

NORGES HANDELSHØYSKOLE
Bergen, våren 2006

Utredning i fordypningsområdet: Finansiering og finansiell økonomi
Veileder: Thore Johnsen



E&P-SELSKAPER

*Er E&P-selskaper notert på Oslo Børs
overpriset i et internasjonalt perspektiv?*

av

Ivar Andreas Gjul og Christopher Ringvold

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

Denne siviløkonomutredningen har til hensikt å indikere det relative prisingsforholdet mellom E&P-selskaper (Exploation and Production) notert på Oslo Børs og utenlandske børser.

Verdsettelse av denne typen selskaper er i stor grad avhengig av hvilke forutsetninger man tar om fremtidig oljepris og selskapenes reserver, noe som også vektlegges i oppgaven.

Innledningskapittelet vil være todelt. Første del omhandler tilbud og etterspørsel etter petroleumsprodukter generelt. Andre del fokuserer på E&P-selskapenes struktur og klassifiseringskriterier for petroleumsreserver. Videre vil det gis en kort presentasjon av det teoretiske rammeverket som benyttes i verdsettelsen av selskapene. Resultatene av våre analyser vil så sammenliknes mot tilsvarende analyser foretatt på liknende selskaper notert på Oslo Børs. Avslutningsvis vil vi gjennomføre en sensitivitetsanalyse hvor endringer i de opprinnelige forutsetninger for våre analyser vil være i fokus.

Utvalget vårt består av fire E&P-selskaper, ett notert på Stockholm Børsen (SB) og tre på London Stock Exchange (LSE). Analysene på våre norske sammenlikningsobjekter er foretatt av Pareto Securities (Pareto).

1	Forord.....	- 4 -
2	Innledning.....	- 5 -
3	Introduksjon til markedet	- 6 -
3.1	Innledning.....	- 6 -
3.2	Petroleumsprodukter	- 6 -
3.3	Tilbudssiden	- 8 -
3.4	Etterspørselssiden.....	- 11 -
3.5	Prisutvikling	- 12 -
3.6	Exploration & Production	- 13 -
3.6.1	Innledning.....	- 13 -
3.6.2	Hva er et E&P-selskap	- 13 -
3.6.3	Fremveksten av E&P-selskaper	- 14 -
3.6.4	Verdikjeden	- 16 -
3.7	Reserver og realisert oljepris.....	- 18 -
3.7.1	Reserver.....	- 18 -
3.7.2	Prising av petroleumsprodukter	- 19 -
4	Teoretisk rammeverk.....	- 21 -
4.1	Innledning.....	- 21 -
4.2	Avkastningskrav til egenkapital	- 22 -
4.2.1	Risikofri rente.....	- 23 -
4.2.2	Beta.....	- 23 -
4.2.3	Markedets risikopremie.....	- 24 -
4.3	Avkastningskrav til total kapital	- 25 -
4.4	Kontantstrømmodellen	- 27 -
4.4.1	Generelt	- 27 -
4.4.2	Valg av kontantstrøm	- 28 -
4.4.3	Total kapitalmetoden.....	- 28 -
4.5	Nåverdi av oljeselskaper	- 30 -
4.5.1	Budsjettperioden.....	- 30 -
4.5.2	Terminalverdien	- 30 -
5	Anvendelse	- 32 -
5.1	Innledning.....	- 32 -
5.2	Bakgrunn	- 33 -
5.3	Selskapenes avkastningskrav	- 35 -
5.3.1	Risikofri rente.....	- 35 -
5.3.2	Markedets risikopremie.....	- 35 -
5.3.3	Markedsverdi av gjeld og egenkapital	- 35 -
5.3.4	Avkastningskrav til egenkapital og gjeld.....	- 36 -
5.4	Avkastningskrav fra forretningsrisiko.....	- 37 -
5.5	Verdivurderinger	- 38 -
5.5.1	Reserver.....	- 39 -
5.5.2	Oljepris	- 39 -
5.5.3	Valutakurs	- 40 -
5.5.4	Inflasjon.....	- 40 -
5.6	Resultatregnskapet	- 41 -
5.6.1	Revenues	- 41 -
5.6.2	Operating costs.....	- 42 -
5.6.3	Depreciation	- 42 -
5.6.4	Taxes	- 42 -

5.6.5	CapEx /Investments.....	- 43 -
5.6.6	Change in NWC	- 43 -
5.7	Balansen	- 44 -
5.7.1	Assets	- 44 -
5.7.2	Equity and Liabilities	- 44 -
6	Kontantstrømanalyse	- 46 -
6.1.1	P1: Nåverdi av påviste reserver.....	- 46 -
6.1.2	P2: Nåverdi sannsynlige reserver.....	- 47 -
6.1.3	P3: Nåverdi mulige reserver.....	- 47 -
6.1.4	Nettolikvider og minoritetsinteresser	- 48 -
6.1.5	Presentasjon av resultater	- 48 -
7	Markedsverdi / Teoretisk verdi	- 49 -
7.1	Presentasjon av relative resultater	- 50 -
7.2	Kommentarer til relative resultater	- 51 -
7.2.1	Innledning.....	- 51 -
7.2.2	Observasjoner.....	- 51 -
7.2.3	Statistisk sammenlikning.....	- 52 -
7.2.4	t-Test: To utvalg med antatt ulike varians.....	- 54 -
8	Sensitivitetsanalyse	- 56 -
8.1	WACC.....	- 56 -
8.2	Terminalverdi basert på normalisert inntjening	- 56 -
8.2.1	Beregning av terminalverdi.....	- 57 -
8.3	Verdsettelse basert på EV/Reserver	- 58 -
9	Oppsummering	- 60 -
10	Appendiks.....	- 61 -
10.1	Selskapsinformasjon.....	- 61 -
10.1.1	Lundin Petroleum.....	- 61 -
10.1.2	Dana Petroleum	- 64 -
10.1.3	Burren Energy Plc	- 66 -
10.1.4	Cairn Energy	- 68 -
10.2	EV / Reserver	- 70 -
10.3	Litteraturliste	- 71 -
10.3.1	Bøker, Artikler og rapporter	- 71 -
10.3.2	Forelesningsnotater	- 72 -
10.3.3	Presentasjoner.....	- 72 -
10.3.4	Internettsider.....	- 72 -
10.3.5	Årsrapporter	- 73 -
10.3.6	Markedsinformasjon.....	- 73 -
10.4	Analyser	- 74 -

