

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, våren 2007

Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Finansiering og finansiell økonomi

Veileder: Professor Thore Johnsen

Internasjonale oljeselskaper - Avkastningskrav og hedging

av

Thomas Andersen og Terje Eldøen

Denne utredningen er gjennomført som et ledd i siviløkonomutdanningen ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at høyskolen innestår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.

SAMMENDRAG

Vi har beregnet avkastningskrav for oljeselskaper generelt på 11,4%. Betaverdier på rene oppstrømsselskaper som varierer mellom -1,7 og 1,3 gjør at vi ikke kan konkludere med at disse har høyere systematisk risiko enn integrerte.

Oljeprisen er signifikant for aksjekursutviklingen til alle integrerte selskaper og halvparten av oppstrømsselskapene. Oljeprisen har mindre prediksjonsverdi og forklaringsgrad (19%) enn den generelle markedsutviklingen (26%).

Våre undersøkelser av et utvalg av oljeselskaper viser at majoriteten i svært liten grad benytter seg av derivatkontrakter for å sikre seg mot oljepriserisiko (hedging). Det er i midlertidig enkelte mindre oppstrømsselskaper som hedger en betydelig del av sin forventede produksjon ett år frem i tid, men i begrenset grad lenger frem i tid.

Årsaken til at muligheten for å redusere usikkerhet og dermed avkastningskrav ved hjelp av hedging blir lite brukt er blant annet mangel på konsumenter som vil forplikte seg til en fast pris over lengre tid. Vi mener at større oljeimporterende land ut i fra en finansiell argumentasjon vil være gode kandidater til denne rollen.

INNHALDSFORTEGNELSE

SAMMENDRAG	2
INNHALDSFORTEGNELSE.....	3
FORORD.....	5
1 TEORIPRESENTASJON	7
1.1 AVKASTNINGSKRAV	7
1.1.1 Holdning til risiko	8
1.1.2 Grad av risikoaversjon – kapitalverdimodellen.....	9
1.1.3 Andre prisingsteorier – opsjonsprisingsteori.....	12
1.2 STATISTIKK - REGRESJONSANALYSE	13
1.3 TEORIER OM OLJEPRISEN	15
1.3.1 Hotellings regel om prising av et knapt gode	16
1.3.2 Peak oil.....	17
1.3.3 ”Teorien” om stadig lavere produksjonskostnader.....	18
1.3.4 Gjennomsnittspendling – eller Mean Reversion.	19
2 OLJEMARKEDET	20
2.1 EGENSKAPER.....	20
2.2 OLJEPRISEN.....	21
2.3 OPEC	21
2.4 RoACE	22
3 ESTIMERING AV BETA FOR ET UTVALG AV OLJESELSKAPER	25
3.1 VÅRT UTVALG.....	25
3.2 METODE	25
3.3 BETA FOR INTEGRERTE SELSKAPER.....	28
3.4 BETA FOR E&P SELSKAPER.....	29
3.5 FORKLARINGSGRAD TIL DE ESTIMERTE BETAER.....	32
3.6 STANDARDAVVIK TIL DE ESTIMERTE BETAER.....	32
3.7 ESTIMERING AV KAPITALKOSTNAD BASERT PÅ BEREGNEDE BETAVERDIER	35

4	ESTIMERING AV OLJEPRISSENSITIVITET	36
4.1	UTVALG OG METODE	36
4.2	RESULTAT AV REGRESJONSANALYSEN.....	37
5	SIKRING AV OLJEPRISRISIKO	41
5.1	GRUNNER FOR Å HEDGE OLJEPRISRISIKO.....	41
5.2	EN KORT BESKRIVELSE AV FORWARDMARKET FOR OLJE.....	43
5.2.1	Futuresbørser	44
5.2.2	OTC-markedet.....	45
5.3	MARKEDSAKTØRER.....	46
5.4	ALTERNATIVER TIL Å HANDLE DIREKTE I OLJEMARKEDET	47
6	OLJESELSKAPERS BRUK AV HEDNING KONTRAKTER.....	48
6.1	INNLEDNING	48
6.2	BRUK AV HEDGINGKONTRAKTER.....	49
6.3	ÅRSAKER TIL LITEN BRUK AV HEDGINGKONTRAKTER.....	53
6.3.1	Mangel på kjøpere	54
6.3.2	Aksjonærer ønsker eksponering i oljeprisen	55
6.3.3	Skattemyndigheter	56
6.3.4	Fokus på oppside fremfor nedside.....	56
6.3.5	Bransjenormer og risikoavers ledelse.....	57
7	ER KONSUMENTER VILLIGE TIL Å INNGÅ LANGSIKTIGE FORPLIKTELSER?.....	58
	LITTERATURLISTE	63
	APPENDIKS.....	65
	Appendiks 1 - Eksempel på output fra regresjonsanalyse - Statoil.....	65
	Appendiks 2 – Fra egenkapital-beta til forretnings-beta	66

FORORD

Ideen med å skrive om avkastningskrav og hedging i oljebransjen kom etter å ha vært på bedriftspresentasjon med Statoil, høsten 2005. Der lærte vi at Statoil på den tiden planla prosjekter med oljepris på 22\$ fatet og avkastningskrav på 12%. På dette tidspunktet var futures prisene langt høyere enn 22\$ fatet, og det overrasket oss da samtaler med Statoils representant Vormeland bekreftet at selskapet var svært kritisk til hedging. Videre ga han uttrykk for misnøye med avkastningskravet, da han mente nåverdien av kontantstrømmer langt frem i tid ble ”for lave”.

Denne episoden vekket vår interesse, og like etterpå var vi i gang med å disponere en utredning som kunne gi oss innsikt i bransjen og svar på våre spørsmål.

Vår utredning starter med teoripresentasjon, og i den forbindelse har vi funnet det nyttig å presentere teorier om avkastningskrav, oljepris og regresjonsanalyse (kap 1). Videre mente vi at det ville være respektløst for unge studenter å gå løs på en slik oppgave uten å sette oss inn i oljemarkedet og dets historie (kap 2).

Rent metodisk har vi undersøkt svingningene i oljeselskapers aksjekurser, og beregnet avkastningskrav ved hjelp av kapitalverdimodellen (kap 3). Øvelsen ga et avkastningskrav på 9%, noe som stemte bra med våre forventninger. Ettersom hedging tar sikte på å redusere risiko forbundet med prissvingninger, undersøkte vi deretter aksjenes oljeprissensitivitet (kap 4). Sammenhengen var mindre enn vi hadde ventet, det samme kan sies om forklaringsgraden.

I utredningens siste del presenterer vi argumenter for å hedge oljeprisrisiko og hvordan derivatmarkedet for olje fungerer (kap 5). Vi har kartlagt utvalgte oljeselskapers bruk av hedging og avslutningsvis presenteres årsaker til dette (kap 6). Et av de strukturelle problemene er at det i liten grad finnes oljekonsumenter som er villige til å inngå langsiktige innkjøpsavtaler. Vi har avslutningsvis redegjort for hvilke fordeler store oljeimporterende stater (vi har brukt Kina som eksempel) kan oppnå ved å inngå langsiktige hedgingkontrakter (kap 7).

Utredningen inneholder en god kombinasjon av teori og empiri. I forbindelse med utredning av avkastningskravet og oljeprissensitivitet var det rikelig med tilgjengelige data. For de empiriske undersøkelsene utført rundt bruk av hedging var tallmateriale vanskeligere tilgjengelig. Vi fant ikke et generelt lavere avkastningskrav for selskaper som i større grad sikrer prisen. Dette har antageligvis sammenheng med at varigheten på kontraktene er såpass kort.

Arbeidet med utredningen har vært en krevende, utfordrende og lærerik prosess. Vi synes fagfeltet er spennende, og ser muligheter for videre fordypning innen Peak Oil, strategier for utnyttelse av forskjellig prising i futuresmarkedet og pris på oljefelt, og hvorvidt biologisk drivstoff på sikt kan erstatte fossilt brennstoff. Vi vil rette en stor takk til vår veileder Thore Johnsen, som først og fremst har fungert som inspirasjonskilde og kritiker tidlig i fasen. Disposisjonen vi kom frem til da har siden fungert som en kjøreplan vi i liten grad har fraveket, selv om det har vært nok av fristende faglige digresjoner.

1 TEORIPRESENTASJON

1.1 AVKASTNINGSKRAV

Avkastningskrav er prisen på bruk av kapital. Begrepet er svært relevant i en markedsøkonomi. Enkelt sagt kan avkastningskrav beskrives som forrentningen et prosjekt må gi for at noen skal investere penger i det. Denne forrentningen kan dekomponeres i tre deler:

For det *første* må den oppveie inflasjonen, oppheve effekten av at penger er blitt mindre verdt fra de ble satset på et prosjekt til prosjektet kan realiseres og pengene kan disponeres til andre formål.

For det *andre* må den dekke leieverdien av penger. Penger kan i likhet med mange andre goder, "leies ut". Selv om det ikke eksisterer noen fare for at pengene ikke leveres tilbake, vil utleier kreve en kompensasjon for tjenesten. Utleier kan tross alt ikke bruke disse pengene mens de er utlånt, mens leier har denne friheten.

Det første leddet kompenseres ved at investor legger forventet inflasjon i bunnen for sitt krav. Det andre kompenseres ved at investor legger til risikofri realrente. Realrenten har ligget rundt 2 % historisk sett. Ettårig statsobligasjon ligger i DN 17. juni 2007 på 4,9 %, noe som indikerer en forventet inflasjon på 2,9 %. Dette er over Norges Banks inflasjonsmål på 2,5%, og synes ut fra vår oppfatning av hva markedet forventer, å være litt i høyeste laget. Dersom vi antar at markedet forventer en inflasjon på ca 2%, tilsier det en implisitt realrente på 2,9%.

Den *tredje* og klart mest kompliserte delen av forrentningen blir aktuell når det ikke er sikkert at investoren får pengene sine tilbake. Vi kommer da inn på investors holdning til risiko.

1.1.1 Holdning til risiko

Innen finansteori definerer man forskjellige holdninger til risiko. Sentrale begreper her er forventet avkastning - beste anslag på avkastningen, og risiko - målt i standardavvik.

Den *risikovillige* investoren foretrekker generelt mer risikofylte prosjekter gitt samme forventede avkastning. Dette er den typiske gambleren. Graden av risikovillighet avgjøres av hvor mye avkastning aktøren er villig til å oppgi for å oppnå en høyere risiko. Den risikovillige investor maksimerer dermed ikke verdi målt i penger.

Den *risikoaverse* aktøren har motsatte preferanser. Hun foretrekker lavere risiko gitt samme avkastning. Til felles med den risikovillige har hun at hun ikke maksimerer verdi, målt i penger.

Den *risikonøytrale* derimot, ignorerer all risiko, og fokuserer kun på avkastning. Denne taktikken maksimerer pengeverdi. Dette virker fornuftig, maksimering av pengeverdi virker som et logisk mål for en økonomisk modell. Problemet kommer når økonomisk litteratur hevder at den rasjonelle investor er **risikoavers**. Hvilket vil si at den rasjonelle investor er villig til å gjøre noe så tilsynelatende irrasjonelt som å preferere sikkerhet foran maksimal pengeverdi.

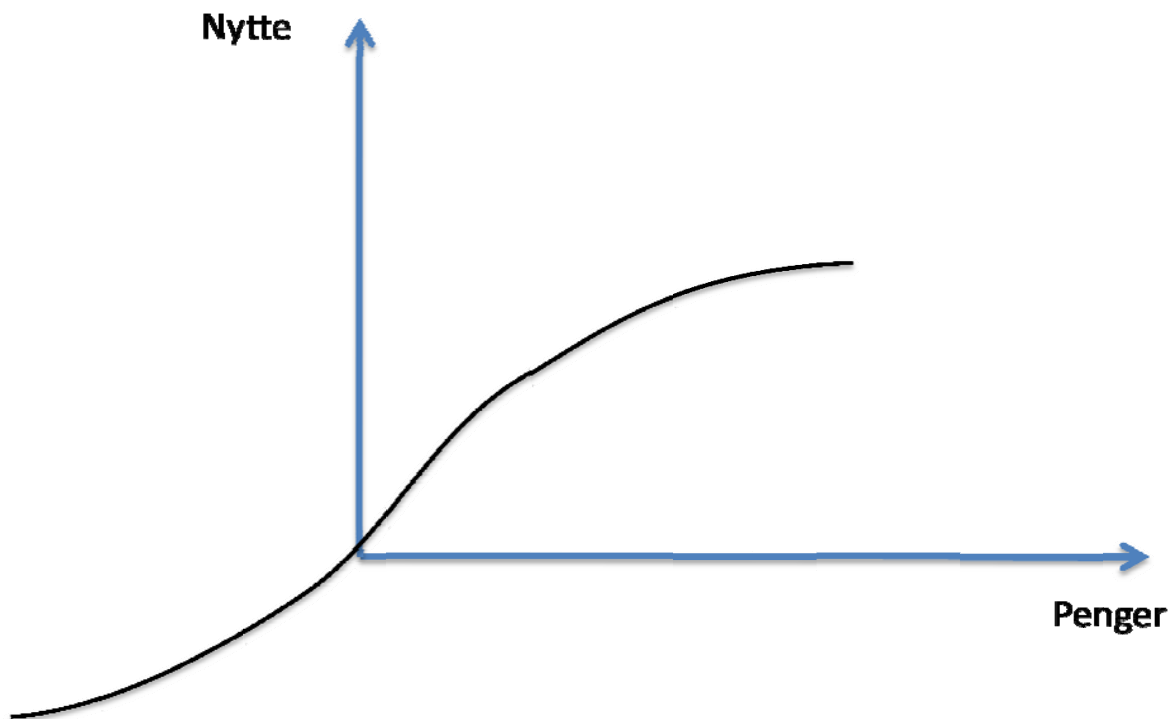
La oss tenke oss en risikonøytral investor, med inntekt på 400 000 og 2 millioner i gjeld. Dersom hun får tilbud om et enkelt veddemål med forventning 0, vil hun i utgangspunktet være indifferent til dette veddemålet. Kron og mynt om 100 kroner er et eksempel på dette. Hun kommer til å bli fattigere eller rikere av veddemålet, men med like store vekter og lik sannsynlighet. Vi ser for oss at hun like godt kunne blitt med på veddemålet som å la være.

Men, dersom veddemålet isteden gjelder to millioner, har vi vanskelig for å se at vår forsøksperson ville være like indifferent (likegyldig) i sin holdning til veddemålet.

Forventningen er fremdeles null, men for de fleste ville de negative konsekvensene av å tape blitt skremmende store, ja verre enn oppsiden av å vinne et slikt veddemål vil oppleves bra. For å slippe disse klønete formuleringene, snakker man innenfor økonomi om nytte. Nytte brukes for å beskrive verdien for deg av et tap eller en gevinst. Det går da klart frem at nytteverdien av penger er fallende (figur 1.1). Å tape ti tusen kroner når man ikke har penger oppleves som mer negativt enn å tape det samme beløpet dersom man har overflod.

Figur 1.1

Nytteverdien av penger er fallende



Dette er altså årsaken til at den rasjonelle investor er risikoavers.

1.1.2 Grad av risikoaversjon – kapitalverdimodellen

Ovenfor kom vi fram til at den rasjonelle investor er risikoavers. Det neste spørsmålet denne utredningen ønsker å besvare er – hvor risikoavers? Altså, hvilken kompensasjon, målt i forventet avkastning, krever den rasjonelle investor pr enhet av risiko, målt i standardavvik.

Kapitalverdimodellen gir et svar på dette. Dens faktorer består av risikofri rente, R_f , markedets risikopremie, MP , og grad av risiko, β

$$k = R_f + \beta * MP \text{ der } \beta = (\text{korr}(r, r_m) * \text{Std}(r)) / \text{Std}(r_m)$$

Risikofri rente diskuterte vi over. Markedets risikopremie – definert som meravkastning utover kort statsrente – har ved Oslo Børs vært 6% mellom 1967 og 1994. (Aritmetisk gjennomsnitt.) Det finnes flere faktorer som gjør at man venter en noe lavere markedspremie framover: Redusert inflasjonsrisiko; en mindre oljeavhengig børs; bedre kapitalisering; mer diversifiserte investorer og skattereform. Sammenlignbare tall i USA gir en markedspremie for store selskaper på 8,4% i årene fra 1926 til 2002. (Ross, Westerfield, Jaffe – Corporate finance 7. edition) Standardavviket har i denne perioden vært rundt 16, hvilket vil si at i 67% av tilfellene vil en investering på 100 om et år gi deg avkastning innenfor intervallet 112 ± 16 , hvilket vil si at utfallene 96 og 128 er like sannsynlige.

Dette forteller oss at i markedet er disse to prosjektene likt priset:

Prosjekt ”Sett pengene i banken”:

Risikofri rente – forventet avkastning 4% og standardavvik følgelig 0, og

Prosjekt ”Kjøp markedsporteføljen”:

Markedsporteføljen – forventet avkastning 12% og 16 i standardavvik.

Nå når vi vet litt om grad av risikoaversjon, er det nyttig å se på hvilken risiko som er relevant. Konkurranserisiko, milepælsrisiko, produktprisrisiko og konjunkturrisiko er forskjellige eksempler på usikkerhet. Noe av denne usikkerheten kan vi enkelt gardere oss mot. Dersom to bedrifter konkurrerer, øker dette begge selskapenes risiko. Er man aksjonær i begge selskapene, slipper man unna denne risikoen. Ved å spre investeringene over ulike bedrifter er det en tendens til at slike bedriftsspesifikke svingninger utjevnes, og man har klart å redusere risikoen uten at dette reduserer forventet avkastning. Dette høres ut som en gratis

10

lunsj, og er faktisk nettopp det. En spredning på 6-7 verdipapirer i forskjellige bransjer er nok til å utnytte fordelene i all sin vesentlighet. Dermed diversifiserer alle rasjonelle investorer, og resultatet av dette ser ut til å være at de kun får kompensert for den gjenværende, udiversifiserbare risikoen. Denne kalles markedsrisikoen eller systematisk risiko - og den berømte Beta er et mål på et verdipapirs grad av dette.

