonen av bitumen avtar og inntektene fra produksjonen ikke lenger overstiger de totale kostnadene. Når dette skjer går man over i den siste fasen; avblåsing. Avblåsingsfasen innebærer at dampinjiseringen avsluttes og erstattes med injisering av ikke- kondenserbare gasser. Disse gassene brukes for å opprettholde trykket i brønnen slik at man kan fortsette bitumenutvinningen i produksjonsbrønnen. Avblåsingsfasen fortsetter frem til de totale driftskostnadene er høyere enn inntektene fra produksjonen.

Et SAGD- anlegg består av flere omkringliggende brønnplattinger som er plassert rundt i området på bakgrunn av geologiske, reservoarmessige og miljømessige data. En typisk brønnplattning vil være i størrelsesorden 150x 250 meter hver og ha mellom seks og åtte produksjonsbrønner, med tilhørende innsprøytningsbrønner. I tillegg til disse brønnplattningene har hvert SAGD- anlegg et sentralt prosesseringsanlegg og tilknyttende infrastruktur som veier, rørledninger og strømledninger.

5.3 Statoils ambisjoner om reduserte klimagassutslipp

Selv om teknologien først ble introdusert i 1978 regnes SAGD fortsatt for å være på et forholdsvis tidlig utviklingsstadium. Ved videre forskning og utvikling håper man på å kunne oppnå betydelige effektivitetsforbedringer og hovedfokuset ligger på å redusere klimagassutslipp. På grunn av de store mengdene gass man behøver for å varme opp dampen til riktig temperatur er det store CO₂- utslipp forbundet med SAGD- utvinning. Statoil har en ambisjon om å redusere disse utslippene og lanserte i 2010 en teknologiplan for å klare dette (Statoil ASA, 2010e). Ifølge planen skal Statoil innen de første fem årene av Kai Kos Dehseh redusere CO₂- utslippene med 25 prosent per fat bitumen i forhold til dagens nivå. Innen 2025 er målet en utslippsreduksjon på 40 prosent, noe som vil bringe CO₂- utslippene ved oljesandutvinning drastisk nedover. De vil imidlertid fortsatt ligge godt over utslippene ved konvensjonell oljeutvinning.

5.4 Statoils utbyggingsplan

Kai Kos Dehseh vil bestå av ti anlegg fordelt på fire områder; Leismer, Corner, Hangingstone og Thornbury (NAOSC, 2007). Statoil har valgt en trinnvis utvikling av disse områdene, og utbyggingen av anleggene vil foregå slik at man gradvis nærmer seg full produksjonskapasitet. Prosjektet har en tidshorisont på 40 år, og vil ved full produksjonskapasitet produsere 220 000 fat bitumen per dag. Gjennom prosjektets levetid vil Statoil bygge 218 brønnplattinger, og boret rundt 1050 par innsprøytnings- og produksjonsbrønner.

For å transportere bitumen videre til ulike oppgraderingsanlegg har Statoil inngått en avtale med rørselskapet Enbridge (Trait, 2010). Avtalen gjelder i første omgang for ti år og 30 000 fat bitumen per dag, men det er ventet at ytterligere avtaler vil inngås for å dekke den økende produksjonsmengden fra Kai Kos Dehseh.

Når det gjelder fremdriften i utbyggingen er det stor usikkerhet knyttet til både når og i hvilken rekkefølge områdene skal utbygges. Ifølge den opprinnelige utbyggingsplanen for prosjektet skulle det første anlegget, et demonstrasjonsprosjekt ved Leismer, vært i drift fra 2009, men ny oppstarts dato er nå i slutten av 2010 (Statoil ASA, 2010d). Leismer Commercial skulle etter den samme planen starte driften i løpet av 2010, men dette anlegget er ikke påbegynt. Faktorer som myndighetsgodkjenning, forretningsmessige hensyn og

værforhold vil være bestemmende for hvor og når Statoil velger å bygge anleggene sine (NAOSC, 2007).

For at vi skal kunne beregne lønnsomheten til Kai Kos Dehseh må vi i denne utredningen foreta noen antakelser angående Statoils utbyggingsplan. Vi har valgt å ta utgangspunkt i NAOSC sin opprinnelige utbyggingsplan for Kai Kos Dehseh, og antatt at denne er blitt forskjøvet med to år. Vi forutsetter videre at Statoil får nødvendig godkjenning fra myndighetene i Alberta og at utbyggingene foregår uten forsinkelser.

Tabell 1: Utbyggingsplanen for Kai Kos Dehseh

Anlegg	Kapasitet (fat per dag)	Produksjonsstart
Leismer Demonstration	10 000	2011
Leismer Commercial	10 000	2012
Leismer Expansion	20 000	2013
Corner	40 000	2014
Thornbury	40 000	2015
Corner Expansion	40 000	2016
Hangingstone	20 000	2018
Thornbury Expansion	20 000	2019
Northwest Leismer	20 000	2020
South Leismer	20 000	2036

Leismer

Det første anlegget som skal bygges i Kai Kos Dehseh prosjektet, er Leismer Demonstration. Dette anlegget vil ha en kapasitet på 10 000 fat bitumen per dag og vi har antatt at produksjonsstarten vil være i 2011. Leismer Commercial vil starte produksjonen i 2012 og dette anlegget vil også ha en kapasitet på 10 000 fat per dag. I 2013 vil Leismer Expansion begynne produksjonen og dette anlegget vil øke produksjonen med 20 000 fat per dag. I 2020 skal South Leismer være i gang med produksjonen og tilføre en kapasitet på 20 000 fat per dag. Total produksjon i Leismer området vil da være 60 000 fat bitumen per dag. Etter hvert som produksjonen ved de første Leismer- anleggene avtar, vil Statoil i 2036 starte produksjon ved South Leismer for å opprettholde deler av produksjonen. South Leismer- anlegget vil ha en kapasitet på 20 000 fat per dag.

Corner

Når de første anleggene ved Leismer har kommet i gang med produksjonen, er neste steg i Kai Kos Dehseh å starte produksjonen i Corner området. Produksjonen ved Corner starter i 2014, med et anlegg som har en kapasitet på 40 000 fat per dag. I 2016 vil Corner Expansion stå klart og bidra med ny produksjonskapasitet på 40 000 fat per dag og total produksjon i Corner området vil da være 80 000 fat per dag.

Thornbury

Det tredje området Statoil skal utvinne bitumen fra er Thornbury. I 2015 vil det første anlegget stå klart og dette anlegget vil ha en produksjonskapasitet på 40 000 fat per dag. I 2019 vil Thornbury Expansion iverksette produksjon og øke den totale produksjonskapasiteten i Thornbury området med 20 000 fat per dag.

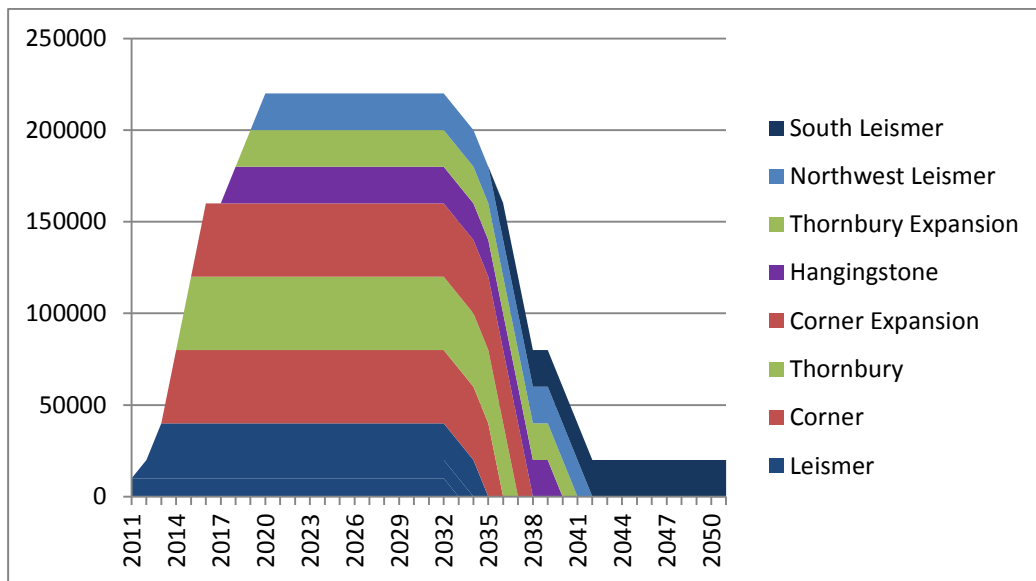
Hangingsstone

Det siste området som skal utvikles i Kai Kos Dehseh er Hangingsstone. I Hangingsstone skal det kun bygges et anlegg og dette anlegget vil starte bitumenproduksjon i 2018. Produksjonskapasiteten vil være på 20 000 fat bitumen per dag.

5.5 Produksjonsprofil

På bakgrunn av utbyggingsplanen ovenfor kan vi nå presentere produksjonsprofilen til Kai Kos Dehseh. Produksjonsprofilen viser hvordan produksjonskapasiteten utvikler seg gjennom prosjektets levetid og vil være grunnlaget for inntekts- og kostnadsberegningene. Leismer Demonstration og Leismer Commercial skal ifølge NAO SC (2007) ha en levetid på 22 år, og for enkelhets skyld har vi antatt at alle produksjonsanleggene har denne levetiden. Dette gjelder imidlertid ikke South Leismer som kun vil produsere bitumen i 16 år. I praksis vil antall produserende år variere fra produksjonsanlegg til produksjonsanlegg, med bakgrunn i geologiske og økonomiske hensyn. Vi har i tillegg antatt at hvert anlegg oppnår full produksjonskapasitet umiddelbart etter produksjonsstart.

Figur 8: Produksjonsprofilen til Kai Kos Dehseh (fat bitumen per dag)



Produksjonskapasiteten til Kai Kos Dehseh øker gradvis etter hvert som stadig flere anlegg står klare for drift. Fra 2011 til 2020 øker produksjonskapasiteten fra 10 000 fat per dag til 220 000 fat per dag og i 2020 er total produksjon ca. 80 millioner fat bitumen årlig. Dette produksjonsnivået opprettholdes frem til 2032 da Leismer Demonstration- anlegget avslutter driften. Etter 2032 ser vi at produksjonen faller fra år til år etter hvert som produksjonsanleggene legges ned. South Leismer- anlegget bremser dette fallet med 20 000 fat per dag, når det starter produksjonen i 2036. Kai Kos Dehseh avsluttes i 2050 med avviklingen av produksjonen ved South Leismer- anlegget. Prosjektet har da vært i drift i 40 år og ved planperiodens slutt vil Statoil totalt ha utvunnet om lag 1,86 milliarder fat bitumen⁹.

⁹ Gitt våre forutsetninger vil Statoil utvinne kun 85 prosent av de tilgjengelige ressurser i leieområdet (forutsatt 360 produksjonsdager i året)

6. Budsjettering av kontantstrøm

En viktig del av lønnsomhetsanalysen er å budsjettere prosjektets forventede kontantstrøm. En kontantstrøm skal beskrive de økonomiske konsekvensene av et prosjekt (Bøhren & Gjørum, 2009), og utgjør grunnlaget for den videre lønnsomhetsanalysen. Vi vil med bakgrunn i presentasjonene av oljemarkedet og oljesanden i Canada estimere de ulike variablene i prosjektets kontantstrøm.

6.1 Fremgangsmåte

Utgangspunktet for analysen er år 2010, og vi har valgt å estimere prosjektets lønnsomhet på bakgrunn av den nominelle kontantstrømmen til totalkapitalen etter skatt (NKSTKES). Flere av variablene som inngår i kontantstrømmen vil ha en utvikling gjennom planperioden og denne utviklingen vil avvike fra den generelle prisstigningen. Dette gjelder spesielt olje- og gasspriser og vi har derfor valgt å beregne kontantstrømmen i løpende tall.

Ved å beregne kontantstrøm til totalkapitalen velger vi samtidig å se bort fra prosjektets finansiering. Statoil ASA har en gjeldsgrad på 27,3 prosent (Statoil ASA, 2010c), men det finnes ingen informasjon om hvorvidt denne gjeldsgraden også er gjeldende for oljesandprosjektet. Miller og Modigliani mener at så lenge man ikke har tilgang på subsidierte lån og skattesystemet er nøytralt vil kapitalstrukturen til et prosjekt ikke ha noen innvirkning på verdien av prosjektet (Brealey, Myers, & Allen, 2008). Vi har derfor valgt å se bort fra finansiering og antar dermed at Statoil låner penger til markedspris og at skattesystemet i Canada ikke favoriserer gjeld fremfor egenkapital eller motsatt.

Vi har valgt å beregne kontantstrømmen i amerikanske dollar (USD). Statoil ASA endret i 2009 sin funksjonelle valuta til USD og vi mener det er mest hensiktsmessig å beregne lønnsomheten ut i fra denne valutaen. Størsteparten av bitumen fra oljesanden skal selges på det amerikanske markedet og hovedvekten av inntektene vil være i USD. Når det gjelder vekslingskurs har vi valgt å legge anbefalingene til CERI (2009a) til grunn for det fremtidige kursforholdet mellom USD og kanadiske dollar (CAD). I dag er 1 CAD noe mindre verdt enn 1 USD, men på grunn av økte oljepriser er det ventet at CAD vil styrke seg i forhold til USD. På grunn av handelspolitiske forhold er det også ventet at myndighetene ikke vil la CAD bli for sterk og vi har antatt et 1:1 forhold mellom de to valutaene gjennom hele planperioden.

For å budsjettere de ulike variablene i kontantstrømmen har vi i hovedsak benyttet oss av to kilder; Canadian Energy Research Institute (CERI) og EIA. CERI er et kanadisk basert non-profit institutt som har som mål å samle relevant og uavhengig forskning relatert til energi og miljøspørsmål. Rapportene vi har lagt til grunn fra CERI tar først og fremst for seg kostnadsbildet i oljesandindustrien i dag, samt at de ser på ulike framtidsscenarioer og hvordan disse påvirker lønnsomheten i oljesandindustrien. Framtidsscenarioene til CERI tar utgangspunkt i EIA sine prognoser om fremtid oljepris. EIA (2010b) kom i april i 2010 med sine oppdaterte prognoser på utvikling i oljeprisen frem til 2035, og deres referanse- case er utgangspunktet for CERI sine og våre prognoser. Referanse- caset er i stor grad en videreføring av dagens situasjon i oljemarkedet, og blant de underliggende forutsetningene ligger en årlig vekst i verdens realøkonomi på 2,4 prosent årlig og at OPEC- holder sitt produksjonsnivå på samme nivå som de siste 15 årene (40 prosent av verdens totale oljeproduksjon).

6.2 Investeringskostnader

Kai Kos Dehseh innebærer en utbygging av ti SAGD- anlegg, fordelt over de fire områdene Leismer, Corner, Thornbury og Hangingstone. Anleggene skal utbygges trinnvis, og i løpet av 2020 vil man være oppe i en total produksjonskapasitet på 220 000 fat bitumen per dag. For å kunne vurdere lønnsomheten av prosjektet må vi kunne si noe om investeringskostnadene ved utbyggingen av produksjonsanleggene.

CERI (2009a) har på bakgrunn av tall fra oljesandindustrien anslått gjennomsnittskostnaden for utbygging av et SAGD- anlegg til å ligge rundt 27 000 dollar¹⁰ per fat produksjonskapasitet, og dette vil være utgangspunktet i vår analyse. Denne kostnaden omfatter alle de initiale investeringer som må gjøres for å kunne starte utvinning av bitumen, og inkluderer boring av brønner, utbygging av fasiliteter og nødvendig infrastruktur. Videre har vi antatt et proporsjonalt forhold mellom produksjonskapasitet og investeringskostnad. Kai Kos Dehseh skal bestå av ti anlegg med ulik produksjonskapasitet og vi ser dermed bort fra eventuelle stordriftsfordeler ved utbygging.

¹⁰ Justert for inflasjon til 2010- tall. CERI (2009b) oppgir 2009-tall

6.2.1. Utvikling i utbyggingskostnader

Siden utbyggingen av Kai Kos Dehseh skal skje trinnvis, vil også investeringene foregå over flere perioder. Hvordan investeringskostnadene vil utvikle seg vil ha viktig innvirkning på lønnsomheten til prosjektet.

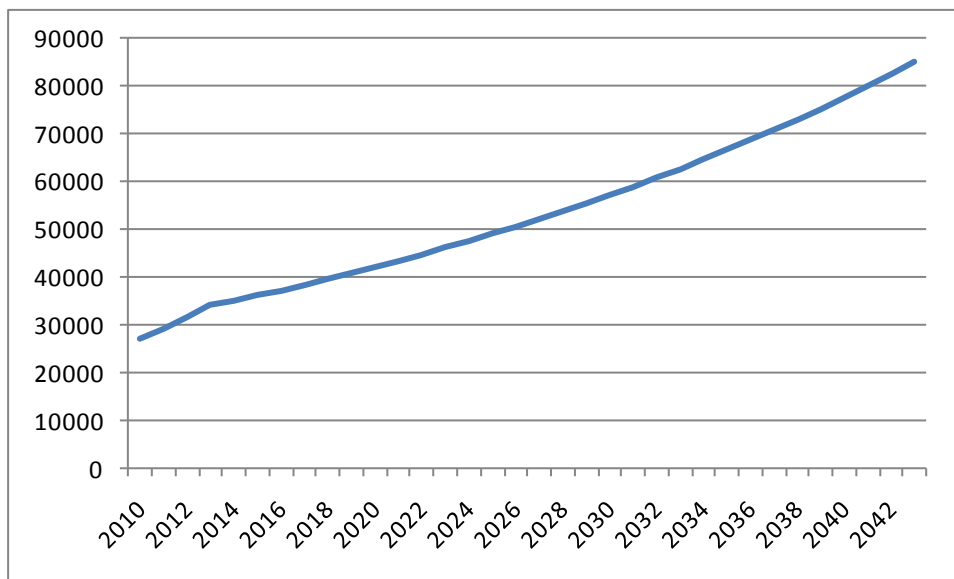
I årene før finanskrisen så man en sterk kostnadsøkning på både materiell og arbeidskraft i Alberta- regionen, noe som resulterte i en drastisk økning i utbyggingskostnadene for mange oljesandprosjekter. Høy aktivitet og store investeringer førte til et voldsomt press på markedet i Alberta, og fra 1999 til 2006 økte de reelle utbyggingskostnadene for et SAGD- anlegg med 8,4 prosent årlig (CERI, 2009a). Finanskrisen bremsset imidlertid investeringstakten, og i løpet av 2008 og 2009 falt utbyggingskostnaden for oljesandprosjekter i snitt med 15 prosent. Hvordan kostnadsnivået vil utvikle seg når investeringene tar seg opp igjen er usikkert.

CERI (2009a) har estimert den fremtidige utviklingen til utbyggingskostnadene i oljesanden på grunnlag av det historiske forholdet mellom Nelson Farrar Inflation Refinery- Construction Index¹¹ og WTI, samt EIA sine prognoser for fremtidig i WTI- pris. De anslår at den reelle kostnadsøkningen i perioden 2010 til 2043 vil være på 65 prosent, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig årlig inflasjon på 1,5 prosent. På grunn av den forventede investeringsopptrappingen i oljesanden mener CERI at utbyggingskostnadene vil stige raskere i perioden 2010 til 2013 enn i resten av prognoseperioden. Fra 2010 til 2013 anslår de at de reelle kostnadene vil øke med 6 prosent årlig, mens kostnadene i perioden fra 2014 til 2043 vil vokse med 1,1 prosent årlig. Vi har valgt å legge disse estimatene til grunn i vår analyse, men siden vi budsjetter kontantstrømmen i nominelle tall må vi regne om den reelle kostnadsveksten til en nominell kostnadsvekst. Med utgangspunkt i Canadas målsatte inflasjon på 2 prosent (Bank of Canada, 2010), blir den nominelle kostnadsveksten fra 2010 til 2013 på 8,1 prosent og fra 2014 til 2043 på 3,1 prosent¹².

¹¹ Nelson Farrar Inflation Refinery- Construction Index måler prisutviklingen i total kostnaden ved bygging av oljeraffinerier. Det eksisterer per dags dato ingen tilsvarende indeks for utbygging av produksjonsanlegg i oljesanden, men siden mange av kostnadene ved utbygging av raffinerier er gjeldende også for produksjonsanlegg i oljesanden har CERI (2009a) valgt å ta utgangspunkt i denne.

¹² Omregning fra reel inflasjon til nominell inflasjon: 2010-2013: $1,06 \times 1,02 = 8,1 \%$ og 2014- 2043: $1,011 \times 1,02 = 3,1 \%$

Figur 9: Utvikling i utbyggingskostnader 2010- 2043 (per fat produksjonskapasitet)



6.2.2 Tid fra investering til produksjon

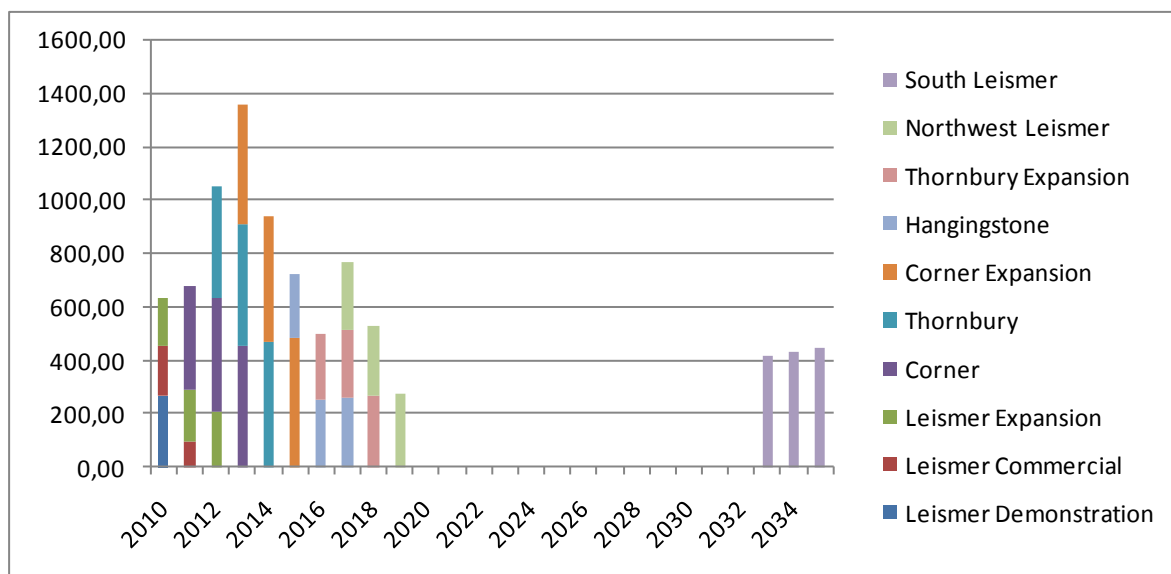
Det har historisk sett vært visse oppstartsproblemer tilknyttet SAGD- prosjekter, og flere prosjekter har måttet tåle utsettelse av full produksjon (Mawdsley, Mikhareva, & Tennison, 2005). Industristandarden for tid fra investering til produksjon er tre år, og vi har derfor valgt å legge dette til grunn for Statoils utbygging. Investeringene tiltar med utbyggingen og vi antar en jevn fordeling av investeringskostnadene over de tre utbyggingsårene.