1 Forord

Motivasjonen for denne sivilutredningen er primært en generell interesse for olje- og gasssektoren. Pareto søkte høsten 2005 etter studenter til å analysere det relative prisingsforholdet mellom E&P-selskaper notert på Oslo Børs og andre børser. Problemstillingen var i tråd med våre interesser samt at den representerte en spennende tilnærming til vår utredning innen spesialiseringsområdet finans. Muligheten til å utforske vårt interesseområde i samarbeid med en profesjonell partner fremsto derfor som veldig motiverende.

Mye av arbeidet i denne utredningen har ligget i den kvantitative analysedelen. Årsakene til dette er at vi har analysert flere selskaper, samt at detaljnivået i hver analyse er høyere enn det som er normalt for en verdsettelsesutredning. Krav til detaljnivå var gitt gjennom Paretos metode for verdsettelse. Med tanke på at fokus i denne oppgaven er relativ verdsettelse var det derfor viktig at analysene ble foretatt på likt grunnlag.

Pareto har bidratt med analysemateriell, nødvendig data og bransjekunnskap som har vært svært avgjørende for denne oppgaven. Vi ønsker i den forbindelse å rette en spesiell takk til Thomas Aarrestad, som har vært vår kontaktperson i Pareto.

2 Innledning

”Hvis du skal kunne stikke et spett 20 meter ned i jorden i Irak og tjene like mye som Statoil, ja, da er det klart det er mye olje i verden” - Øystein Stray Spetalen

Oslo børs (OSE) har som følge av stigende oljepris og generell høy økonomisk vekst steget kraftig de siste årene. Spesielt energisektoren, og særlig olje og gasselskaper, har preget denne oppgangen. Et av de mest fremtredende selskapene har vært DNO, som har mer enn doblet markedsverdien det siste året. Relativt høy oljepris har gitt grobunn for det sterkt økende aktivitetsnivå innen energisektoren.

Den senere tid har Oslo børs gjennomført ”road-shows” i Canada og USA for å tiltrekke seg utenlandske selskaper. Det har spesielt vært fokusert på at investeringsklimaet i Norge er godt og at det er høy likviditet i markedet. Kampanjene har bidratt til at vi har kunnet observere mindre utenlandske oljeselskaper som har valgt å notere seg på OSE. Fokuset rundt OSE som en oljebørs, et økt antall utenlandske noteringer og den kraftige verdiutviklingen har resultert i spørsmål rundt prisingen av selskapene.

Gitt at markedøkonomiens første teorem holder, skulle man betale det samme for et selskap, uavhengig av hvor det er notert. Er så ikke tilfelle skulle man, med utgangspunkt i arbitrasjeargumenter, kunne argumentere for en priskorreksjon.

Formålet med denne oppgaven er derfor å analysere om E&P-selskaper notert på Oslo Børs er overpriset i et internasjonalt perspektiv.

Verdivurderingsmetodikk og data for de norske selskapene er hentet fra vår samarbeidspartner, Pareto Securities (Pareto).

I fortsettelsen vil selskaper notert på Oslo Børs bli omtalt som *norske selskaper*, mens selskaper notert ute vil betegnes ved *utenlandske selskaper*. Disse betegnelsene refererer kun til hvor selskapene er notert. Hvor selskapene opererer og deres respektive opprinnelse er altså ikke ment å beskrives gjennom disse grupperingene.

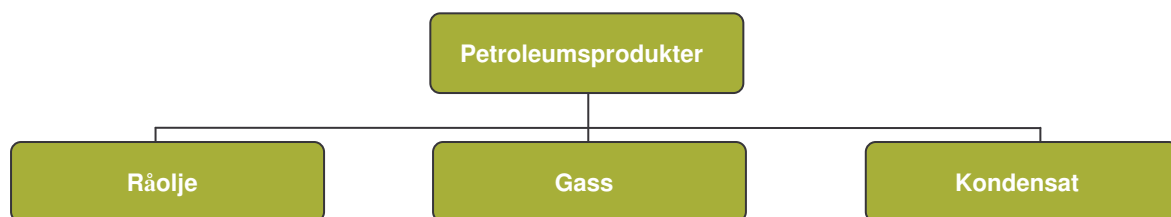
3 Introduksjon til markedet

3.1 Innledning

Ved verdsettelse av olje- og gasselskaper er det avgjørende hvilke forutsetninger man tar angående fremtidig prisutvikling og selskapenes reserver. Denne delen vil omhandle antagelser om fremtidig tilbud og etterspørsel etter olje, samt prisutvikling. Videre vil vi gi en kort introduksjon til hvordan kvaliteten på de ulike forekomstene påvirker prisen man oppnår i markedet. Vi starter med en introduksjon av de ulike hovedkategoriene av petroleumsprodukter.