Markedsporteføljen har pr definisjon Beta lik 1, og dette er snittet for alle aksjer. Verdipapirer med beta over 1 er aksjer som svinger mye og i takt med resten av markedet. Et eksempel på dette er aksjer i bilindustrien. Folk kjøper som regel nye biler når de har god råd, og bilenes varighet gjør at man ikke kjøper ny når økonomien strammes til. Bilsalget svinger derfor med markedet og med større utslag enn markedet generelt. En typisk eksempel på en aksje med lav beta er fertilitetsbedriften Medicult, med en 12 måneders Beta på -0,08. (DN 22.11.06). Konsum av helsetjenester og medisiner svinger i liten grad med endringer i disponibel inntekt, så dette er naturlig.

Beta kalkuleres iht formelen over med svingninger i aksjekursen som faktor. Det betyr at den i en slik form er et uttrykk for egenkapitalens svingninger. Som et resultat av dette vil et selskaps finansiering virke inn, et selskap med høy gjeld får en høyere beta enn et tilsvarende selskap med lite gjeld. Dersom man justerer for dette kommer man fram til betaen til total kapitalen.

I formelen $B_T = e * B_E$ er B_T total kapitalens Beta, e andel egenkapital av total kapital og B_E egenkapitalens Beta. Om vi tenker oss et selskap med egenkapitalbeta på 1,5, og dette selskapet er finansiert med like deler egenkapital og gjeld, gir dette oss $B_T = 0,5 * 1,5 = 0,75$. (Vi forutsetter her at gjelden er priset til pålydende, slik at gjeldsbetaen = 0) Dette gir et mål på selskapets forretningsrisiko, et godt verktøy for å sammenligne selskaper med ulik finansiering.

Kapitalverdimodellen ble utviklet i 1960-årene, og har vært særdeles viktig i de påfølgende år. Den har forandret investorers syn på risiko, og ført til at det store flertall av investorer i større grad enn før sprer sine investeringer på flere verdipapirer. Selskaper med liten markedsrisiko har blitt mer ettertraktet, og mange har lett etter selskaper som er motsykliske, da disse i praksis vil ha et negativt bidrag til porteføljens beta.

Spesielt råvarer har blitt sett på som en kandidat til å redusere betaen. Når råvareprisene går opp fører dette til høyere kostnader for alle selskaper som forbruker dem. Å supplere en portefølje med en mye brukt råvare har nettopp derfor vært veldig populært. Fremfor alt har dette gjeldt for oljeselskaper. De er ”obligatoriske” i de fleste porteføljer. Undersøkeleser viste imidlertid at oljeselskaper flest ikke var så risikoreduserende som først antatt, i dag ligger betaverdiene til majors rundt 0,6 til 0,7. (Se tall i kapittel 3.)

Avkastningskravet er den avkastning over tid som er nødvendig for å trekke kapital til virksomheten. Kapitalverdimodellen er nåtidens mest populære verktøy for å finne dette. Modellen forutsetter at verdsettelsen av et selskaps fremtidige kontantstrømmer er avhengig av disse strømmenes samvariasjon med andre selskapers kontantstrømmer, og at jo mindre samvariasjon dess høyere verdi har kontantstrømmen.

Modellen er imidlertid ikke uten kritikk. Fama og French kom i begynnelsen av 1990 – årene med funn som viste svært lav sammenheng mellom beta og avkastning fra 1941 til 1990, og at denne sammenhengen var ikke – eksisterende fra 1963 til 1990. Debatten var heftig etter disse funnene, og man kan så langt ikke trekke klare konklusjoner. Foreløpig er kapitalverdimodellen den klart mest sentrale teorien i fastsettelsen av avkastningskrav, og Beta – er langt fra død.

1.1.3 Andre prisingsteorier – opsjonsprisingsteori

Arbitrasjeprisingsmodellen skiller seg lite fra konklusjonene i kapitalverdimodellen.

Pedagogikken er noe forskjellig, men risiko er fremdeles utelukkende negativt.

Opsjonsprisingsteori derimot skiller seg radikalt fra kapitalverdimodellen. En opsjon er en rett, men ikke en plikt til å kjøpe eller selge en eiendel til en på forhånd avtalt pris. Verdien av en opsjon vil øke dersom variansen i verdien til det underliggende aktiva øker. Økt varians øker sjansen for at kursen skal stige over avtalt pris.

Dersom vi tenker oss en aksje med lav egenkapitalgrad, kan vi bruke samme logikk. Dersom man eier aksjene i et selskap med 20% egenkapital og 80% gjeld, har man en forholdsvis stor oppside sammenlignet med nedsiden. Økt usikkerhet vil i denne situasjonen faktisk øke sannsynligheten for storgevinst til aksjonærene. De kan bare tape 20%, mens de har rett til alt overskudd etter at gjeld og renter er betalt.

En annen motsetning til kapitalverdimodellen er at all risiko er like relevant. Dette er kimen til interessekonflikt blant et slikt selskaps kreditorer og aksjonærer: Kreditorne sitter med størsteparten av nedsiden, mens aksjonærene sitter på oppsiden.

1.2 STATISTIKK - REGRESJONSANALYSE

Et nyttig verktøy for å finne sammenhengen mellom to variable er regresjonsanalyse. Vanlig regresjonsanalyse søker å finne et matematisk uttrykk for forholdet mellom to variable i samme periode. Et typisk eksempel vil være å forklare forholdet mellom aksjemarkedets og en bestemt aksjes kursendringer. Modellen bygger da på parobservasjoner av disse dataene – dvs at man grupperer disse parvis i forhold til dato.

I vår utredning vil vi benytte oss av lineær regresjon. Lineær regresjon undersøker sammenhengen mellom to variabler, og man søker å uttrykke sammenhengen mellom den uavhengige variabelen x og den avhengige variabelen Y på formen $Y = a + bx + e$, der

Y : Predikert verdi på den avhengige variabelen.

a : Konstantleddet (skjæringspunktet mellom y – aksen og regresjonslinjen).

Angir Y s verdi når $x = 0$.

b : Stigningsforholdet til regresjonslinjen – hvor mye stiger eller synker Y

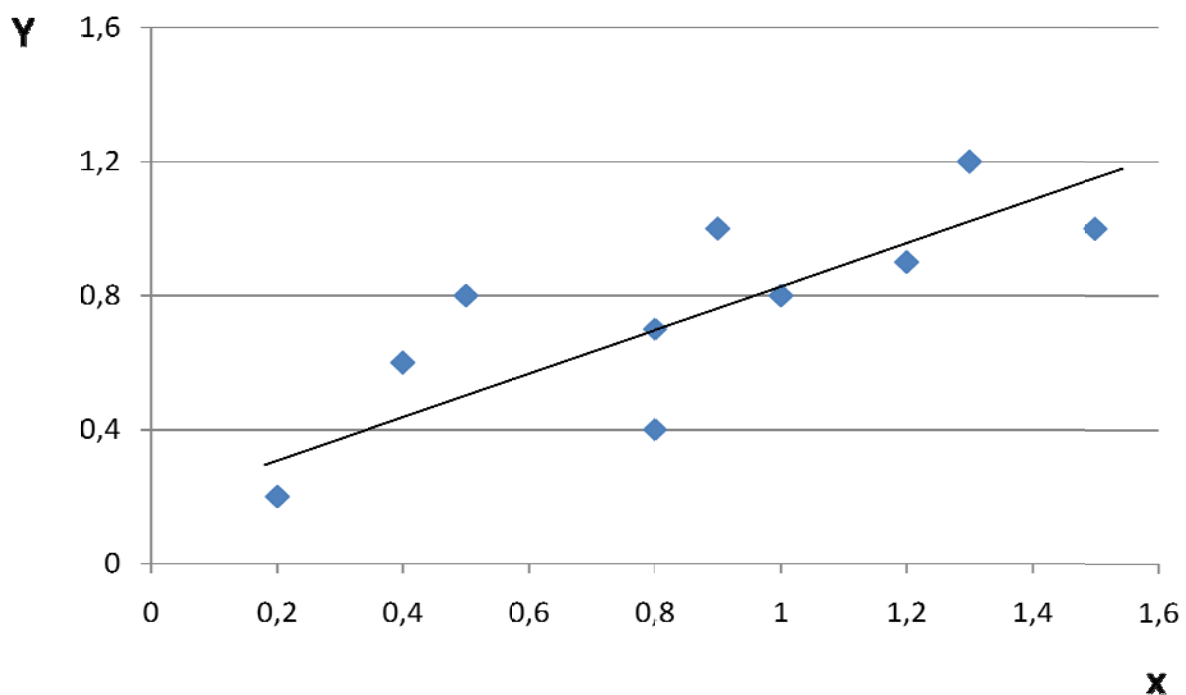
når vi øker x med 1 enhet

e : Prediksjonsfeilen (error) Antyder at regresjonen ikke fanger opp den

totale variasjonen i Y .

Figur 1.2

Illustrasjon av regresjonsplott



Enkelt sagt går denne metoden ut på å tilpasse en rett linje til materialet i et prikkdiagram.

Istedenfor å gjøre dette på den mest opplagte måten, nemlig å velge den linjen som minimerer summen av de vertikale avstandene fra de observerte punktene til den predikerte linjen, velger

man minste kvadraters metode. Denne metoden tar i større grad hensyn til avvikende observasjoner, og går ut på å minimere kvadratene av avstanden til linjen. På grunn av denne økte vektleggingen av atypiske observasjoner er det viktig å kontrollere om man har noen få ekstreme utslag, da disse i stor grad kan påvirke resultatet.

Kvaliteten på en regresjonsanalyse måles gjerne i det vi kaller forklaringsgraden, R^2 . R^2 representerer andelen forklart variasjon i forhold til den totale variasjonen. Innenfor kontrollerte eksperimenter krever man ofte en forklaringsgrad på 80-90%, mens det i samfunnsfaglig forskning, der man har mindre kontroll med omgivelser, ofte er langt lavere krav for å kunne trekke konklusjoner.

Generaliserbarheten til en test måles ved hjelp av P- verdien, som er definert som det minste signifikansnivået en kan forkaste en nullhypotese ved. Nullhypotesen i denne sammenheng er at det ikke er noen korrelasjon mellom de to undersøkte variablene. Dersom man måler sammenhengen mellom to variable og p-verdien er på 0,05, er det 5 % sjanse for at dette resultatet kunne oppstått uten at det er en sammenheng mellom de to variablene.

Regresjonsanalyse er en anerkjent og mye brukt metode når det gjelder forskning innen finans.

1.3 TEORIER OM OLJEPRISEN

Vi ønsker i vår utredning å undersøke om sikring av oljeprisen vil kunne redusere avkastningskravet i oljeselskaper. I den forbindelse er det hensiktsmessig å se på litt teori om oljeprisen.

Olje er en råvare, og mange av tingene nevnt under vil også gjelde andre råvarer. Det er imidlertid verdt å peke på at olje ikke er en hvilken som helst råvare – den betegnes som like viktig for økonomien som blodet er for kroppen.

Oljemarkedet har sine særtrekk: Olje er mulig å lagre, den finnes i en begrenset, men ukjent mengde, og den er kostbar å oppdage. Spesielt det faktum at den er finnes i en begrenset mengde gjør at vi trenger litt teori om nettopp dette:

1.3.1 Hotellings regel om prising av et knapt gode

Hotellings regel tar for seg prisdannelse av en vare uten kostnad, men som finnes i en kjent, begrenset mengde. Dagens forbruk av ressursen må vurderes ut i fra ressursens nytte i dag og i fremtiden. En for rask bruk av ressursen hindres ved at prisen er tilstrekkelig høy.

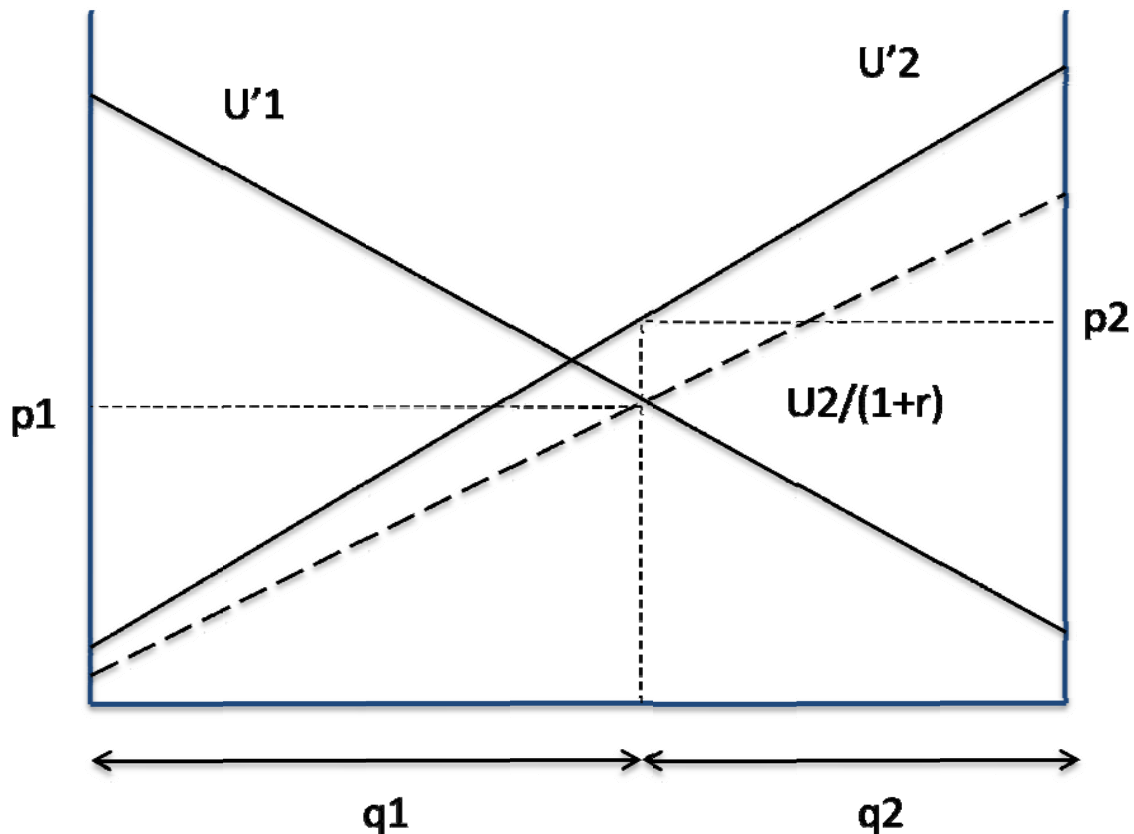
Figur 1.3 består av en boks der bredden symboliserer mengden av ressursen. Tiden er delt inn i to perioder. Kvantum forbrukt i periode 1 (nå) måles fra venstre side og periode 2 (senere) fra høyre side, slik at ethvert punkt langs bunnlinjen gir en mulig fordeling av kvantum mellom de to periodene. Utnyttelsen er avhengig av nyttekurvene i de to periodene. Etter all sannsynlighet vil den marginale nytten av en ekstra ressurs være fallende, slik kurvene i figuren viser. I utgangspunktet vil fordeling og pris oppstå der de to nyttekurvene krysser hverandre.

Oljen har gode egenskaper, men den er ikke uten substitutter. Til framstilling av elektrisitet er substituttene flere og utbredte i dag. Men også flytende drivstoff til transport kan substitueres. I Brasil bruker mange biler etanol fra sukker som drivstoff, og det er mulig å fremstille diesel fra kull til en pris ekvivalent med 40 \$ fatet. Prisen på olje rett før det er slutt på reservene vil dermed ligge oppunder denne prisen, referert til som ”backstop price”. I tillegg til denne trenger man renten og antall år til reservene tar slutt. Med 40 \$ som backstop price, reserver for 40 års forbruk og en realrente på 2%, vil dagens pris ligge rundt 18 \$ fatet.

Dette er bare et tenkt talleksempel. Peak oil teoretikere (presenteres under) hevder at olje ikke lett kan substitueres på denne måten, i det minste ikke i nødvendige kvanta. De forholder seg til en substitusjonspris som er mye høyere.

Figur 1.3

Optimal fordeling av en gitt beholdning av en ikke fornybar ressurs – I dag og i fremtide



Kilde: Petroleum Economics – Hanneson

1.3.2 Peak oil

Kontrasten til teorien om stadig lavere oljepriser pga fall i lete – og produksjonskostnader presenteres her. Teorien tar utgangspunkt i Hubberts Peak – oppkalt etter geologen som forutså at USAs oljeproduksjon ville nå toppen og minke rundt 1970. Produksjonsprofilen til et oljefelt har gjennomgående denne Bellkurveprofilen. Hubberts påstand var at ikke bare et enkelt felt vil ha denne profilen, men også områder, land og planeten som en enhet. Tiden på

vei oppover kurven, med rikelig og billig olje, renner ut, og etter at halvparten av reservene er utvunnet, vil fallet, med knapphet og økende priser overta.

I motsetning til mange økonomer som fokuserer på at substitutter og markedets fleksibilitet vil løse problemene dyrere energi medfører, mener mange peak oil teoretikere at verdenssamfunnet kan komme til å kollapse som en konsekvens av denne økte prisen på energi. De peker på den dramatiske endringen i verdensøkonomiens vekst som etterfulgte oljepris sjokkene på 70- og 80-tallet, og spår at den veksten som ligger til grunn for vårt samfunnssystem kan forsvinne.

De mest lønnsomme forekomstene av olje utvinnes i dag i Saudi Arabia, til priser ned mot 2-3 \$ fatet. Energimessig er disse feltene meget lønnsomme: Man utvinner 30 fat olje med et energiforbruk som tilsvarer ett fat olje. Til sammenligning gir olje fra skifersand i Alberta i Canada 1,5 fat pr fat energi. (Savinar, Life after the oil crash, 2004). Samme artikkel påpeker at innfasingen av diesel utvunnet fra kull bare vil forsinke denne effekten. Disse teoretikerne mener at markant høyere oljepriser vil inntreffe idet vi er på toppen og innser at tilbudet ikke vil øke, ikke først og fremst når vi holder på å gå tom.. I mange år har olje blitt priset olje utfra produksjonskostnader, fordi vi ikke ser at oljen er en uttømmelig ressurs. Når produksjonen flater ut vil dette endres, og oljen vil bli priset i forhold til sine substitutter.