For at Statoil skal kunne begynne produksjonen ved Leismer Demonstration i 2011 og ved Leismer Commercial i 2012, må en del av investeringene ha foregått i tidligere år (forutsatt tre års byggeperiode). Analyseåret vårt for Kai Kos Dehseh er 2010 og siden disse investeringene allerede er foretatt kunne de vært behandlet som sunk costs. For å gi et mer fullstendig bilde av prosjektets lønnsomhet har vi likevel valgt å inkludere de i analysen. Vi vil dermed fremdiskontere investeringene som er foretatt i 2008 og 2009 til 2010- tall og belaste disse i kontantstrømmen til 2010.

6.2.3 Estimering av investeringskostnader

På bakgrunn av utbyggingsplanen for Kai Kos Dehseh og de variablene vi nå har estimert, kan vi presentere investeringsprofilen for prosjektet. Investeringsprofilen viser utviklingen i investeringskostnader gjennom planperioden og er oppgitt i nominelle tall. Hovedvekten av utbyggingene til prosjektet skjer i perioden fra 2010 til 2020, men på grunn av utbyggingen av South Leismer i 2033 strekker investeringsperioden seg fra 2010 til 2035.

Figur 10: Prosjektets investeringsprofil (i millioner USD) ¹³



6.3 Driftsinntekter

Driftsinntektene fra Kai Kos Dehseh bestemmes av hvor mye bitumen Statoil produserer og hvilken salgspris de kan oppnå for denne bitumen. Produksjonsmengden er gitt i kapittel 5 og vi vil nå estimere salgsprisen på bitumen gjennom planperioden, for deretter å budsjettere driftsinntektene til prosjektet. Prisforholdet mellom bitumen og WTI gjennom planperioden, samt utviklingen i WTI- prisen, er de bestemmende faktorene for salgsprisen på bitumen.

6.3.1 Prisdifferanse mellom WTI og bitumen

Bitumen som kan utvinnes fra leieområdet til Statoil er antatt å holde en API- gravity mellom 6 og 9. (NAOSC, 2007), og kvaliteten ligger noe under bitumen fra andre områder i oljesanden. For å beregne prisdifferansen mellom bitumen fra Kai Kos Dehseh og WTI har vi valgt å ta utgangspunkt i retningslinjer fra Alberta Royalty Review. Alberta Royalty Review (2007) har utarbeidet et prisforhold for å beregne royalty skattene i Alberta, og på grunn av vanskeligheter ved å prise bitumen fra Athabasca har man tatt utgangspunkt i bitumen fra Cold Lake- området. Det meste av bitumen som blir produsert i Athabasca er historisk sett fra anlegg med integrerte oppgraderingsfasiliteter og svært lite bitumen fra dette området blir derfor omsatt i markedet. Bitumen fra Cold Lake blir i større grad omsatt i markedet og man har derfor større grunnlag for å beregne en prisdifferanse på bitumen herfra.

¹³ Investeringskostnadene i 2010 fremstår som høyere enn hva de egentlig skal være, på grunn av at investeringene for 2008 og 2009 også er belastet dette året.

Justert for høyere transportkostnader og lavere kvalitet mener Alberta Royalty Review (2007) at bitumen fra Cold Lake vil bli omsatt for 55 prosent av WTI. Bitumen fra Athabasca er av noe lavere kvalitet, og vi har valgt å legge til grunn at bitumen fra Kai Kos Dehseh kan selges til en pris som tilsvarer 50 prosent av WTI.

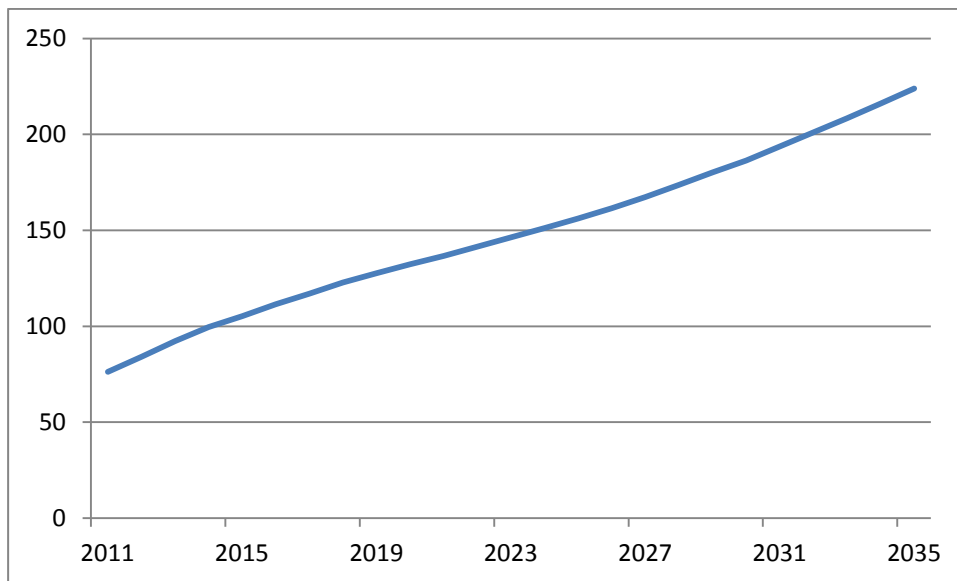
For våre analyser, har vi valgt å holde denne prisdifferansen konstant over hele planperioden. Ved å gjøre dette antar vi samtidig at dette forholdet, som er utledet på bakgrunn av historiske priser og prisnivåer, også vil holde i fremtiden. De siste årene har man sett en økning i prisdifferansen mellom bitumen og WTI. Dersom denne trenden fortsetter vil antakelsen vår føre til en overvurdering av verdien av bitumen i forhold til WTI. På den andre siden er det ting som tyder på at prisene på WTI og bitumen vil nærme hverandre igjen i fremtiden, etter hvert som raffinerikapasiteten for tungolje øker både i Canada og i USA.

Ved å holde prisdifferansen mellom WTI og bitumen konstant ser vi også bort ifra det faktum at bitumenprisen er mer volatil enn WTI- prisen. Ifølge Attanasi (2008) beveger bitumenprisen seg slik at en endring i prisen på WTI fører til en umiddelbar og forsterket endring i bitumenprisen. Denne endringen vil i løpet av de neste månedene bli reversert, til man igjen når et likevekts punkt for prisen. Vi har valgt å se bort fra disse prisbevegelsene og antar at en endring i WTI- prisen fører til en umiddelbar og relativt like stor endring i bitumenprisen.

6.3.2 Utvikling i prisen på WTI

Prisen på WTI avhenger i stor grad av tilbud og etterspørsel i det amerikanske markedet og de fleste prognoser tyder på at oljeprisene skal øke. EIA (2010b) spår at den nominelle oljeprisen vil øke med 4,6 prosent årlig i perioden 2010- 2035, og vi har valgt å legge dette til grunn for vår analyse. Dette innebærer en økning i den gjennomsnittlige oljeprisen fra 76 dollar per fat i 2010 til 223 dollar i 2035.

Figur 11: EIA sine prognoser for utvikling i prisen til WTI fra 2010 til 2035



Siden EIA sine prognoser kun strekker seg til 2035 og Statoils oljesandprosjekt har en planperiode frem til 2050, er vi nødt til å ta noen antakelser om utvikling i prisen på WTI etter 2035. Vi har valgt å fremskrive utviklingen fra 2011 til 2035 til også å gjelde frem til 2050. Dette innebærer at oljeprisen i vår analyse vil fortsette å vokse med 4,6 prosent årlig fra 2035 til 2050.

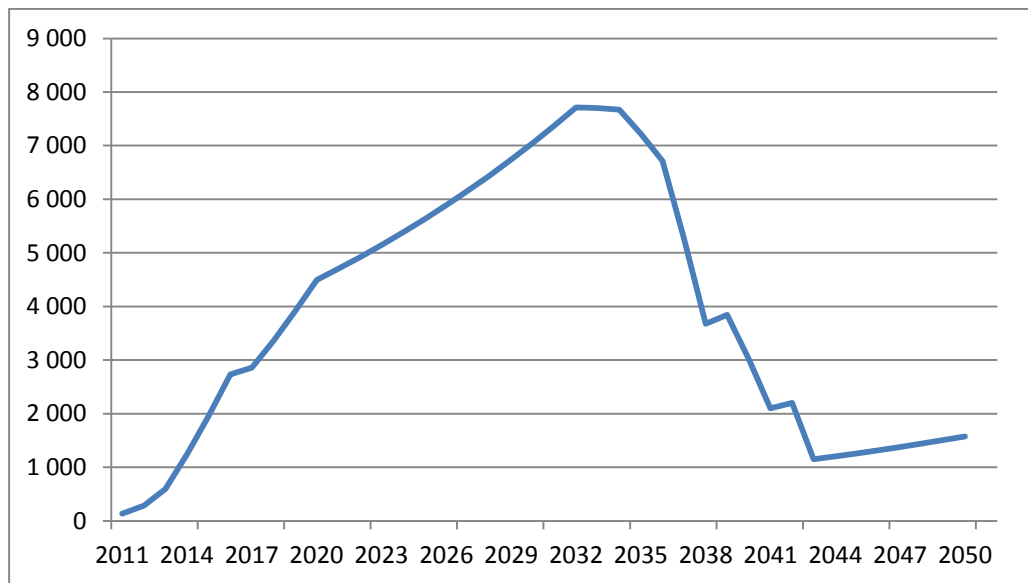
6.3.3 Salgspris på bitumen

På bakgrunn av prisdifferansen mellom WTI og bitumen, og forventningene om utviklingen i prisen på WTI, kan vi nå estimere salgsprisen på bitumen fra Kai Kos Dehseh gjennom planperioden. Vi antar at produksjon og salg av bitumen fra Statoils oljesandprosjekt skal foregå jevnt gjennom hele året, og bruker årlig gjennomsnittlig salgspris. Salgsprisen på bitumen vil i vår analyse starte på 38 dollar per fat i 2011, og ende på 219 dollar per fat i 2050.

6.3.4 Estimering av driftsinntekter for Kai Kos Dehseh

På bakgrunn av salgsprisen på bitumen kan vi nå estimere de forventede salgsinntektene fra Kai Kos Dehseh. Salgsinntektene er beregnet i nominelle tall, og bygger på utbyggingsplanen til Statoil og den forventede produksjonsmengden.

Figur 12: Årlige driftsinntekter for Kai Kos Dehseh (i millioner USD)



Som figuren viser vil driftsinntektene til Statoils oljesandprosjekt øke frem til 2033, som en følge av økt produksjon og økte salgspriser på bitumen. I 2032 når salgsinntektene sitt toppunkt med 7,7 milliarder dollar før inntektene starter å falle i 2033. Dette skyldes at man i 2033 starter man en gradvis nedbygging av produksjonsmengden og dermed faller også salgsinntektene, selv om prisene fortsetter å øke. Fra 2043 er det kun South Leismer- anlegget som produserer bitumen og driftsinntektene stiger frem mot 2050, da prosjektet avsluttes.

6.4 Driftskostnader

Driftskostnadene ved et SAGD anlegg kan deles inn i to; energikostnader og andre driftskostnader. Energifkostnadene består av kostnader forbundet med forbruket av gass og elektrisitet, mens de generelle driftskostnadene er en samlepost for andre kostnader forbundet med driften (CERI, 2009a). Nedenfor går vi nærmere inn på de ulike postene som inngår i et SAGD prosjekts driftskostnader.

6.4.1 Energifkostnader

Gass

For å estimere en gasskostnad for prosjektet, er vi avhengig av å fastsette en enhetspris på naturgass, i tillegg til gassforbruk ved anleggene som inngår i prosjektet.

Prisen på gass henger sammen med utviklingen på oljepris. CERI (2009a) legger i sine beregninger til grunn et forhold mellom gasspris per gigajoule (GJ) og WTI på 10:1. Med

utgangspunkt i EIA (2010c) sitt estimat for WTI i 2011 vil pris på naturgass i første driftsår dermed være på 7.6 dollar per GJ¹⁴. Følgelig vil gassprisen i lys av denne forutsetningen utvikle seg i takt med WTI i planperioden.

En tommelfingerregel i bransjen for in situ baserte utvinningsanlegg, er at det forbrukes omlag 1 Mcf¹⁵ gass for å utvinne et fat bitumen. Dog avhenger dette av faktorer som blant annet utvinningsteknologi og kvaliteten på reservoarene. I følge CERI vil et gjennomsnittlig SAGD prosjekt operere med et damp/olje forhold (SOR)¹⁶ på 2,5, noe som innebærer et forbruk på 1,02 Mcf per fat bitumen. Omregnet til GJ innebærer dette et forbruk på 1,1 GJ per fat bitumen¹⁷. Med gitte forutsetninger vil gasskostnad per fat bitumen for første driftsår beregnes til 8.4 dollar¹⁸.

Elektrisitet

Elektrisiteten til utvinningsanleggene kjøpes fra energinettet i Alberta. Følgelig vil det være aktuelt å estimere elektrisitetskostnaden med utgangspunkt i elektrisitetsprisen i Alberta regionen. Videre velger vi å basere estimatet på en gjennomsnittlig årlig elektrisitetspris, da prisen på elektrisitet er utsatt for sesongsvingninger. I følge på tall fra Alberta Electric System Operator (2010) var den gjennomsnittlige prisen på strøm i 2009 tilnærmet 48 dollar per MWh. For komme frem til elektrisitetspris i første driftsår legger vi til grunn CERI (2009a) sine anslag som anslår en årlig økning i elektrisitetspris på 4,5 %. Denne utviklingen forutsettes konstant for hele planperioden. Estimert pris for første driftsår blir dermed 52,4 dollar per MWh.

CERI (2009a) har beregnet et elektrisitetsforbruk på 300 MWh for et SAGD anlegg med en kapasitet på 30 000 fat bitumen daglig. Antar man et proporsjonalt forhold mellom forbruk og kapasitet vil elektrisitetsforbruk per fat tilsvare 0,01 MWh. Elektrisitetskostnad per fat bitumen for første driftsår blir dermed på 0,5 dollar¹⁹.

6.4.2 Andre driftskostnader

I tillegg til energikostnaden, består driftskostnadene ved et SAGD anlegg av en uspesifisert samlepost som vi velger å benevne som andre driftskostnader. Vi mangler fullstendig

¹⁴ Utregning: $76,25 * 10 \% = 7,625$

¹⁵ Mcf er en forkortelse for tusen kubikk fot

¹⁶ Steam to oil eller gass/olje forholdet (SOR) er et mål på effektiviteten i SAGD operasjoner, og representerer hvor mye damp som må til for å utvinne et fat olje. Med andre ord vil 2,5 SOR si at man bruker rundt 2,5 fat vann per fat produsert olje.

¹⁷ En cubic feet tilsvarer 1030 Btu, mens en million Btu tilsvarer 1,054615 GJ. Dermed blir det følgende utregning: $((1020 \text{ Mcf} * 1030 \text{ Btu}) / 1\,000\,000) * 1,054615 = 1,1$

¹⁸ Utregning: $7,6 \text{ dollar/GJ} * 1,1 \text{ GJ} \approx 8,4$

¹⁹ Utregning: $52,4 \text{ dollar/MWh} * 0,01 \text{ MWh} = 0,5$

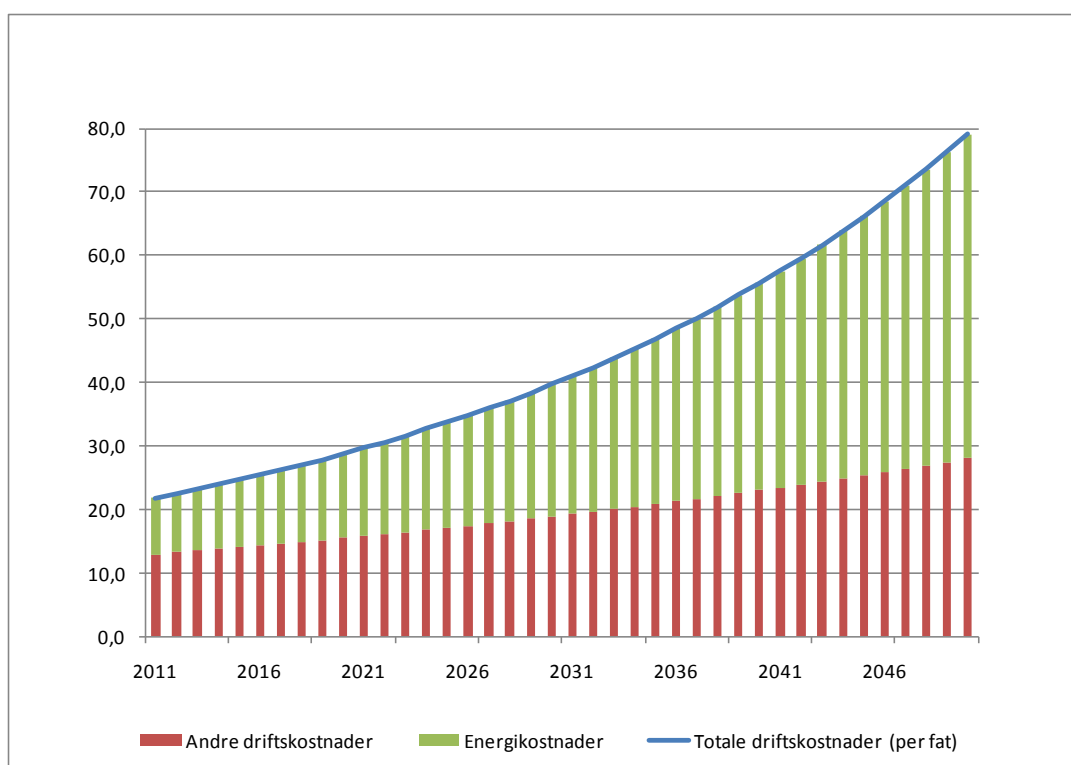
informasjon på hva posten andre driftskostnader inneholder, men basert på CERI (2009b) sin rapport kan vi med en viss sikkerhet forutsette at posten inneholder lønn, administrasjon og vedlikehold i tillegg til andre nødvendige kostnader for produksjon.

Basert på CERI sine anslag beregner vi andre driftskostnader for første driftsår til 12,9 dollar per fat bitumen²⁰. Dette estimatet baserer seg på en utvikling i kostnaden tilsvarende Canadas målsatte inflasjon på 2 % (Bank of Canada, 2010).

6.4.3 Beregning av driftskostnader

Med utgangspunkt i kildematerialet, og presiserte forutsetninger har vi kommet frem til en driftskostnad for første driftsår på 21,8 dollar per fat bitumen²¹.

Figur 13: Utvikling i driftskostnader over planperioden (USD per fat)



Figuren ovenfor viser utviklingen i driftskostnaden per fat bitumen for prosjektet gjennom planperioden. I tillegg ser man hvordan kostnaden fordeles mellom energikostnader og andre driftskostnader. Utviklingen viser at fra en driftskostnad på 21,8 dollar fatet i første driftsår, øker driftskostnaden til nesten 80 dollar fatet mot slutten av planperioden.

²⁰ Utregning: $12,4 * 1,02^2 = 12,9$

²¹ Utregning: $12,9 + 8,4 + 0,5 = 21,8$

6.5 Avgifter på klimagassutslipp fra Kai Kos Dehseh

På grunn av de store mengdene gass man trenger for å produsere damp, fører utvinning av bitumen ved hjelp av SAGD til store utslipp av klimagasser. Et typisk SAGD- prosjekt opererer med en SOR på 2,5 og krever ca. 1,1 GJ gass per fat bitumen (CERI, 2009b). Utslippene skjer i forbindelse med forbrenning av gassen, og CERI anslår at man ved forbrenning av 2 GJ gass slipper ut 51,4 kilo CO₂- ekvivalenter. Dette gir et klimagassutslipp på 56,5 kilo CO₂- ekvivalenter per fat bitumen²².

Statoil skal gjennom planperioden av sitt oljesandprosjekt produsere ca. 1,86 milliarder fat bitumen, og de totale utslippene for Kai Kos Dehseh blir da på over 105 millioner tonn. Årlige gjennomsnittlige klimagassutslipp vil være på 2, 64 millioner tonn CO₂- ekvivalenter, men siden produksjonsmengden varierer gjennom planperioden vil også utslippene variere.

Myndighetene i Alberta gir nye oljesandprosjekter en 3- års oppstartsperiode for å etablere sin grunnlinje for klimagassutslipp. Etter dette er de pålagt å redusere klimagassutslipp per fat med 2 prosent årlig til de har oppnådd reduksjonskravet på 12 prosent (CAPP, 2009). Dersom man ikke klarer å oppfylle reduksjonsmålet må man kjøpe godkjent kompensasjon eller betale 15 dollar per tonn utsluppet klimagass til Climate Change and Emissions Management Fund²³.

Statoil lanserte i april 2010 sine planer for utslippsreduksjoner ved Kai Kos Dehseh. Innen de fem første årene av prosjektet har man som mål å redusere klimagassutslippene med 25 prosent, og innen 2025 skal de reduseres til 40 prosent (Statoil ASA, 2010e). I hvilken grad Statoil faktisk klarer å oppnå disse reduksjonene er imidlertid uvisst og vi har derfor i første omgang valgt å se bort ifra dette. Vi har antatt at Statoil ikke klarer å oppfylle reduksjonskravene pålagt av myndighetene i Alberta, og at de derfor må betale 15 dollar per tonn CO₂- ekvivalent de slipper ut i forbindelse med prosjektet. Avgiften på klimagassutslipp i Alberta gjelder, per dags dato, kun for anlegg som slipper ut mer enn 100 000 tonn CO₂- ekvivalenter og vi har derfor antatt at Statoil kun betaler avgifter for utslipp som overstiger dette. Siden det foreligger lite informasjon om hvordan oljesandbedrifter kan etablere grunnlinjen sin for klimagassutslipp ser vi også bort fra oppstartsperioden og antar at Statoil må betale avgifter fra første driftsår.