3.2 Petroleumsprodukter

Samlebegrepet petroleum er en overordnet betegnelse for olje- og gassprodukter. Petroleumsbegrepet kan deles i tre hovedkategorier råolje, naturgass og kondensat. Vi vil her presentere hvordan de ulike olje- og gassproduktene skiller seg fra hverandre.



Råolje

Råolje er flytende petroleum som består av en kompleks blanding av forskjellige hydrokarboner. Begrepet benyttes om olje før den er raffinert, men etter at oppløst vann og naturgass er fjernet. Kvaliteten varierer mye i utseende, sammensetning og renhet. Måleenhet for olje er fat (barrel)¹

Gass

Forekomstene av gass finnes enten som rene gassfelter eller på felter hvor forekomstene er en kombinasjon av både olje- og gass. Gassforekomstene består hovedsakelig av etan, metan, propan og butan. Måleenheten for gass er enten standard kubikkmeter (Sm³) eller -fot (Sf³). For enklest å kunne sammenlikne reserver av olje og gass regnes volum gass ofte om til fat oljeekvivalenter² (boe).

¹ Et fat tilsvarer 159 liter.

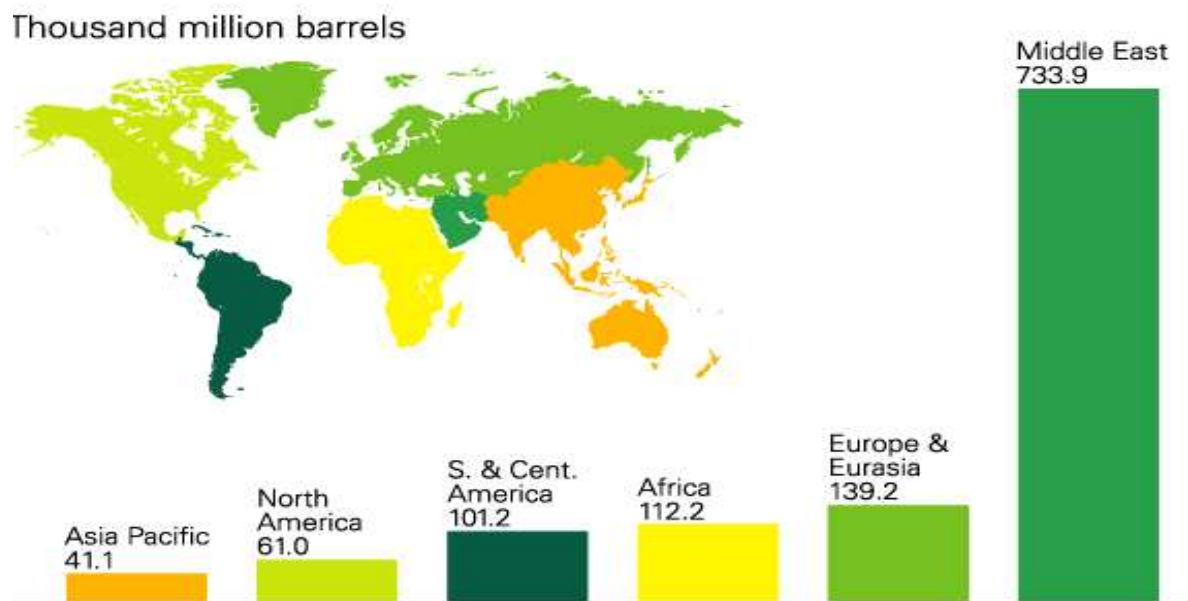
² 6000 kubikk fot tilsvarer cirka ett fat oljeekvivalent

Kondensat

Ved siden av gasstypene beskrevet over, inneholder reservoarene også tyngre gasser. Når forekomstene utvinnes vil trykket i reservoaret synke. Lavere trykk fører til at tyngre gasser går over i flytende form. Denne petroleumsformen er en meget lett form for olje og betegnes som kondensat. Også kondensat kan omregnes til fat oljeekvivalenter (boe).

3.3 Tilbudssiden

Tilgangen på petroleumsprodukter er begrenset og den er geografisk betinget. De største reservene ligger i Midt-Østen og utgjør majoriteten av verdens oljereserver. Under følger en fremstilling av hvordan verdens påviste oljereserver fordeler seg. Fordelingen indikerer at en stor del av fremtidig oljeproduksjon vil måtte komme fra Midt-Østen.



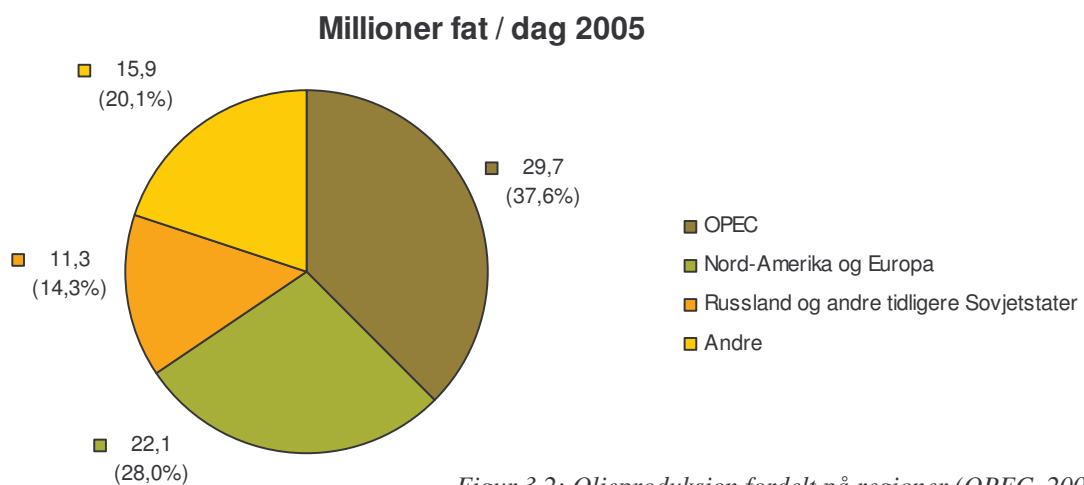
Figur 3.1: Fordeling av påviste reserver (BP, 2005)