1.3.3 ”Teorien” om stadig lavere produksjonskostnader

Teknologien rundt oljeutvinning har vært, og er i rivende utvikling. Stadig flere ressurser kan utvinnes lønnsomt. Ikke minst gjelder dette utviklingen innen offshore, der forekomster på større og større dyp kan utnyttes.

Utvinningsraten øker. Blant annet bruk av injisering av gass og vann under boring for å føre oljen til brønnene, samt for å motvirke trykkfall. Slike teknikker har mye å si for hvor mye som kan utvinnes fra et felt.

Kombinert med det faktum at kjente oljereserver hele tiden økte i takt med forbruket indikerte disse trendene at prisen på olje skulle bli jevnt lavere. Mens oljeselskapene i dag, med priser rundt 70\$ fatet, snakker om "the end of cheap oil", er det interessant å huske at mange oljeselskaper for bare 7 år siden forberedte seg på en framtid med priser under 10\$.

1.3.4 Gjennomsnittspendling – eller Mean Reversion.

Teorien går ut på at oljeprisen vil svinge rundt en viss verdi – i nærheten av sitt historiske snitt. (Dixit og Pindyck (1994)). Ved tilbuds – eller etterspørsels – sjokk, vil prisen gradvis vende tilbake til sitt normalnivå. Pris under prisbåndet vil gi reduksjon i investeringer og substitusjon til mer forbruk av olje. Tilsvarende vil pris over nivået gi økte investeringer og substitusjon vekk fra olje. Også stabiliteten i OPEC er antatt å følge disse mekanismene: Ved høy pris er incentivene til å jukse (det vil si selge mer enn avtalt) høye, mens med lavere priser i større grad ser nødvendigheten av å samarbeide for å heve prisen.

UBS Warburg la i februar 2001, med oljepriser rundt 24 \$ fatet, til grunn at gjeldende oljepriser ikke kunne opprettholdes i lengden. Banken ment at det kunne gjerne ta minst 12 måneder før prisen igjen ble lik "mid-cycle level", som de – i likhet med andre investeringsbanker og i samsvar med futures prisen - definerte som 17 \$ fatet. I sterk kontrast til disse meget raske reverseringene til mid-cycle level, finner Pindyck i 1999 at tiden før omfanget av gjenoppretting blir viktig er vesentlig lengre, nemlig så mye som 10 år.

2 OLJEMARKEDET

For å få en bedre forståelse av oljebransjen er det gunstig å få en oversikt over oljens spesielle egenskaper og markedets utvikling de siste tiårene.

2.1 EGENSKAPER

Dagens moderne samfunn er totalt avhengig av olje. Omtrent alt av transport, på bakken, i sjøen og i luften bruker drivstoff utvunnet fra olje. Olje brukes også som energikilde i strømproduksjon, men her er andre energikilder som kull, naturgass og atomkraft konkurransedyktige.

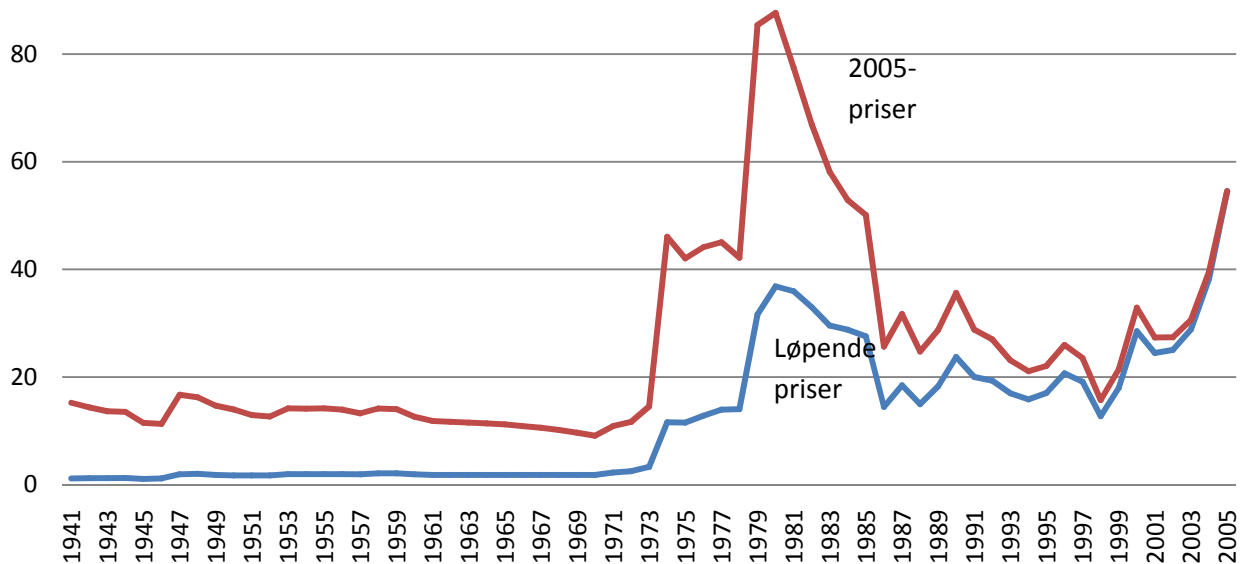
Olje har noen fordeler som gjør den vanskelig å erstatte som energikilde til transport:

- Den inneholder relativt mye energi i forhold til egenvekt. Dette gjør at ekstra forbruk for å bære med seg drivstofftanken er lite, og tanken i seg selv gjør ikke transportmiddelet mye større og tyngre sammenlignet med andre energikilder. Summert muliggjør dette en høy rekkevidde.
- Dets konsistens er flytende ved normal temperatur. Dette gjør det enkelt å opprettholde en uavbrutt strøm av drivstoff, noe som er essensielt for en forbrenningsmotor.
- Olje finnes i tilstrekkelig store mengder og til en fornuftig pris. Selv om olje er en ikke fornybar energikilde har stadig nye funn gjort at eksisterende reserver dekker 30-40 års forbruk. Slik har det vært i årtier, funnene har skjedd i samme takt som forbruket av reserver. (Om man ser bort fra de senere år.) Man har ingen garantier for at dette skal fortsette, men store oljeselskaper har i dag som målsetting å ligge på en funnrate på 1, der reservene hverken synker eller stiger. Pris spiller her en viktig rolle. Om prisen ligger på 25 eller 38 \$ fatet vil ha mye å si for mengden olje som er lønnsomt å utvinne.

2.2 OLJEPRISEN

Figur 2.1

Historisk utvikling i oljeprisen – USD per fat (løpende og faste priser)



Kilde: BP Statistical Review 2006

Fra 1880 fram til 1970 lå prisen på olje mellom 9 og 23 \$ fatet, med et snitt rundt 16. (Målt i reelle priser, 1996 \$). Denne prisen var kontrollert av store, vestlige oljeselskaper, og ble sett på som relativt fast. Fra 1950 til 1973 steg oljens andel av verdens forbruk av fossilt brensel fra 30 til 50%. Denne perioden referes til som "the western postwar golden age" med billig energi som grunnlag for en eventyrlig økonomisk vekst. Strukturelle forhold skulle forandre denne likevekten. Stadig flere av de nye funnene, og funnene som var billigst å utvinne, skjedde i midtøsten. The Organization of Oil Exporting Countries (OPEC) ble dannet i 1960. I oktober 1973 brøt det ut krig mellom Israel og Egypt, kalt Yon Kippur – krigen. De arabiske landene innførte oljeboikott mot USA og Nederland pga av deres støtte til Israel. Boikotten førte til rasjonering i oljeimporterende land. Selv om den ikke varte lenge, hadde den forandret mentaliteten i markedet, og for alvor demonstrert Vestens avhengighet av olje fra Midtøsten

2.3 OPEC

Fra 1975 – 1985 hadde OPEC kontroll med prisene, som varierte fra rundt 25 til over 70 \$ fatet. Prisen ble nærmest diktert på møtene mellom dets oljeministre. På denne tiden kontrollerte OPEC 50% av markedet, og Saudiarabia fungerte som svingprodusent, dvs de justerte kvantumet for å kontrollere prisen. Hovedforklaringen på hvordan det var mulig å nærmest ”sette” prisen ligger i oljemarkedets særegenhet: Etterspørselastisiteten i forhold til pris på kort sikt er svært lav. Så når OPEC økte prisene holdt forbruket seg nærmest uendret. Til transport finnes det få substitutter, og til strømproduksjon innebærer et skift fra olje store faste kostnader. Dette skiftet kom, men det tok tid. Oljeproduksjonen hadde fram til 1973 økt med rundt 7% årlig. Etter prisøkningen stagnerte denne utviklingen, produksjonen i 1985 var bare 8% høyere enn i 1973. (<http://www.ssb.no/ogintma/tab-24.html>). Stagnasjonen i etterspørsel kombinert med økt produksjon i Mexicogulfen og Nordsjøen gjorde at OPEC mistet makten. Samtlige medlemmer av kartellet hadde incentiver til å bryte kvotene, og disiplinen var dårlig. I 1986 kollapset oljeprisen etter at Saudiarabia forlot sin rolle som svingprodusent. I tiden etter har prisen for det meste ligget innenfor hva som refereres til som ”normalen”, mellom 15 og 25 dollar fatet. I 1998-99, altså for bare 7 år siden, var prisen imidlertid igjen nede under 10\$ fatet, og mange mente den ville bli værende på dette nivået. Blant annet skrev anerkjente ”The Economist” en artikkel der de forutså en oljepris på 5 \$ fatet.

2.4 RoACE

De siste årene har oljemarkedet opplevd et etterspørselsjokk som skyldes generell økonomisk vekst med spesielt økt etterspørsel fra Kina og India. I skrivende stund (april 2006) er prisen oppunder 70 \$ fatet. Etterspørselsjokket kom i kjølvannet av lave investeringer og ingen ledig produksjonskapasitet. På toppen av dette har det vært mye politiske uroligheter.

Politisk urolighet er en faktor man i hvert fall tilsynelatende ikke har kontroll over. Men hva var årsaken til de lave investeringene og mangelen på ledig produksjonskapasitet nevnt ovenfor?

Osmundsen med flere har noe av svaret på dette i artikkelen ”Valuation of International Oil Companies: Is Oil Supply Choked by Financial markets?” Artikkelen ser på etterspørselsveksten som oppstod i OECD området og i de nye økonomiene, spesielt i Kina.

Men den retter fokuset på de lave investeringene de siste 7-8 årene. Årsakene til dette har med store samfunnsmessige forandringer å gjøre. Fra 1985 og opp mot 1990 årene var globalisering for alvor i rask utvikling. Olje- og gass- produksjon gikk fra å være styrt av nasjonale, politiske og strategiske interesser til å i større grad la markedsøkonomiske prinsipper legge premissene. Mange land åpnet petroleumsektoren for utenlandske direkte investeringer, deregulering og markedsliberalisering. Dette økte investeringene i oljebransjen og på begynnelsen av 90 tallet var det som et resultat av dette ledig kapasitet, etterfulgt av fallende oljepriser. Fallende oljepriser og dårlig inntjening er synonymer i oljebransjen, og utover nittitallet var det kannibalisme, eller konsolidering, som preget bildet blant store oljeselskaper. Mange tidligere prominente navn som Elf, Fina og Mobil forsvant fra kartet. Utover dette fokuserte selskapene på kostnader og operasjonell effektivitet.

Finansanalytikere brukte balanserte målstyringsverktøy for å verdsette selskapene. Flere nøkkelindikatorer ble lansert, men blant disse var det RoACE (Return on Average Capital Employed, eller $(\text{driftsresultat} + \text{finansinntekter}) / (\text{total kapital} - \text{rentefri gjeld})$) som ble toneangivende. Tanken bak dette var muligens for alvor å sette et krav til avkastning i bransjen. RoACE er ved jevne investeringer en god tilnærming til avkastningskrav. Problemet ligger i at indikatoren gir feil incentiver på kort sikt. Et typisk prosjekt i oljebransjen er å utforske et område, investere i produksjonsanlegg om man finner olje, for så å produsere og selge oljen på markedet. Dette medfører flere år med investeringer før inntektene kommer. Det å starte et nytt prosjekt vil dermed øke investert kapital en periode – uten tilsvarende økninger i inntektene. Et selskap som ikke investerer vil ved hjelp av avskrivninger få redusert sine investeringer, uten at dette går utover inntektene. Det virker banalt i dag å se de alvorlige feilene med RoACE, men faktum er at indikatoren, kombinert med fallende oljepriser, førte til den tidligere nevnte reduksjonen på 2 / 3 i investeringer til produksjon og utforskning. Ifølge Osmundsen var det intense, kompetitive fokuset på RoACE en implisitt koordinering av manglende investeringer i produksjonskapasitet – sterkt nok til å fungere som et produksjonskartell.

En investeringsbank, UBS Warburg, erkjente i 2001 svakhetene med et regnskapsbasert forholdstall. De uttrykker videre at ettersom selskapene bruker RoACE til å etablere målsetninger, må det antas å være en korrelasjon med aksjeverdi. Interessant nok hevder selskapene at de vektlegger RoACE av hensyn til investeringsbanker og analytikere.

Om vi ser på Statoils årsrapport fra 2005, ser vi at RoACE lever i beste velgående, og er en viktig indikator. Nå er den imidlertid supplert med både produksjonsmål og en målsetning om å holde reservene av olje og gass på et stabilt nivå:

”Statoils mål for 2007 ble offentliggjort i 2004 og bekreftet i 2005. Målene omfatter produksjon, drift og lønnsomhet. Som et mål på økt lønnsomhet i den underliggende driften brukes normalisert avkastning på sysselsatt kapital. Statoils mål på normalisert avkastning på sysselsatt kapital er 13 prosent i 2007. Ved utgangen av 2005 har Statoil en normalisert avkastning på sysselsatt kapital på 11,7 prosent. Statoils olje- og gassproduksjon i 2005 var på 1 169 000 fat olje ekvivalenter per dag. Målet er å øke til 1 400 000 fat per dag i 2007, basert på en forutsetning om gjennomsnittlig oljepris i perioden 2005-2007 på rundt 30 USD/fat. En produksjon på 1 400 000 fat per dag innebærer en gjennomsnittlig årlig vekst på 8 prosent i perioden 2004-2007. Produksjonsveksten vil prosentvis være høyest internasjonalt, men det forutsettes også vekst i produksjonen fra norsk sokkel.”

Artikkelen analyserer videre hvilke multipler brukt i verdsettelse av oljeselskaper som har høy forklaringsgrad. De konkluderer da med at RoACE ikke gir noen forklaringsgrad utover det svingninger i oljeprisen forteller. For at RoACE skal være en fornuftig indikator, må den bindes til en fast oljepris, eller normaliseres. Dette gjøres også, som uthevet over.

3 ESTIMERING AV BETA FOR ET UTVALG AV OLJESELSKAPER

3.1 VÅRT UTVALG

Tabell 3.1 viser vårt utvalg av 8 integrerte- og 31 E&P-selskaper. For å muliggjøre estimering av ”60 måneders beta” (se neste avsnitt) har hovedkriteriet for seleksjon av selskapene vært at de har vært børsnotert i minst 5 år. Av de integrerte selskapene har vi mer eller mindre valgt de største selskapene. E&P-selskapene er valgt tilfeldig blant et stort utvalg av selskaper som tilfredsstillt overnevnte kriterium. Det finnes i følge Bloomberg mer enn 500 børsnoterte E&P-selskaper, og vårt utvalg gir i så måte begrenset forklaringskraft. Vi tror likevel utvalget er stort nok til å kunne gi våre undersøkelser validitet.

3.2 METODE

For hvert av selskapene i vårt utvalg har vi estimert en 60 måneders beta, fra oktober 2001 til oktober 2006. 60 måneders beta synes å være den mest vanlige metoden for estimering av beta. Det er imidlertid ingen beta-estimeringsmetode som er ”den teoretisk korrekte”, og det kan gjøres argumenter for bruk av både kortere og lengre avkastningsperioder og tidsperiode. I ”stabile” bransjer hvor lite forandrer seg, vil man kanskje kunne hevde at lengre tidsperioder er best. Mens i bransjer hvor utviklingen går raskere, vil det kanskje være bedre å bruke kortere tidsperioder. Fordelen med lengre tidsperioder er at man har et større datamateriale å støtte seg til, og dermed økt forklaringskraft. Ulempen er at underliggende faktorer i bransjen kan ha endret seg, slik at den historiske betaen ikke lenger er det beste estimatet for ”den sanne betaen”.

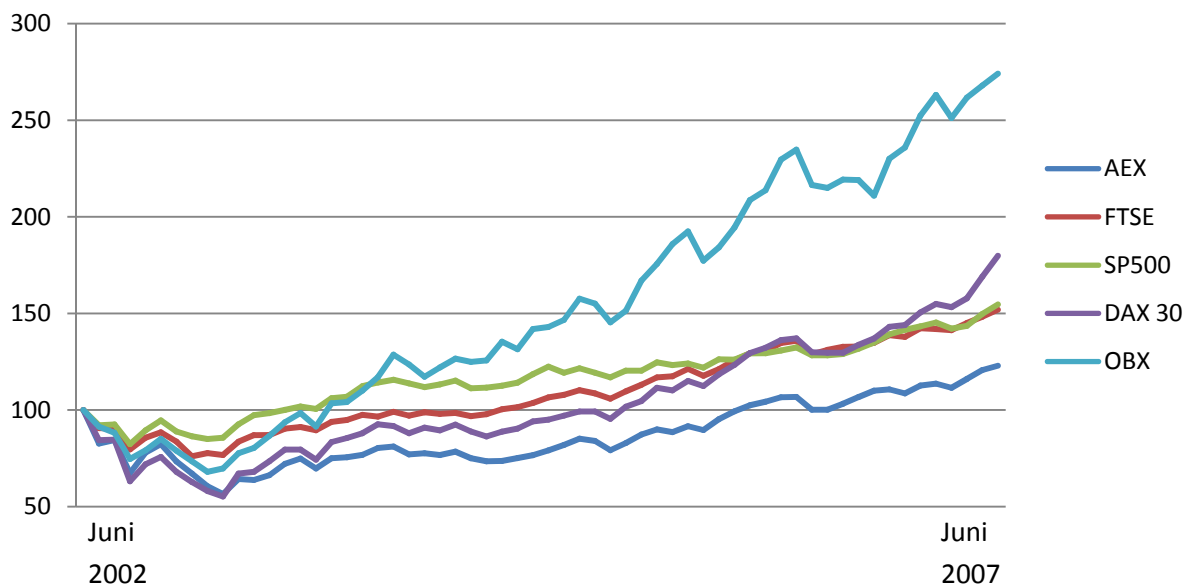
Tabell 3.2 viser hvordan den estimerte betaen til Statoil varierer avhengig av avkastningsperiode og hvor mange år tilbake i tid vi har brukt tallmateriale. Som vi ser varierer betaen fra 0,7 til 1,5, og gir dermed opphav til vidt forskjellige konklusjoner om markedsrisikoen til aksjen. Talleksempel illustrerer hvilken ueksakt vitenskap betaestimering er, og at resultatene av en betaanalyse bør tolkes med en viss skepsis.