²² Dette utslippet gjelder kun utvinning av bitumen. Ved oppgradering til lettere råolje er det forbundet ytterligere klimagassutslipp.

²³ Fond for forvaltning av klimaendringer og utslipp

6.5.1 Utvikling i avgifter på klimagassutslipp

Økt fokus på global oppvarming kombinert med de store utslippene fra oljesanden, fører til at nivået på avgiftene på klimagassutslipp i Alberta mest sannsynlig vil være under sterkt press gjennom planperioden. Avgiften på 15 dollar per tonn CO₂- utslipp er relativt lav, og i Norge ligger for eksempel tilsvarende avgift på 50 dollar (Aftenbladet, 2010). Regjeringen i Alberta står ovenfor en vanskelig balansegang i forhold til å redusere klimagassutslippene, samtidig som de sikrer økonomisk vekst i oljesanden. Oljesandutvinning har fått mye negativ publisitet, og både miljøvernorganisasjoner og det internasjonale samfunnet vil følge nøye med på utviklingen i oljesanden (CERI, 2009a). Canada er allerede under press når det gjelder klimagassutslipp og aktiviteten i oljesanden vil nok øke dette presset.

På bakgrunn av dette er det derfor grunn til å tro at avgiften på klimagassutslipp i Alberta vil øke gjennom planperioden. Hvor mye, og når er imidlertid vanskelig å estimere og avhenger av mange ulike faktorer. Vi har derfor valgt å anta at avgiften på klimagassutslipp vil følge den målsatte inflasjonen i Canada og øke med 2 prosent årlig. Med dette forutsetter vi også en jevn utvikling i avgiftene, mens eventuelle økninger i praksis vil skje gjennom diskrete hopp.

6.6 Driftsinvesteringer

Prosjektet vil kreve visse driftsinvesteringer gjennom planperioden. For å opprettholde produksjon og ønsket produksjonsnivå er man avhengig av å bygge flere nye produksjonsbrønner, i tillegg til at de forskjellige anleggene med tiden vil kreve både oppgraderinger og omfattende vedlikehold (CERI, 2009b). Industriestimater for nødvendige driftsinvesteringer ved et SAGD anlegg med en kapasitet på 30 000 fat daglig, beløper seg 37,6²⁴ millioner dollar på årlig basis. Basert på dette estimatet kan man dermed beregne årlige driftsinvesteringer til å beløpe seg til ca. 1250 dollar per enhet produksjonskapasitet.

Det er naturlig å anta at innsatsfaktorene som benyttes for å gjennomføre de årlige driftsinvesteringene, i stor grad vil være de samme som for annen utbygging og anleggsvirksomhet ved prosjektet. Vi velger derfor å legge til grunn en inflasjonsbane for driftsinvesteringene tilsvarende inflasjonen som benyttes for utbyggingskostnadene.

²⁴ Tallet er inflasjonsjustert til 2010 dollar basert kostnadsutvikling lagt til grunn for investeringer

6.7 Avslutning og tilbakeføring

I Alberta er man lovpålagt til å tilbakeføre områdene man har drevet oljesandutvinning i (Government of Alberta, 2009). Dette vil medføre kostnader for Statoil etter hvert som produksjonen ved de ulike anleggene legges ned. Kai Kos Dehseh- prosjektet vil forstyrre om lag 8 prosent av leieområdet, og dette arealet må tilbakeføres til sin opprinnelige tilstand. Avslutnings- og tilbakeføringskostnaden innebærer blant annet å fjerne alle fasiliteter og infrastruktur, samt plante trær og annen vegetasjon. Denne kostnaden kan til dels bli oppveid av at Statoil kan avhende og selge deler av anleggene når produksjonene avsluttes, men dette avhenger av verdien av anleggene ved produksjonsslutt. Vi har valgt å anta at denne verdien er null for alle produksjonsanleggene.

CERI (2009b) anslår kostnaden ved avslutning og tilbakeføring til et SAGD- anlegg til å være 2 prosent av investert kapital ved hvert anlegg, og denne kostnaden vil også bli lagt til grunn i vår analyse. Vi antar at avslutnings- og tilbakeføringskostnaden er en engangsutbetaling som belastes året etter produksjonen er avsluttet ved hvert av anleggene. Kostnaden vil bli beregnet gjennom å fremdiskontere de totale investeringene ved hvert anlegg med Canadas målsatte inflasjon.

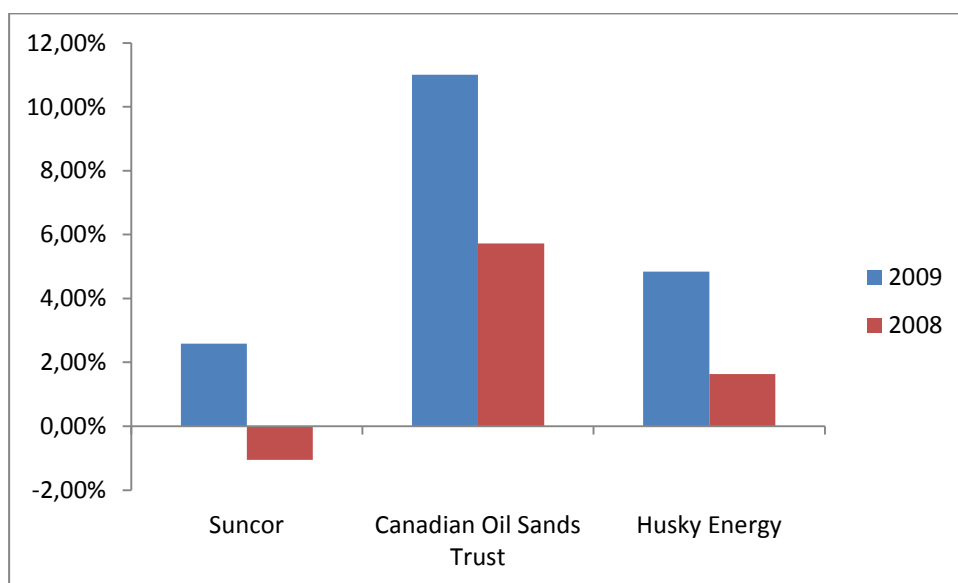
6.8 Arbeidskapital

For at Statoils oljesandprosjekt skal kunne møte sine finansielle forpliktelser ved forfall må det investeres i arbeidskapital. Arbeidskapital er differansen mellom omløpsmidler og kortsiktig gjeld (Bøhren & Gjørsum, 2009). Vi har valgt å budsjettere arbeidskapitalbehovet til Statoils oljesandprosjekt som en fast andel av prosjektets omsetning. Arbeidskapital behovet må gjennom hele planperioden justeres med endringer i omsetningen, og på slutten av planperioden vil gjenværende arbeidskapital frigjøres.

Fra Statoils årsrapport for 2009 finner vi at arbeidskapitalen til Statoil i 2009 lå på rundt 1 prosent av omsetningen. Denne arbeidskapitalprosenten representerer gjennomsnittet for alle Statoils prosjekter og man anser den også for å være nær gjennomsnittet i oljebransjen som helhet. Statoils oljesandprosjekt er imidlertid ikke noe gjennomsnittlig prosjekt, og det er grunn til å tro at arbeidskapitalbehovet vil være ulikt et konvensjonelt oljeprosjekt. For å kunne anslå arbeidskapitalbehovet til oljesandprosjektet har vi derfor sett til mer sammenlignbare prosjekter og tatt for oss arbeidskapitalen til selskaper som driver oljesandutvinning i Canada.

Vi har valgt å ta for oss årsrapportene til Suncor, Canadian Oil Sands Trust (deleier av Syncrude) og Husky Energy og funnet arbeidskapitalen til de respektive selskapene i 2008 og 2009²⁵. Dette er alle selskaper med store interesser i oljesanden og arbeidskapitalen deres vil være utgangspunktet for å estimere arbeidskapitalbehovet til Statoils oljesandprosjekt.

Figur 14: Arbeidskapital for sammenlignbare selskaper i 2008- 2009 (i prosent av omsetning)



Som figuren viser opererer de ulike oljesandselskapene med ulik arbeidskapital og arbeidskapitalen for de enkelte selskapene varierer også fra år til år. Gjennomsnittlig arbeidskapital var for de tre selskapene i måleperioden 4,12 prosent av omsetningen og vi har valgt å anta at arbeidskapitalen til Statoils oljesandprosjekt vil utgjøre 3 prosent av omsetningen. Nedjusteringen fra 4,12 prosent til 3 prosent er gjort på bakgrunn av at oljesandprosjektene til de tre oljesandselskapene er mer komplekse prosjekter, som blant annet også inkluderer oppgraderingsanlegg.

Det er flere svakheter med fremgangsmåten vi har valgt for å fastsette arbeidskapitalbehovet til Statoils oljesandprosjekt. Både Suncor og Husky Energy er involvert i annen aktivitet enn oljesandutvinning, og arbeidskapitalen deres reflekterer tall fra hele driften og ikke bare oljesandprosjekter. Statoil skal bruke SAGD- teknologi for å utvinne bitumen, mens

²⁵ (Suncor Energy Inc., 2010) (Canadian Oil Sands Trust, 2010) (Husky Energy Inc, 2010)

oljesandselskapene vi har tatt utgangspunkt i, bruker en rekke forskjellige utvinningsmetoder. Suncor og Canadian Oil Sands Trust er for eksempel involvert i store prosjekter som bruker åpnedagbrudd for å utvinne bitumen, og disse krever mer arbeidskapital enn SAGD-prosjekter (CERI, 2009b). Vi har forsøkt å ta hensyn til dette ved å justere ned arbeidskapitalbehovet fra 4,12 til 3 prosent, men det er en fare for at vi over- eller undervurderer behovet for arbeidskapital.

Til slutt er det en svakhet at vi kun ser på tall fra 2008 og 2009. Det er problematisk kun å bruke to måleperioder da det kan være spesielle hendelser som gjør at arbeidskapitalbehovet er større eller mindre dette året.

6.9 Avkastningskrav

For å beregne nåverdien av investeringen til Statoil, må vi diskontere prosjektets kontantstrøm med et representativt avkastningskrav. Avkastningskravet skal reflektere hvilken avkastning eierne og andre kapitalleverandører kan oppnå ved alternativ plassering av kapitalen med samme risiko. Med andre ord skal avkastningskravet reflektere kostnaden ved bruk av kapital (Bøhren & Gjærum, 2009). Kapitalkostnaden består av to komponenter:

- Tidskostnad, får frem at en krone i morgen er mindre verdt enn en krone i dag.
- Risikokostnad, får frem at en sikker krone er verdt mer enn en usikker krone.

Et sentralt aspekt i fastsettelsen av et prosjekts avkastningskrav, er vurderingen av hva som er prosjektets relevante risiko. Et prosjekts totale risiko består av systematisk og usystematisk risiko, og beskriver således usikkerheten når prosjektet vurderes isolert. Vurderes derimot prosjektet som en del av en større portefølje av prosjekter og investeringer vil risikoen i prosjektet kunne reduseres gjennom at den usystematiske risikoen diversifiseres bort, som følge av at prosjektet ikke perfekt samvarierer med resten av porteføljen (Bøhren & Gjærum, 2009).

For å si noe om prosjektets relevante risiko må man dermed si noe om hva prosjektet betyr for usikkerheten i eiernes portefølje. Man er med andre ord ute etter det man kaller for prosjektet risikobidrag. Det er dermed interessant å vurdere i hvilken grad Statoil sine eiere kan betraktes som veldiversifiserte eller ikke. Statoil er i dag et allment aksjeselskap notert

både på NYSE²⁶ og Oslo børs. Nærmere to tredjedeler av selskapet eies av den norske stat som gjennom oljefondet kan sies å være en svært veldiversifisert eier. Det kan derfor argumenteres for at Statoil sine eiere er veldiversifiserte, og kun eksponert mot systematisk risiko.

Vi budsjetterer i denne analysen en NKSTKES. Følgelig må vi benytte et nominelt avkastningskrav til totalkapitalen etter skatt. Videre bemerker vi at vi benytter samme risikojusterte avkastningskrav gjennom hele prosjektets planperiode. Dermed gjør man en implisitt antakelse om at den kumulative risikoen øker konstant gjennom planperioden (Brealey, Myers, & Allen, 2008). Hvorvidt risikoen i Kai Kos Dehseh er konstant over planperioden kan diskuteres. Blant annet kan det argumenteres for at driften med tiden vil bli mer åpenbar, og risikoen redusert. Det er likevel generell praksis å forholde seg til et konstant avkastningskrav, og vi velger derfor å ikke justere avkastningskravet i planperioden.

For å beregne prosjektets avkastningskrav velger vi å benytte kapitalverdimodellen (CAPM). CAPM er en en-faktor modell som beregner avkastningskravet basert på hvordan prosjektet samvarierer med en markedsportefølje.

$$\text{CAPM: } k_E = r_f * (1 - s) + \beta_p * [E(r_m) - r_f * (1 - s)]$$

Modellen forutsetter dermed at investoren er veldiversifisert, kun utsatt for systematisk risiko i markedet. Vi har allerede forutsatt at Statoils investorer er veldiversifiserte. Følgelig er forutsetningene for modellen oppfylt, og vi er dermed ikke avhengig av å gjøre et risikopåslag for eksponering av usystematisk risiko. Videre velger vi å se bort fra effektene av finansiering i prosjektanalysen, da det er lønnsomheten til prosjektet vi er interessert i. Vi antar dermed at prosjektet er 100 prosent egenkapitalfinansiert. På bakgrunn av denne antakelsen vil avkastningskravet til egenkapitalen sammenfalle med avkastningskravet til totalkapitalen. Dermed vil $k_E = k_T$.

For å komme frem til en representativ risikofri rente må man ta hensyn til lengden på prosjektets planperiode, samt hvilken valuta man benytter i budsjetteringen (Brealey, Myers, & Allen, 2008). Da vi budsjetterer i amerikanske dollar må vi dermed ha en risikofri rente forankret i denne valutaen. I tillegg er vi avhengig av en rente med lang løpetid, da prosjektet har en planperiode på 40 år. Vi har derfor tatt utgangspunkt i amerikanske statsobligasjoner med løpetid på 30 år, som per august 2010 er på tilnærmet 4 % (Yahoo Finance, 2010).

²⁶ New York Stock Exchange

Når det gjelder beta er det viktig å presisere at vi er ute etter en beta som representerer risikoen i Kai Kos Dehseh, og ikke Statoil som selskap. Oljesand er noe nytt for Statoil, og det er derfor stor sannsynlighet for at prosjektet ikke representerer noe gjennomsnittsprosjekt for selskapet. For å estimere en relevant beta bruker vi derfor sammenliknbare selskapers beta, for å anslå hvordan prosjektet samvarierer med en gitt markedsportefølje.

Kai Kos Dehseh innebærer at Statoil investerer i et annet land. Dermed oppstår det en problemstilling i forhold til hvilke selskaper man skal benytte som proxy for prosjektets beta, samt hvilke markedsindeks man skal måle samvariasjonen til disse selskapene mot. I følge Shapiro (2006) vil det i slike situasjoner være mest hensiktsmessig å bruke lokale sammenliknbare selskaper i landet man investerer som proxy, og estimere en beta til de respektive selskapene med utgangspunkt i investerende selskaps hjemlige markedsindeks. Dermed sikrer man sammenliknbarhet mellom selskapets nasjonale og internasjonale investeringer (Shapiro, 2006).

For å komme frem til en industribeta som representerer den systematiske risikoen i Kai Kos Dehseh, bruker vi kanadiske sammenliknbare selskaper, og anslår den systematiske risikoen til disse selskapene i forhold til det norske markedet. I tabellen nedenfor har vi identifisert fire selskaper som vi bruker for å estimere en relevant beta for prosjektet. Det kan nevnes at selskapenes virksomhet i stor grad består av oljesandutvinning i Alberta provinsen. Dog er det kun Canadian Oil Sand Trust som bare er eksponert mot oljesandutvinning ved å ha en eierandel på 36,74 % i Syncrude prosjektet. De øvrige derimot kan beskrives som integrerte olje og energi selskaper, og er dermed eksponert mot andre forretningsområder i tillegg til oljesand. Likevel mener vi at disse selskapene tjener som et godt estimeringsgrunnlag for den systematiske risikoen i prosjektet.

Tabell 2: Estimering av industribeta

Selskap	Aksjebeta	Gjeldsgrad	Forretningsbeta
Suncor	1,37	28,7 %	1,06
Husky	0,65	58,8 %	0,41
Canadian Oil Sand Trust	0,77	7,8 %	0,71
Imperial Oil	0,55	24,1 %	0,45
Industribeta			0,66

Ved å gjøre en regresjon av selskapenes avkastning mot avkastningen til OSEBX- indeksen ved Oslo Børs over 60 måneder, kommer vi frem til en aksjebeta for hvert av selskapene. Forretningsbeta beregnes så ved å ta hensyn til gjeldsgraden. Derneft beregnes industribeta som et gjennomsnitt av selskapenes forretningsbeta (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005). Basert på våre beregninger har vi estimert en industribeta på 0,66. Siden vi analyserer prosjektet som om det kun var egenkapitalfinansiert, trenger vi ikke å justerer industribetaen for kapitalstrukturen i Kai Kos Dehseh prosjektet. Dermed benyttes 0,66 som inndata i CAPM modellen.

Markedets risikopremie defineres som forskjellen mellom markedets forventede avkastning og risikofri rente. Risikopremien estimeres ofte ut ifra historiske data. Det eksisterer flere metoder for å beregne markedets risikopremie, uten at noen av dem har fått universal aksept. Markedets risikopremie er derfor et svært debattert tema innenfor finans (Koller, Goedhart, & Wessels, 2005).

Vi velger å understreke at vi i vårt avkastningskrav legger til grunn en risikopremie med utgangspunkt i det norske markedet. Alternativt kunne man tenke seg å basere markedets risikopremie på det amerikanske markedet, da Statoil også er notert på NYSE. Dog velger vi å basere oss på en norsk risikopremie. Dette begrunnes med at Statoil i hovedsak har norske eierinteresser, som dermed krever en norsk risikopremie. I tillegg vil man ved å legge til grunn en norsk risikopremie sikre konsistens mellom målt systematisk risiko, og pris per enhet av denne systematiske risikoen (Shapiro, 2006). Likevel er det ikke grunn til å tro at dette i særlig grad vil påvirke beregningene, da den teknologiske utviklingen har gjort det stadig lettere å investere på tvers av landegrenser. Dermed blir markedene i større grad integrert i hverandre, noe som medfører at risikopremien i det norske markedet ikke kan være særlig annerledes enn i utlandet (Bøhren & Gjærum, 2009).

Basert på forskning fra nærmere 20 land, har den historiske markedspremien de siste 100 år ligget på rundt 7 % i gjennomsnitt, varierende mellom 4 % og 10 % (Bøhren & Gjærum, 2009). Likevel har markedspremien de 10 siste årene vært avtagende, og regnet langsiktig fremover kan meravkastningen kunne reduseres til å ligge i intervallet 3-6 prosent for en internasjonalt diversifisert portefølje. Gjølberg og Johnsen (2007) argumenterer for at markedspremien for det norske markedet vil kunne være 2 % - 3 % høyere, på bakgrunn av høyere risiko. Vi velger derfor å ta hensyn til den fallende trenden, og legger til grunn et moderat estimat for den norske markedspremien på 5 %.

Basert på overnevnte forutsetninger kan vi nå ved hjelp av CAPM, beregne et nominelt avkastningskrav etter skatt gitt en kanadisk skattesats på 28 %.

CAPM gir oss da:

$$k_E = 4\% * (1 - 0,28) + 0,66 * (9 - 4 * (1 - 0,28)) = 6,9\%^{27}$$

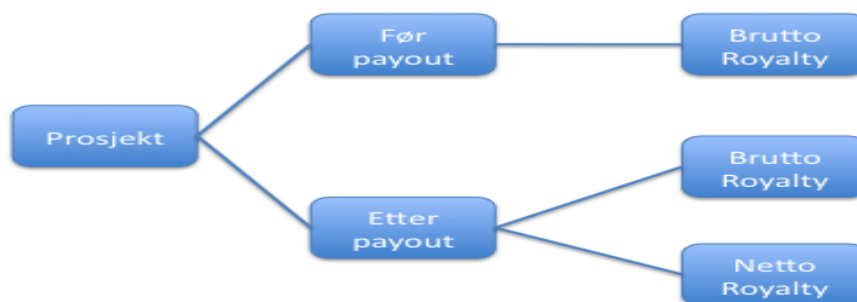
Et avkastningskrav på 6,9 % kan virke noe lavt. Det er flere momenter ved Kai Kos Dehseh som gjør prosjektet risikabelt. Blant annet kan det nevnes at det er store utfordringer knyttet til teknologi, og at dette er et helt nytt virksomhetsområde for Statoil. I tillegg investerer Statoil i et fremmed land, som også kan lede til større utfordringer og usikkerhet. Vi velger derfor å understreke igjen at beregningen av avkastningskrav er gjort under forutsetningen at selskapets eiere er veldiversifiserte. Dermed er det ikke grunnlag for å legge til et risikopåslag for usystematisk risiko, som de overnevnte risikomomentene representerer. Vi velger derfor å benytte kravet til kapitalen på 6,9 % i den videre budsjetteringen

6.10 Royalty

Som beskrevet i kapittel 4.7 må selskaper som utvinner oljesanden i Alberta provinsen betale en royalty skatt på inntektene fra salg av bitumen. Vi vil derfor i dette avsnittet presentere Alberta sitt nåværende reglement for beregning av royalty. Videre bemerker vi at presentasjonen holder seg til hovedtrekkene i royalty systemet, da vi anser en fullstendig fremstilling som utenfor oppgavens omfang.

Royaltysystemet i Alberta kan beskrives som et progressivt system, der royalty andelen av inntektene avhenger av prisen på WTI, og hvorvidt prosjektet har oppnådd payout- status.

Figur 15: Skisse av royaltysystemet i Alberta



²⁷Med en markedspremie på 5 % og risikofri rente på 4 % må markedets avkastning tilsvare 9 %.