Produksjonen fra Midt-Østen styres i stor grad av *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC). OPEC ble dannet som en reaksjon på de store oljeselskaperenes³ makt over medlemslandenes oljereserver. Dannelsen av OPEC medførte derfor i stor grad nasjonalisering av medlemslandenes oljeproduksjon. Organisert som et kartell oppnådde organisasjonen stor markedsrett, noe som på 1970- og 80-tallet utløste flere tilbudssjokk (se avsnitt: Prisutvikling). Antall medlemsland har blitt utvidet fra de opprinnelige fem til i dag å være elleve, hvorav de fleste ligger i Midtøsten. Fremtredende medlemmer er Saudi Arabia, Iran og Venezuela. Enkelte medlemsland har nå åpnet for utenlandske oljeselskaper. I 2005 stod OPEC-landene for cirka 38 % av verdens oljeproduksjon.

³ Gjelder hovedsakelig "the seven sisters". Disse er *Esso* (ExxonMobil), *Royal Dutch Shell*, *Anglo-Persian Oil Company* (BP), *Standard Oil of New York* (ExxonMobil), *Texaco* (Chevron), *Standard Oil of California* (Chevron), *Gulf Oil* (Chevron og BP)

Resten av verdens oljeproduksjon kan grovt sett deles inn i tre hovedgrupperinger basert på økonomiske, geografiske og politiske fellestrekk.

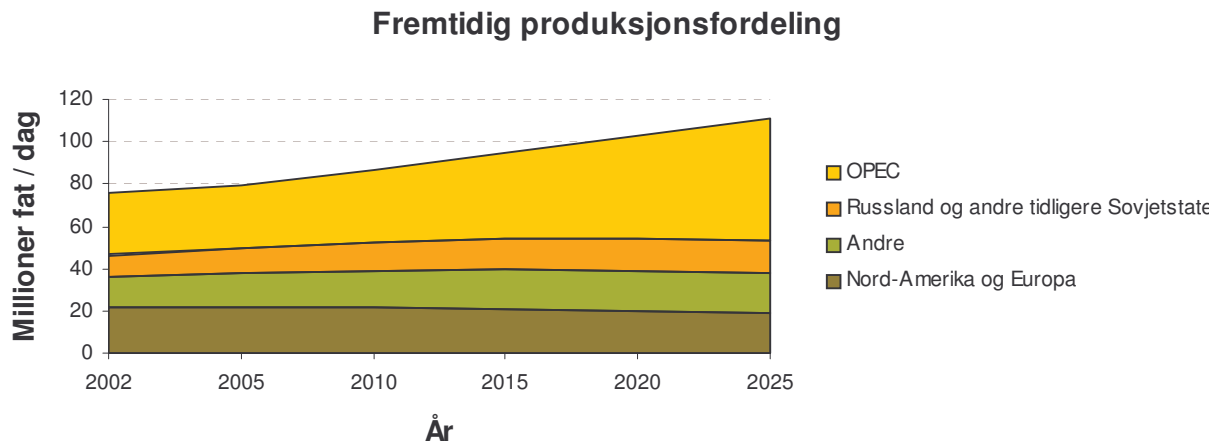
1. *Nord-Amerika og Europa*. Disse områdene produserte i 2005 gjennomsnittlig 22,1 millioner fat olje per dag, noe som tilsvarer cirka 28 % av verdens produksjon.
2. *Russland og andre tidligere Sovjetstater*. I perioden 2000 til 2003 økte Russland oljeproduksjon med over 30 %, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig vekst på 2 millioner fat per dag. Dette innebar at Russland i 2003 gikk forbi USA som verdens største oljeprodusent utenfor OPEC. Grupperingen stod i 2005 for cirka 14 % av verdens totale oljeproduksjon.
3. *Andre*. Denne grupperingen omfatter hovedsakelig utviklingsland i Afrika, Latin-Amerika og Asia. Historisk har disse områdene i stor grad vært lukket for utenlandske aktører, samt at politisk ustabilitet har gjort forretningsklimaet vanskelig. Tendensen mot mer åpenhet i enkelte land og områder har ført til økte investeringer. I 2005 stod landene i denne kategorien for cirka 20 % av verdens oljeproduksjon.



Figur 3.2: Oljeproduksjon fordelt på regioner (OPEC, 2004)

Aggregert oljekonsum er forventet å stige med cirka 40 % over de neste 20 årene (OPEC, 2004). I de fleste oljeproduserende land i *Nord-Amerika og Europa* er det forventet begrenset produksjonsvekst. *Russland*, som i dag står for en stor del av produksjonsveksten i verden, er forventet å fortsette veksten i 10 til 15 år. For grupperingen *Nord-Amerika og Europa*, men til dels også *Russland og andre Sovjetstater*, vil det være en viktig faktor å øke utvinningsgraden for påviste reserver slik produksjonen kan opprettholdes på dagens nivå. For mange land i

gruppen *Andre* er oljeproduksjonen i startfasen eller ikke startet i det hele tatt. Det anslås imidlertid at reservene i disse landene er av en sånn størrelse at de kun i liten grad kan bidra til å bære det økende konsumet på sikt.