Samtlige betaer er estimert mot markedsindeksen for den børsen aksjen er notert på. For eksempel vil vi bruke hovedindeksen for Oslo Børs som markedsindeks når vi estimerer Statoil-betaen. Det kan diskuteres om vi burde ha brukt en verdensindeks som markedsindeks, i stedet for hver børs respektive indekser. Argumentet for dette er at vi opererer i et globalt kapitalmarked, med internasjonale investorer som plasserer penger i hele verden, og dermed er opptatt av risikobidraget en aksje vil gi til en veldiversifisert global portefølje. Vi har imidlertid valgt å bruke hver børs respektive indekser. Verdens børser vil uansett svinge sterkt korrelert, se figur 3.1, slik at forskjellen ved de to metodene uansett ikke behøver å være stor.

I appendiks 1 vises et eksempel på en beta beregning. Alle aksjebetaene er omregnet til forretningsbeta for å ta bort effekten av finansiell gearing, jfr. teoripresentasjon. Aksjebetaene er omregnet til forretningsbeta ved å bruke selskapenes gjennomsnittlige gjeldsgrad over de siste 5 år. Gjeldsgrad er beregnet ved å dele sum kortsiktig og langsiktig gjeld med foretakets totale markedsverdi. Alle tallene er hentet fra selskapenes årsrapporter samt Bloomberg (markedsverdi). Vi viser til appendiks 2 for en sammenstilling av detaljer rundt estimering av forretningsbeta

Figur 3.1

Utvikling hovedindeks utvalgte vestlige børser



Kilde: Datastreamer

Basert på månedlig utvikling, siste 60 måneder (10. juni 02 tilbake til 10. juni 07). Indeksene er normalisert (=100).

Tabell 3.1

Oversikt over vårt utvalg for estimering av betakoeffisienter

Integrerte:		POGS US	Pioneer Oil & Gas
STL NO	Statoil	TLW LN	Tullow Oil PLC
FP FP	Total	UPL US	Ultra Petroleum Corp
CVX US	Chevron	KMG US	Kerr McGee Corp
XOM US	Exxon	AEX ID	Aminex PLC
BP/ LN	BP	APC US	Anadarko Petroleum Corp
ENI IM	ENI	CNQ CN	Canadian Natural Resources
COP US	Conoco Phillips	DVN US	Devon Energy Corp
LKOH RU	Lukoil	LUPE SS	Lundin Petroleum AB
		MRO US	Marathon Oil Corp
P & E selskaper:		PMO LN	Premier Oill PLC
DNO NO	Det Norske Oljeselskap	RGT NO	Rocksource ASA
HNR US	Harvest Natural Resources	SKE US	Spinnaker Exploration Co
APA US	Apache Corp	ROS LN	Ramco Energy PLC
CWEI US	Clayton Williams Energy	PPP US	Pogo Producing Co
FXEN US	FX Energy INC	PSA AU	Petsec Energy Limited
VPC LN	Venture Production PLC	ETP LN	Enterprise Oil
CPPXF US	Continental Energy Corporation	PLR LN	Paladin Resources PLC
734206Q CN	Crispin Energy INC	END US	Endeavour International Corp
DKIN US	Drucker INC	NESSE US	Ness Energy INTL
GBX CN	Globex Resources	ONGC IN	Oil & Natural Gas Corp LTD

Tabell 3.2

Estimert beta for Statoil gitt ved 3 tidshorisonter for enten månedlig eller ukentlig avkastning.

	5 år	3 år	2 år
Månedlig avkastning	0,7	1,2	1,5
Ukentlig avkastning	0,9	1,2	1,2

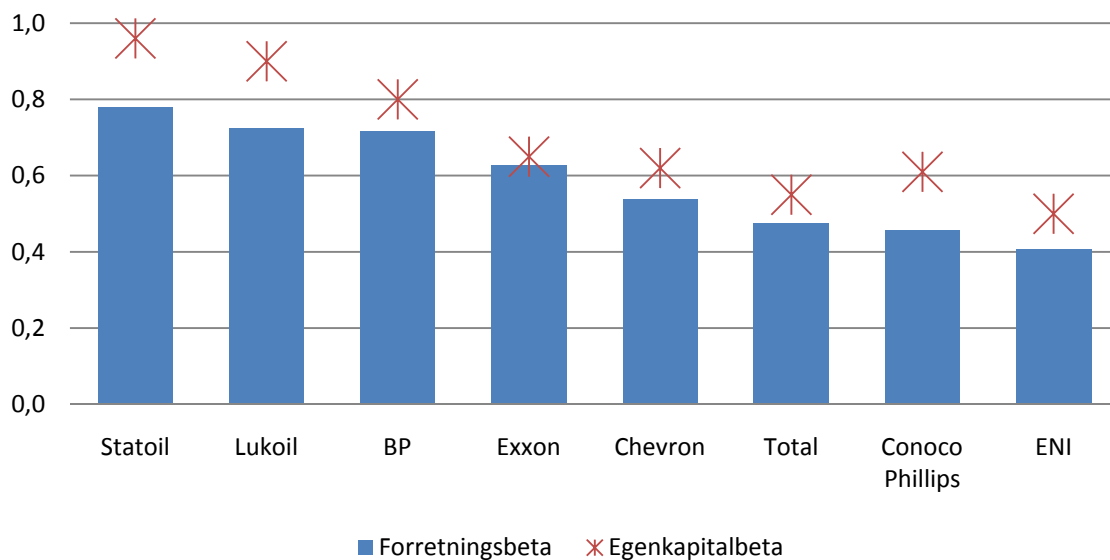
3.3 BETA FOR INTEGRERTE SELSKAPER

Vi ønsker å estimere betaverdien for vårt utvalg av oljeselskaper. Denne verdien vil vi så benytte til å beregne totalavkastningskravet til et oljeselskap, som gitt ved kapitalverdimodellen jfr. teoripresentasjon. Vi ønsker også se om det er en grunn til å hevde at totalavkastningskrav til E & P selskaper er høyere enn for integrerte selskaper. Dette innebærer at vi må sammenligne betaen mellom integrerte- og oppstrømselskaper. Markedets risikopremie og risikofri rente vil naturligvis ikke variere mellom selskapene.

Figur 3.2 viser forretningsbeta (og egenkapitalbeta) for integrerte oljeselskaper. Som vi ser er variasjonen relativt liten mellom de integrerte selskapene. ENI har den laveste betaverdien, 0,4, mens Statoil har den høyeste med 0,78. Gjennomsnittet er 0,6. Det vil si at et typisk integrert oljeselskap har mindre markedsrisiko enn totalmarkedet. Dersom markedet stiger med 1%, vil aksjekursen til et integrert oljeselskap typisk gå opp med 0,6%.

Figur 3.2

Forretningsbeta og egenkapitalbeta for integrerte selskaper

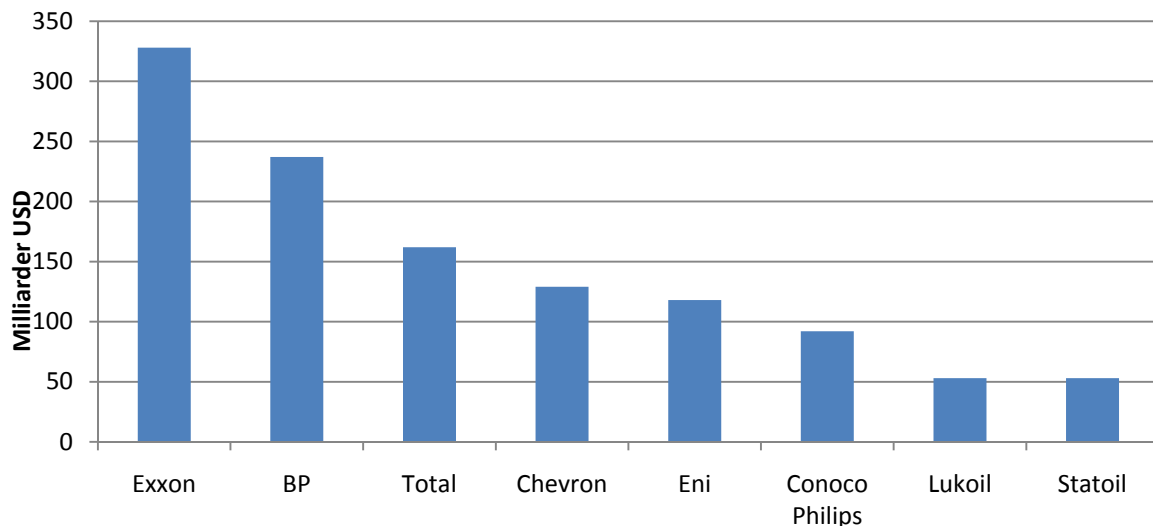


Man kan spørre seg hvorfor Statoil synes å være det selskapets med mest markedsrisiko. En mulig forklaringsvariabel kan være størrelsen på selskapene (og dermed deres mulighet for global diversifisering) Figur 3.2 viser forretningsverdi for integrerte selskaper. Vi ser da at Statoil og Lukoil som har høyest beta, også er de to minste selskapene. Vi ser imidlertid også

at Conoco Philips er et av de selskapene med lavest beta, og samtidig er et av de minste selskapene i vårt utvalg.

Figur 3.3

Forretningsverdi integrerte selskaper



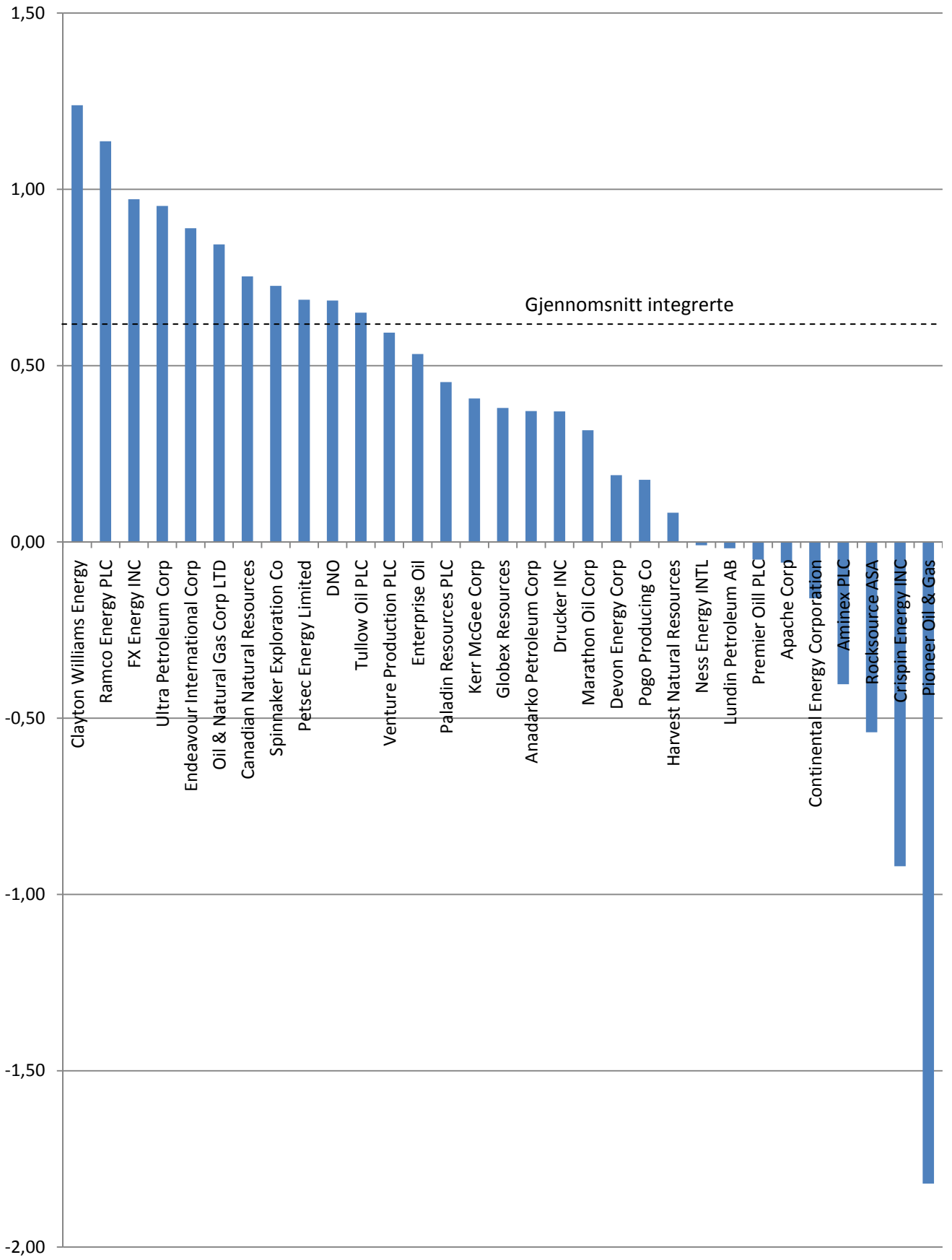
Kilde: Bloomberg Mars 2007

2.4 BETA FOR E&P SELSKAPER

Hva så med betaen til P & E selskaper? Er P & E selskaper mer eksponert for markedsrisiko enn de større integrerte selskapene? Det finnes forhold som skulle tilsi både høyere og lavere beta. Oppstrømselskaper er mer spesialiserte i verdikjeden. De har altså færre ben å stå på enn de integrerte selskapene, og dette kan bety at de er mer utsatt for konjunkturelle svingninger. P & E selskapenes spesialisering kan også bety at de har mindre markedsrisiko.

Figur 3.4 viser 60 måneders forretningsbeta til et utvalg av 31 europeiske og nordamerikanske P & E selskaper. Spennet er ganske stort. Clayton Williams Energy har utvalgets høyeste beta på 1.24. Pioneer Oil & Gas med en beta på -1.8 har utvalgets laveste. 2/3-deler av selskapene har en beta som er mindre enn gjennomsnittet for de integrerte selskapene, altså lavere enn 0.6. Flertallet av P& E selskapene har altså lavere markedsrisiko enn de integrerte. Dog er det

mange selskaper med vesentlig høyere markedsrisiko, og bildet er altså ikke entydig. Det Norske Oljeselskap har for eksempel en beta som er sammenlignbar med de integrerte selskapene. Vi kan altså ikke konkludere med at et P & E selskap bør ha lavere avkastningskrav fordi det har lavere beta. Spennet er såpass stort, og hvilken beta man bruker, må avgjøres i hvert enkelt tilfelle, basert blant annet på hvilke selskaper man finner det mest nærliggende å sammenligne seg med. Man kan for eksempel sammenligne seg med selskaper av samme størrelse, eller som har operasjoner i samme regioner.



3.5 FORKLARINGSGRAD TIL DE ESTIMERTE BETAER

Regresjonen estimerer en lineær modell på følgende form:

$$r = \beta x + \hat{\vartheta}$$

r = estimert avkastning for aksjen

β = aksjens beta-verdi

x = markedsporteføljens avkastning

$\hat{\vartheta}$ = aksjens meravkastning

For Total blir den estimerte regresjonsmodellen slik:

$$r = 0,55x + 0,37$$

Den estimerte betaverdien er altså 0,55.

Denne modellen har forklaringsgrad (r^2) på 33%. Det betyr at beta-modellen forklarer bare 33% av den faktisk observerte avkastning. Hele 67% av kurssvingningene forklares av andre forhold enn beta-modellen. Vi kan dermed si at mesteparten av risikoen ikke er markedsrisiko, men selskapsspesifikk risiko. Beta-modellen for de integrerte oljeselskapene har en gjennomsnittlig forklaringsgrad på 26%. Det vil si at mesteparten av kursbevegelsen til et oljeselskap forklares av andre forhold enn den generelle markedsutviklingen representert ved en markedsindeks.

For oppstrømsselskapene er denne forklaringsgraden enda lavere. I den gjennomsnittlige forklaringsgraden er 5,4%. Med andre ord skyldes det meste av kursbevegelsen andre forhold enn markedsindeksen. En liten del av selskapenes totale risiko er systematisk markedsrisiko.