I følge royalty bestemmelsene oppnår et prosjekt payout i det de kumulative inntektene overgår de kumulative fratreggbare kostnadene. Med fratreggbare kostnader mener man kostnader som kan direkte tilskrives utvinning, prosessering og transportering av oljesanden. I tillegg gis man rett til en såkalt rimelig avkastning i form av et avkastningskrav beregnet ut i fra renten på langsiktige obligasjoner (Alberta Department of Energy, 2008). Per 2010 er denne obligasjonsrenten tilnærmet fire prosent (Alberta Department of Energy, 2010), og vi velger å benytte denne rentesatsen i våre beregninger.

For prosjekter som ikke er i payout, baseres royaltyskatten på brutto- royaltysatser. Brutto-royalty beregnes som en prosentvis andel av prosjektets salgsinntekter, justert for diverse håndteringskostnader. Brutto- royaltysatsen starter på 1 prosent, og stiger for økninger i WTI over 55 dollar frem til en maks sats på 9 prosent ved en WTI pris tilsvarende eller høyere enn 120 dollar (Alberta Department of Energy, 2008).

For et prosjekt som tilfredsstiller kravene til payout- status endres reglene noe. Har prosjektet oppnådd payout, vil ikke royaltyskatten som skal belastes prosjektet kun basere seg på brutto-royalty. Isteden vil royalty- skatten som belastes prosjektet tilsvare den største beregnede summen av brutto- eller nettoroyalty. Netto- royalty beregnes med utgangspunkt i salgsinntekter, redusert for drifts og kapital kostnader. Procentsatsen starter på 25 prosent og stiger for økninger i WTI over 55 dollar, frem til en maks sats på 40 prosent ved en WTI pris på 120 dollar eller høyere (Alberta Department of Energy, 2008).

For å illustrere utviklingen i royaltysatsene, viser vi i tabellene nedenfor royaltysatsen for et utvalg av oljepriser. Utviklingen viser et lineært forhold mellom royalty satsene og oljepris, med en stigning på 0,123 og 0,23 prosent for hver dollar økning i WTI for henholdsvis brutto og netto royalty satser.

Tabell 3: Royaltysatser ved ulike oljepriser

Pris WTI \$/bbl	Brutto Royalty Satser	Netto Royalty Satser
\$0 – \$55	1,00 %	25,00 %
\$60	1,62 %	26,15 %
\$70	2,85 %	28,46 %
\$80	4,08 %	30,77 %
\$90	5,31 %	33,08 %
\$100	6,54 %	35,38 %
\$110	7,77 %	37,69 %
\$120 ->	9,00 %	40,00 %

Kilde: Alberta Department of Energy (2009)

6.11 Skatt og skattemessige avskrivninger

For å budsjettere kontantstrømmen til Kai Kos Dehseh etter skatt er vi avhengig av å undersøke skattereglene i Canada. Mer konkret innebærer dette å redegjøre for selskapsskatt samt regler for skattemessige avskrivninger. Vi bemerker at fremstillingen kun beskriver hovedtrekkene i skattesystemet, og som i størst grad vil påvirke prosjektets kontantstrøm

6.11.1 Selskapsskatt

Skattesystemet i Canada kan beskrives som et todelt system. Mer konkret innebærer dette at selskaper i Canada betaler en føderal skatt i tillegg til en skatt til provinsen der selskapet er lokalisert. Per 2010 er den føderale skattesatsen for selskaper på 18 %, mens provinsskattesatsen for Alberta er på 10 %. Som følge av at skattesystemet er additivt, vil skattesatsen for et selskap i Alberta provinsen være på 28 % (KPMG, 2010).

6.11.2 Skattemessige avskrivninger

Skattemessige avskrivninger er i Canada regulert under systemet for Capital Cost Allowance (CCA). Dette innebærer at varige driftsmidler årlig kan avskrives med en prosentsats av inngående balanse eller ved hjelp av en lineær avskrivningsplan, avhengig av hvilke eiendelsklasse driftsmidlet inngår i. Varige driftsmidler som inngår i driften i olje- og gassindustrien faller i hovedsak innenfor eiendelsklasse 41, og avskrives etter saldometoden med en maksimalsats på 25 prosent årlig (Natural Resources Canada, 2009).

Det kan bemerkes at under royalty systemet som var aktivt fra 1997 og frem til 1. januar 2009, ville eiendeler som tilhørte eiendelsklasse 41 kunne kvalifisere til en ytterligere økning i avskrivningssatsen gjennom Accelerated Capital Cost Allowance (ACCA). Dette innebærer

at driftsmidler i eiendelsklasse 41 vil kunne avskrives med maksimalt 100 % årlig, med den begrensningen at årlig avskrivninger ikke overgår selskapets inntjening (Natural Resources Canada, 2009). Ved revideringen av provinsens royalty system i 2007 valgte myndighetene å fjerne denne ordningen for oljesand prosjekter. Dermed vil ny prosjekter ikke kunne dra nytte av en slik fordelaktig avskrivningsprofil, mens for prosjekter etablert før revideringen vil ordningen gradvis fjernes frem mot 2015 (Alberta Department of Energy, 2007).

I våre beregninger legger vi til grunn at samtlige investeringer ved Kai Kos Dehseh prosjektet kommer inn under eiendelsklasse 41, og har en skattemessig inngangsverdi tilsvarende investeringens anskaffelseskost. Følgelig legger vi til grunn en skattemessig avskrivningssats på 25 %.

6.12 Oppsummering

Avslutningsvis sammenfatter vi antagelsene gjort i forbindelse med kapittelet i en tabell.

Tabell 4: Oppsummering av forutsetninger

Inndata	
Planperiode (år)	40
Produksjonsdager per år	360
Investeringskostnader:	
Investeringsbeløp per fat produksjonskapasitet 2010 (USD)	27000
Årlig prisstigning 2010-2013	8,1 %
Årlig prisstigning 2014-2050	3,1 %
Driftsinntekter:	
Oljepris WTI 2011 (USD/fat)	76
Prisdifferanse bitumen/WTI	50 %
Årlig prisstigning WTI	4,6 %
Driftskostnader:	
Gasskostnad 2011 (USD/fat)	8,4
Prisdifferanse gass/WTI	10 %
Elektrisitetskostnad 2011 (USD/fat)	0,5
Årlig prisstigning elektrisitet	4,5 %
Andre driftskostnader 2011 (USD/fat)	13
Årlig prisstigning andre driftskostnader	2 %
Avgift på CO2 utslipp over kvote 2011 (USD/tonn CO2 ekvivalent)	15,3
Årlig prisstigning på Co2 utslipp	2 %
Avslutning og tilbakeføring i % av investert kapital	2 %
Arbeidskapital i % av driftsinntekter	3 %
Royalty:	
Brutto royalty	1 % - 9 %
Netto royalty	25 % - 40 %
Allowable return	4 %
Skattesats i Canada (provins og føderal)	28 %
Avkastningskrav	6,9 %
Maksimal avskrivningsatts i Canada	25 %

7. Nåverdiberegning

I dette kapitlet presenterer vi en kontantstrømmodell og resultatene av modellen, basert på de forutsetninger og antakelser drøftet i kapittel 6. I kapitlets første del tar vi for oss prosjektets kontantstrøm, og kommenterer sentrale aspekter ved modellen. Dernest presenterer vi prosjektets nåverdi og internrente, samt en diskusjon med utgangspunkt i nøkkeltallene.

7.1 Kontantstrøm

I tabellen under viser vi prosjektets kontantstrøm for utvalgte år. Utdraget viser de første driftsårene der investeringene er store, samt deler av midtperioden i prosjektperioden der produksjonsvolumet er høyest. Til slutt vises de siste årene da driften avvikles. For en fullstendig oversikt over prosjektets kontantstrøm, henviser vi til vedlegg 2.

Tabell 5: Prosjektets kontantstrøm for utvalgte år (i millioner USD)

År	2010	2011	2012	2020	2021	2022	2023	2041	2042	2050
Driftsinntekter		136	285	4 496	4 703	4 920	5 146	2 102	2 199	1 576
Driftskostnader:										
Gass kostnad		-30	-63	-989	-1 035	-1 082	-1 132	-462	-484	-347
Elektrisitets kostnad		-2	-4	-59	-62	-65	-68	-27	-28	-20
Andre driftskostnader		-47	-95	-1 226	-1 251	-1 276	-1 301	-338	-345	-202
Royalty- skatt		-5	-13	-405	-648	-723	-795	-352	-399	-344
Avgifter på klimagassutslipp		-2	-5	-80	-82	-83	-85	-20	-20	-10
Avslutning og tilbakeføring		0	0	0	0	0	0	-20	-20	-24
Skattemessige avskrivinger		-331	-519	-726	-655	-606	-572	-355	-305	-113
Resultat før skatt		-280	-413	1 011	971	1 085	1 193	528	598	516
Fremførbart underskudd			-280	-370	0	0	0	0	0	0
Skattepliktig resultat		0	0	641	971	1 085	1 193	528	598	516
Skattekostnader:										
Føderal skatt		0	0	-115	-175	-195	-215	-95	-108	-93
Provinsial skatt		0	0	-64	-97	-108	-119	-53	-60	-52
Resultat etter skatt		-280	-413	832	699	781	859	380	431	371
Skattemessige avskrivinger		331	519	726	655	606	572	355	305	113
Investeringskostnader	-630	-681	-1 052	0	0	0	0	0	0	0
Driftsinvesteringer		-14	-29	-430	-443	-457	-471	-148	-153	-98
Arbeidskapital	-4	-4	-9	-6	-6	-7	-7	-3	31	47
Nåverdi av spart skatt	5									
Kontantstrøm	-629	-648	-985	1 121	905	923	952	584	614	434

Gitt våre forutsetninger om fratreggbare kostnader, og en rentesats på 4 % (allowable return), har vi beregnet at prosjektet oppnår payout- status fra og med 2021. Med andre ord betyr dette at prosjektet fra og med 2021, vil bli belastet med den høyeste beregnede summen av netto og brutto royalty (frem til 2021: konsekvent brutto royalty). Detaljer rundt denne beregningen er vedlagt i vedlegg 3. Da royalty systemet i Canada er komplekst og krever fortolkning samt svært detaljerte data om driften, vil royalty beregningene vi har foretatt i denne oppgaven kun være et grovt anslag. I tillegg vil royalty i praksis bli beregnet kvartalsvis, mens vi i denne oppgaven budsjetterer på årsbasis. Likevel har vi forholdt oss til de viktigste prinsippene i royalty systemet, for å kunne gi en pekepinn på hvilke kontantstrømeffekter royalty vil ha på prosjektet. En fullstendig oversikt over royalty beregninger finnes i vedlegg 4.

Skattemessig har vi lagt til grunn at underskudd i sin helhet er fremførbart. Gitt denne forutsetningen vil ikke prosjektet være i skatteposisjon før 2020. Når det gjelder skattemessige avskrivninger har vi antatt at de årlige driftsinvesteringene er av en slik betydning, at de aktiviseres og avskrives sammen med anleggsinvesteringene. Effekten av denne antakelsen er en økning i den skattemessige verdien av investeringene ved planperiodens slutt. Med andre ord gjenstår det avskrivninger som prosjektet ikke får dratt nytte av i planperioden. Det er Statoil Canada, organisert som et heleid datterselskap av Statoil, som eier prosjektet. Statoil Canada har i tillegg til oljesand andre virksomheter i Canada. Det kan dermed være rimelig å anta at Statoil Canada vil fortsette sin virksomhet også etter Kai Kos Dehseh prosjektet. Dette innebærer at selskapet kan nytte gjøre seg av avskrivningene som er til gode på anleggsinvesteringen til Kai Kos Dehseh etter planperiodens slutt. Vi velger derfor å ta hensyn til dette gjennom å legge til spart skatt, som øker prosjektets nåverdi med ca. 5 millioner dollar.

7.2 Nåverdi

Gitt forutsetningene lagt til grunn i kapittel 6 blir nåverdien for oljesand prosjektet Kai Kos Dehseh i overkant av 4,2 milliarder dollar. Basert på nåverdiargumentet vil prosjektet dermed være lønnsomt.

Tabell 6: Beregnet nåverdi og internrente for Kai Kos Dehseh (i millioner USD)

Kai Kos Dehseh	
Netto nåverdi	4 260
IRR	12,6 %

Videre har prosjektet en internrente på 12,6 prosent, som innebærer at prosjektet vil ha en positiv nåverdi for avkastningskrav lavere enn 12,6 prosent. I den sammenheng velger vi å bemerke at internrenten er et beslutningsgrunnlag for prosjektbeslutninger som i større grad har hatt sine tilhengere i næringslivet kontra academia. Dette har sammenheng med at det er en rekke problemer knyttet til internrente metoden. Internrente metoden er ikke tema for denne utredningen, og vi vil derfor ikke spesielt ta for oss problemene knyttet til metoden. Dog velger vi å bemerke problemet knyttet til at et prosjekt kan ha flere internrenter, da dette problemet er representert i dette prosjektet. Gitt våre forutsetninger vil prosjektets kontantstrøm skifte fortegn tre ganger. Dette innebærer at prosjektet dermed vil være lønnsomt i intervaller. Å basere en beslutning på internrente metoden vil derfor kunne gi et misvisende bilde.

Vi nevnte i kapittel 1 at Statoil alternativt til å gå i gang med prosjektet, kan videreselge rettighetene og trekke seg ut. Salgssummen man kunne ha fått ved å selge prosjektet representerer dermed en alternativkostnad, som må tas hensyn til i lønnsomhetsvurderingen av prosjektet. For å estimere alternativkostnaden har vi tatt utgangspunkt i oppkjøpssummen av NAOSC fra 2007, og fremdiskontert denne med målsatt inflasjon. Dette gir en alternativkostnad på ca. 2,12 milliarder dollar i analyseåret 2010.

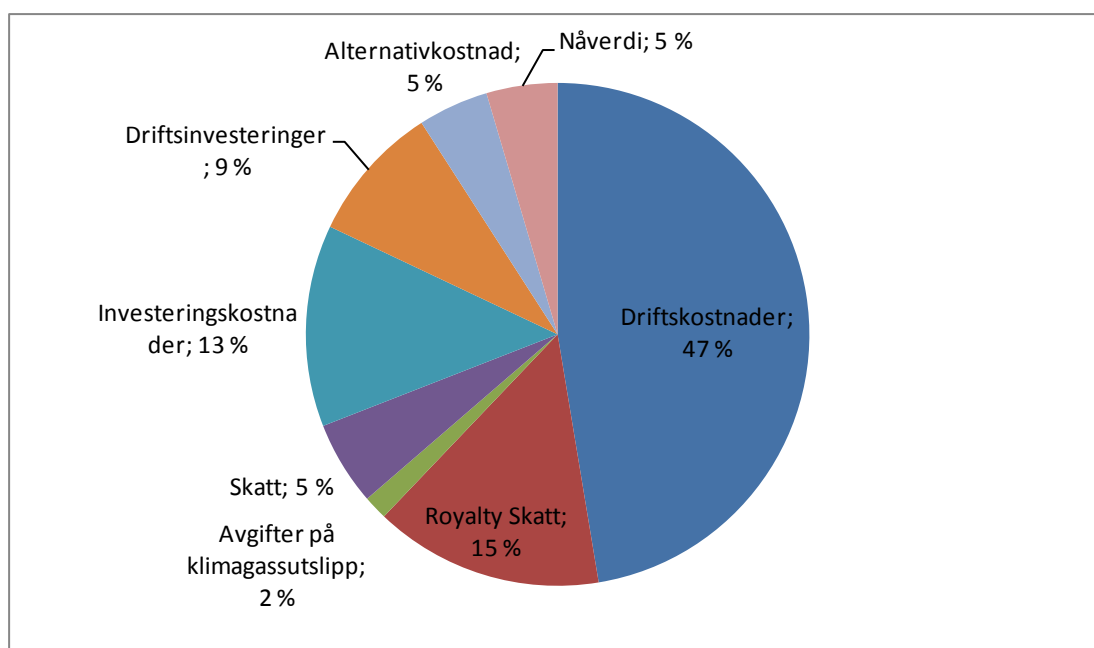
Tabell 7: Nåverdi og internrente for Kai Kos Dehseh med alternativkostnad (i millioner USD)

Kai Kos Dehseh	
Netto nåverdi	2138
IRR	9 %

Gitt alternativkostnaden vil nåverdien av prosjektet reduseres til ca. 2,1 milliarder dollar, som dermed representerer Statoil sin virkelige formuesøkning ved å iverksette prosjektet.

Det kan være interessant å se hvordan prosjektets salgsinntekter allokeres mellom de ulike kostnadspostene tilknyttet prosjektet. Figuren nedenfor viser således nåverdien av prosjektets kostnader i forhold til nåverdien av prosjektets driftsinntekter.

Figur 16: Kostnadsposter relativt til nåverdi av driftsinntekter



Ut ifra figuren ser vi at driftskostnader er den desidert største kostnadsposten og at i underkant av 50 prosent av driftsinntektene går med til å dekke prosjektets driftskostnader. Royaltyskatt og investeringskostnader utgjør om lag 28 prosent, mens driftsinvesteringer utgjør 9 prosent. Avgifter på klimagassutslipp har en andel på 2 prosent, og har dermed liten innvirkning på nåverdien. Det samme gjelder for arbeidskapital samt avslutning og tilbakeføring, som begge legger beslag på mindre enn 1 prosent av driftsinntektene.

Når vi trekker fra alle kostnadene samt alternativkostnaden ved å selge ender vi opp med en residual på 5 prosent, som representerer nåverdien av prosjektet.

7.3 Kilder til lønnsomhet

Basert på vår analyse gir Kai Kos Dehseh en positiv nåverdi på 2,1 milliarder dollar. Prosjektet gir med andre ord superprofitt ved å gi en avkastning som overstiger kapitalkostnaden. Det kan være flere grunner til at prosjektet har et slikt økonomisk utfall. Først og fremst skal det understrekes at de inngående variablene i prosjektanalysen er usikre, og at kontantstrømmene derfor kan være for optimistiske. En annen mulighet er at risikoen i prosjektet er undervurdert, og at kapitalkostnaden er for lav. En tredje forklaring på superprofitten er at vi her har forhold som medfører at markedet er i midlertidig ubalanse. Eksisterer det med andre ord forhold som medvirker til at konkurransen i markedet ikke er perfekt, vil disse forholdene skape grunnlag for prosjektets lønnsomhet. Vi skal i dette avsnittet drøfte om det finnes kilder til lønnsomhet i dette markedet og for Statoil som selskap, som kan gjøre den positive nåverdien troverdig.

7.3.1 Inngang og utgangsbarrierer

Det kan argumenteres for at det eksisterer flere inngangsbarrierer ved å starte opp utvinning av oljesand. For det første er det de kanadiske myndighetene som eier ressursene, og som styrer oljeselskapenes tilgang til disse gjennom konsesjoner. Dermed er det i stor grad myndighetene som regulerer etableringstakten i industrien. For det andre er oljesandindustrien i Canada underlagt et strengt og omfattende regelverk. Det er knyttet en rekke regulativer til både oppstart og avslutning av prosjektet, både på provins og føderalt nivå.

Fra et selskap har kjøpt rettighetene til å utvinne oljesand fra et spesifikt område og til prosjektet starter tar det flere år, som følge av de politiske prosesser en slik søknad må igjennom.

I tillegg til et omfattende regelverk, vil man kunne argumentere for at et oljesand prosjekt både er kapitalintensivt og teknologisk krevende. Med en investeringskostnad per kapasitetsenhet på ca. 30 000 USD vil den samlede investeringskostnaden ofte være i størrelsesorden fra noen hundre millioner til noen milliarder USD. Når det gjelder de teknologiske utfordringene knyttet til utvinning av bitumen gjelder dette spesielt in- situ baserte operasjoner. Disse metodene er svært energiintensive, og er derav både kostnadskrevende og til sterk belastning på miljøet. For å holde og gjøre disse metodene mer lønnsomme og miljøintensive kreves det derfor stadig mer effektive løsninger. Blant annet kan det nevnes at oljeselskapene i Alberta provinsen i 2007 brukte mer en halv milliard dollar

på forskning og utvikling (FOU), og at disse selskapene ligger helt på topp i Canada når det gjelder kostnader knyttet til FOU.

Når det gjelder utgangsbarrierer eksisterer disse blant annet i form av en pålagt plikt til å tilbakeføre området påvirket av driften, til slik det var før aktiviteten startet opp. Imidlertid er kostnadene for en slik opprydding allerede tatt med i prosjektanalysen, og den positive nåverdien dermed ikke forklares med utgangspunkt i selve kostnadene for en slik opprydding. I stedet er poenget her at selskapene på forhånd må avsette nok midler til å finansiere tilbakeføringen uavhengig av prosjektets utfall. I tillegg til kravene om tilbakeføring vil det være sannsynlig at mye av investeringene ikke vil ha noen alternativ anvendelse, noe som kan medføre visse tap.

7.3.2 Teknologi og erfaring

Inndataene i vår analyse er basert på tall fra det man kan kalle et gjennomsnittlig SAGD prosjekt. Et poeng blir dermed å vurdere om Statoil besitter kompetanse og erfaring nok til å gjennomføre prosjektet tilsvarende eller bedre enn andre aktører i markedet.

Teknologisk sett representerer utvinning av oljesand i Canada noe nytt for Statoil, og man legger ikke skjul på at utfordringene ved prosjektet er mange. Parallelt med Kai Kos Dehseh har Statoil derfor etablert et forskingssenter for tungolje i Calgary, Canada. Forskingen her vil blant annet være rettet mot effektivisering av dagens teknologi for utvinning av oljesand, samt utvikling av nye teknologier. Med bakgrunn i denne forskingsinnsatsen har selskapet et uttalt mål om å redusere utslippene knyttet til oljesand med mer enn 40 % innen 2025. Det kan også her nevnes at Statoil allerede har noe tungolje erfaring fra sin virksomhet i Venezuela, og at det er mulig at erfaringer herfra kan videreføres til Canada

Videre kan man også peke på Statoils mangeårige erfaring med å være en del av og lede store, komplekse og teknologisk krevende prosjekter både i Norge og ikke minst internasjonalt. Selskapet er dermed vant til å være en internasjonal aktør, og operere innenfor ulike lovverk og politiske system. Et annet argument er at Statoil har lang erfaring med teknologiutvikling, og at selskapet derfor sitter med spesiell god kompetanse på å lede teknologisk krevende prosjekter.