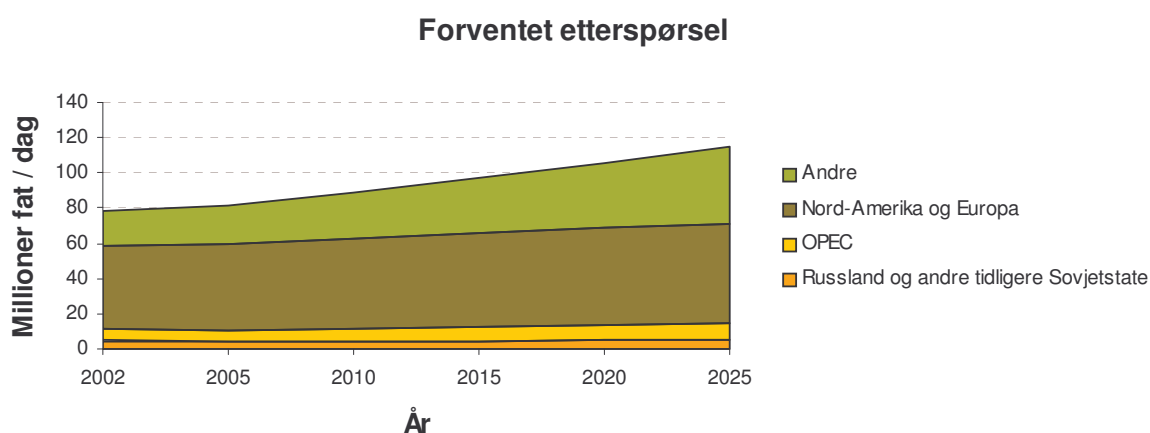


Figur 3.3: Fremtidig produksjonsfordeling (OPEC, 2004)

3.4 Etterspørselssiden

Nesten tre fjerdedeler av etterspørselsveksten over de neste 20 årene er forventet å komme fra utviklingsland⁴, hvor man regner med at etterspørselen vil mer enn dobles. Dette innebærer at i 2025 vil land som i dag betegnes som utviklingsland, stå for 46 % av verdens etterspørsel etter olje (OPEC, 2004). Landene det her snakkes om er hovedsakelig asiatiske land, nærmere bestemt India og Kina. Dette er land som opplever unormalt høy økonomisk vekst, noe som også gjenspeiles i etterspørselen etter olje. En liknende utvikling vil man sannsynligvis også kunne observere i Russland og andre land i regionen. For Nord-Amerika og Europa vil veksten være mer i tråd med generell økonomisk utvikling. Det er likevel forventet at Nord Amerika vil oppleve en noe høyere vekst enn Europa, da økonomien der er forventet å vokse relativt mer.

Primærdriveren for etterspørsel etter olje er transportsektoren. Dette gjelder spesielt for de landene over hvor det er forventet unormalt høy økonomisk vekst. Dette er land som tradisjonelt har hatt lavt oljekonsum per capita. Økt økonomisk vekst medfører økt transportbehov, som igjen øker gjennomsnittelig oljekonsum. Det knytter seg stor usikkerhet til anslag om fremtidig utvikling for dette forholdet. En faktor som kan dempe denne utviklingen er mangelen på nødvendig infrastruktur. Andre sektorer som vil drive fremtidig etterspørsel etter olje er tungindustri og petrokjemisk industri.



Figur 3.4: Forventet etterspørsel, (OPEC, 2004)

⁴ Primært land som kan karakteriseres som "transition economies"

3.5 Prisutvikling

Oljemarkedet karakteriseres av stor usikkerhet og høy volatilitet. Historisk har det vært vanskelig å forutsi prisutviklingen på råolje med særlig presisjon. Store utslag i oljeprisen kan ofte tilskrives uforutsette hendelser som det er vanskelig å anslå effekten av. Dette kan eksempelvis være politiske spenninger, naturkatastrofer, terrorisme og teknologiske gjennombrudd.

For å illustrere effekten av hvordan eksogene hendelser påvirker prisutviklingen kan vi eksempelvis se hvordan dannelsen av OPEC (1972 - 74) og revolusjonen i Iran (1979 – 80) ga til dels kraftige utslag i prisnivået. Fra en relativt stabil realpris på rundt USD 10 fra 1960 -72 ser vi at opprettelsen av kartellet ga to kraftige prissjokk. Fra 1986 til 1997 lå prisen stort sett i intervallet USD 15 – 26 per fat, med unntak av under den første Golf-krigen hvor oljeprisen for en kort periode lå over USD 35. Den senere tid har vi vært vitne til at prisen har steget kraftig.

Som vi har presentert tidligere er det en rekke variabler som er bestemmende for tilbud og etterspørsel. Den akkumulerte effekten av disse variablene er vanskelig å anslå og usikkerheten i anslagene øker med tidsperspektivet. At usikkerheten knyttet til oljeprisens utvikling er stor, vil si at det er stor sannsynlighet for å kunne observere til dels store avvik fra det som er forventet.



Figur 3.5: Realpris olje \$ 2005 (BP, 2005)

3.6 Exploration & Production

3.6.1 Innledning

I denne delen vil vi først gi en kort introduksjon til hva et E&P-selskap er og hvordan de er strukturert. Vi vil også se på faktorer som har stimulert fremveksten av denne type selskaper. Deretter følger en oversikt over verdikjeden til et typisk E&P-selskap.