3.6 STANDARDAVVIK TIL DE ESTIMERTE BETAER

Det gjennomsnittlige standardavviket til aksjebetaene for integrerte selskaper er 0,2. Altså kan vi være 95% sikre på at den virkelige betaen er innenfor intervallet:

$$0.6 \pm 0.2 = (0.4, 0.8)$$

Betaenes standardavvik for E & P selskapene er i snitt enda større enn for de integrerte. Tabell 3.3 viser et 95% konfidensintervall for aksjebetaene til vårt utvalg av E & P selskaper. Vi ser at det er knyttet stor usikkerhet til estimatene av våre beta-verdier. Betaverdien til DNO ligger med 95% sikkerhet innenfor intervallet 0.4 til 1.83. Kapitalkostnaden vil naturlig nok endre seg dramatisk avhengig av hvilken beta-verdi en bruker (se tabell 3.2). I DNOs tilfelle vil kapitalkostnaden variere med mer enn 10 prosentpoeng

Tabell 3.3

Estimert beta og standardavvik for utvalgte E&P selskaper

	Aksje beta	St avvik	Nedre grense	Øvre grense
Clayton Williams Energy	1.92	0.51	0.9	2.94
Ramco Energy PLC	1.62	0.9	-0.18	3.42
DNO	1.11	0.36	0.39	1.83
Canadian Natural Resources	1.02	0.34	0.34	1.7
Ultra Petroleum Corp	1.01	0.42	0.17	1.85
Endeavour International Corp	0.98	0.64	-0.3	2.26
Oil & Natural Gas Corp LTD	0.9	0.23	0.44	1.36
Enterprise Oil	0.9	0.23	0.44	1.36
Tullow Oil PLC	0.8	0.31	0.18	1.42
Spinnaker Exploration Co	0.75	0.44	-0.13	1.63
Venture Production PLC	0.73	0.31	0.11	1.35
Petsec Energy Limited	0.69	0.77	-0.85	2.23
Kerr McGee Corp	0.66	0.28	0.1	1.22
Paladin Resources PLC	0.6	0.28	0.04	1.16
Anadarko Petroleum Corp	0.49	0.22	0.05	0.93
Marathon Oil Corp	0.43	0.28	-0.13	0.99
Globex Resources	0.38	0.46	-0.54	1.3
Drucker INC	0.37	1.2	-2.03	2.77
Devon Energy Corp	0.32	0.27	-0.22	0.86
Pogo Producing Co	0.24	0.3	-0.36	0.84
Harvest Natural Resources	0.12	0.62	-1.12	1.36
Ness Energy INTL	-0.01	0.63	-1.27	1.25
Lundin Petroleum AB	-0.02	0.29	-0.6	0.56
Apache Corp	-0.07	0.27	-0.61	0.47
Premier Oil PLC	-0.07	0.28	-0.63	0.49
Continental Energy Corporation	-0.16	1.2	-2.56	2.24

Aminex PLC	-0.42	0.68	-1.78	0.94
Rocksource ASA	-0.54	1.52	-3.58	2.5
Crispin Energy INC	-0.92	1.07	-3.06	1.22
Pioneer Oil & Gas	-1.82	0.83	-3.48	-0.16

3.7 ESTIMERING AV KAPITALKOSTNAD BASERT PÅ BEREGNEDE BETAVERDIER

Vi bruker nå kapitalverdimodellen til å estimere et oljeselskaps kapitalkostnad.

$$k = r_f + \beta \times MP$$

Tabell 3.2 viser hvordan kapitalkostnaden til totalkapitalen vil variere gitt en risikofri rente på 5% og en markedspremie på 8%. Et integrert oljeselskap har en gjennomsnittlig beta på 0.6, og dermed blir vårt estimat for kapitalkostnad 10%. Statoils beta på 0,8 tilsier et avkastningskrav på 11,4%. Dette er ikke veldig forskjellig fra det avkastningskravet som Statoil tidligere har opplyst at de har benyttet (jfr. forord).

Tabell 3.4

Estimert kapitalkostnad gitt ulike betaverdier

Beta	Kapitalkostnad
0,4	8,2%
0,6	9,8%
0,8	11,4%
1,2	14,6%
1,4	16,2%
1,6	17,8%
1,8	19,4%

4 ESTIMERING AV OLJEPRISSENSITIVITET

Analysen ovenfor viste oss at den generelle markedsutviklingen forklarer i gjennomsnitt $\frac{1}{4}$ av volatiliteten til integrerte oljeselskaper. For P&E-selskaper synker denne forklaringsgraden betraktelig. En beta-modell forklarer i gjennomsnitt kun 5% av kursutviklingen til P&E-selskaper.

Et annet spørsmål vi ønsker å besvare i denne utredningen, er å se på hvor mye oljeprisen forklarer av oljeselskapenes kurssvingninger. Oljeprisen vil naturligvis forklare en betydelig del av kurssvingningene, men hvor mye? Og hvor sensitiv er aksjekursen for oljeprisen, det vil si, hvor mye går typisk aksjekursen opp eller ned ved en 1% oppgang i oljeprisen.

Videre er det interessant å se om det er forskjeller mellom integrerte- og P&E-selskaper med hensyn på forklaringsgrad og oljeprissensitivitet. Vår hypotese er at kursen til P&E-selskaper vil være mer sensitiv ovenfor endringer i oljeprisen, da deres inntekter i større grad skapes gjennom salg av olje. Integrerte selskap, på den andre siden, får sine inntekter gjennom flere aktiviteter, for eksempel gjennom salg av bearbeidede oljeprodukter.

4.1 UTVALG OG METODE

Utvalget er som før, 9 integrerte selskaper, og 24 E&P-selskaper (noen færre E&P selskaper enn i betaestimeringen). Som før bruker vi 60 måneders avkastningstall fra oktober 2006 og tilbake. Disse er uavhengige variabler i vår regresjonsanalyse. Som forklaringsvariabel bruker vi månedlig prisendring for NYMEX light sweet crude, en av de vanligste benchmarkene for oljeprisen.

Vår regresjonsmodell blir som følger:

$$r = a + kX$$

r = Månedlig avkastning for aksjen

a = estimert konstant

k = regresjonskoeffisienten

X = Månedlig prisendring NYMEX light sweet crude

4.2 RESULTAT AV REGRESJONSANALYSEN

I tabellene nedenfor (Tabell 4.1 og 4.2) vises resultatene av våre regresjonsanalyser. Tabellene viser den estimerte regresjonskoeffisientene og tilhørende 95% konfidensintervall, regresjonskoeffisientens standardavvik og P-verdi, og modellens forklaringsgrad. Nedenfor følger en analyse av våre funn.

Tabell 4.1 nedenfor viser resultatet av vår regresjonsanalyse for integrerte selskaper. Som vi ser er alle regresjonskoeffisienter statistisk signifikante (på et 5 % signifikans nivå), med unntak av Lukoil. Gjennomsnittet for regresjonskoeffisientene er 0.29, og variasjonene rundt dette gjennomsnittet er moderat, fra 0.19 (Exxon) til 0.46 (Statoil). Det vil si at i gjennomsnitt går kursen opp med 3% dersom oljeprisen går opp med 10% en måned. Ovenfor så vi at den estimerte gjennomsnittlige betaverdien for integrerte selskaper var på 0.6. Det vil si at oljeaksjene er mer sensitive for svingninger i det generelle markedet, enn for svingninger i oljeprisen.

Vi hadde forventet å se en høyere sensitivitet med tanke på oljeprisen. Våre funn tyder på at markedet er mer langsiktig enn det vi trodde på forhånd. Det kan synes som om markedet priser inn en vesentlig lavere oljepris enn den oljeprisen vi har observert de siste årene.

Forklaringsgraden for vår enfaktor regresjonsmodell, er i gjennomsnitt 19% (dersom vi ser bort i fra Lukoil som kun har 3% forklaringsgrad). Således ser vi at 80% av kursvigningene forklares av andre forhold enn oljeprisen. Vi har tidligere sett at markedsutviklingen (representert ved markedsindeksen) forklarer i gjennomsnitt 26% av kurssvigningene til integrerte selskaper. Vi antar en vesentlig korrelasjon mellom oljeprisen og markedsindeksen, og mener dermed ikke å si at disse to faktorene til sammen forklarer nesten halvparten av kurssvigningene.

Tabell 4.1

Resultat av regresjons analyse for integrerte selskaper

Navn	Koeffisient	R2	Standardavvik	P- verdi	Nedre 95%	Øvre 95%
STL NO Equity	0.46	28%	0.10	0.00	0.27	0.66
COP US Equity	0.34	23%	0.08	0.00	0.18	0.50
BP/ LN Equity	0.32	26%	0.07	0.00	0.18	0.46
CVX US Equity	0.30	22%	0.07	0.00	0.15	0.44
ENI IM Equity	0.28	22%	0.07	0.00	0.14	0.42
FP FP Equity	0.27	20%	0.07	0.00	0.13	0.41
XOM US Equity	0.19	10%	0.08	0.02	0.04	0.35
LKOH RU Equity	0.19	3%	0.14	0.17	-0.09	0.47
MRO US Equity	0.46	27%	0.10	0.00	0.26	0.66
Gj snitt	0.29	0.19	0.09	0.02	0.12	0.46

Tabell 4.2 viser resultat av tilsvarende regresjonsanalyse for 24 E&P selskaper. Analysen viser at oljeprisen er en statistisk signifikant forklaringsvariabel for 12 av selskapene. Vi observerer altså at oljeprisen ikke er en statistisk signifikant forklaringsvariabel for halvparten av vårt utvalg, noe som er meget overraskende. Regresjonsmodellen for disse selskapene har naturlig nok en meget lav forklaringsgrad, fra 0 til 5%.

Dette funnet tilsier at en stor del av E&P selskapene har en større andel av usystematisk risiko enn det de integrerte selskapene har. Risikofaktorer som den generelle aksjemarkedsutviklingen, og oljeprisutviklingen, forklarer en større del av kurssvingningene for de integrerte selskapene, i forhold til P&E-selskapene. Vi tror en av grunnene til dette er at P&E selskaper har en mindre diversifisert prosjektportefølje. Kursutviklingen for disse selskapene vil i større grad være preget av bedriftsspesifikke risikoforhold, som for eksempel om nye reserver blir oppdaget, om utvinningsteknologien slår igjennom osv.

Eksempelvis er FX Energy et selskap som har brorparten av sine inntekter fra et oljefelt i Polen. Dette oljefeltet sies å ha et stort utappet potensiale, og selskapets verdiutvikling vil i stor grad avhenge av om disse forventningene slår til. Således er det andre momenter risikofaktorer en oljeprisen som vil ha en dominerende effekt på kursutviklingen, og dette kan forklare hvorfor oljeprisen ikke er en statistisk signifikant forklaringsvariabel i vår analyse.

På den andre siden av spekteret finner vi det store oljeselskapet Canadian Natural. Dette selskapet driver med utforkning og utvinning av olje hovedsaklig i Canada, Nordsjøen og i Vest-Afrika. Deres brede portefølje av prosjekter gjør at kursutviklingen i mindre grad vil representere bedriftspesifikk risiko, sammenlignet med FX Energy. Derfor er det plausibelt at oljeprisen vil spille en relativt større rolle i å forklare kursutviklingen. Det er nettopp dette vi observerer med en statistisk signifikant regresjonskoeffisient på 0.73. Denne aksjen er med andre ord meget sensitiv for endringer i oljeprisen.

For de selskapene hvor vår regresjonsanalyse ga statistisk signifikante regresjonskoeffisienter, observerer vi koeffisienter fra 0.27 (Paladin Resources) til 0.73 (Canadian Natural Resources). Gjennomsnittet er 0.48. Det vil si at i gjennomsnitt er disse selskapene mer sensitive for oljeprissvigninger enn de integrerte selskapene, et funn som er mer i tråd mer våre forventninger. Forklaringsgraden til de samme selskapene er 21%, samme nivå som for de integrerte selskapene og fortsatt lavere enn ved beta-modell.

Tabell 4.3

Resultat av regresjonsanalyse E & P selskaper

Navn	Koeffisient	R2	Standardavvik	P-verdi	Nedre 95%	Øvre 95%
RGT NO Equity	1.04	2%	1.05	0.33	-1.06	3.15
CNQ CN Equity	0.73	44%	0.11	0.00	0.51	0.96
CWEI US Equity	0.65	13%	0.22	0.00	0.21	1.09
UPL US Equity	0.60	20%	0.16	0.00	0.28	0.93
APA US Equity	0.55	43%	0.08	0.00	0.39	0.72
ROS LN Equity	0.55	4%	0.38	0.15	-0.22	1.32
ONGC IN Equity	0.51	12%	0.18	0.01	0.15	0.88
PMO LN Equity	0.47	23%	0.11	0.00	0.25	0.70
LUPE SS Equity	0.47	9%	0.20	0.02	0.07	0.87
HNR US Equity	0.42	5%	0.25	0.09	-0.07	0.92
DVN US Equity	0.41	23%	0.10	0.00	0.21	0.61
PPP US Equity	0.38	16%	0.11	0.00	0.15	0.61
APC US Equity	0.37	27%	0.08	0.00	0.21	0.53
KMG US Equity	0.35	14%	0.12	0.00	0.11	0.58
PLR LN Equity	0.27	9%	0.12	0.03	0.03	0.52
NESSE US Equity	0.26	2%	0.26	0.32	-0.26	0.78
CPPXF US Equity	0.26	0%	0.50	0.61	-0.74	1.25
DNO NO Equity	0.19	3%	0.14	0.17	-0.09	0.47
FXEN US Equity	0.06	0%	0.28	0.84	-0.50	0.62
PSA AU Equity	0.05	0%	0.25	0.85	-0.45	0.54
POGS US Equity	-0.01	0%	0.36	0.99	-0.72	0.71
VPC LN Equity	-0.07	0%	0.14	0.65	-0.35	0.22
END US Equity	-0.21	1%	0.27	0.44	-0.75	0.33
734206Q CN Equity	-0.36	1%	0.50	0.47	-1.36	0.63
Gj snitt	0.33	0.11	0.25	0.25	-0.17	0.83

5 SIKRING AV OLJEPRISRISIKO

5.1 GRUNNER FOR Å HEDGE OLJEPRISRISIKO

Osmundsen drøfter risiko i sin artikkel. Han påpeker at den viktigste usikkerhetsfaktoren i oljenæringen er inntektsrisikoen. Den materialiserer seg i svingende gass – og oljepriser. Han slår fast at denne risikoen er systematisk. Vi spør oss dermed om hedging av oljeprisen vil kunne bidra til å redusere den systematiske risikoen til et oljeselskap.

På grunn av den store inntektsrisikoen ser vi at oljeselskapenes organisasjon er meget spesiell:

- **Integrasjon:** De fleste store oljeselskaper, eller Big Oil, er integrerte – det vil si de opererer i nedstrøm så vel som oppstrøm. Med oppstrøm menes utforskning og produksjon, mens nedstrøms er det vi karakteriserer som raffinering og distribusjon. Mens aksjemarkedet generelt ønsker spesialiserte selskaper, slik at investorene selv kan diversifisere sine investeringer, finner man ifølge Osmundsen at integrerte oljeselskaper generelt prises langt høyere enn spesialiserte oljeselskaper av tilsvarende størrelse. Fordelen med denne formen for vertikal integrering er at man sikrer seg sin andel av grunnrenten, ettersom denne beveger seg opp og ned i verdikjeden i takt med ulike flaskehalser. Dette gir altså økt markedsmakt. En annen fordel er fleksibilitet til å gå ut av nedstrømsvirksomhet og investere i oppstrøm når oljeprisen er lav og omvendt.
- **Finansiering:** Big Oil er nesten gjeldfrie. Dette er verdt å merke seg. Gjeld blir sett på som den absolutt billigste kilde til finansiering, og i andre bransjer er det mer normalt med rundt 50% gjeldsgrad. Da denne artikkelen ble skrevet hadde Big Oil en gjeldsandel på lave 5 %. (Statoil skiller seg ut her, med en gjeldsgrad på dette tidspunkt på 30%. Dette skyldes den særnorske petroleumsskatten på 50% utover vanlig beskatning. Høyere rentekostnader verner avkastningen mot denne skatten.) Stor soliditet fremheves ofte som en kritisk suksess faktor i oljebransjen, da dette gir muligheter for å handle motsyklisk. I stedetfor å øke egen produksjon i tider med lave

priser, bruker Big Oil ressurser på å kjøpe opp lisenser og felt fra andre, mindre likvide konkurrenter.

- **Diversifisering.** Big Oil søker å være globalt diversifiserte. De er dermed mindre sårbare for politisk uro. Dette er imidlertid ikke spesielt for oljebransjen, men fremheves som et fortrinn større selskaper har i forhold til mindre selskaper. Dette slår ut i lavere avkastningskrav.

I tillegg til de store oljeselskaperes spesielle struktur og finansiering, er det et annet moment som i stor grad preger markedet. Mye tyder på at lederne er tilhengere av mean reversion – nevnt i kapittel 2, kort sagt at de tror oljeprisen vil pendle rundt sitt historiske snitt – som ligger rundt 15 – 25 \$ fatet. Artikkelen ”Oil at 15-30 a barrel” drøfter dette. Også i for eksempel Statoils årsrapport av 2005 ser man referanser til ”normalisert oljepris”. Dette er et nyttig begrep dersom man tror prisen pendler rundt et slikt snitt. Statoil antar også en produksjonsøkning i 2007, som de baserer på en pris i 2005 – 2007 på 30 \$ fatet. Oppkjøp Statoil og Hydro gjorde i henholdsvis i Mexicogulften og utenfor kysten av Brasil ble gjort til priser rundt 25 og 35 \$ fatet.

Gitt selskaperes struktur og fremtidige prisforventninger, kan man undre seg hvorfor de ikke sikrer noe av produksjonen til de høye futures prisene vi kan observere i markedet i dag. Argumenter om at markedet er for lite, forward-kontraktene ikke er tilpasset produksjonsprofilen til et felt og lignende er ytterst relevante, men vi stiller oss likevel tvilende til hvorfor de ikke ønsker å plukke opp det mange ser på som en ”20 \$ seddel på gata”. Dette er noe de kan gjøre uavhengig av produksjonsprofiler, størrelser på markedene osv.

Vi presenterer nå en liste over de fordelene som ligger i å sikre seg med hedging:

Robusthet: Hedging vil gi oljeselskaper stor slagkraft overfor andre selskaper om prisen skulle synke. Den robustheten de i dag får ved å være finansiert utelukkende med egenkapital kunne de også oppnådd ved å sikre inntektene sine i futuresmarkedet. Et oljefall ville da stilt det hedgende selskapet i en sterk posisjon – der det kunne handle motsyklisk ved oppkjøp.

Muligheten til å gjøre nettopp dette er grunnen til den store graden av finansiering ved egenkapital. Gevinsten her vil være billigere finansiering.