7.3.3 Oppsummering

Basert på diskusjonen ovenfor kan vi argumentere for flere kilder til lønnsomhet. For det første er tilgangen til de utvinnbare ressursene styrt av myndighetene i Alberta. I tillegg påløper det mye arbeid i forhold til søknad og den politiske prosessen. Den flerårige

prosessen stiller en rekke krav til selskapet før oppstart, der en vesentlig del er den finansielle forsikringen med hensyn til avslutningen av prosjektet. For det andre kreves det betydelige investeringer over en lengre oppstartsperiode samt høy teknologisk kompetanse for å utvinne ressursene på en økonomisk forsvarlig måte. Begge de momentene taler for at selskapene må være av en viss størrelse. Med utgangspunkt i disse argumentene mener vi at det eksisterer både inngang- og utgangsbarrierer i dette markedet. Dette medfører begrensning i antall nyetableringer, som igjen påvirker konkurransen blant aktørene i bransjen. Dermed kan det være grunnlag for en superprofitt i bransjen.

En annen kilde til lønnsomhet er at Statoil besitter god kompetanse på å lede store internasjonale prosjekter. I tillegg har de har de intensjoner om, samt finansielle muskler nok til å bedrive en omfattende forskning og utviklings prosess parallelt med prosjektet. Dette er viktig da oljesandindustrien er ung, og teknologien har et stort utviklingspotensial. Man kan derfor argumentere for at Statoil med sitt utgangspunkt passer spesielt godt til dette prosjektet, noe som gir grunnlag for å tro at selskapet vil kunne gjennomføre et oljesandprosjekt minst like godt som andre aktører i bransjen. Samlet sett mener vi derfor at det er grunnlag for å påstå at prosjektet har potensialet for en positiv nåverdi.

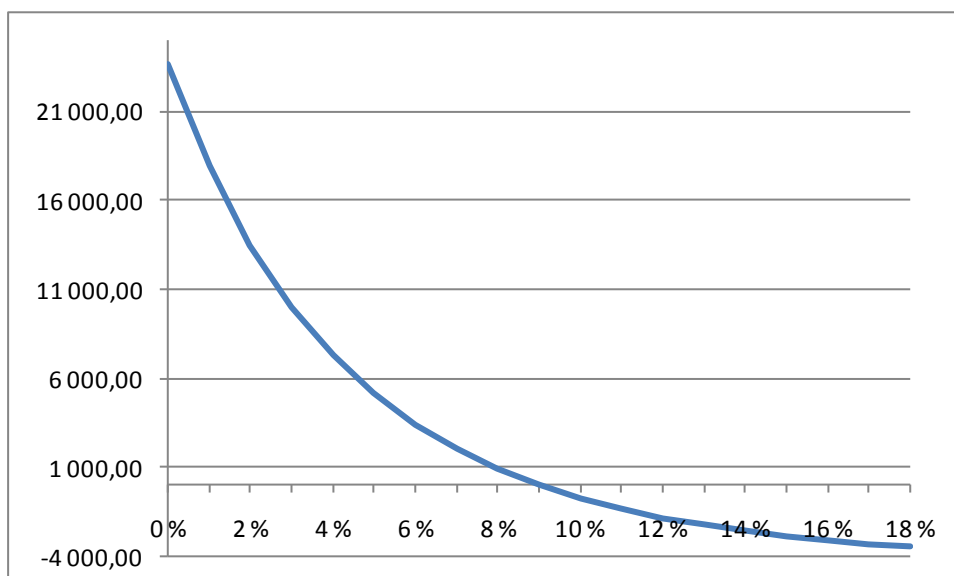
8. Følsomhetsanalyse

Lønnsomhetsanalysen bygger på estimerer om hvordan sentrale kontantstrømelementer vil utvikle seg gjennom planperioden. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til mange av disse estimatene og det er stor sjanse for at de ikke slår til. Vi har hittil behandlet risiko gjennom avkastningskravet, men for å synliggjøre usikkerheten i prosjektet ytterligere, vil vi nå gjennomføre en følsomhetsanalyse. Målet med en følsomhetsanalyse er å kartlegge hvor følsomt et prosjekt er ovenfor endringer i de økonomiske forutsetningene lønnsomhetsanalysen bygger på (Bøhren & Gjærum, 2009), og vi vil nå se nærmere hvordan avvik fra estimatene vil virke inn på nåverdien til Kai Kos Dehseh. Vi vil først presentere prosjektets nåverdiprofil før vi går videre og ser på de enkelte variablene i kontantstrømmen.

8.1 Nåverdiprofil

Den underliggende forutsetningen for nåverdien er at vi har neddiskontert kontantstrømmen med et avkastningskrav på 6,9 prosent. Dette avkastningskravet skal sørge for at investorer får tilstrekkelig avkastning på den investert kapitalen og skal reflektere prosjektets risiko. Risikoen ble estimert på grunnlag av sammenlignbare selskapers egenkapitalbeta, og det er en fare for at risikoen til disse selskapene ikke er fullt ut representative for Kai Kos Dehseh. Nåverdiprofilen viser forholdet mellom avkastningskravet prosjektets nåverdi og vi vil se på konsekvensen av å endre avkastningskravet.

Figur 17: Nåverdiprofil



Som figuren viser vil Kai Kos Dehseh være lønnsomt så lenge avkastningskravet er lavere enn 9 prosent. Dette er også prosjektets internrente og viser hvilken avkastning Statoil vil få ved å investere i Kai Kos Dehseh. Vårt avkastningskrav er på 6,9 prosent og marginen mellom de to er på 2,1 prosent. Dette innebærer at dersom Statoil bruker et avkastningskrav som er mer enn 2,1 prosent høyere enn det vi har beregnet vil prosjektet ikke lenger være lønnsomt. For å beregne avkastningskravet har vi benyttet oss av kapitalverdimodellen (CAPM), og den usikre delen i beregningen er prosjektbetaen. Vi har i våre analyser brukt en prosjektbeta på 0,66 og for at prosjektet skal bli ulønnsomt må betaen øke med 0,34 til 1. Prosjektet vil med andre ord ikke tåle noen stor økning i systematisk risiko.

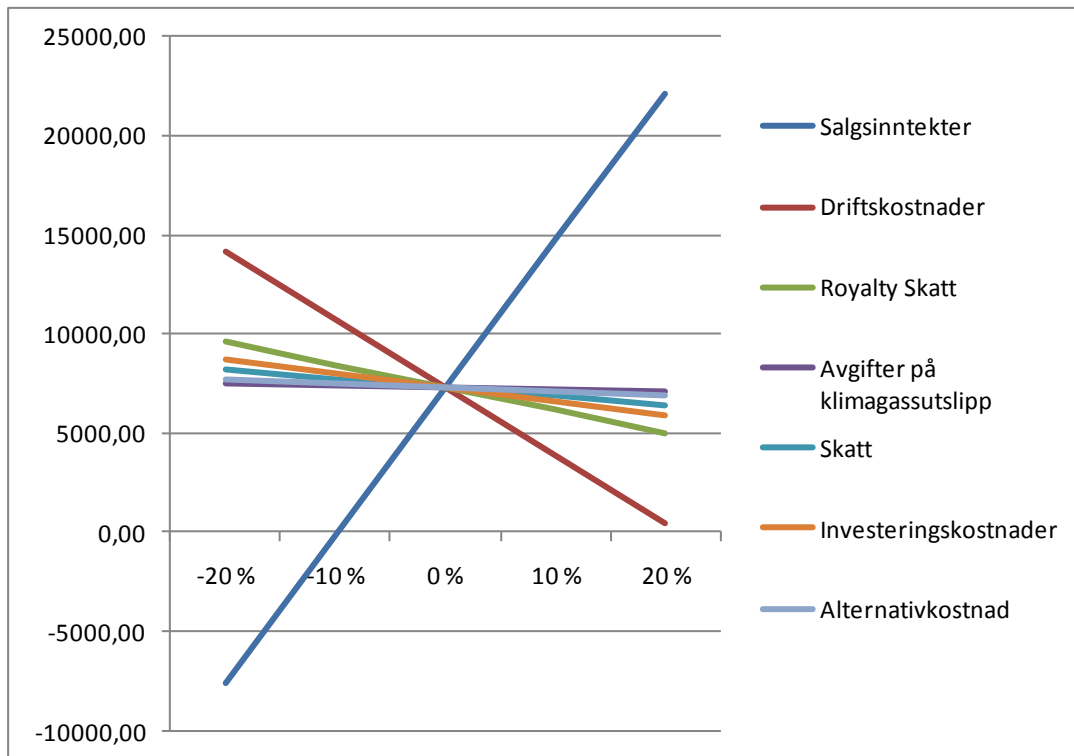
8.2 Stjernediagram

Kontantstrømmen til prosjektet inneholder mange usikre variabler og for å identifisere hvilke som har størst påvirkning på lønnsomheten til Kai Kos Dehseh velger vi først å analysere prosjektet ved hjelp av et stjernediagram. Stjernediagrammet viser hvordan nåverdien til prosjektet endrer seg ved gitte prosentvise endringer i basisforutsetningene og vi vil på bakgrunn av dette se nærmere på noen av kontantstrømselementene. De ulike elementene i kontantstrømmen bygger på estimer om inngangsverdi og utvikling gjennom planperioden, og for å få en oversikt presenterer vi stjernediagrammet på et aggregert nivå. Det vil si at vi ser på hvor mye nåverdien til de ulike elementene kan endres, uten å ta hensyn til om endringen skjer som følge av en ulik inngangsverdi eller ulik utvikling.

En viktig presisering ved bruk av stjernediagram er at det gir uttrykk for total risiko. Vi har i våre analyser lagt til grunn at Statoils eiere er veldiversifiserte, noe som innebærer at kun systematisk risiko vil være relevant. Stjernediagrammet er likevel interessant for å belyse viktige hvilke variabler som har størst påvirkning på nåverdien.

Vi har valgt å se på hvordan prosjektets lønnsomhet endrer seg ved en endring på +/- 10 og 20 prosent i basisforutsetningene og for å unngå dobbelttelling av risiko neddiskonterer vi kontantstrømmen med risikofri rente (4 prosent).

Figur 18: Stjernediagram med viktige variabler i kontantstrømmen til Kai Kos Dehseh



Ut i fra stjernediagrammet ser vi at det er to variabler som tydelig skiller seg ut: salgsinntekter og driftskostnader. Dette er ikke overraskende med tanke på at dette er de to største postene i kontantstrømmen og en endring i disse variablene vil ha stor påvirkning på prosjektets lønnsomhet. Relativt sett vil en endring i de øvrige variablene har liten innvirkning på lønnsomheten til prosjektet og vi velger derfor å analysere salgsinntekter og driftskostnader nærmere.

En ulempe med stjernediagrammet er at endringen i de ulike variablene må være like stor, og at det derfor ikke tar hensyn til at enkelte variabler kan øke eller reduseres med mer enn 20 prosent. Diagrammet sier heller ingenting om sannsynligheten for at en endring vil skje og det kan være at vi ved kun å stole på stjernediagrammet overser variabler som kan være viktige for lønnsomheten til prosjektet.

Avgifter på klimagassutslipp er et eksempel på dette. Canada er under sterkt press fra det internasjonale samfunnet for å redusere klimagassutslippene og utslippene i forbindelse med oljesandutvinning er store. Dagens avgift på klimagassutslipp er relativt lav og vi vurderer sannsynligheten for en økning i avgiftene på klimagassutslipp i løpet av planperioden som stor. På grunn av dagens lave nivå mener vi også det er rimelig å anta at disse kan øke med mer enn 20 prosent og vi har derfor også valgt å se nærmere på denne variabelen.

På grunn av at vi vurderer inngangsverdiene til kontantstrømselementene som relativt mer sikre enn utviklingen, velger i det følgende i hovedsak å fokusere på utviklingen til de ulike kontantstrømselementene. Vi mener, for eksempel, at vi med større sikkerhet kan anslå hva driftskostnadene per fat vil være i 2011 enn i 2040.

8.3 Følsomhetsanalyse: Salgsinntekter

Salgsinntektene til Kai Kos Dehseh er det kontantstrømelementet som har størst innvirkning på lønnsomheten til prosjektet, men også det som har mest usikkerhet knyttet til seg. En nullpunktsanalyse viser at dersom nåverdien av salgsinntektene blir 9,8 prosent lavere enn vi har budsjettert med er ikke prosjektet lenger lønnsomt, og det er derfor viktig å gå nærmere inn å se hva som skjer dersom salgsinntektene avviker fra våre estimater.

De estimerte salgsinntektene til Kai Kos Dehseh bygger på antakelser om produksjonsvolum og fremtidig salgspris på bitumen.

I våre beregninger har vi forutsatt at Statoil sin årlige produksjonsmengde tilsvarer investert kapasitet. Imidlertid kan det tenke seg at det estimerte volumet på de utvinnbare ressursene er feil, og at det dermed ikke er mulig å utvinne så mye som først antatt.

På grunn av diskonteringsrenten vil redusert produksjon i starten av prosjektet i større grad påvirke prosjektet enn om dette avviket kommer senere i planperioden. Forutsetter vi for enkelhets skyld av produksjonsendringen fordeler seg jevnt over planperioden, vil prosjektet totale produksjonsmengde kunne avvike med 19 % før prosjektet ikke lenger er lønnsomt alt annet likt.

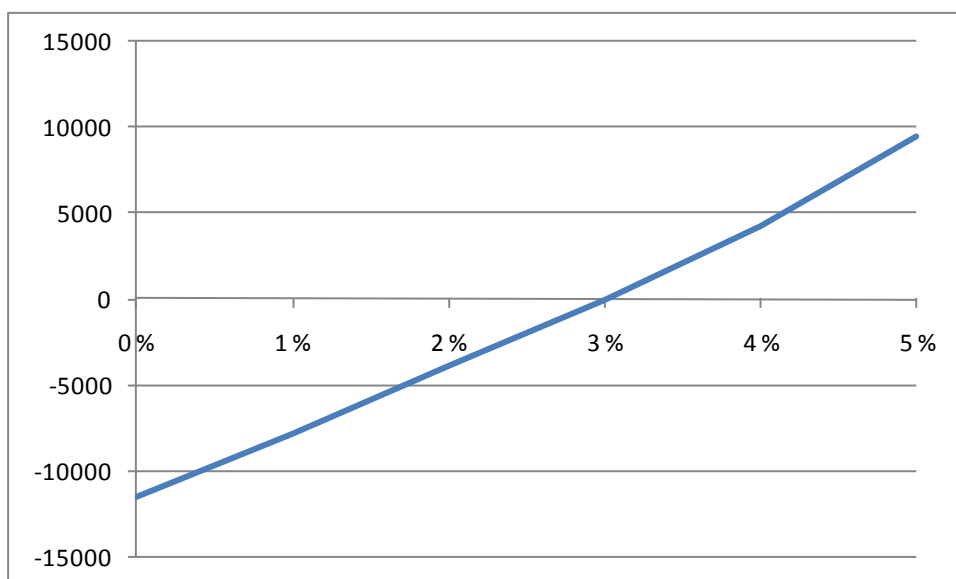
Salgsprisen på bitumen er avledet av oljepris og prisforholdet mellom bitumen og WTI. Nedenfor vil vi derfor analysere hvordan endringer i hver av disse antakelsene vil påvirke lønnsomheten til prosjektet.

Utvikling i oljepris

Basisforutsetningen som er lagt til grunn for oljeprisen gjennom prosjektets planperiode bygger på EIA sine langsiktige prognoser. Vi har tatt utgangspunkt i deres referanse- case som tilsier en vekst på 4,6 prosent årlig i den nominelle oljeprisen per fat og forlenget utviklingen for de siste produksjonsårene. Referanse- caset til EIA bygger på mange antakelser om den langsiktige utviklingen i viktige makroøkonomiske forhold og det er svært

stor usikkerhet knyttet til estimatene. Sett i forhold til tilsvarende prognoser, utført av andre anerkjente prognoseinstitutter, spår EIA en høyere vekst enn de fleste andre. Både INFORUM²⁸, DB²⁹ og IEA³⁰ spår at oljeprisen skal stige frem mot 2030, men veksten i deres prognoser er mer moderat enn det EIA estimerer (U.S. Energy Information Administration, 2010b). Det er derfor interessant å se på hvordan en mer moderat utvikling i oljeprisen vil påvirke lønnsomheten til prosjektet.

Figur 19: Prosjektets nåverdi ved ulike vekstbaner for oljeprisen (prosentvis årlig vekst)



Figuren viser at dersom den årlige veksten i den nominelle oljeprisen viser seg å bli lavere enn 3 prosent gjennom planperioden, er ikke lenger Kai Kos Dehseh et lønnsomt prosjekt. En reduksjon i den årlige veksten fra 4,6 prosent til 4 prosent vil redusere nåverdien til prosjektet med ca. 3 milliarder dollar og lønnsomheten er veldig følsom ovenfor endringer i oljeprisen. Siden det er stor usikkerhet knyttet til den fremtidige utviklingen i oljeprisen gjør dette at lønnsomheten til hele prosjektet også er svært usikker.

Ett ytterligere moment vi velger å understreke, er at vi i våre analyser har valgt å legge til grunn en konstant vekstrate for oljeprisen og dermed antar en lineær vekst i oljeprisen. Den historiske utviklingen i oljeprisen viser at oljeprisen i realiteten ikke vokser lineært, men at den varierer mye fra år til år. Dette vil også kunne være med å påvirke lønnsomheten til Kai Kos Dehseh. Dersom oljeprisen øker mer de første årene av planperioden vil man kunne få større inntekter tidligere i levetiden, og på grunn av diskontering vil dette øke lønnsomheten.

²⁸ Industry Forecasting Project at the University of Maryland

²⁹ Deutsche Bank

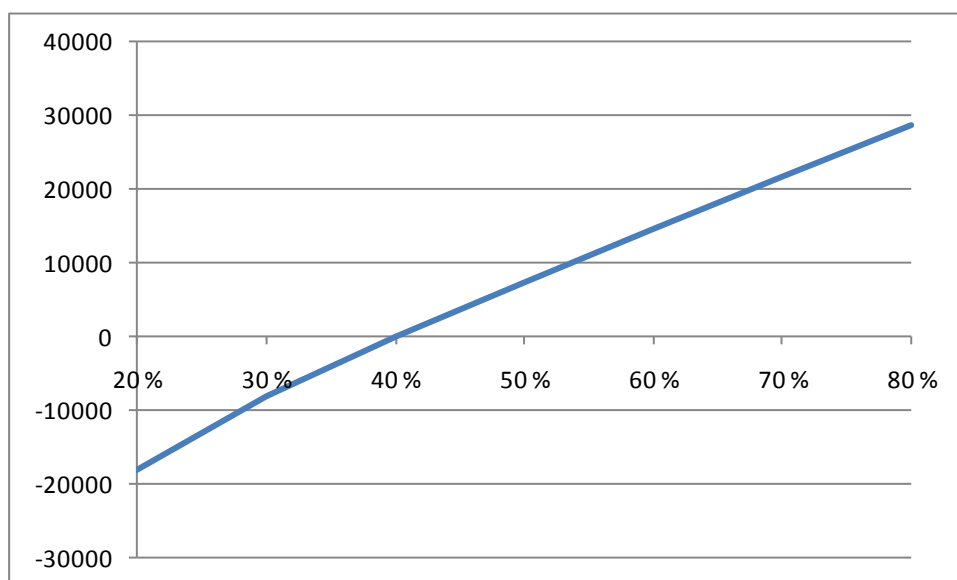
³⁰ International Energy Agency

Tilsvarende vil en tregere utvikling i oljeprisen tidlig i planperioden føre til at en større del av inntektene vil komme senere, noe som vil redusere lønnsomheten til prosjektet.

Prisforholdet mellom bitumen og WTI

Vi har i våre analyser valgt å forutsette et konstant prisforhold mellom bitumen og WTI på 50 prosent. Som vi diskuterer i kapittel 4 er det flere ting som tyder på at dette prisforholdet kan endre seg i løpet av planperioden og det er derfor viktige å se på hvordan dette vil påvirke lønnsomheten til prosjektet. Siden det finnes argumenter for både høyere og lavere prisdifferanse velger vi å se hva som skjer hvis prisdifferansen blir både større og mindre enn det vi har forutsatt.

Figur 20: Nåverdi ved ulike prisforhold mellom WTI og bitumen



Som figuren over viser har prisforholdet mellom bitumen og WTI stor påvirkning på lønnsomheten til prosjektet. Dersom prisdifferansen minsker øker lønnsomheten til prosjektet drastisk. En økning i prisforholdet mellom bitumen og WTI fra 50 prosent til 55 prosent vil øke lønnsomheten med ca. 3,6 milliarder dollar. Nullpunktet for prisforholdet er 40 prosent og dersom prisen på bitumen viser seg å bli under 40 prosent av prisen på WTI vil ikke prosjektet ikke lenger være lønnsomt.

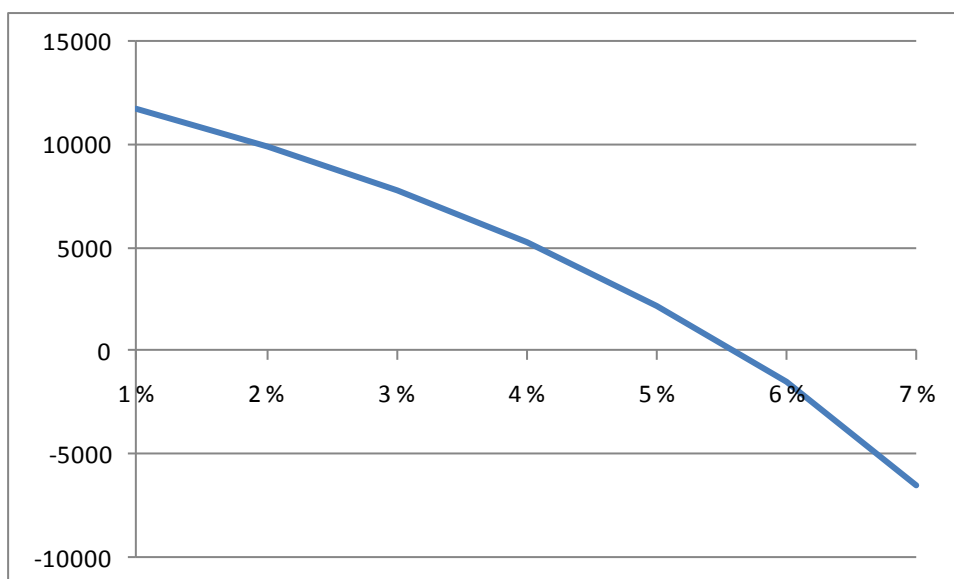
Vi påpeker her at følsomhetsanalysen er foretatt ved å endre prisforholdet mellom bitumen og WTI fra første produksjonsdag til prosjektet. I realiteten kan prisforholdet endre seg gradvis i løpet av planperioden, og dette vil i praksis redusere effekten av endringen på lønnsomheten. Prisforholdet mellom WTI og bitumen har de siste årene variert mye, og representerer en stor risikofaktor for prosjektet.