3.6.2 Hva er et E&P-selskap

Verdikjeden i oljeproduksjon strekker seg fra vurderinger av produkter og lisenser via leting, produksjon og foredling, før det ferdige produktet når sluttbruker. De fleste store aktørene i oljebransjen er fullintegrerte, noe som betyr at de betjener alle ledd i verdikjeden. Til forskjell fra dette er E&P-selskapene konsentrert rundt aktivitetene tilknyttet leting og produksjon, og derav navnet Exploration & Production. (For en detaljert beskrivelse av E&P-selskapenes aktiviteter, henvises leseren til avsnitt *verdikjeden*.)

3.6.3 Fremveksten av E&P-selskaper

Store deler av 90- tallet var preget av relativt lave oljepriser målt mot dagens nivå. Lav lønnsomhet i oljebransjen medførte høyt fokus på kostnadskontroll og operasjonell effektivitet. Det ble i stor grad fokusert på å utnytte de eksisterende ressursene selskapene var i besittelse av. Grunnet for lave marginer ble enkelte av selskapene reserver ikke utvunnet. Investeringer knyttet til produksjonsvekst og leteaktivitet ble også nedprioritert. I et historisk perspektiv nådde investeringsnivået et bunnpunkt (Petter Omundsen mfl, 2005).

Oljereserver som tidligere ikke kunne utvinnes på grunn av kostnadsforhold ble med en høyere oljepris drivverdig. Dette var typisk mindre felt som er vanskelig tilgjengelig. E&P-selskapene, spesielt i Europa, er relativt unge og de har opplevd sterk vekst i takt med stigende oljepriser de siste årene. Det er derimot viktig å presisere at det ved siden av pris er flere andre årsaker som har bidratt til fremveksten av E&P-selskapene.

- *Deregulering.* Første del gjelder lisenstildeling i vestlige land, hovedsakelig i Europa. Historisk har utbyggingen av europeisk sokkel grovt sett skjedd gjennom oppbygging av store nasjonale selskap med høyt statlig eierskap supplert med nødvendig kompetanse og resurser fra større internasjonale aktører. Når de hjemlige ressursene har nådd en viss modenhet og selskapene har utviklet tilstrekkelig kompetanse og styrke, har en større del av aktivitetsporteføljen blitt rettet internasjonalt. Årsaken til internasjonaliseringen er at de hjemlige reservene ikke lenger er tilstrekkelig for å opprettholde selskapenes vekst. Dette betyr ikke at hjemlige forekomster er tømt. Poenget er at de ikke er av en slik størrelse at de fremstår som attraktive for disse selskapene sammenliknet med potensielle prosjekt ute. Resultat av dette er en interessekonflikt mellom de store oljeselskapene og de hjemlige myndighetene, som gjerne ser at forsvarlig utvinnbare reserver blir produsert. For å stimulere til fortsatt høy aktivitet har myndighetene derfor delvis justert rammevilkårene. Eksempelvis har norske myndigheter endret lisensvilkårene for aktører på norsk sokkel. Tidligere kunne man sitte 30 år på en tildelt lisens uavhengig av aktivitetsnivå. Dette er justert slik at man mister lisensen etter fem år om aktivitet uteblir (Haugane, 2004). For E&P-selskapene har denne type endringer vært en inngangsbillett til norsk sokkel.

- *Mer Åpenhet.* Som vi var inne på i markedsdelen, er det til dels store oljereserver i deler av Afrika og Asia (grupperingen *Andre*). Til dels har disse områdene ikke vært tilgjengelig. Årsaken har blant annet vært høy politisk ustabilitet kombinert med usikkerhet rundt anslagene for tilgjengelige reserver. Områdene har også vært delvis lukket for utenlandske aktører. Deregulering og vilje til å utvinne egne ressurser har derimot medført høyere aktivitet. Ved siden av de store oljeselskapene, har også E&P-selskapene vist vilje til å gå inn i disse områdene.

- *Teknologisk utvikling.* Den forventede etterspørselsveksten etter olje har ført til sterkere fokus på økt utvinningsgrad av eksisterende resurser. Som en følge av dette har det vært en fremvekst av ny teknologi som muliggjør en høyere utvinningsgrad på allerede eksisterende felter, samt muliggjort utvinningen av reserver som tidligere ikke var tilgjengelig. Viktige gjennombrudd er blant andre:
 - ⇒ Innsprøyting av vann som øker trykket i brønnene og dermed muliggjør at mer olje kan hentes ut.
 - ⇒ Muligheter for dypere offshore boring som muliggjør produksjon fra felter som tidligere var utilgjengelige.
 - ⇒ Nye teknikker som horisontal boring gir tilgangen til omkringliggende reserver
 For E&P-selskapene som har mye av sin aktivitet tilknyttet modne felt har ny teknologi hatt stor betydning for selskapenes tilgang på realiserbare ressurser.

- *Fleksibel kostnadsstruktur.* E&P-selskaper outsourcer i stor grad aktiviteter som ikke er tilknyttet kjernevirksomheten. Dette gir en mer fleksibel kostnadsstruktur som bidrar til at mindre oljefelter kan drives lønnsomt.

Oppsummert har altså økt oljepris ført til høyere marginer og investeringer i oljebransjen generelt. I tillegg har faktorer som deregulering av markeder og mer åpenhet redusert inngangsbarrierene for nye aktører. Nye teknologiske løsninger samt fleksible kostnadsstrukturer har videre påvirket inntjeningsmulighetene positivt. Samlet har disse faktorene bidratt til fremveksten av rene E&P-selskaper.

3.6.4 Verdikjeden

Lete- og produksjonsvirksomhet omfatter alle aktiviteter fra prosjektering og planlegging til avvikling av produserende felt. Under følger en presentasjon av en typisk verdikjede⁵ for et E&P-selskap. En kort presentasjon av hvert av våre analyseobjekter er vedlagt i appendikset.