Stabilitet: Hedgede selskaper vil kunne planlegge med langt mindre usikkerhet. Vi ser for oss at det ville kunne gi en gevinst i form av større operasjonell stabilitet. De vil kunne operere under større forutsigbarhet, slippe å kutte til beinet ved lav oljepris for så å stupe inn i markedet mens det omtrent ikke finnes rigger. Ideelt sett ser vi for oss oljeselskaper som selger store deler av oljen på kontrakter like lange som et felts varighet. Problemet er bare hvem som skulle ønske å være motpart til disse kontraktene. Dette vil vi gi et eksempel på under.

Realisering av marginale prosjekter: Marginale felter er spesielt følsomme for prissvingninger. Å binde prisen ville kunne gi nettopp den stabiliteten som er nødvendig for å satse på slike prosjekter.

Et eksempel på realisering av marginale felt ser vi i Canada. Å utvinne olje fra skifersanden antas å ha produksjonskostnader oppe mot 30\$ fatet, men har ledetid på så lavt som et år. (Energybulletin, 2004) Fra årsrapporten for 2006 til Suncor, som opererer her, ser vi at de er opptatt av å sikre prisen. De hedger til sammen 25% av produksjonen et år frem i tid, og 5% til 31.12.2008. Men tross den korte ledetiden kan vi vel knapt kalle dette et fullgodt eksempel på en hedgende produsent. De har ikke sikret prisen i forhold til levetiden på feltet.

5.2 EN KORT BESKRIVELSE AV FORWARDMARKET FOR OLJE

Olje handles forward, for fremtidig levering både ved futures børs, og direkte mellom markedsaktører, i ”over the counter”-markedet (OTC). I dette avsnittet vil vi se nærmere på hvordan handel på en futures børs eller ved OTC fungerer i praksis. Deretter vil vi studere hvilke aktører som deltar i markedet, hvilke kontrakter som tilbys, og alternativer til å handle i markedet.

5.2.1 Futuresbørser

På futursbørsene kan er som regel handle i både futures og opsjoner. De to største børsene er New York Mercantile Exchange (NYMEX) og ICE Futures i London. Standard futureskontraktene på disse to børsene er for levering av 1000 fat olje på en fremtidig dato. For tiden (Mai 2007) kan man handle olje for levering frem til og med 2015. Opsjoner kan skrives på mange måter. Et vanlig eksempel er at en oljekonsument betaler en premie for retten til å kjøpe olje til en fastsatt pris på et fremtidig tidspunkt. Opsjonen vil bare innløses dersom den fremtidige markedsprisen overstiger denne forhåndsavtalte prisen.

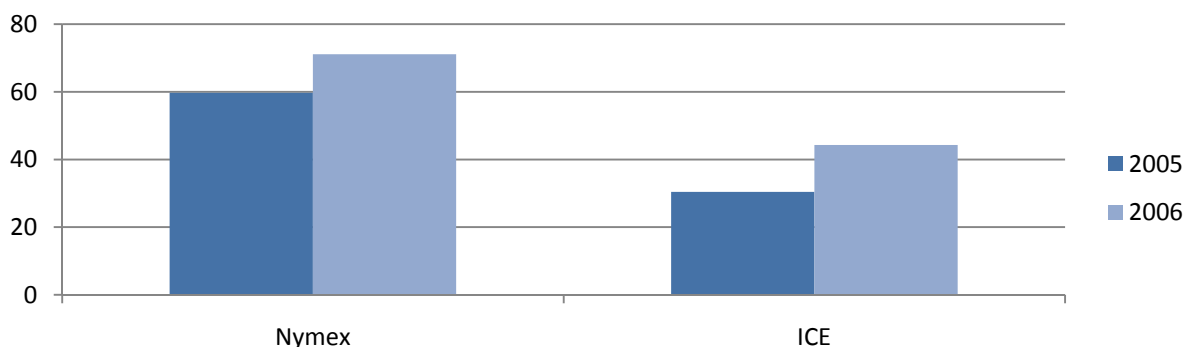
NYMEX og ICE børsene er konkurrenter men hver av dem dominerer handelen innenfor en viss type olje. Den mest omsatte kontrakten ved NYMEX er for levering av lett, søt nordamerikansk råolje, eksempelvis West Texas Intermediate (WTI). Benchmarkkontrakten ved ICE er en annen lett og søt råolje, nemlig Brent.

Det finnes også andre børser som tilbyr handel i oljerelaterte kontrakter, først og fremst Tokyo Commodity Exchange (TOCOM). I juni åpnet The Dubai Mercantile Exchange, og benchmarkkontrakten som tilbys her er sur råolje produsert i Midt-Østen.

Volummessig er ICE og NYMEX de to største børsene. I 2006 ble det omsatt mer enn 70 millioner lett og søt råoljekontrakter ved NYMEX, opp fra 60 millioner i 2005 (se figur 5.1)

Figur 5.1

Volumutvikling benchmarkkontrakter, Light sweet crude oil (NYMEX) og Brent (ICE)

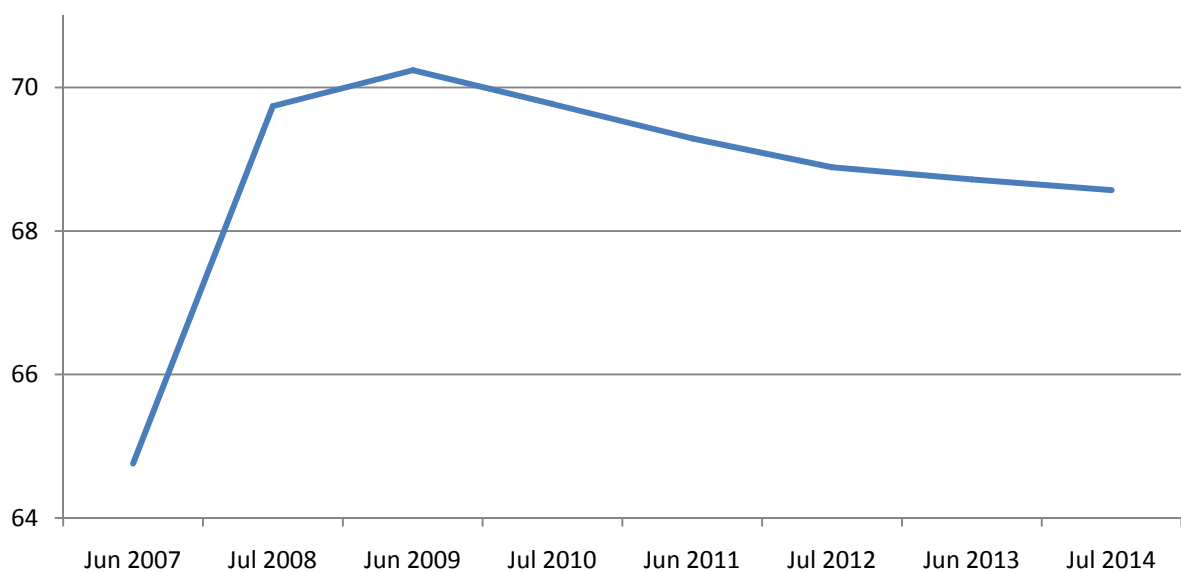


Handlene på børsene går igjennom en oppgjørssentral (Central Counterparty – CCP). Oppgjørssentralene matcher kjøper med selger og sørger betaling og oppgjør. Dette betyr at handlerne ikke tar direkte kredittrisiko overfor hverandre. De andre handlerne er beskyttet gjennom oppgjørssentralen dersom en motpart går konkurs. Oppgjørssentralen krever marginbetalinger fra motpartene, en prosentsats av den totale transaksjonen, for å bære denne kredittrisikoen.

Figur 5.2 viser utviklingen priser på siste inngåtte futureskontrakter for fremtidige leveringstidspunkter frem til juli. Vi ser at ett fat olje for levering i juni 2009 koster altså for tiden litt over 70 dollar fatet. Futures prisen stiger frem til juni 2009, for å så synke gradvis til i underkant av 69 dollar fatet i juli 2014. Dette er et uttrykk for at markedet forventer at oljeprisen skal stige på kort til mellom lang sikt, for deretter å synke.

Figur 5.2

Utvikling i futures prisen for NYMEX Light Sweet Crude per mai 2007. USD per fat.



Kilde: www.nymex.com. 9. Juni 2007

5.2.2 OTC-markedet

I OTC-markedet er investeringsbanker mellommenn som matcher kjøper med selger. De mest vanlige OTC-kontraktene er swaps og opsjoner. Swaps, for eksempel, gir en oljeprodusent mulighet til å motta på forhånd fastsatte priser på avtalte fremtidige tidspunkter, og til

gjengjeld betale spotprisen. Således en måte å sikre fremtidige inntektsstrømmer. Tilsvarende, en oljekonsument kan avtale å betale en fastsatt pris mot å motta spotprisen. På denne måten blir fremtidige oljeutgifter mer forutsigbare.

Det er naturligvis vanskeligere å skaffe seg en oversikt over omfanget av handel i OTC-markedet, til forskjell fra handel som går over futures børsene. Det er ikke innenfor rammen av vår utredning å studere omfanget av sikring i OTC markedet. Vår generelle research indikerer imidlertid at størsteparten av volumet av oljerelaterte kontrakter går over OTC-markedet.

5.3 MARKEDSAKTØRER

Det finnes et mangfold av aktører i oljemarkedet, hver med ulike målsetninger og investeringshorisonter. Større kommersielle oljeselskaper er i involvert i mer eller mindre grad, der de mest aktive selskapene er involvert på både kjøper- og selger siden. Oljeselskaper har ekspertkunnskap om produksjon og ulike oljeprodukter, noe som kan sies å gi dem en informasjonsmessig fordel i mange handler. Noen ganger vil oljeselskapene handle i sikringskontrakter rundt sine egne leveringsdatoer. Vi vil i neste kapittel undersøke oljeselskaper bruk av oljepris-sikringskontrakter. Foreløpig nøyer vi oss med å slå fast at større oljeselskaper i svært liten grad benytter seg av slike kontrakter, mens enkelte mindre selskaper sikrer seg i mer eller mindre grad. Vi vil også senere komme tilbake til grunner for at det er slik.

Nasjonale oljeselskaper i både Midt-Østen og Latin-Amerika deltar i OTC-markedet, men bare i begrenset grad, noe som tilsier at de i svært liten grad sikrer fremtidig oljeproduksjon.

Investeringsbanker er mellommenn og tar også egen risiko, for eksempel når de pådrar seg risiko fra en selger av olje, uten å umiddelbart finne enn kjøper som er villig til å overta risikoen.

Hedgefond har i økende grad vært aktiv i oljemarkedet de seneste årene. Det har sågar fra flere hold blitt påstått at hedgefonds spekulasjon i olje-derivater har bidratt til de høye oljeprisene vi har sett de siste år. Hedge fond tar vanligvis posisjoner i de mest likvide segmentene av oljemarkedet, slik at posisjoner raskt kan avsluttes dersom det skulle være nødvendig. Generelt vil hedge fond bidra til en økning av arbitrasje-relaterte aktiviteter. For

eksempel vil et hedge fond kunne spekulere i at et tidligere observert prisforhold mellom to aktiva vil reetableres. Oljemarkedet gir hedgefond og andre tradere mangfoldige muligheter til å spekulere i prisforskjeller mellom ulike petroleumsprodukter eller typer av råolje.

Noen av de større globale konsumentene av olje, for eksempel flyselskaper og andre transportselskaper, handler i forward markedet for olje. En nylig utgitt rapport slår fast at de fleste flyselskaper sikrer i alle fall deler av sine behov for drivstoff (Morell and Swan, 2006).

5.4 ALTERNATIVER TIL Å HANDLE DIREKTE I OLJEMARKEDET

Derivatkontrakter er ett av flere alternativer for investorer som ønsker å ta en posisjon i oljeprisen. Vi nevner her kort noen alternativer:

- Kjøp og salg av aksjer i selskaper som er eksponert mot oljeprisen
- Handel i olje-relaterte fysiske aktivaer, som for eksempel oljefelt, raffinerier, etc
- Investering i råvare-indekser. Pensjons- og hedge fond synes i særskilthet å kjøpe seg inn i råvaremarkeder gjennom slike indekser

6 OLJESELSKAPERS BRUK AV HEDNING KONTRAKTER

6.1 INNLEDNING

Oljeselskaper som investerer i økt produksjonskapasitet risikerer at oljeprisen senere vil falle til et nivå som gjør investeringen ulønnsom. Denne risikoen vil kunne begrense oljeselskapene lyst til å investere i økt produksjonskapasitet. Lignende problemstillinger gjelder for alle forretningsinvesteringer, men problemet er enda større for oljeselskaper. Dette grunnet den lange tiden som går fra investeringen er besluttet til første oljefat produseres (10 år ikke uvanlig). I tillegg er en relativt stor andel av produksjonskostnadene investeringsrelatert, investert produksjonskapasitet har få eller ingen alternative former for bruk, og oljeprisen i seg selv har historisk sett høy volatilitet (figur 2.1).

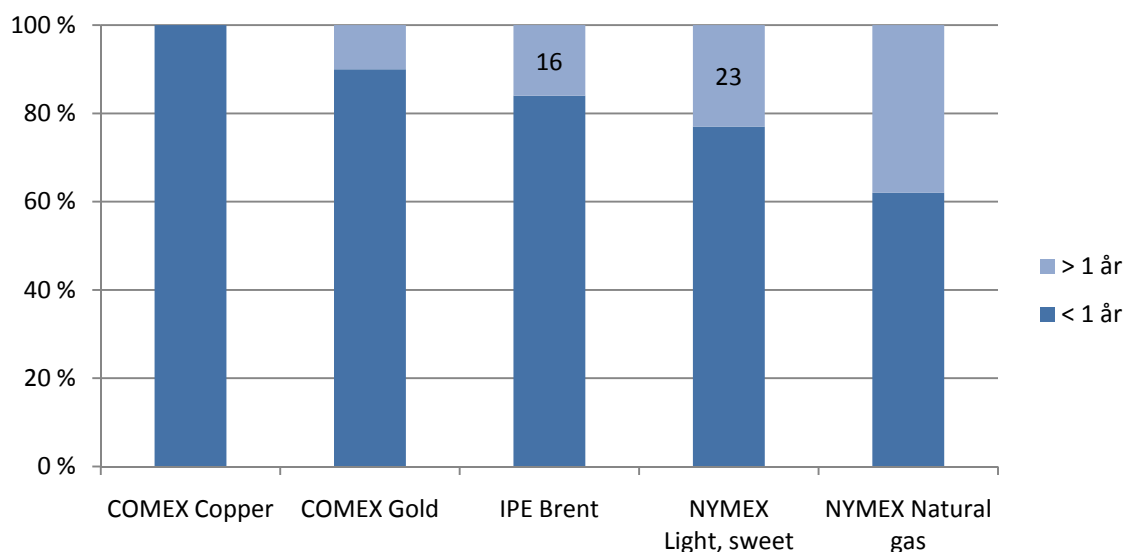
Med denne høye prisrisikoen synes forward-markedet for olje å være en kjærkommen løsning for oljeselskaper som ønsker å redusere sin risiko. Et oljeselskap vil i teorien kunne selge en futures kontrakt for på denne måten "låse" prisen den vil motta for sin fremtidige produksjon. Som vi ser av figur 5.2 kan et oljeselskap i dag å selge futures kontrakter på fremtidig produksjon og garantere en pris på ca 70 dollar fatet frem til 2014. Våre funn tilsier imidlertid at oljeselskaper i liten grad benytter seg av en slik form for sikring.

Våre undersøkelser understøttes av følgende observasjoner. I følge BP Statistical review var verdens daglige oljeproduksjon i 2006 på 81 millioner fat, tilsvarende ca 30 milliarder fat i året. Samlet volum omsatt på ICE Futures og NYMEX var ca 4 millioner fat olje per dag, omtrent 5% av verdens totale oljeproduksjon. I tillegg ser vi av figur 6.1 at majoriteten av futures kontrakter som inngås gjelder levering på kort sikt. Bare 16-23% av omsatte kontrakter var for levering av olje mer enn ett år frem i tid. Dette skulle tilsi at ca 600 000 fat olje, eller ca 0,7% av verdens daglige produksjon omsettes gjennom futureskontrakter for levering mer enn ett år frem i tid. Vi vil anta at mesteparten av volumet for kontrakter lenger enn ett år gjelder for den nærmeste fremtiden.

I tillegg kommer transaksjoner i OTC-markedet antatt å utgjøre *minst* like stort volum (kanskje også vesentlig større) som for børsomsetning. Konklusjonen er likevel at en svært liten del av daglig produksjon sikres gjennom derivat kontrakter.

Figur 6.1

Futureskontrakter etter varighet på kontrakten



Kilde: Bloomberg. Egne analyser basert på daglige gjennomsnitt April 2007

6.2 BRUK AV HEDGINGKONTRAKTER

Vi ønsker å danne oss et bilde av selskapenes hedging-praksis per i dag. Derfor har vi gått igjennom alle årsrapportene for vårt utvalg av selskaper i 2005, for å se hvor mye av sine oljeproduksjon selskapene har sikret gjennom derivat kontrakter. Således er alle tallene nedenfor basert på selskapets hedge-posisjoner ved utgangen av 2005. Tabell 6.1 viser et sammendrag av våre funn, og nedenfor følger noen kommentarer til utvalgte selskapers hedgeposisjoner.

Statoil har sammen med de store integrerte selskapene i liten grad benyttet seg av derivatkontrakter for å sikre salgsprisen for sin fremtidige produksjon. Selskapet skriver i sin årsrapport at "Statoil benytter bytteavtaler, opsjoner, futures og terminkontrakter for å sikre fremtidige kjøp og salg av olje og raffinerte oljeprodukter. Løpetiden for olje og raffinerte oljeprodukt-derivater er vanligvis på under ett år... Størstedelen av transaksjonene i derivater skjer i "over-the counter" (OTC) markedet" Videre opplyses det at selskapet sikret "noe" av sin produksjon i 2003, noe som "reduerte prisrisikoen dersom oljeprisen skulle synke under 16 USD per fat". Ingen slike kontrakter ble inngått for 2004-produksjonen, men "noe" av

produksjonen i de tre siste kvartalene i 2005 ble gjenstand for tilsvarende kontrakter. Vi tror selskapet med ”noe” mener en forholdsvis ubetydelig del av samlet produksjon, kanskje bare noen få prosent.