8.4 Følsomhetsanalyse: Driftskostnader

Driftskostnader den desidert største kostnadsposten til Kai Kos Dehseh. Over halvparten av prosjektets inntekter går med til å dekke de samlede driftskostnadene. Endringer i driftskostnadene vil ha stor innvirkning på prosjektets lønnsomhet, og en nullpunktsanalyse viser at dersom nåverdien av de samlede driftskostnadene blir mer enn 21 prosent høyere enn vi har estimert er ikke prosjektet lenger lønnsomt.

Driftskostnadene består av energikostnader, samt andre driftskostnader og vi har vi våre analyser lagt til grunn at disse til sammen stiger med 3,4 prosent per fat årlig gjennom prosjektets planperiode. Energifkostnadene består i hovedsak av gasskostnader og vi har antatt at disse stiger i takt med oljeprisen. Vi har antatt et konstant forhold på 10 prosent mellom olje og gass- pris, men er en fare for at dette forhold kan endre seg i løpet av planperioden. En reduksjon i gass- kontra oljeprisen vil føre til at prosjektet blir mer lønnsomt, mens dersom gass styrker sin posisjon i forhold til olje vil lønnsomheten reduseres. Andre driftskostnader er en samlepost som vi antar består i stor grad av lønn, administrasjon og vedlikehold i tillegg til andre nødvendige kostnader for produksjon. Den årlige økningen i disse kostnadene per fat er antatt å følge målsatt inflasjon, men på grunn av et presset arbeidsmarked i Alberta er det en mulighet for at disse kan stige raskere. På grunn av usikkerheten knyttet til utviklingen i driftskostnadene vil vi se nærmere på hvordan avvik fra estimatene påvirker lønnsomheten til prosjektet

Figur 21: Prosjektets nåverdi ved ulike vekstbaner for de samlede driftskostnadene (prosentvis årlig vekst)



Som figuren viser vil prosjektets lønnsomhet synke hvis kostnadsutviklingen blir høyere enn antatt. Hvordan de samlede driftskostnadene utvikler seg gjennom planperioden har stor påvirkning på lønnsomheten til prosjektet og dersom de øker med mer enn 5,6 prosent årlig vil prosjektet ikke lenger være lønnsomt. Vi har i våre analyser estimert økningen til å bli 3,4 prosent årlig og dette tilsier at prosjektet tåler at veksten i de samlede driftskostnadene blir 2,2 prosent høyere per år enn vi har estimert.

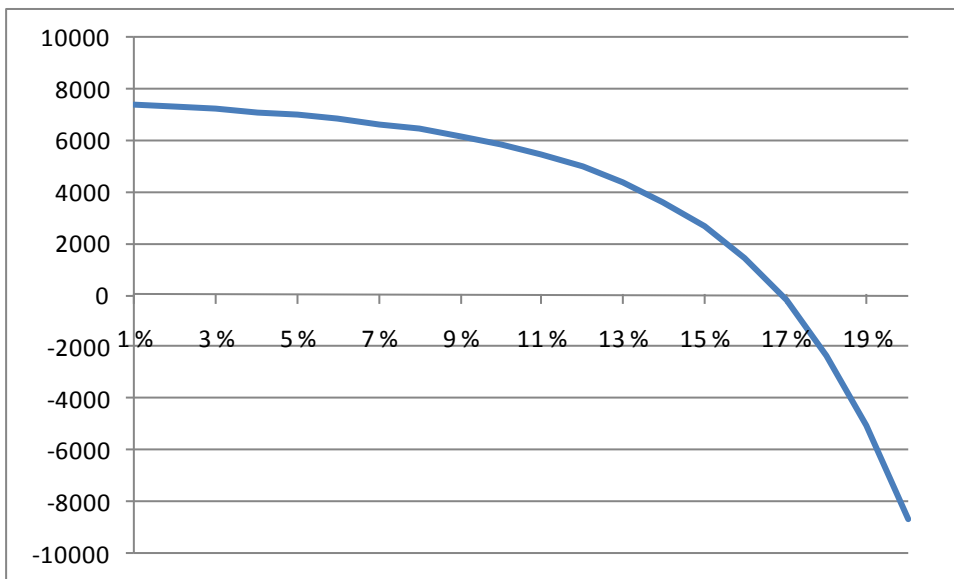
Vi har i våre analyser antatt at de samlede driftskostnadene øker med en konstant årlig vekstrate gjennom hele planperioden. I praksis er det mer sannsynlig at endringene vil skje mer trinnvis og at kostnadene vil øke eller synke raskere i enkelte faser av planperioden, og dette vil påvirke lønnsomheten til Kai Kos Dehseh. En mer dramatisk økning i driftskostnadene tidlig i prosjektet vil føre til at kostnadene vil være høyere over en lenger periode, og dermed redusere lønnsomheten. Dersom kostnadsøkninger over gjennomsnittet skjer sent i planperioden vil prosjektet kunne slippe billigere unna lenger, noe som dermed vil øke lønnsomheten.

Vi har også valgt å slå sammen de to kostnadspostene og se på de samlede driftskostnadene. En økning for de samlede driftskostnadene kan skje enten ved at gassprisene øker mer enn vi har estimert, andre driftskostnader stiger mer eller at begge øker mer.

8.5 Følsomhetsanalyse: Avgifter på klimagassutslipp

Statoil må i dag betale 15 dollar per tonn CO₂- ekvivalenter de slipper ut, som overstiger 100.000 tonn. Vi har antatt at denne avgiften vil utvikle seg i takt med den målsatte inflasjonen, og som vi diskuterer i kapittel 6 er dette avgiftsnivået på klimagassutslipp relativt lavt; i Norge er tilsvarende avgifter over 3 ganger så høye. Vi vurderer muligheten for at avgiftene på klimagassutslipp i Alberta kan øke drastisk i løpet av planperioden som store og vil derfor se nærmere hvordan mer dramatiske økninger påvirker lønnsomheten til prosjektet.

Figur 22: Nåverdi ved ulike vekstbaner for avgifter på klimagassutslipp(årlig endring i avgift per tonn CO2- ekvivalent)

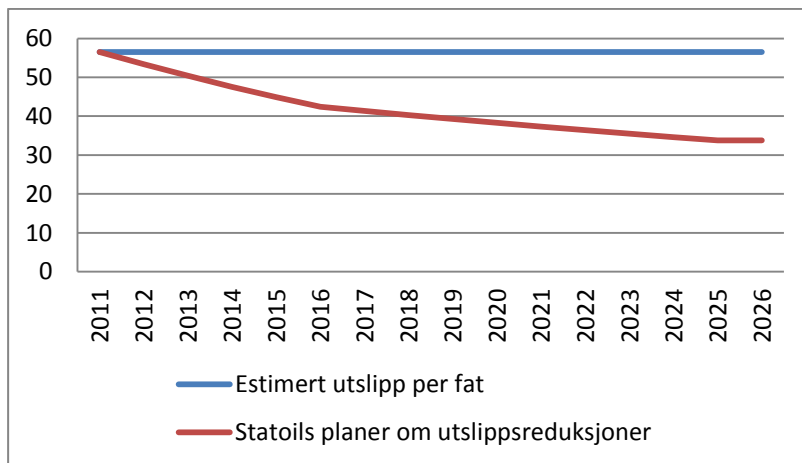


Som figuren viser tåler prosjektet en relativt stor økning i avgiftsnivået for utslipp av CO2-ekvivalenter. For at prosjektet ikke lenger skal være lønnsomt må den årlige i avgiften per CO2-ekvivalent stige med 17 prosent årlig. CERI (2009a) estimerer i sine prognoser at det nominelle avgiftsnivået per CO2-ekvivalent i Alberta vil øke med 10 prosent årlig, og dersom disse estimatene slår til reduseres lønnsomheten til Kai Kos Dehseh med om lag 1,5 milliarder dollar.

8.5.1 Statoils plan for utslippsreduksjoner

Som diskutert tidligere har Statoil ambisjoner om å redusere utslippene forbundet med Kai Kos Dehseh. Målet er at de innen 2016 skal redusere utslippene per fat med 25 prosent, og deretter 40 prosent innen 2025. Vi har hittil valgt å se bort fra disse planene, men vil nå se nærmere på hvordan disse målsatte reduksjonene vil påvirke lønnsomheten til prosjektet.

Figur 23: CO2- utslipp per fat med og uten Statoils planlagte reduksjoner



Figuren viser CO2- utslippene per fat ved Kai Kos Dehseh, med og uten Statoil sine planer om utslippsreduksjon. For å nå målene må Statoil redusere utslippene i snitt med 5,6 prosent årlig fra 2011 til 2016, og 2,5 prosent fra 2016 til 2025. Dette vil føre til en total utslippsreduksjon på nesten 40 millioner tonn CO2- ekvivalenter og en kostnadsbesparelse på ca. 201 millioner dollar³¹.

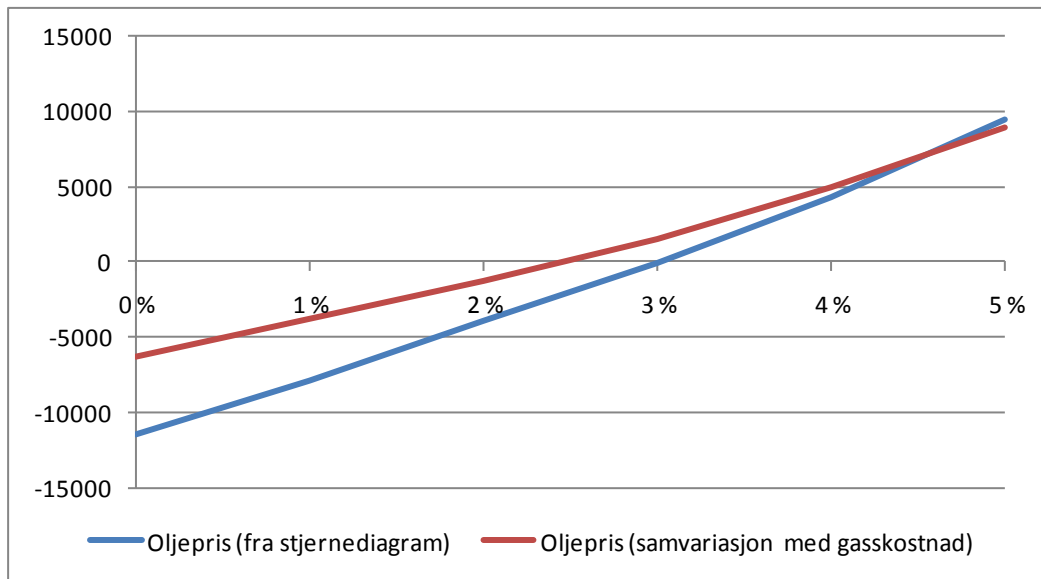
8.6 Effekten av partiell følsomhetsanalyse

En viktig innvending mot følsomhetsanalyser, slik vi til nå har gjennomført de, er at de er partielle (Bøhren & Gjærum, 2009). Dette betyr at vi kun har sett på hva som skjer med lønnsomheten til prosjektet ved å endre én variabel og holde de andre konstante. Dette er nyttig for å belyse viktige risikoelementer, men er praksis ofte ikke realistisk. Mange av ulike variablene i kontantstrømmen vår er knyttet sammen i et avhengighets forhold og ofte er de urealistisk å endre den ene uten å endre den andre.

Vi har i vår analyse antatt et fast forhold mellom olje- og gasspriser, men i følsomhetsanalysen har vi analysert disse som uavhengige av hverandre. Dette fører til at vi ikke har tatt hensyn til at en endring i oljeprisen også påvirker gassprisen, og dermed overvurderer effekten en endring i oljeprisen har på den totale lønnsomheten til prosjektet.

³¹ Vi ser her bort ifra kostnader forbundet med å oppnå reduksjonene i klimagassutslipp

Figur 24: Effekt av partiell følsomhet på oljeprisutvikling



Som figuren illustrerer fører en partiell følsomhetsanalyse av oljeprisutviklingen til at man overvurderer effekten en mer moderat utvikling i oljepris har på nåverdien til prosjektet. Dersom oljeprisen i planperioden skulle stige saktere enn vi har estimert, vil noe av fallet i inntekter som en følge av lavere salgspris på bitumen bli kompensert ved at gasskostnadene blir lavere.

Andre eksempler på et avhengighetsforhold mellom ulike variabler, som vi til nå har sett bort ifra i følsomhetsanalysen, er forholdet mellom oljepriser og lønn- og materialkostnader. Høye oljepriser fører som regel med seg økt aktivitet i oljebransjen, noe som påvirker utviklingen i lønn- og materialkostnader. Dette kan illustreres ved den enorme kostnadsøkningen i Alberta før finanskrisen.

8.7 Scenarioanalyse

Som vi har poengtert i ovenfor kan det hende at flere variabler vil avvike fra basisforutsetningene samtidig, og dette blir ikke fanget opp i en partiell følsomhetsanalyse. For eksempel kan oljeprisene bli lavere enn antatt, samtidig som avgiftene på klimagassutslipp øker. Disse effektene kan liten effekt hver for seg, men til sammen ha stor innvirkning på lønnsomheten til prosjektet.

For å gjøre følsomhetsanalysen vår mer realistisk vil vi nå gjennomføre en scenarioanalyse. En scenarioanalyse tar hensyn til avhengigheten mellom to eller flere basisforutsetninger og

ved å benytte en slik analyse kan vi se på hvordan en endring i flere av basisforutsetningene samtidig vil påvirke lønnsomheten til prosjektet (Bøhren & Gjærum, 2009).

Et scenario er en bestemt kombinasjon av de faktorene som påvirker prosjektets kontantstrøm, og en vanlig fremgangsmåte er å lage et optimistisk og et pessimistisk scenario. Siden dette prosjektet, med våre forutsetninger er lønnsomt, har vi valgt å ikke lage et optimistisk scenario (siden dette kun vil gjøre prosjektet mer lønnsomt), men heller et pessimistisk scenario og et miljøvennlig scenario.

Beskrivelse av det pessimistiske scenariet:

Det pessimistiske scenariet innebærer en langvarig lavkonjunktur i verdensøkonomien generelt, noe som fører til at den økonomiske aktiviteten i verdenssamfunnet vil være lavere enn vanlig. Dette driver etterspørselen etter energi ned, og veksten i oljeprisen blir moderat. Vi har antatt at den vil vokse i takt med den målsatte inflasjonen, som nå er 1,5 prosent istedenfor 2 prosent. På grunn av lite press i arbeids- og materialmarkedet øker ikke investeringskostnadene fra 2010 til 2013, men starter en moderat vekst igjen fra 2014. Driftskostnadene reduseres betraktelig som en følge av lavere olje- og gasspris, men også elektrisitetspriser og andre driftskostnader øker saktere. Lavkonjunktoren påvirker også salgsprisen på leieområdene til Statoil og dermed også alternativkostnaden. Vi har antatt at denne nå er redusert med om lag 50 prosent og ny salgspris er da om lag 1 milliard dollar.

Beskrivelse av det miljøvennlige scenariet:

Det miljøvennlige scenario tar for seg en situasjon der fokuset på klimagassutslipp har økt, og Canada har blitt presset til å øke avgiftene på klimagassutslipp. Vi har antatt at avgiftene stiger i henhold til CERI sine prognoser, altså med 10 prosent årlig. For å redusere kostnadene forbundet med klimagassutslipp, klarer Statoil å gjennomføre planene sine om reduksjoner i klimagassutslippene ved Kai Kos Dehseh. Alle andre forutsetninger holdes like.

Tabell 8: Oppsummering av endrede forutsetninger ved det de to scenarioene

Inndata	Basis	Pessimistisk Scenario	Miljøvennlig Scenario
Investeringskostnader:			
Årlig prisstigning 2010-2013	8,1 %	0 %	
Årlig prisstigning 2014-2050	3,1 %	1,5 %	
Driftsinntekter:			
Årlig inflasjon på oljepris	4,6 %	1,5 %	
Driftskostnader:			
Årlig prisstigning elektrisitet	4,5 %	1,5 %	
Årlig prisstigning andre driftskostnader	2 %	1,5 %	
Årlig prisstigning på CO2 utslipp	2 %	1,5 %	10 %
Alternativkostnad i (mill USD)	2120	1024	

8.7.1 Lønnsomhetsberegning ved de to scenarioene

Det pessimistiske scenariet:

Med de endrede forutsetningene i det pessimistiske scenarioet får Kai Kos Dehseh en nåverdi på 1544 millioner dollar og prosjektet er dermed fortsatt lønnsomt. Nåverdien har falt med ca. 550 millioner dollar, men selv i en lavkonjunktur bør Statoil iverksette oljesandutvinning. Inntektsfallet som en følge av lavere oljepris, blir i stor grad kompensert av lavere kostnader og dette viser at prosjektet er langt mer robust mot lavere inntekter enn den partielle følsomhetsanalysen gir inntrykk av.

Det miljøvennlige scenariet:

I det miljøvennlige scenariet er Kai Kos Dehseh fortsatt lønnsomt, men nåverdien er redusert med ca. 700 millioner dollar. Dersom det skulle vise seg at avgiftene på klimagassutslipp i Alberta kommer til å øke i henhold til CERI sine prognoser, vil Statoil spare ca. 800 millioner dollar³², ved å oppnå målene om reduksjon i klimagassutslipp. Med andre ord har Statoil et større økonomisk incentiv til å gjennomføre planene sine dersom avgiftene på klimagassutslipp øker mer enn estimert.

³² Nåverdien reduseres kun med ca. 700 millioner, i forhold til 1,45 milliarder ved ikke å oppnå målene. Vi ser her bort ifra kostnader forbundet med å oppnå målene om reduksjon i klimagassutslipp.

8.8 Kommentarer til følsomhetsanalysen

Følsomhetsanalyser, som stjernediagram og scenarioanalyse, er metoder som er mye utbredt i praksis, men som har sine klare teoretiske svakheter. Det grunnleggende problemet med metodene er sammenhengen mellom prosjektets risiko og nåverdi (Bøhren & Gjørnum, 2009). De gir ikke teorigrunnlag eller formler for å beregne risikokostnad, verken i form av et prosentbasert tillegg til avkastningskravet, eller som et kronemessig fradrag i kontantstrømmen. Likevel bidrar følsomhetsanalyser med å synliggjøre usikkerheten ved prosjekter, og er derfor et nyttig supplement i diskusjonen rundt prosjektets risiko. I følsomhetsanalysen for Kai Kos Dehseh understrekes spesielt viktigheten av oljepris og driftskostnader for den totale lønnsomheten. Spesielt oljepris har stor innvirkning, men som scenarioanalysen viser tåler prosjektet en mer moderat utvikling i oljepris enn det vi har lagt til grunn i analysen vår.

9.0 Realopsjoner

Vi har til nå i denne utredningen gjennomført en tradisjonell nåverdianalyse. I en slik analyse er den underliggende antakelsen at prosjektet settes i gang, og avsluttes på fastsatte tidspunkt. Dette innebærer med andre ord en statisk nåverdianalyse, der antakelsen er at prosjektet eies passivt. I praksis vil det derimot være naturlig å anta at eierne opptrer aktive, og utnytter den fleksibilitet og de valgmulighetene som er knyttet til investeringen. Investeringsbeslutningen bør dermed fattes på grunnlag av den utvidede nåverdien, slik at en eventuell opsjonsverdi tas med i den endelige beslutningen.

Verdien av fleksibiliteten gjennom å eie et prosjekt aktivt kan forklares og verdsettes ved hjelp av realopsjoner. Realopsjoner kan beskrives som en rett, men ikke en plikt til å utføre fremtidige handlinger, som vil kunne gagne prosjektet. Verdien av en opsjon er bestemt av opsjonens underliggende tilgang, usikkerhet i form av standardavviket til verdien av den underliggende tilgangen, utøvelsespris, rentenivå og tid til forfall.

I likhet med finansielle opsjoner kan også realopsjoner deles inn i kjøps- og salgsoptjoner. En kjøpsopsjon er rettigheten til å kjøpe underliggende tilgang gitt en bestemt utøvelsespris. En salgsoptjon representerer det motsatte, der man har rettigheten til å selge underliggende tilgang for å motta utøvelsesprisen.

Basert på våre forutsetninger har Kai Kos Dehseh en positiv nåverdi på 2,1 milliarder USD. Siden opsjoner ikke kan ha en negativ verdi, vil dermed ikke eventuelle opsjoner kunne endre investeringsbeslutningen. Derimot vil eventuelle realopsjoner kunne styrke lønnsomheten i prosjektet ytterligere. Vårt utgangspunkt er at det kan være flere verdifulle opsjoner knyttet til Kai Kos Dehseh. Dog er verdsettelse av realopsjoner en kompleks øvelse, som i stor grad vil kreve detaljinformasjon utover det vi som eksterne analytikere har tilgang til. Således velger vi her kun å foreta en kvalitativ diskusjon rundt verdien, og ikke en kvantitativ verdsettelse av de ulike opsjonene.

Basert på tilgjengelig informasjon om prosjektet og relevant opsjonsteori (Trigeorgis, 1993), har vi kommet frem til følgende realopsjoner det kan være interessant å se nærmere på i den påfølgende diskusjonen:

- Oppstartfleksibilitet
- Trinnvis utbygging
- Fleksibilitet til å starte/stoppe produksjon
- Oppfølgingsinvestering i et oppgraderingsanlegg

9.1 Oppstartfleksibilitet

Statoil holder en lease på å utvinne oljesand fra et gitt område. Vi kan derfor anta at Statoil har muligheten til å utsette hele prosjektstarten. Statoil kan derfor dra fordel av å observere utviklingen i oljeprisen, eller differansen mellom lett og tungolje. Ledelsen i Statoil vil dermed gå i gang med investeringen bare dersom oljeprisen eller differansen mellom lett- og tungolje har en fordelaktig utvikling. Siden man har til å velge om man vil gå i gang med prosjektet eller ikke, representerer opsjonen en beskyttelse mot uheldige utfall, samtidig som man kan dra fordel av fordelaktige utviklinger i olje og lett-tungolje differansen. Dette innebærer at en mer volatil oljepris vil øke oppsidepotensialet uten at beslutningstakerne eksponeres mot nedsiden. Vi har tidligere argumenter for at oljeprisen historisk sett har vært svært volatil. Det er derfor grunnlag for å tro at opsjonen til å vente har en betydelig verdi.