Figur 3.2: Verdikjede

Prospekter og lisenser

Områder som kan inneholde petroleumsforekomster reguleres av nasjonale myndigheter. Private aktørers adgang til å starte leteaktivitet reguleres gjennom lisenstildeling. Prosessen starter ved at myndighetene deler de aktuelle områdene inn i geografiske blokker. Det legges deretter ut prospekter på avgrensede deler. Selskapene kan da søke på utlyste prospekter. Blir selskapet tildelt et areal vil det si at de har fått en lisens. Lisensen innebærer at selskapet har rett til å lete og utvinne petroleumsforekomster innenfor det avgrensede området. Ofte stilles det krav om at lisenstakeren forplikter seg til å følge en tidsplan for utvikling av feltet, men dette varierer fra land til land.

En lisens består av en eller flere rettighetshavere med forskjellig eierandel hvor et av selskapene utpekes til operatør. Med operatør menes det selskapet som står ansvarlig for å drifte feltet. Strukturen med flere lisenstakere på samme felt skyldes risikoen knyttet til utvikling av prospekter. Ved å engasjere seg i flere lisenser kan selskapene diversifisere sin porteføljesammensetning og dermed redusere den totale risikoeksponeringen.

Leteboring

Prosessen starter ved at det foretas seismikkundersøkelser for å identifisere felt som har høy sannsynlighet for å inneholde drivverdige petroleumsforekomster. Etter at disse undersøkelsene er foretatt starter leteboring. I denne fasen tester man om feltene inneholder olje og gass. I tillegg anslår man størrelsen på reservene og kvaliteten på forekomsten.

⁵ Kilde: Haugane (2004) og Pertra (2006)

Ressurser under evaluering

Resultatet fra leteboring i de ulike områdene går inn i en evalueringsfase. Faktorer som reservoarstørrelse, type og kvalitet på petroleumsforekomsten avgjør hvilke reserver som prosjekteres. Eksempelvis vil prisen som legges til grunn når man estimerer verdien av en forekomst kunne være avgjørende for om feltet besluttes utviklet på nåværende tidspunkt.

Reserver under utvikling

I denne fasen legges rammene for produksjon og aktivitet skaleres i forhold til størrelsen på funnet. Kontrahering av borerigg, produksjonsenhet og valg av reservoarteknikk foretaes. Beslutninger i forhold til transport av oljeforekomstene inngår også. Er feltet lokalisert on-shore foregår transporten av petroleumsforekomstene normalt sett via rørledninger. Ved off-shore virksomhet må det derimot sikres tilgang til marintransport, hvis infrastrukturen ikke er tilrettelagt for transport til et produksjonsmottak.

Reserver i produksjon

I denne fasen settes feltet i produksjon. I den første produksjonsfasen er trykket i reservene så høyt at oljen automatisk trykkes opp mot atmosfæren. Etter som feltet eldes vil trykket i reservene reduseres, og utvinningsgraden faller. Ulik teknologi benyttes derfor for å opprettholde utvinningsgraden. Økt ressursbruk for å opprettholde utvinningsgraden medfører stigende marginalkostnad.

Til tross for at man manipulerer reservene for å maksimere uttaket, avtar utvinningsgraden. Uavhengig av størrelsen på feltet følger produksjonsprofilen ofte en lik bane. I løpet av de første årene når man maksimal produksjon, som opprettholdes et par år. Deretter avtar produksjonen gradvis. Utviklingsbanen omtales ofte som feltes produksjonsprofil. Produksjonen foregår til det ikke er økonomiskdrivverdig å fortsette utvinningen, altså til marginalkostnad er lik pris.

Avvikling

Hvilke aktiviteter som inngår i denne fasen avhenger av lisensavtalen. Normalt sett innebærer en avvikling fjerning av eksisterende produksjonsutstyr samt sementering av produksjons- og letebrønner. Sementering foretaes for å hindre forurensende utslipp fra brønnene.

3.7 Reserver og realisert oljepris

Før vi går over i den kvantitative delen av oppgaven ønsker vi å trekke frem to elementer som er sentrale for verdsettelse av oljeselskaper. Dette er forutsetninger om klassifisering av selskapenes reservetilgang og realisert pris per enhet.

3.7.1 Reserver

Med reserver menes den andel petroleumsforekomster som selskapet kan utvinne. Størrelsen på reservene avhenger av STOOIP (Stock Tank Oil Original In Place). STOOIP er et samlebegrep for en petroleumsforekomst i et reservoar. Det er imidlertid ikke lønnsomt å utvinne hele reservoaret da marginalkostanden ved produksjon er stigende. For å identifisere andelen av reservoaret som kan utvinnes korrigeres de totale forekomsten STOOIP med en utnyttelses faktor (UF). Faktoren reflekterer andelen av reservoaret som er økonomisk drivverdig.

$$\text{Reserver} = \text{STOOIP} * \text{UF}$$

Det knytter seg imidlertid usikkerhet til reservene. Usikkerheten påvirker sannsynligheten for at en reserve kan utvinnes. Den relative usikkerheten kan fanges opp ved å kategorisere reservene. Society of Petroleum Engineers (SPE) og World Petroleum Congresses (WPC) har utviklet et klassifiseringssystem for dette formål. Inndelingen, som ble lansert i 1987, har utviklet seg til å bli en standard i olje og gass industrien. SPE og WPC deler reservene i tre kategorier; P1, P2 og P3 (McMichael m. fl., 2001).

Klassifiseringssystemet baserer seg på hvor stor sannsynlighet det er for at de ulike reservene kan utvinnes. Sannsynlighetene tilhørende de ulike kategoriene representerer en nedre grense for hvilken kategori en reserve skal tilskrives.