Marathon Oil Corporation er et integrert oljeselskap, det femte største oljeselskapet i USA. I tillegg har selskapet produksjon i blant annet England, Guinea og Norge. I sin årsrapport opplyser selskapet at de ikke sikret sin oljeproduksjon i 2005 gjennom hedging-kontrakter. Selskapet har heller ikke sikret noe av sin produksjon for 2006 og fremover. I 2004 var imidlertid 26% av oljeproduksjonen gjenstand for diverse sikringstrategier, og tilsvarende 25% i 2003.

Devon Energy produserte 177000 fat olje daglig i 2005, mesteparten i Nord-Amerika, men også i andre land over hele verden. I sin årsrapport forteller selskapet at de har fulgt en ”konsistent” hedging-strategi. De sier at de ikke evner å forutse kortsiktige endringer i oljeprisen, og at de derfor ikke spekulerer i oljeprisen gjennom hedging-kontrakter. De opplyser imidlertid at de tidligere har måttet sikre deler av sin produksjon av finansieringsmessige årsaker, men at de med dagens ”sterke balanse” ikke finner noen gode grunner til å hedge hele eller deler av sin produksjon.

Harvest Natural Resources produserer om lag 9000 fat olje dag, og har hovedsakelig operasjoner i Venezuela og Russland. De hadde i 2005 ingen hedging-kontrakter på plass. I 2004 sikret de omtrent halvparten av sin produksjon.

Lundin Petroleum produserer cirka 30 000 fat olje fra felt i Frankrike, Tunisia, Nederland, Norge, Russland, Venezuela, Indonesia og Storbritannia. Selskapet har det de i sin årsrapport kaller for en ”fleksibel tilnærming” mot oljepris hedging, basert på en løpende vurdering av fordelene ved slike kontrakter. Omtrent 1/3 av 2005-produksjonen var hedget. Kontraktsprisen for disse kontraktene varierte fra 28 til 51 dollar per fat. Tilsvarende sikret selskapet 1/3 del av sin forventede produksjon for 2006, med kontraktspriser fra 53 til 61 dollar fatet.

Apache Corporation produserer 244 000 fat olje daglig. De har tilstedeværelse i USA, Canada, Australia, Egypt, England, Kina og Argentina. I årsrapporten beretter de at de generelt ikke hedger sin oljeproduksjon, selv om de av og til vurderer ulike forespørsler. De

forteller imidlertid at ved store oppkjøp, så kan det være aktuelt å hedge produksjonen for å ”låse inn” enn avkastning på investeringen. I siste halvår av 2005 var mindre enn 10% av produksjonen hedget. Selskapet påpeker også at de ser på sin store andel av total produksjon innen gass, som en ”innebygget” hedge.

Endeavour er et lite oppstrømselskap med all produksjon i Nordsjøen. I 2005 produserte selskapet om lag 2000 fat olje per dag. I følge selskapets årsrapport inngikk selskapet i november 2004 en ”oil commodity swap” kontrakt som innbefattet 600 fat olje daglig, 30% av produksjonen, fra desember samme år og ut 2005. Med denne kontrakten sikret selskapet seg en fast pris på 42 dollar per fat. Selskapet har siden dette valgt et meget aggressiv hedge-strategi, hvor så godt som all produksjon fra 2006 til 2008 er sikret med forskjellige derivatkontrakter. For denne perioden er halvparten av produksjonen sikret med en swap, med en pris på 69.80 USD per fat. Øvrig produksjon er sikret gjennom en swaption-kontrakt med en pris på 65 USD per fat. Når vi undersøkte Endeavour for oljeprissensitivitet fant vi at oljeprisen forklarte så lite som 1% av svingningene i kursen. Dette er et interessant resultat i seg selv, men vi fant ikke andre lignende resultater. Andarko Corporation, nevnt under, hedget også mye av produksjonen, men her lå oljeprissensitiviteten og forklaringsgraden godt over snittet for E & P selskaper. Ettersom så få av selskapene i vårt utvalg hedger i stor skala er det ikke mulig å trekke konklusjoner av dette.

Tullow Oil Plc har produksjon i Europa, Afrika og Asia. I 2005 produserte selskapet om lag 35000 fat olje. Selskapet har for 2006 sikret mer enn 1/3 av sin oljeproduksjon, til en gjennomsnittlig pris på ca 40 USD per fat. For 2007 har selskapet sikret 15% av sin produksjon til en gjennomsnittlig salgspris på 38 USD per fat. Disse tallene er for 2008 og 2009 ca 12% til en gjennomsnittlig pris på hhv 32 og 29 USD per fat.

Venture production Plc produserer 30 000 fat olje daglig i Storbritanias del av nordsjøen. I sin årsrapport opplyser selskapet om hedging policy at de kan sikre opp til 50% av sin produksjon, for å sikre at selskapet har tilstrekkelig med ressurser til å betjene sin gjeld. Selskapet sikret således deler av sin produksjon i 2004 og 2005, til priser betydelig under markedsprisen for denne perioden. For 2005 har selskapet sikret 1/3 av sin produksjon, til en

pris på om lag 30 dollar fatet. Tilsvarende har de sikret cirka 15% av sin produksjon i 2006, til en pris på 25 dollar fatet.

Anadarko Corporation produserte i 2005 om lag 162 000 fat olje daglig. Selskapet hedger mesteparten av sin produksjon. For 2006, 2007 og 2008 hedger selskapet hhv 85%, 72% og 63% av sin produksjon. Disse tallene inkluderer også hedging av sin gassproduksjon, men gir uansett et godt bilde av selskapets hedging-strategi.

Premier Oil med investeringer i Nordsjøen, Mauritius, Pakistan og Indonesia produserer omtrent 30 000 fat olje daglig. I følge årsrapporten har om lag 50% av fremtidig produksjon mellom 2006 og 2010 blitt hedget med en avtalt pris på 37 dollar fatet. Hovedgrunnen til dette er å sikre fremtidige kontantstrømmer slik at selskapet har nok kapital til å gjennomføre fremtidige investeringer.

Aminex opplyser at de ikke har inngått hedging kontrakter for 2005-produksjonen. Norske Rocksource skriver også i sin årsrapport at de ikke har hedget noe av sin oljeproduksjon.

Pioneer Natural Resources produserer mesteparten av sin olje i USA, men de har også produksjon i Afrika. Årlig produksjon er på 40 000 fat olje i 2005. I 2006 planlegger selskapet å sikre 28% av sin produksjon. Så langt er 15% av produksjonen i 2007 og 2008 hedget, med en kontraktspris på 42 dollar fatet.

Canadian Oil Corporation produserer 313 000 fat olje daglig, i Canada, Nordsjøen og Vest-Afrika. For å sikre tilstrekkelig kapital til investeringer for i nær fremtid har selskapet valgt å hedge hele 75% av sin forventede oljeproduksjon i 2006. Så langt har de ikke inngått kontrakter for 2007. 50% av produksjonen i 2005 var hedget.

Tabell 6.1

Sammendrag: Estimert andel av total oljeproduksjon som er hedget for utvalgte oljeselskaper i perioden 2004 til 2007

	2004	2005	2006	2007
Statoil	2-6%			
Marathon Oil Corporation	26%	0%	0%	0%
Devon Energy	0%	0%	0%	0%
Harvest Natural Resources	50%	0%	0%	
Lundin Petroleum		33%	33%	0%
Apache Corporation		10%		
Endeavour	30%	30%	100%	100%
Tullow Oil			33%	15%
Venture Production		33%	33%	
Anadarko Corporation		85%	72%	63%
Premier Oil			50%	50%
Aminex	0%	0%	0%	
Rocksource	0%	0%	0%	
Pinoneer Natural Resource			28%	15%
Canadian Oil Corporation		50%	75%	0%
DNO		30%	18%	0%

6.3 ÅRSAKER TIL LITEN BRUK AV HEDGINGKONTRAKTER

Vi begynte å skrive denne oppgaven med en tro om at høye futurespriser ville medføre at mange oljeselskaper ville sikre enn større andel av sin produksjon. Våre undersøkelser viser

imidlertid at oljeselskaper hedger i liten grad. Vi ønsker med utgangspunkt i våre analyser å gjøre noen betraktninger rundt hva årsakene til dette kan være.

6.3.1 Mangel på kjøpere

Selv om et oljeselskap ønsker å hedge en større andel av sin fremtidige produksjon gjennom å selge futures-kontrakter for olje, så er det ikke sikkert at det finnes kjøpere av slike kontrakter. Vi observerer i dag at majoriteten av kontrakter gjelder for levering av olje innen ett år. Dette kan bety at konsumenter ikke ønsker å forplikte seg til en oljepris for en lengre tidshorison.

Vi kan tenke oss flere grunner til dette. Et flyselskap, for eksempel, vil kunne være interessert i å sikre en stor del av sitt drivstoff forbruk ett år fremover i tid. Sett at de forplikter seg til å kjøpe olje til en fastsatt pris 10 år frem i tid, mens konkurrerende flyselskaper kjøper olje i spotmarkedet. Flyselskapet risikerer da to mulige utfall. Det ene utfallet er at det har timet markedet svært bra, oppnådd en gunstig oljepris, mens konkurrerende flyselskap opplever økende oljepriser og dermed økende drivstoffpriser og redusert konkurransekraft. Men det motsatte kan jo også skje, nemlig at spotprisen faller, og vårt flyselskap ender opp med dyrere drivstoffutgifter enn konkurrentene. I verste fall risikerer de å gå konkurs. Vi tror et flyselskap vil være svært bevisst på en slik risiko og dermed vegre seg mot å inngå slike langsiktige kontrakter. Vi innbiller oss at deres konkurransekraft skal være basert på hvor flinke de er til å frakte passasjerer, og ikke på hvor dyktige de er til å spekulere i oljeprisen! Vi kan naturligvis tenke oss lignende scenarioer/tilsvarende problemstillinger for andre større oljekonsumenter som vi mener kunne vært aktuelle som kjøpere av langsiktige futureskontrakter. For eksempel andre transportselskaper innen skipsfart, jernbane og lastebil. (Ca halvparten av verdens oljeproduksjon brukes til transportformål).

En oljekonsumenters konkurransemessige hensyn vil altså kunne hindre det fra å inngå en langsiktig avtale med en oljeproducent, selv om det i utgangspunktet var interessert i dette. Løsningen på problemet hadde jo vært om hele bransjen inngikk langsiktige avtaler, slik at alle konkurrerte på like vilkår. Da reiser det seg imidlertid et nytt problem. Dersom hele bransjen inngår slike avtaler, risikerer den å miste sin konkurransekraft i forhold til andre bransjer som tilbyr konkurrerende tjenester. Eksempelvis luftfart vs jernbane. Og videre en nasjon vs en annen... Tankeeksperimentet illustrerer at man muligens må få til kollektive

avtaler på et nasjonalt eller internasjonalt nivå, i den grad man tror hedging av oljeprisen vil være samfunnsøkonomisk gunstig.

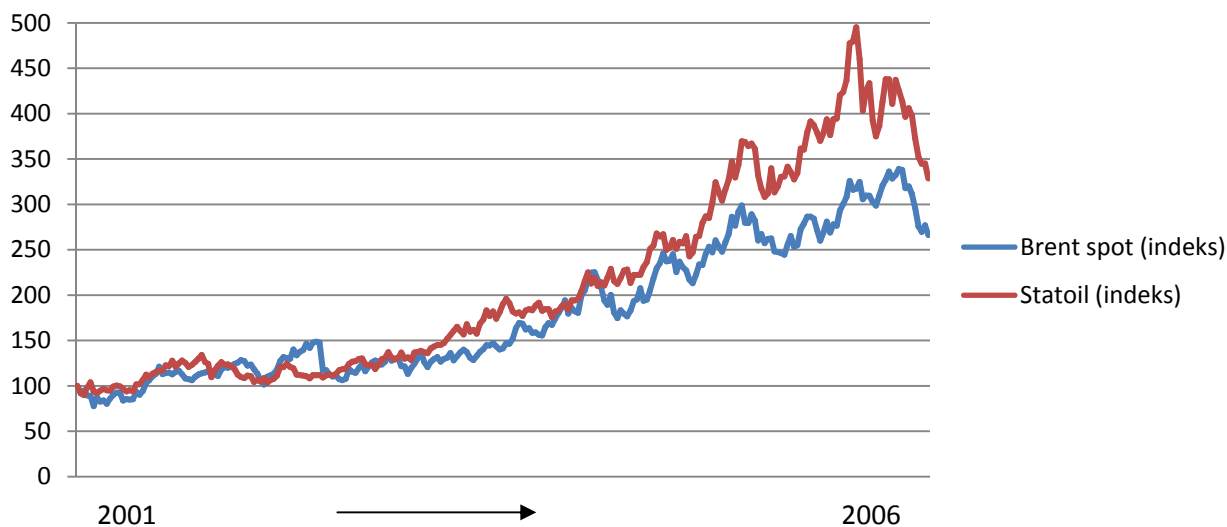
I siste kapittel vil vi presentere det vi mener kan være en mulig løsning på dette.

6.3.2 Aksjonærer ønsker eksponering i oljeprisen

Vi tror aksjonærer i oljeselskaper ønsker eksponering mot oljeprisen, og at dette dermed er en viktig årsak til at ledelsen velger å ikke inngå langsiktige prisavtaler på olje. Faktum er at det er vanskelig for en individuell investor å oppnå direkte eksponering mot oljeprisen gjennom for eksempel å ta posisjoner i futures markedet. Futuresmarkedet er primært rettet mot profesjonelle investorer. På NYMEX er minste kontraktstørrelse på 1000 fat olje, noe som betyr at en med dagens oljepriser tar en posisjon på ca 500 000 kroner. Dermed blir indirekte eksponering mot oljeprisen gjennom å holde aksjer i et oljeselskap det beste alternativet for private investorer. Og som vi ser av figur 6.2, kursen til de største oljeselskapene er sterkt korrelert med oljeprisen. Viser for øvrig til kapitelet hvor vi estimerte oljeprissensitivitet til et utvalg av oljeselskaper.

Figur 6.2

Historisk kursutvikling Statoil i forhold til oljeprisen (Brent spot)



Kilde: www.statoil.com

6.3.3 Skattemyndigheter

Selv om et oljeselskap skulle forsøke å "sikre" investeringen gjennom å inngå langsiktige hedgingkontrakter, vil en rekke andre risikofaktorer virke inn å avgjøre hvorvidt investeringen viser seg å bli lønnsom. En slik risikofaktor som er svært avgjørende er regjeringens policy ovenfor internasjonale oljeselskaper, herunder det skatteregimet selskapene må forholde seg til. 2/3 av verdens gjenstående oljereserver ligger i hendene på nasjonale oljeselskaper, og det er dermed ingen tvil om at myndighetenes skattepolitikk vil bli stadig viktigere for oljeselskapene å forholde seg til. Den venstre radikale regjeringen i Venezuela, ledet av Hugo Chavez er i så måte et eksempel. Internasjonale selskaper, inkludert Statoil, har i de seneste årene blitt tvunget gi fra seg kontrollen over sine felt, samtidig som skatte- og royaltiessatsene har skutt i været. Poenget er at fiskale myndigheter endring av skatteregimet representerer en svært betydelig risikofaktor som et oljeselskap ikke kan hedge seg mot.

I tillegg er mange internasjonale selskaper som utvinner olje som partnere sammen med nasjonale oljeselskaper allerede underlagt kontrakter som er sammenlignbare med hedgingkontrakter. Det er ikke uvanlig at selskaper har kontrakter som regulerer den maksimale prisen de kan motta per fat olje. Myndighetene mottar overskytende inntekter dersom oljeprisen skulle gå over dette nivået. Til gjengjeld mottar selskapet for eksempel skattelettelse dersom oljeprisen skulle gå under ett på forhånd avtalt gulv.

6.3.4 Fokus på oppside fremfor nedside

Et oljeselskap som hedger oljeprisen på et gunstig tidspunkt vil nyte godt. Men oljeselskapet risikerer selvfølgelig også å gå glipp av en opptur som følge av stadig økende oljepriser. Det kan være at ledelsen er mer opptatt av frykten for å time markedet dårlig, enn de er for å inngå en skikkelig gunstig avtale. For nasjonale oljeselskaper kan denne risikoaversjonen være særlig sterk. Ingen leder ønsker å bli husket som den som om solgte nasjonalrikdommen på billigsalg!

Det finnes nok av eksempler på oljeselskaper som har inngått hedgingavtaler som i ettertid viste seg å være svært ugunstige. Saga Petroleum ASA som i 1999 ble oppkjøpt av Hydro er et eksempel på dette. Selskapet befant seg i en finansiell skvis i 1998 i et marked hvor oljeprisen nådde stadig nye bunnivåer. De valgte hedge prisen for store deler av sin

produksjon i frykt for at oljeprisen skulle falle ytterligere og dermed bringe de enda nærmere en konkurs. Ikke lenge etter at de hadde inngått langsiktige hedgingavtaler snudde imidlertid markedet. Mens andre oljeselskaper opplevde ”jubeldager” hadde Saga forpliktet seg til å selge oljen til ”januarsalg-priser”.

6.3.5 Bransjenormer og risikoavers ledelse

Bransjenormer og risikoavers ledelse kan være en årsak til at oljeselskaper hedger i liten grad. Det virker som om det er opplest og vedtatt at store integrerte oljeselskaper ikke skal hedge produksjon. Som vi har sett er det ingen av de store integrerte selskapene som faktisk hedger deler av sin produksjon.

Å bryte ut av en slik norm krever mot. De fleste ledelser er mer komfortable med å følge strømmen enn å blotte nakken for hugg på denne måten. (Volvo Ocean Race gir gjentatte oppvisninger i dette.)