9.2 Trinnvis utbygging

Vi har tidligere nevnt at Statoil har valgt å organisere Kai Kos Dehseh prosjektet som en trinnvis utbygging. Ved å gjøre dette skaper selskapet en høy grad av fleksibilitet fremfor en lump sum investering. I praksis betyr dette at Statoil kan se an utviklingen på kritiske faktorer i markedet og deres egen teknologiske utvikling før man eventuelt går videre til neste steg. Selskapet har med andre ord flere beslutningspunkt i løpet av planperioden, der hvert trinn kan ses på som en opsjon på verdien av de neste trinnene. Selskapet kan altså vurdere hvorvidt man legger ned, opprettholder eksisterende eller utvider med nye investeringer. Dermed vil man kunne begrense en eventuell nedside gjennom å legge ned hvis ny informasjon ikke lenger gjør prosjektet økonomisk forsvarlig, alternativt utsette videre oppskalering av kapasitet til de økonomiske forholdene bedrer seg eller fortsetter som

planlagt. Vi kan med andre ord si at muligheten til å dele opp prosjektets investeringer gir grunnlag for en samling av opsjoner.

Når et prosjekt har fleksibilitet, som gir utgangspunkt for flere ulike opsjoner er det imidlertid ikke sikkert at opsjonenes verdi vil kunne adderes sammen. Siden det kan eksistere interaksjoner mellom opsjonene, vil ikke alltid nye opsjoner som tilføres prosjekter med fleksibilitet ha like mye verdi i forhold til om prosjektet ikke hadde noe fleksibilitet fra før. Imidlertid er det slik at hvis opsjoner er av motsatt type, og utøvelsestidspunktet er innenfor samme tidsrom, er sannsynligheten for interaksjon liten. Følgelig vil man kunne addere opsjonsverdiene. Ser man dette opp mot Statoils tilfelle vil man dermed konkludere med at verdien av opsjonene som oppstår som følge av den trinnvise utbyggingen kan adderes.

Oljesandprosjekter er generelt svært avhengige av oljeprisen. For Statoil vil det i tillegg være viktig å kunne utvinne oljesand med tilfredsstillende effektivitet og kostnadsnivå. Vi vet av teorien at usikkerhet i stor grad bidrar til en opsjon sin verdi. Selv om oljeprisen på lang sikt har en stigende trend, er den på kortere sikt svært volatil. Samtidig er oljesand et relativt nytt fagfelt for Statoil, noe som bidrar til større usikkerhet til kostnadsnivået de vil klare å utvinne med. I tillegg er investering i kapasitet særdeles kapitalkrevende. Vi mener derfor å kunne argumentere for at man gjennom å bygge ut trinnvis i stor grad vil kunne beskytte seg mot en eventuell nedside. Dog vet man for eksempel at, man ved en nedleggelse vil få en rekke kostnader ved å tilbakeføre de berørte utvinningsområdene til slik de var før utvinningen startet. I tillegg er det svært usikkert om, og i så fall hva avhendingsverdien for anleggene vil være. Blant annet kan det tenkes at videresalg ikke er aktuelt med hensyn til beskyttelse av egen teknologi etc. Samlet sett mener vi med bakgrunn i diskusjonen at fleksibiliteten til å bygge ut prosjektet gradvis har en betydelig verdi.

9.3 Flexibiliteten til å starte/stoppe produksjon

Mulighetene for å starte og stoppe produksjonen underveis i prosjektets planperiode, er en opsjon som er aktuell innenfor industrier som utvinner naturressurser (Trigeorgis, 1993). For eksempel kan det tenkes at Statoil kan stenge produksjonen i perioder med lav olje- eller bitumen pris, for så å starte opp produksjonen når forholdene igjen er fordelaktige. Imidlertid må man vurdere de teknologiske aspektene ved en slik fleksibilitet, samt hvilke kostnader som påløper uavhengig av produksjonen og eventuelle ekstra kostnader forbundet med start og stopp.

Når det gjelder det tekniske aspektet er det et poeng at man må injisere damp i en SAGD brønn i 2 til 3 måneder før man kan pumpe ut oljesanden (Teknisk Ukeblad, 2008). Hvorvidt dette gjelder for brønner som allerede har vært i produksjon har vi derimot ingen informasjon om. Imidlertid kan det være rimelig å anta at hvis man stenger produksjonen, kan det ta en viss tid før oljen i brønnene er flytende nok til å pumpes opp for videre salg. Dette innebærer at man må forvente lengre perioder med ufordelaktige forhold før stenging vil være aktuelt, da man potensielt har en forsinkelse på 2 til 3 måneder fra produksjonsstart til salg.

Kostnadmessig er det viktig å vurdere hvor stor andel av prosjektets kostnader som påløper uavhengig av driften. For prosjekter i Nordsjøen vet man at slike opsjoner aldri utøves, siden det eksisterer så rask og omfattende forringelse av rør og produksjonsutstyr (Smith, 1997). For oljesandprosjekter vil det være rimelig å anta at forringelsen av utstyr ikke skjer like raskt, da man ikke opererer i like tøffe omgivelser. Samtidig vet man at en stor andel av kostnadene knyttet til utvinning av oljesand er variable energikostnader, og følgelig vil kostnaden ved å holde produksjonen stengt være lav. Samlet sett kan det derfor tyde på at start/stopp fleksibiliteten kan være svært verdifullt.

9.3 Oppfølgingsinvestering i et oppgraderingsanlegg

Til slutt velger vi å argumentere for at Statoil gjennom å investere i oljesand utvinning har en opsjon på en utvidelse/oppfølgingsinvestering gjennom å kunne investere i et oppgraderingsanlegg for tungolje. Vi har tidligere nevnt at Statoil i utgangspunktet hadde planlagt et slikt anlegg, men utsatt det på ubestemt tid. Samtidig argumentert vi for at et slikt oppgraderingsanlegg kan sees på som et eget prosjekt uavhengig av investeringene i oljesandutvinning. Dog eksisterer det ifølge CERI (2009b) kostnadsfordeler ved et integrert utvinnings- og oppgraderings prosjekt, fremfor et såkalt ”stand alone” oppgraderingsanlegg, som gjør at investeringen kan sees på som en opsjon. Per dags dato kan ikke oljeprisen samt prisdifferansen mellom lett og tung olje forsvare kostnadene ved et slikt anlegg. Derimot har Statoil mulighet til å vurdere beslutningen fortløpende, og endre beslutning dersom markedsforholdene skulle gjøre prosjektet lønnsomt. Med andre ord er det grunn til å tro at denne realopsjonen vil kunne tilføre prosjektet ytterligere verdi.

10. Strategisk Verdi

Hensikten med en prosjektanalyse er å lage et godt beslutningsgrunnlag for beslutningstakerne (Bøhren & Gjærum, 2009). Vi har hittil i utredningen i hovedsak beskrevet prosjektets konsekvenser ved hjelp av en kontantstrøm, og en fare ved å gjøre dette er at vi overser faktorer som ikke enkelt kan uttrykkes i penger. I den siste delen av utredningen vil vi derfor ta for oss viktige faktorer ved prosjektet som vanskelig lar seg kvantifisere, men som likevel kan ha betydning for beslutningen om å starte oljesandprosjektet. Vi vil diskutere hvilken strategisk verdi oljesandprosjektet kan ha for Statoil, og diskusjonen vil fokusere på tilgang til ressurser og konsekvensene oljesandutvinning har på Statoils omdømme.

10.1 Tilgang til ressurser

Som beskrevet i kapittel 3 står de internasjonale oljeselskapene ovenfor en stor utfordring i forhold til å opprettholde dagens produksjonsnivå, og mange selskaper sliter med reserveerstatningsraten. I flere år har ”*all the easy barrels are gone*” vært et mantra i oljeindustrien, og flere aktører søker derfor i stadig større grad mot ukonvensjonelle oljeressurser (Lerøen, 2010). Ukonvensjonelle oljeressurser vil i fremtiden spille en viktig rolle i å dekke verdens energibehov og Statoil ser på oljesanden i Canada som en strategisk investering for å sikre fremtidig vekst (e24, 2007).

Størsteparten av Statoils oljeproduksjon skjer i dag på norsk sokkel, men produksjonen her er synkende (Statistisk Sentralbyrå, 2010b). Statoil hadde i 2009 en reserveerstatningsrate på 73 prosent og det er viktig for selskapets langsiktige satsing å få tilgang til nye reserver. For å klare dette er selskapet nødt til å søke utenlands, og om lag halvparten av Statoils letevirsomhet foregår nå utenfor Norge. En stor utfordring ved å søke utenlands er at Statoils ofte må operere i land med et ustabil politisk klima. Store deler av verdens olje- og gassforekomster ligger i land med politiske regimer som kjennetegnes av underskudd på demokrati og brudd på menneskerettigheter (Lerøen, 2010).

Med dette som bakteppe kan det virke som et strategisk riktig trekk for Statoil å gå inn i oljesanden i Canada. Ukonvensjonell olje blir stadig viktigere og det kan være viktig for Statoil å få fotfeste i dette fremvoksende markedet. Samtidig er Canada, som et demokratisk

og høyt utviklet land, et attraktivt land å operere i. Stabilt politisk klima skaper forutsigbarhet og reduserer dermed risikoen for Statoil.

Statoil har en strategi om å vokse internasjonalt og en viktig del av denne strategien er å skape nye muligheter for langsiktig verdiskapning. Å investere i og utvikle kompetanse og teknologi for oljesandutvinning kan være en viktig del av denne strategien. Dersom Statoil klarer å etablere seg som en lønnsom aktør i oljesandindustrien, vil de samtidig sikre seg muligheter til å fortsette å vokse. Ved videre vekst i oljesanden vil de få ytterligere avkastning på investeringen i Kai Kos Dehseh, ved at den kompetansen og teknologien de har tilegnet seg i prosjektet kan benyttes i andre oljesandprosjekter. Statoil er allerede involvert i tungoljeutvinning i Venezuela, der de eier litt under 10 prosent av Petrocedena, og det er stor grunn til å tro at dette prosjektet vil kunne dra nytte av læringen fra Kai Kos Dehseh.

10.2 Miljømessige konsekvenser av å gå inn i oljesand

Statoils beslutning om å gå inn i oljesand har vært svært omstridt. Bedriften har måttet tåle mange negative presseoppslag og flere miljøorganisasjoner har reagert kraftig. Statoils oljesandengasjement har sågar blitt løftet opp på høyeste politisk nivå og flere partier mener den norske stat bør kreve at Statoil trekker seg ut (Hjemdal, Eriksen, Bekkevold, & Ropstad, 2009). Oljesandutvinning medfører høyere klimagassutslipp enn konvensjonell oljeutvinning, og flere stiller spørsmålsteget til hvorfor Statoil, i en tid der de globale klimaendringene har skapt et behov for å redusere klimagassutslippene, skal investere i prosjekter som medfører høyere utslipp.

Statoil på sin side argumenterer med å henvise til prognoser for fremtidig energietterspørsel og teknologiutviklingen til fornybar energi, som tyder på at fossile brennstoff i overskuelig fremtid vil være de viktigste energibærerne i verdens energiforsyning (Statoil ASA, 2010f). De mener ukonvensjonelle ressurser, inkludert oljesand, vil være en nødvendig del av det fremtidige energibildet og peker på at alle store internasjonale oljeselskaper i dag driver med oljesandvirksomhet. Utfordringen, slik Statoil ser det, er å gjøre produksjonen mer miljøvennlig og kostnadseffektiv. Statoil mener at deres inntreden i oljesanden vil føre til en mer miljøvennlig utvinning, og dermed være et positivt bidrag til å redusere klimagassutslipp. Dersom ikke Statoil utvinner oljesand, vil andre og mindre miljøbevisste aktører gjøre det.

Troverdigheten til Statoils påstander kan selvsagt diskuteres. Statoil har historisk sett vist at de er verdensledende på klimagassutslipp når det gjelder oljeutvinning, og utslippene fra utvinningen på norsk sokkel er langt lavere enn hva som er gjennomsnittet. Oljesandutvinning er imidlertid noe ganske annet enn konvensjonell utvinning, og kritikerne er skeptiske til om Statoils teknologiske fortrinn i Nordsjøen kan overføres til oljesanden i Canada (Aftenbladet, 2010). Statoil har imidlertid erfaring fra utvinning av tungolje i Venezuela og det kan være grunn til å tro at mye av erfaringene herifra vil kunne være til nytte for selskapet også i oljesanden.

En annen ting som kan diskuteres er hvorvidt det er i Statoils interesse å redusere klimagassutslippene utover det som kreves av de kanadiske myndighetene. Oljesanden i Alberta er underlagt det kanadiske avgiftsregimet, og Statoil, som et utenlandsk selskap, er forpliktet til å overholde Canadas klimalover. Det internasjonale klimaregimet, manifestet i Kyoto- avtalen, er basert på at hvert land er ansvarlig for sine egne utslipp (Aftenposten, 2009) og Canadas klimagassutslipp er Canadas ansvar. Statoil, som et allment aksjeselskap, har et overordnet mål om å levere høyest mulig avkastning til eierne, og de er dermed forpliktet til kun å gjennomføre utslippsreduksjoner dersom dette vil skape merverdi for eierne. Følsomhetsanalysen (kapittel 7) viste at Statoil, med dagens avgiftssystem, sparer omtrent 200 millioner dollar på å oppnå målene om utslippsreduksjoner. Denne besparelsen inkluderer imidlertid ikke kostnaden ved å oppnå disse reduksjonene, og det kan fort vise seg at det ikke lønner seg for Statoil å gjennomføre planene om utslippsreduksjoner.

Følsomhetsanalysen ser imidlertid bort ifra en viktig faktor som bør være med i Statoils endelige beslutning; nemlig konsekvensene for selskapets omdømme. Statoil har et omdømme som et av verdens mest miljøvennlige oljeselskap, og dette kan være et viktig konkurransefortrinn både i dag og ikke minst i fremtiden. Ved å gå inn i oljesand vil Statoil svekke dette konkurransefortrinnet og dette kan ha store ringvirkninger. Blant annet kan bedriften svekke sine kunderelasjoner, ved at de ikke lenger blir oppfattet som like miljøbevisste som tidligere. De kan miste sin posisjon som en attraktiv arbeidsgiver, og dermed miste noe av evnen til å tiltrekke seg kompetent arbeidskraft. Slike konsekvenser er vanskelig å tallfeste, men kan ha avgjørende betydning for Statoil sin langsiktige utvikling.

11. Konklusjon med anbefaling

I denne utredningen har vi gjennomført en prosjektøkonomisk lønnsomhetsanalyse av Statoils oljesandprosjekt; Kai Kos Dehseh. Vi vil i dette kapitlet samle trådene og på bakgrunn av dette komme med en anbefaling om Statoil bør iverksette prosjektet eller ikke.

Resultatet av nåverdianalysen er en positiv netto nåverdi på ca. 2,1 milliarder dollar, og i tillegg har prosjektet en rekke realopsjoner knyttet til seg som øker lønnsomheten ytterligere.

Her er det på sin plass å påpeke at resultatene vi har kommet frem til, i stor grad avhenger av forutsetningene vi har tatt. Kai Kos Dehseh er et stort og komplekst prosjekt, som strekker seg over 40 år. Det kan være at vi på bakgrunn av forutsetningene vi har gjort gir et misvisende bilde av lønnsomheten til prosjektet. Det er spesielt stor usikkerhet knyttet til forutsetningene rundt driftsinntekter, og som følsomhetsanalysen viste er disse helt avgjørende for prosjektets lønnsomhet. I tillegg har vi, som eksterne analytikere, vært nødt til å basere oppgaven utelukkende på offentlig informasjon og dermed hatt begrenset innsyn i viktig informasjon om prosjektet.

Selv om variablene resultatene bygger på inneholder en rekke forutsetninger og forenklinger, kan vi begrunne prosjektets positive nåverdi med kilder til lønnsomhet. Vi har argumentert for at det eksisterer både inngang- og utgangsbarrierer knyttet til utvinningen av oljesand, noe som medfører at konkurransen i industrien ikke er perfekt. I tillegg er det et poeng at oljesand utvinning er en utfordrende i form av høye anleggsinvesteringer og krevende teknologi. Mye taler for at selskaper som entrer oljesandindustrien, trenger både sterke finansielle muskler, og et høyt teknologisk kompetansenivå for å være konkurransedyktige. Her kan vi nevne at Statoil har tidligere erfaring med tungoljeutvinning i Venezuela, samt at selskapet satser tung på forskning innen utviklingsteknologier. Vi vurderer derfor at et oljesandprosjekt kan passe Statoil spesielt godt.

Den strategiske verdien prosjektet har for Statoil representerer på mange måter tveegget sverd. På den ene siden vurderer vi det som riktig for Statoil å få fotfeste i en stadig viktigere industri. Med tanke på utfordringene selskapet står ovenfor med hensyn på reserveerstatningsraten, kan derfor oljesandutvinning være et strategisk viktig satsningsområde for Statoil. På den andre siden vil oljesandutvinning ha en negativ effekt på selskapets omdømme. Det kan argumenteres for at dette kan ha viktige implikasjoner på

Statoils fremtidige konkurransevne og på bakgrunn av dette at oljesandutvinning et strategisk dårlig valg.

Alt i alt velger vi å konkludere med at Kai Kos Dehseh bør aksepteres og at Statoil bør iverksette oljesandutvinning. Vi mener at prosjektets høye forventede lønnsomhet og strategiske verdi, i form av posisjonering i et fremvoksende marked, taler for at prosjektet bør gjennomføres. Som en følge av dette vurderer vi dermed den negative effekten på Statoils omdømme som ikke omfattende nok til at prosjektet bør stanses.

Litteraturliste

- Aftenbladet. (2010, 22 April). *Statoil vil gjøre oljesanden renere*. Hentet 4 Mai, 2010 fra www.aftenbladet.no:
http://www.aftenbladet.no/energi/olje/1193984/Statoil_vil_gjoere_oljesanden_renere.html
- Aftenposten. (2009, 29 August). *Sammen for oljesand*. Hentet 14 August, 2010 fra www.aftenposten.no: <http://www.aftenposten.no/nyheter/iriks/politikk/article3240151.ece>
- Alberta Department of Energy. (2007). *The New Royalty Framework*. Hentet Juni 4, 2010 fra Government of Alberta: http://www.energy.alberta.ca/Org/pdfs/royalty_Oct25.pdf
- Alberta Department of Energy. (2008). *Oil Sand Royalty Guidelines*. Hentet Juni 22, 2010 fra Government of Alberta: <http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/808.asp>
- Alberta Department of Energy. (2009). *Energy Economics: Understanding Royalties*. Government of Alberta.
- Alberta Department of Energy. (2010). *Government of Alberta*. Hentet Juni 22, 2010 fra Oilsands Rate of Return: <http://www.energy.gov.ab.ca/OilSands/799.asp>
- Alberta Electric System Operator. (2010). *2009 Annual Market Statistics*. Hentet Juni 10, 2010 fra Alberta Electric System Operator: www.aeso.ca/downloads/Market_Reports_Jan_2010.pdf
- Alberta Royalty Review. (2007). *Appendix "A"- Technical Report OS#1: Markets and Pricing for Alberta Bitumen Production*. Edmonton: Alberta Department of Energy.
- Attanasi, E. D. (2008, Desember). Volatility of bitumen proces and implications for industry. *Natural Resources Research*, ss. 205- 213.
- Bank of Canada. (2010). *Monetary Policy*. Hentet Juli 3, 2010 fra Bank of Canada: http://www.bankofcanada.ca/en/monetary/inflation_target.html
- Bøhren, Ø., & Gjærum, P. I. (2009). *Prosjektanalyse, Investering og Finansiering* (9. utg.). Bergen: Fagbokforlaget.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2008). *Principles of Corporate Finance* (9. utg.). McGraw-hill/Irwin.
- British Petroleum. (2010). *Statistical Review of World Energy 2010*. Hentet November 3, 2010 fra British Petroleum: <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
- Business Insights Ltd. (2010). *The Unconventional Oil and Gas Market Outlook*. Business Insights LTD.
- Canadian Oil Sands Trust. (2010). *2009 Annual Report*. Calgary, Alberta: Canadian Oil Sands Trust.
- CAPP. (2009). *Luftutslipp fra Canadas oljesandutvinning*. CAPP.
- CERI. (2009a). *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2009- 2043)*. Canadian Energy Research Institute.