Om man ser på aldersfordelingen på lederne i store integrerte oljeselskaper trenger man ikke bli for overrasket over å finne at de fleste er i 50- 60- årene. Vi finner da folk som har sett oljesjokkene på 70-tallet, for siden å se prisen stupe med ett. Den typiske menneskelige prognosemodellen er å se på historien og forvente samme utvikling videre fremover. Blant militære ledere kalles dette ”fighting the last war syndrom” og mye tyder på at disse er dårlig egnet til å takle så vel en radikal endring i etterspørselen fra sterkt voksende nyindustrialiserte land som en endring i tilbudet representert av peak oil.

7 ER KONSUMENTER VILLIGE TIL Å INNGÅ LANGSIKTIGE FORPLIKTELSER?

I kapittel 6 drøftet vi mulige årsaker til at oljeselskaper ikke hedger i større grad enn det de gjør. En av årsakene var at det er vanskelig for en produsent å finne en konsument som er villig til å forplikte seg til å kjøpe olje langt fremover i tid. Vi så også at konkurranseevne er et viktig begrep i denne sammenhengen. Vi vil i dette kapitlet reflektere rundt denne problemstillingen, gjennom et eksempel på en konsument som vi tror ville tjent på inngå slike avtaler med oljeselskaper. Avslutningsvis vil vi drøfte hvorvidt det å inngå slike kontrakter ville gitt vår konsument konkurranseproblemer eller ikke.

Dersom det var mulig å sikre seg på lenger sikt enn det futuresmarkedet i dag tillater, ville vi se en virkelig reduksjon i avkastningskravet. For å illustrere dette kan vi tenke oss en konsument som ville ta på seg å kjøpe all olje fra et prosjekt gjennom hele dets levetid til f eks 40\$ fatet. Problemet er selvsagt at ingen konsumenter er store nok til å ta på seg en slik forpliktelse. For å løse dette problemet må vi se tilbake til 80-tallet, den gang da oljeforsyning i større grad ble sett på som et nasjonalt strategisk anliggende. Store oljeimporterende stater kunne representert sine innbyggere som konsumenter og inngått langsiktige innkjøpsavtaler på vegne av dem. Selv om dette ikke skjer via derivatmarkedet i dag, ser vi allikevel tendensen til noe lignende. Kinesiske og indiske oljeselskaper har vunnet en del budrunder verden over de siste årene. Man sier at de kan gå høyest i pris fordi selskapene har et lavere avkastningskrav. Spesielt i Kina er det staten som eier oljeselskapene og også mye annen industri. Dette virker omtrent på samme måte som om oljeselskapene hadde mottatt en kontrakt på salg av olje langt fremover i tid.

Når et oljeselskap setter opp kalkyler på hvor mye de er villige til å by på et oljefelt, opererer de under stor usikkerhet. Utvinnbar mengde er et moment, og fremtidig oljepris er ett annet. Dersom vi setter mengden som gitt, er mye av øvelsen å beregne nåverdien gitt en forutsatt oljepris. Usikkerheten i fastsettelsen av oljeprisen er svært utslagsgivende i forhold til avkastningskravet.

Signaler fra Statoil og andre operatører er at de planlegger med en oljepris mellom 30 \$ og 40 \$ fatet. Det faktum at de langsiktige kontraktene i futuresmarkedet ligger opp mot spotpris er ikke så viktig i denne sammenhengen, da oljeprodusentene gjerne planlegger med 20 års horisont i motsetning til 5 års kontrakter i derivatmarkedet. Dersom selskapene har relativt like forventninger til pris, vil beløpet de er villige til å by være avhengig av egen kompetanse på denne type felt, ønske om regional diversifisering og andre selskapsspesifikke forhold.

Når vi ser at statlig eide kinesiske selskaper i de siste årene har vunnet mange slike budrunder. Begrunnelsen til dette er ikke i så stor grad sterkere kompetanse eller spesialisering, heller et lavere avkastningskrav. Grunnen til at et slikt selskap kan ha et lavere avkastningskrav er at selskapet sett sammen med den kinesiske stat er tilnærmet nøytrale til prissvingninger. Det produserende statlige selskapet taper like mye som den konsumerende staten sparer på et fall i oljeprisen, og vice versa. I praksis kan man si at hele oljeprisisikoen kan taes ut av avkastningskravet.

Ulempen for kineserne ved å operere på denne måten er at de går glipp av vestlige oljeselskapers kompetanse. Et tenkt eksempel inneholder tre selskapers breakeven price og årsaken til denne:

Kina privat: Har ikke langsiktige avtaler om salg av olje, og mangler noe kompetanse på denne type felt. De er villige til å by et beløp som gir en break even pris på 30 \$ fatet.

Exxon: Sitter på mye kompetanse på denne type felt, og har derfor realistiske anslag på utvinnbar mengde som overgår konkurrentenes. Selv om de har like forventninger til fremtidig pris som de andre, vil den økte mengden gjøre at Exxons break even pris tilsvarer 35\$ fatet.

Kina stat: Sitter med samme kompetanse og forventninger som Kina privat, men da de er uten oljeprisisiko og dermed har lavere avkastningskrav er de villige til å betale hele 40\$ fatet for feltet.

Utfallet av denne budrunden kunne blitt at Kina stat går seirende ut og kjøper feltet til 40\$ fatet. En bedre løsning for den kinesiske stat og Exxon kunne være en forwardkontrakt der

Kina forpliktet seg til å kjøpe Exxons antatte utvinnbare mengde til en pris mellom 35 og 40 \$ over en tjue års periode.

Figur 6.3

Å vinne budrunden og bli eier av et oljefelt kan sammenlignes med en long plassering i derivatmarkedet, der den forventede oljeprisen som utgjorde grunnlaget i oppkjøpet er strikeprisen. I eksemplet over kan vi tegne inn den kinesiske stats posisjon som en tilsvarende short plassering, der de kommer til å måtte kjøpe olje de neste 20 årene.

Man kan stille seg spørsmålet om ikke Kina, ved å inngå en slik kontrakt, vil risikere å tape konkurransevne til land som handler i spotmarkedet. For å drøfte denne situasjonen må en først klargjøre omfanget. Kina kunne gjøre dette med en brøkdel, la oss si 10% av sitt fremtidige behov. Hva kunne konsekvensene av en slik handling være?

For det første, som beskrevet i eksemplet over, kan det å la statsfinansierte oljeselskaper kjøpe opp oljefelt for utvinning rent finansielt sammenlignes med å innta en long posisjon i markedet. Videre, dersom oljeprisen skulle falle fra 40 til 20 \$ fatet betyr det at Kina må forholde seg til en snittpris på 22 istedenfor 20 \$ fatet. Dette vil nok forverre konkurransevnen noe, men det vil antagelig ikke være overmåte dramatisk.

Så, dersom dette har såpass liten effekt, hvorfor skulle kineserne i det hele tatt være interessert i å gjøre dette? I tillegg til fordelene med å benytte seg av utenlandsk kompetanse, er det en sjanse for at økte investeringer i oljeproduksjon, og spesielt i marginale felt (jamfør economic rent – teori), kunne ført til overproduksjon av olje og dermed fall i oljeprisen. Peak oil tilhengere, som hevder at vi er i ferd med å gå tom for olje vil nok nærmest utelukke denne teorien. Men historien viser at både tilbud og etterspørsel er veldig lite prissensitive på kort sikt. På lengre sikt derimot, kunne vi sett en lignende effekt som det som skjedde etter de store oljesjokkene på 70 tallet. Da opplevde man i stor grad substitusjon vekk fra olje - økonomien ble lagt om til å bli mindre energisensitiv. Kombinert med dette fikk man etter hvert økt tilbud da produksjon som tidligere ikke hadde vært lønnsom kom inn i markedet. Dette gjaldt spesielt maritime felt i Nordsjøen og Mexico gulfen. Dette var felt som hadde krevd store investeringer, men når disse først var gjort, var marginal produksjonskostnad stadig vekk under markedsprisen, selv da denne kollapset til nivåer rundt 10\$ fatet i 1999. Kan noe lignende skje igjen?

På tilbudssiden er det nå en sterkt økende produksjon i Canadas skiferolje, eller tarsand . Dette er oljefelt som tidligere ble betraktet som for dyre å drive produksjon på, men som nå er aktuelle på grunn av høyere oljepris. Ved vedvarende høye priser vil også olje på dypere vann og i mer utilgjengelige deler av verden bli mer aktuelle. Økt aktivitet fører også til bedre teknologi, slik at stadig mer olje blir tilgjengelig. Begrensingen er som tidligere nevnt under kapittelet om Peak Oil teori at energiregnskapet må gå opp, skyhøye energipriser kan ikke gjøre felt som har negativt energiregnskap attraktive.

Med dagens høye oljepriser ser vi lignende tegn på substitusjon vekk fra olje i vestlige land. Etanol og biodiesel er kommet på moten, sol og vindenergi får mye oppmerksomhet. Effekten av disse tiltakene antas å være begrensede. For eksempel vil USAs totale kornproduksjon kun dekke 12% av amerikanernes aktuelle bensinforbruk, dersom denne i sin helhet ble brukt til å produsere etanol. (Runge og Senauer 2007). Noe som monner mer er nok det faktum at det er satt i gang mye bygging av nye kjernekraftverk, og at bilene blir stadig mer effektive i sin bruk av drivstoff.

Det kan tenkes at effekten av den høye prisen på etterspørselssiden blir mer enn oppveiet av industrialiseringen av utviklingsland. Det er også utenfor denne oppgavens ambisjon å svare

på om vi er i ferd med å se en permanent nedgang i verdens oljeproduksjon, og at det ikke er mulig å øke tilbudet i vesentlig grad. Men det kan konkluderes med at usikkerheten i denne bransjen er stor, og at hedging kan bidra til å redusere den.

Så, tilbake til spørsmålet stilt overfor, hva kan kineserne tjene på inngåelse av slike langsiktige hedging kontrakter? Som nevnt vil de få tilgang til vestlige olljeselskapers kompetanse. Og, selvsagt, om oljeprisen går opp vil de ha en gevinst ved å inngått avtaler om kjøp av billig olje. Men det kan tenkes, som beskrevet over, at deres transaksjoner kan øke mulighet for overproduksjon og et fall i oljeprisen. Et slikt fall i oljepris kan føre til at Kina får styrket konkurranseevne, selv om de kjøper oljen noe dyrere enn sine konkurrenter. Kinas økonomi er energi intensiv i langt større grad enn vestlige økonomier, og i den grad de konkurrerer mot nettopp disse økonomiene vil de lavere energiprisene være en fordel for kineserne.

LITTERATURLISTE

Hele bøker:

Dixit, A.K. og R. S. Pindyck: *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press 1994.

Hanneson, Rognvaldur: "*Petroleum economics Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*" Quorum Books 1998.

Kristianslund, Ivar: *Innføring i Statistikk*, Oslo: Bedriftsøkonomisk forlag 1989.

Pindyck, R. S: "*The Long-Run Evolution of Energy Prices*", *The Energy Journal*, 20, 2, s 1-27. 1999

Ross, Westerfield, Jaffe: *Corporate finance 7. edition*, McGraw Hill / Irwin 2005.

Artikler:

Campbell, Orskaug and Williams: "*The forward marked for oil*" *Bank of England Quarterly Bulletin*: Spring 2006.

Johnsen, T: "*Avkastningskrav*" *Verdsettelse i teori og praksis*: Festskriv til Knut Boye, Cappelen Akademisk Forlag, Oslo, 1997, ss. 39-73.

King, A: "*Oil at 15-30 a barrel*" *Econbrowser* February 22, 2006.

Osmundsen, P: "*Verdsetting av oljeselskaper – Implikasjoner for selskapsatferd.*" *Samfunns- og næringslivsforskning AS*: SNF rapport nr. 21 2002.

Osmundsen, P: "*Valuation of International Oil Companies: Is Oil Supply Choked by Financial markets?*" *Energy Policy*, Volume 35, Issue 1, 2007, Pages 467 - 474

UBS Warburg: *Global Equity Research, The Global Integrated Oils Analyser*, februar 2001

C. F. Runge and B. Senauer: “*How Biofuels Could Starve the Poor*” Foreign Affairs May / June 2007 Volume 86, Number 3.

Aviser:

Børs og Marked, Dagens Næringsliv 19.oktober 2006.

Årsrapporter:

Årsrapporter for 2004 – 2005 for samtlige selskaper i vårt utvalg i kapittel 4.2.1

Årsrapport or 2006 for Suncor.

Internettkilder:

Savinar, M: “*Life after the oil crash*”, 2004

www.energybulletin.net/1894.html

<http://www.ssb.no/ogintma/tab-24.html>).

Datakilder:

Bloomberg.

Datastreamer.

Thomson.

APPENDIKS

Appendiks 1 - Eksempel på output fra regresjonsanalyse - Statoil

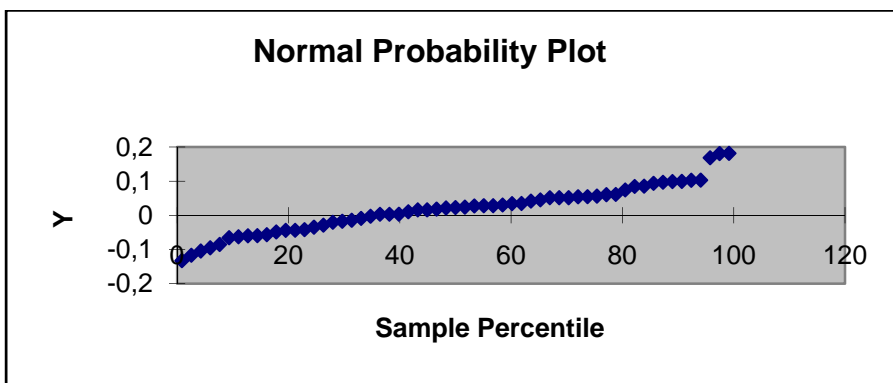
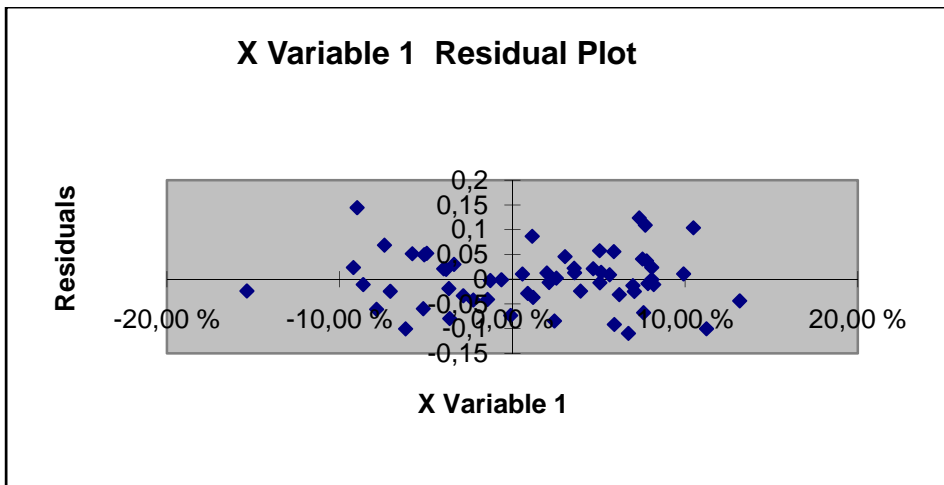
SUMMARY OUTPUT

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,60
R Square	0,36
Adjusted R Square	0,34
Standard Error	0,06
Observations	59,00

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1,00	0,10	0,10	31,38	0,00
Residual	57,00	0,18	0,00		
Total	58,00	0,28			

	<i>Coefficient</i>	<i>Standard Er.</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95.0%</i>	<i>Upper 95.0%</i>
Intercept	0,01	0,01	1,10	0,28	-0,01	0,02	-0,01	0,02
X Variable 1	0,66	0,12	5,60	0,00	0,42	0,90	0,42	0,90



Appendiks 2 – Fra egenkapital-beta til forretnings-beta

Integrerte	Beta EK	Gj snitt gjeldsgrad	Forretnings-beta
Statoil	0,96	18,7%	0,78
Lukoil	0,9	19,5%	0,72
BP	0,8	10,6%	0,72
Exxon	0,65	3,4%	0,63
Chevron	0,62	13,4%	0,54
Total	0,55	13,8%	0,47
Conoco Phillips	0,61	25,2%	0,46
ENI	0,5	18,4%	0,41
gj snitt	0,70		0,6
P & E selskaper			
Clayton Williams Energy	1,92	35,5%	1,24
Ramco Energy PLC	1,62	29,8%	1,14
FX Energy INC	1,02	4,7%	0,97
Ultra Petroleum Corp	1,01	5,6%	0,95
Endeavour International Corp	0,98	9,2%	0,89
Oil & Natural Gas Corp LTD	0,9	6,3%	0,84
Canadian Natural Resources	1,02	26,2%	0,75
Spinnaker Exploration Co	0,75	3,2%	0,73
Petsec Energy Limited	0,69	0,4%	0,69
DNO	1,11	38,3%	0,68
Tullow Oil PLC	0,8	18,7%	0,65
Venture Production PLC	0,73	18,7%	0,59
Enterprise Oil	0,9	40,8%	0,53
Paladin Resources PLC	0,6	24,4%	0,45
Kerr McGee Corp	0,66	38,4%	0,41
Globex Resources	0,38		0,38
Anadarko Petroleum Corp	0,49	24,3%	0,37
Drucker INC	0,37		0,37
Marathon Oil Corp	0,43	26,3%	0,32
Devon Energy Corp	0,32	40,9%	0,19
Pogo Producing Co	0,24	26,6%	0,18
Harvest Natural Resources	0,12	30,9%	0,08
Ness Energy INTL	-0,01	4,0%	-0,01
Lundin Petroleum AB	-0,02	10,1%	-0,02
Premier Oil PLC	-0,07	28,5%	-0,05
Apache Corp	-0,07	16,0%	-0,06
Continental Energy Corporation	-0,16		-0,16
Aminex PLC	-0,42	3,9%	-0,40
Rocksource ASA	-0,54	0,0%	-0,54
Crispin Energy INC	-0,92		-0,92
Pioneer Oil & Gas	-1,82		-1,82