- CERI. (2009b). *Green Bitumen: The Role of Nuclear, Gasification and CCS in Alberta's Oil Sands*. Hentet Mai 15, 2010 fra Canadian Energy Research Institute: <http://www.ceri.ca/>
- Dagens Næringsliv. (2010, 2 Februar). *Statoil- reservene tømmes*. Hentet April 29, 2010 fra [www.dn.no](http://www.dn.no/energi/article1836912.ece): <http://www.dn.no/energi/article1836912.ece>
- Datamonitor. (2010). *Country Analysis Report: Canada, In depth PESTLE insights*. Datamonitor.
- e24. (2007, 27 April). *Statoil kjøper miljøversting*. Hentet 5 Mai, 2010 fra www.e24.no: <http://e24.no/boers-og-finans/article1759266.ece>
- Forbes. (2010, 4 April). *The Gloval 2000*. Hentet 6 Mai, 2010 fra www.forbes.com: http://www.forbes.com/lists/2010/18/global-2000-10_The-Global-2000_IndName_15.html
- Gjøølberg, O., & Johnsen, T. (2007). *Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør Enova SF legge til grunn?* Hentet Juli 4, 2010 fra Enova: <http://www.enova.no/minas27/publicationdetails.aspx?publicationID=282>
- Government of Alberta. (2008). *Alberta's 2008 Climate Change Strategy*. Edmonton: Government of Alberta.
- Government of Alberta. (2009). *Energy Economics: Understanding Royalties*. Edmonton: Government of Alberta.
- Government of Alberta. (2010, 22 April). *Alberta Energy: Facts and Statistics*. Hentet 4 Mai, 2010 fra www.energy.alberta.ca: <http://www.energy.alberta.ca/OilSands/791.asp>
- Hjemdal, L. H., Eriksen, D., Bekkevold, G. J., & Ropstad, K. I. (2009). *Representantforslag fra stortingsrepresentantene Line Henriette Hjemdal, Dagrun Eriksen, Geir Jørgen Bekkevold og Kjell Ingolf Ropstad om at staten sørger for at Statoil trekker seg ut av oljesandaktiviteter i Canada*. Oslo: Representanter.
- Humphries, M. (2008). *North American Oil Sands: History of Development, Prospects for the Future*. Hentet Juli 25, 2010 fra Federation of American Scientists: www.fas.org/sgp/crs/misc/RL34258.pdf
- Husky Energy Inc. (2010). *Consolidated Financial Statements: for the Year Ended 31. December 2009*. Calgary, Alberta: Husky Energy Inc.
- International Energy Agency. (2008). *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency.
- Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2005). *Valuation, Measuring and Managing the Value of Companies* (4. utg.). John Wiley & Sons.
- KPMG. (2010). *Canadian Corporate Income Tax Rates: Income Tax Rates for General Corporations 2009-2010*. Hentet Juni 4, 2010 fra KPMG in Canada: <http://www.kpmg.ca+taxrates.html>
- Lerøen, B. V. (2010, 15 Februar). *Høy pris for nye reserver*. Hentet 22 September, 2010 fra www.offshore.no: http://ad.offshoremidiagroup.com/sak/H%C3%B8y_pris_for_nye_reserver

- Mawdsley, J., Mikhareva, J., & Tennison, J. (2005). *The Oil Sands of Canada: The World Wakes Up: First to Peak Oil, Second to the Oil Sands of Canada*. Canada: Raymond James Ltd.
- NAOSC. (2007). *Application for Approval of the Kai Kos Dehseh Project*. NAOSC.
- Natural Resources Canada. (2009). *Mining-Specific Tax Provisions*. Hentet Juni 21, 2010 fra Natural Resources Canada: <http://www.nrcan.gc.ca/mms-smm/busi-indu/mtr-rdm/mst-rps-eng.htm>
- Oil Sands Developers Group. (2009). *Mining: The Process*. Hentet Juni 22, 2010 fra The Oil Sands Developers Group: <http://www.oilsandsdevelopers.ca/index.php/oil-sands-technologies/mining/the-process/>
- Olje og Energi Departementet. (2002). *Faktaheftet 2002 Norsk Petroleumsvirksomhet*. Hentet 06 06, 2009 fra Olje og Energi Departementet: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/veiledninger_brosjyrer/2002/faktaheftet-2002-norsk-petroleumsvirksom.html?id=87895
- Olje og Energi Departementet. (2007a, Januar 21). *Statoil ASA*. Hentet November 1, 2010 fra Olje og Energi Departementet: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/statlig_engasjement_i_petroleumsvirksomh/s_tatoil-asa.html?id=444383
- Olje og Energi Departementet. (2007b). *Sammenslåing av Statoil og Hydros petroleumsvirksomhet*. Hentet November 1, 2010 fra Olje og Energi Departementet: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stprp/20062007/stprp-nr-60-2006-2007-.html?id=461986>
- Olje og Energi Departementet. (2007c). *Oljemarkedet og Norge*. Hentet November 3, 2010 fra Olje og Energi Departementet: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/olje_og_gass/Oljemarkedet-og-Norge.html?id=461038
- OPEC. (2010). *About us*. Hentet November 3, 2010 fra OPEC: http://www.opec.org/opec_web/en/
- Shapiro, A. C. (2006). *Multinational Financial Management* (8. utg.). John Wiley & Sons.
- Smit, H. T., & Trigeoris, L. (2004). *Strategic Investment*. New Jersey: Princeton University Press.
- Smith, H. (1997). Investment Analysis of Offshore Concessions in The Netherlands. *The Journal of the Financial Management Association*, 26(2), 5-17.
- Statistisk Sentralbyrå. (2010, 19 Mai). *Kraftig nedgang i klimagasutslippene*. Hentet 25 Juni, 2010 fra www.ssb.no: <http://www.ssb.no/emner/01/04/10/klimagassn/>
- Statistisk Sentralbyrå. (2010b, 18 Oktober). *Mer gass gir liten endring i samlet petroleumsproduksjon*. Hentet 28 Oktober, 2010 fra www.ssb.no: <http://www.ssb.no/ogprodre/>
- Statoil ASA. (2010a). *About Statoil*. Hentet Mai 5, 2010 fra www.statoil.com: <http://www.statoil.com/annualreport2009/en/thisisstatoil/pages/aboutstatoil.aspx>

- Statoil ASA. (2010b). *Annual Report on Form 20- F 2009*. Stavanger: Statoil ASA.
- Statoil ASA. (2010c). *Årsrapport 2009*. Stavanger: Statoil ASA.
- Statoil ASA. (2010d, 22 April). *Statoil Canadas leieområder*. Hentet 3 Mai, 2010 fra www.statoil.com:
<http://www.statoil.com/no/About/Worldwide/canada/OilSands/Pages/LeaseAreas.aspx>
- Statoil ASA. (2010e, 22 April). *Ambisjon for reduserte utslipp fra oljesanden*. Hentet 6 Juni, 2010 fra www.statoil.com:
<http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2010/Pages/22AprOilsandsAmbition.aspx>
- Statoil ASA. (2010f, 26 Mars). *CEO Letter/Outward Bound*. Hentet 4 Mai, 2010 fra www.statoil.com:
<http://www.statoil.com/AnnualReport2009/en/CEOletter/Pages/BeyondNewHorizons.aspx>
- Suncor Energy Inc. (2010). *2009 Annual Report*. Calgary, Alberta: Suncor Energy Inc.
- Teknisk Ukeblad. (2008, August 12). *StatoilHydro bremses oljesandprosjekt*. Hentet Oktober 27, 2010 fra Teknisk Ukeblad: <http://www.tu.no/olje-gass/article176289.ece>
- Teknisk Ukeblad. (2009, August 27). *Den siste olje*. Hentet Mai 5, 2010 fra www.tu.no:
<http://www.tu.no/olje-gass/article218498.ece>
- Thomson Financial Datastream. (2010, 27 Oktober). Hentet 3 November, 2010 fra <http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=M>
- Trait, C. (2010, 2 Februar). *Enbridge, Statoil strike pipeline deal*. Hentet 14 Juni, 2010 fra www.financialpost.com: <http://www.financialpost.com/news-sectors/energy/story.html?id=2518962>
- Trigeorgis, L. (1993). Real Options and Interactions With Financial Flexibility. *Financial Management*, 22(3), ss. 202-224.
- U.S Energy Information Administration. (2006). *Pricing Differences Among Various Types of Crude Oil*. Hentet November 3, 2010 fra U.S Energy Information Administration:
http://tonto.eia.doe.gov/ask/crude_types1.html
- U.S Energy Information Administration. (2009). *Country Analysis Briefs: Canada*. U.S Energy Information Administration.
- U.S Energy Information Administration. (2010a). *Petroleum Basics*. Hentet November 3, 2010 fra U.S Energy Information Administration:
http://www.eia.doe.gov/kids/energy.cfm?page=oil_home-basics
- U.S. Energy Information Administration. (2010b). *Annual Energy Outlook 2010, with Projections to 2035*. Washington: U.S. Energy Administration Information.
- U.S. Energy Information Administration. (2010c). *Forecast and Analysis*. Hentet Juni 12, 2010 fra U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/forecasting.html>
- UBS. (2004). *UBS Investment Research: Global Oil & Gas*. UBS.

Yahoo Finance. (2010). *US Treasury Bonds rates*. Hentet August 3, 2010 fra Yahoo Finance:
<http://finance.yahoo.com/bonds>

Vedlegg 1: Figurliste

Figur 1: Statoils beslutnings situasjon	8
Figur 2: Geografisk fordeling av sikre reserver (millioner oljeekvivalenter)	13
Figur 3: Relativ fordeling av driftsinntekter for 2009.....	14
Figur 4: Global produksjon av råolje 1965- 2009 (millioner fat per dag)	15
Figur 5: Geografisk fordeling av oljeproduksjon for utvalgte år (millioner fat per dag)	16
Figur 6: Prisutvikling WTI 1986- 2010.....	18
Figur 7: Illustrasjon av SAGD- prosessen.....	33
Figur 8: Produksjonsprofilen til Kai Kos Dehseh (fat bitumen per dag)	37
Figur 9: Utvikling i utbyggingskostnader 2010- 2043 (per fat produksjonskapasitet)	41
Figur 10: Prosjektets investeringsprofil (i millioner USD)	42
Figur 11: EIA sine prognoser for utvikling i prisen til WTI fra 2010 til 2035.....	44
Figur 12: Årlige driftsinntekter for Kai Kos Dehseh (i millioner USD).....	45
Figur 13: Utvikling i driftskostnader over planperioden (USD per fat)	47
Figur 14: Arbeidskapital for sammenlignbare selskaper i 2008- 2009 (i prosent av omsetning).....	51
Figur 15: Skisse av royaltysystemet i Alberta	56
Figur 16: Kostnadsposter relativt til nåverdi av driftsinntekter	64
Figur 17: Nåverdiprofil.....	68
Figur 18: Stjernediagram med viktige variabler i kontantstrømmen til Kai Kos Dehseh	70
Figur 19: Prosjektets nåverdi ved ulike vekstbaner for oljeprisen (prosentvis årlig vekst)	72
Figur 20: Nåverdi ved ulike prisforhold mellom WTI og bitumen	73
Figur 21: Prosjektets nåverdi ved ulike vekstbaner for de samlede driftskostnadene (prosentvis årlig vekst)	74
Figur 22: Nåverdi ved ulike vekstbaner for avgifter på klimagassutslipp(årlig endring i avgift per tonn CO2- ekvivalent)	76
Figur 23: CO2- utslipp per fat med og uten reduksjoner	77
Figur 24: Effekt av partiell følsomhet på oljeprisutvikling	78

Vedlegg 2: Kontantstrøm

År	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Driftsinntekter		136	285	597	1 248	1 959	2 732	2 857	3 362	3 908	4 496	4 703	4 920	5 146	5 383	5 630	5 889	6 160	6 443	6 740	7 050
Driftskostnader:																					
Gass kostnad		-30	-63	-131	-275	-431	-601	-629	-740	-860	-989	-1 035	-1 082	-1 132	-1 184	-1 239	-1 296	-1 355	-1 418	-1 483	-1 551
Elektrisitets kostnad		-2	-4	-8	-17	-26	-36	-38	-44	-52	-59	-62	-65	-68	-71	-74	-77	-81	-84	-88	-92
Andre driftskostnader		-47	-95	-194	-396	-606	-824	-840	-964	-1 093	-1 226	-1 251	-1 276	-1 301	-1 327	-1 354	-1 381	-1 408	-1 437	-1 465	-1 495
Royalty- skatt		-5	-13	-33	-82	-140	-216	-247	-303	-352	-405	-648	-723	-795	-865	-935	-1 005	-1 076	-1 150	-1 225	-1 304
Avgifter på klimagassutslipp		-2	-5	-11	-25	-39	-53	-54	-63	-71	-80	-82	-83	-85	-87	-88	-90	-92	-94	-96	-98
Avslutning og tilbakeføring		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skattemessige avskrivinger		-331	-519	-746	-826	-851	-832	-888	-881	-824	-726	-655	-606	-572	-551	-538	-533	-533	-537	-544	-554
Resultat før skatt		-280	-413	-527	-372	-134	170	161	367	657	1 011	971	1 085	1 193	1 298	1 402	1 508	1 615	1 725	1 838	1 956
Fremførtbart underskudd			-280	-693	-1 219	-1 591	-1 725	-1 556	-1 394	-1 027	-370	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skattepliktig resultat		0	0	0	0	0	0	0	0	0	641	971	1 085	1 193	1 298	1 402	1 508	1 615	1 725	1 838	1 956
Skattekostnader:																					
Føderal skatt		0	0	0	0	0	0	0	0	0	-115	-175	-195	-215	-234	-252	-271	-291	-310	-331	-352
Provinsial skatt		0	0	0	0	0	0	0	0	0	-64	-97	-108	-119	-130	-140	-151	-161	-172	-184	-196
Resultat etter skatt		-280	-413	-527	-372	-134	170	161	367	657	832	699	781	859	935	1 010	1 085	1 163	1 242	1 324	1 409
Skattemessige avskrivninger		331	519	746	826	851	832	888	881	824	726	655	606	572	551	538	533	533	537	544	554
Investeringskostnader	-630	-681	-1 052	-1 364	-938	-725	-498	-771	-530	-273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Driftsinvesteringer		-14	-29	-63	-130	-201	-277	-285	-331	-379	-430	-443	-457	-471	-486	-501	-517	-533	-549	-566	-584
Arbeidskapital		-4	-4	-9	-20	-23	-4	-15	-16	-18	-6	-6	-7	-7	-7	-8	-8	-9	-9	-9	-10
Nåverdi av spart skatt	5																				
Kontantstrøm	-629	-648	-985	-1 228	-634	-232	223	-22	372	811	1 121	905	923	952	992	1 039	1 093	1 154	1 221	1 292	1 369
Nåverdi av kontantstrøm	-629	-606	-862	-1 005	-486	-167	149	-14	218	445	575	434	414	400	390	382	376	371	367	364	360

År	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Driftsinntekter	7 374	7 713	7 701	7 672	7 223	6 715	5 268	3 674	3 843	3 015	2 102	2 199	1 150	1 203	1 258	1 316	1 377	1 440	1 506	1 576
Driftskostnader:																				
Gass kostnad	-1 622	-1 697	-1 694	-1 688	-1 589	-1 477	-1 159	-808	-845	-663	-462	-484	-253	-265	-277	-290	-303	-317	-331	-347
Elektrisitets kostnad	-96	-101	-100	-100	-94	-87	-68	-48	-50	-39	-27	-28	-15	-16	-16	-17	-18	-18	-19	-20
Andre driftskostnader	-1 525	-1 555	-1 514	-1 471	-1 350	-1 224	-936	-637	-650	-497	-338	-345	-176	-179	-183	-187	-190	-194	-198	-202
Sum driftskostnader	-3 243	-3 353	-3 309	-3 258	-3 033	-2 789	-2 164	-1 493	-1 545	-1 199	-828	-857	-444	-459	-476	-493	-511	-529	-549	-569
Royalty- skatt	-1 386	-1 472	-1 437	-1 413	-1 300	-1 224	-938	-615	-706	-537	-352	-399	-180	-211	-239	-264	-288	-310	-332	-344
Avgifter på klimagassutslipp	-100	-102	-99	-96	-88	-79	-60	-40	-41	-30	-20	-20	-9	-9	-9	-9	-10	-10	-10	-10
Avslutning og tilbakeføring	0	0	-9	-9	-18	-36	-37	-38	0	-20	-20	-20	0	0	0	0	0	0	0	-24
Skattemessige avskrivinger	-566	-580	-692	-777	-833	-752	-663	-565	-493	-424	-355	-305	-248	-207	-176	-154	-137	-126	-118	-113
Resultat før skatt	2 079	2 208	2 156	2 119	1 951	1 835	1 407	923	1 058	805	528	598	270	317	358	396	431	465	498	516
Fremførtbart underskudd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skattepliktig resultat	2 079	2 208	2 156	2 119	1 951	1 835	1 407	923	1 058	805	528	598	270	317	358	396	431	465	498	516
Skattekostnader:																				
Føderal skatt	-374	-397	-388	-381	-351	-330	-253	-166	-190	-145	-95	-108	-49	-57	-65	-71	-78	-84	-90	-93
Provinsial skatt	-208	-221	-216	-212	-195	-184	-141	-92	-106	-80	-53	-60	-27	-32	-36	-40	-43	-46	-50	-52
Resultat etter skatt	1 497	1 590	1 552	1 526	1 404	1 321	1 013	665	762	579	380	431	194	228	258	285	311	335	358	371
Skattemessige avskrivinger	566	580	692	777	833	752	663	565	493	424	355	305	248	207	176	154	137	126	118	113
Investeringskostnader	0	0	-419	-432	-445	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Driftsinvesteringer	-602	-620	-611	-600	-556	-510	-394	-271	-279	-216	-148	-153	-79	-81	-84	-86	-89	-92	-95	-98
Arbeidskapital	-10	0	1	13	15	43	48	-5	25	27	-3	31	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	47
Nåverdi av spart skatt																				
Kontantstrøm	1 451	1 549	1 216	1 285	1 251	1 607	1 329	953	1 001	815	584	614	362	352	348	350	357	367	380	434
Nåverdi av kontantstrøm	357	357	262	259	236	284	219	147	145	110	74	73	40	36	34	32	30	29	28	30

Vedlegg 3: Beregning av payout

År	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Salgsinntekter		136	285	597	1 248	1 959	2 732	2 857	3 362	3 908	4 496	4 703
Driftskostnader		-78	-162	-333	-687	-1 063	-1 461	-1 507	-1 748	-2 004	-2 275	-2 347
Avgifter på klimagassutslipp		-2	-5	-11	-25	-39	-53	-54	-63	-71	-80	-82
Avslutning og tilbakeføring		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Allowable costs		-80	-166	-345	-712	-1 101	-1 514	-1 561	-1 811	-2 075	-2 355	-2 429
Kontantstrøm før investeringer		56	119	252	536	857	1 217	1 296	1 551	1 833	2 142	2 274
Investeringskostnader	-630	-681	-1 052	-1 364	-938	-725	-498	-771	-530	-273	0	0
Driftsinvesteringer		-14	-29	-63	-130	-201	-277	-285	-331	-379	-430	-443
Kontantstrøm	-630	-638	-962	-1 175	-532	-69	442	240	691	1 180	1 712	1 831
Nåverdi Kontantstrøm	-630	-614	-890	-1 045	-454	-57	349	182	505	829	1 156	1 189
Kumulativ NNV	-630	-1 244	-2 133	-3 178	-3 632	-3 689	-3 340	-3 157	-2 653	-1 824	-667	522

Vedlegg 4: Beregning av royaltyskatt

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
WTI pris	75,75	79,23	82,88	86,69	90,68	94,85	99,21	103,78	108,55	113,54	118,77	124,23	129,95	135,92	142,18	148,72	155,56	162,71	170,20	178,03
Royalty sats	3,59 %	4,57 %	5,56 %	6,54 %	7,15 %	7,89 %	8,63 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %
Salgsinntekter	136,35	285,24	596,73	1 248,36	1 958,68	2 731,70	2 857,36	3 362,40	3 907,86	4 496,38	4 703,21	4 919,56	5 145,86	5 382,57	5 630,17	5 889,16	6 160,06	6 443,42	6 739,82	7 049,85
Royalty	4,89	13,04	33,18	81,64	140,05	215,53	246,59	302,62	351,71	404,67	423,29	442,76	463,13	484,43	506,72	530,02	554,41	579,91	606,58	634,49
Post- payout:																				
Salgsinntekter											4 703,21	4 919,56	5 145,86	5 382,57	5 630,17	5 889,16	6 160,06	6 443,42	6 739,82	7 049,85
Allowable costs											-2 428,98	-2 506,02	-2 585,90	-2 668,74	-2 754,67	-2 843,82	-2 936,31	-3 032,29	-3 131,90	-3 235,30
Skattemessige avskrivninger											-655,12	-605,65	-572,09	-550,57	-538,20	-532,81	-532,76	-536,86	-544,19	-554,07
Royalty- base											1 619,11	1 807,90	1 987,88	2 163,26	2 337,30	2 512,53	2 690,98	2 874,27	3 063,73	3 260,48
Royalty sats											40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Royalty											647,64	723,16	795,15	865,30	934,92	1005,01	1076,39	1149,71	1225,49	1304,19
Royalty i planperioden	4,89	13,04	33,18	81,64	140,05	215,53	246,59	302,62	351,71	404,67	647,64	723,16	795,15	865,30	934,92	1005,01	1076,39	1149,71	1225,49	1304,19

År	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
WTI pris	186,22	194,78	203,74	213,11	222,92	233,17	243,90	255,12	266,85	279,13	291,97	305,40	319,45	334,14	349,51	365,59	382,40	400,00	418,40	437,64
Royalty sats	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %	9,00 %
Salgsinntekter	7 374,14	7 713,35	7 701,43	7 672,09	7 222,51	6 715,33	5 268,17	3 673,67	3 842,66	3 014,57	2 102,16	2 198,86	1 150,00	1 202,90	1 258,24	1 316,12	1 376,66	1 439,98	1 506,22	1 575,51
Royalty	663,67	694,20	693,13	690,49	650,03	604,38	474,14	330,63	345,84	271,31	189,19	197,90	103,50	108,26	113,24	118,45	123,90	129,60	135,56	141,80
Post- payout:																				
Salgsinntekter	7 374,14	7 713,35	7 701,43	7 672,09	7 222,51	6 715,33	5 268,17	3 673,67	3 842,66	3 014,57	2 102,16	2 198,86	1 150,00	1 202,90	1 258,24	1 316,12	1 376,66	1 439,98	1 506,22	1 575,51
Allowable costs	-3 342,63	-3 454,07	-3 415,93	-3 362,98	-3 138,45	-2 904,14	-2 260,69	-1 570,16	-1 585,41	-1 249,14	-867,29	-897,34	-452,47	-468,46	-485,10	-502,41	-520,41	-539,13	-558,61	-602,73
Skattemessige avskrivninger	-566,01	-579,63	-692,06	-776,86	-833,01	-752,22	-662,73	-564,79	-493,44	-424,09	-355,19	-304,66	-248,23	-206,51	-175,86	-153,51	-137,43	-126,05	-118,24	-113,11
Royalty- base	3 465,50	3 679,66	3 593,44	3 532,25	3 251,05	3 058,96	2 344,75	1 538,72	1 763,81	1 341,34	879,68	996,85	449,31	527,93	597,28	660,20	718,82	774,80	829,37	859,67
Royalty sats	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %	40 %
Royalty	1386,20	1471,86	1437,38	1412,90	1300,42	1223,59	937,90	615,49	705,52	536,53	351,87	398,74	179,72	211,17	238,91	264,08	287,53	309,92	331,75	343,87
Royalty i planperioden	1386,20	1471,86	1437,38	1412,90	1300,42	1223,59	937,90	615,49	705,52	536,53	351,87	398,74	179,72	211,17	238,91	264,08	287,53	309,92	331,75	343,87