Videre vil det gies en kort presentasjon av de ulike kategoriene.

- *P1 – Påviste reserver.* Påviste reserver vil si de petroleumsforekomster det er knyttet minst usikkerhet til. Reserver som faller inn i denne kategorien er felt som er i produksjon, under utvikling eller besluttet utviklet. Faktorer som oljepris, utvinningskostnader og politisk usikkerhet påvirker sannsynligheten for at reservene blir utvunnet. Under rådende økonomiske forhold skal det være minst 90 %

sannsynlighet eller mer for at reservene kan utvinnes for at forekomsten grupperes som P1.

- *P2 – Sannsynlige reserver.* Sannsynlige reserver vil si de petroleumsforekomster som geologiske data anslår det mer sannsynlig enn ikke at selskapet kan utvinne. Kategorien inkluderer reserver som er identifisert ved seismologiske undersøkelser. P2 inkluderer også reserveoppskrivning som kan tilskrives høyere utnyttelsesfaktor av et reservoar. For å klassifiseres som P2 må det være minst 50 % sannsynlighet for at reserven kan utvinnes.
- *P3 – Mulige reserver.* Reserver som faller innunder P3- kategorien hefter det størst usikkerhet ved. Mulige reserver er primært funn knyttet til leteaktivitet. Kvaliteten og størrelsen på feltet er ofte svært vanskelig å anslå og det hefter altså stor usikkerhet ved drivverdigheten i funnet. For at en reserve skal grupperes som P3 skal det være minst 10 % sannsynlighet for at den er økonomisk drivverdig.

3.7.2 Prising av petroleumsprodukter

Realisert oljepris er prisen et selskap faktisk oppnår for et fat oljeekvivalent. I fortsettelsen ønsker vi å belyse ulike faktorer som gjør at realisert pris avviker fra spotpris. Vi vil også belyse prising av gass i forhold til olje.

Råolje

Kvaliteten på råoljen måles hovedsakelig gjennom to faktorer, relativ lyshet (lightness) og sulfatgrad. Produktene med høy relativ lyshet og lav sulfatgrad har høyest kvalitet. Referanseindeks for disse målingene er API-skalaen (API, 2006). Lette oljeprodukter videreforedles til høyverdige produkter som drivstoff. Disse produktene har høyest gjensalgsværdi etter videreføring og derfor er også råvareprisen, alt annet likt, høyere for lett råolje enn for tyngre produkter. Sulfatnivået måler surhetsgraden i oljen. På samme måte som ved lette- og tunge råoljeprodukter, fører høy sulfatgrad til høyere videreføringkostnader. For råolje med lav sulfatgrad oppnåes derfor en høyere pris enn ved høy, alt annet likt. Oljeprodukter med høy sulfatgrad er sure (sour) mens produkter med lav sulfatgrad er søte (sweet).

Et annet element som kan fremtvinge en rabatt på oljeprodukter er for høy andel giftstoffer per oljeenhet. At oljeproduktene inneholder en andel giftstoffer trenger ikke være kostnadsdrivende i videreforedlingsprosessen, men når den totale giftandelen når et visst nivå har den en priskorrigerende effekt på råoljeprisen. Kvaliteten på de ulike oljeproduktene er i stor grad bestemt fra hvor de geografisk utvinnes. For å kunne oppnå et effektivt spotmarked er det derfor referanseprodukter av en gitt kvalitet som styrer prising av andre kvaliteter. Viktige referanseindekser er WTI⁶, Brent Crude⁷ og OPEC-basket⁸.

Lavere kvalitet enn for referanseprodukter medfører en man oppnår en relativt lavere realisert pris på produktet.

Gass

Prisen man oppnår for gass omregnet til oljeekvivalenter ligger lavere enn for olje. Historisk har gass blitt handlet til en rabatt på 20 til 30 % av referansepris. Gass er også dyrere å transportere enn olje, da den ofte må konverteres til flytende form (eksempelvis ved LNG⁹-metoden) for å kunne transporteres. Kostnadene knyttet til foredling av gass medfører ofte at den blir solgt til lokale markeder, noe som kan medføre relativt lav realisert pris.

⁶ West Texas Intermediate: Referanseindeks for olje produsert i Nord-Amerika

⁷ Brent Crude: Vektet gjennomsnitt av 15 oljeprodukter fra området East Shetland Basin i Nordsjøen.

⁸ OPEC-basket: Vektet gjennomsnitt av følgende produkter: Arab Light – Saudi Arabia, Bonny Light – Nigeria, Fateh – Dubai, Isthmus - Mexico (non-OPEC), Minas – Indonesia, Saharan Blend – Algeria og Tia Juana Light – Venezuela.

⁹ LNG: Liquefied Natural Gas

4 Teoretisk rammeverk

4.1 Innledning

Verdsettelsesteori kan deles inn i relativ analyse og fundamental analyse. Ved relativ analyse måles et selskap i forhold til andre sammenlignbare selskaper (peer group). Metoden bygger primært på nøkkeltall som beregnes med utgangspunkt i regnskapsdata. Fundamental analyse benytter derimot reelle data for å beregne selskapets underliggende verdi.

Vår oppgave skrives i samarbeid med Pareto, så valg av analyseverktøy og presentasjonsform vil bære preg av Paretos verdsettelsesmetodikk. Metodene vi presenterer i teoridelen vil danne grunnlaget for den påfølgende analysedelen.

Fokus i våre analyser vil være en fundamental tilnærming, nærmere bestemt kontantstrømanalyser. I henhold til hvordan anvendelsesdelen bygges opp, starter vi dette kapitlet med teori for identifisering av avkastningskrav.

4.2 Avkastningskrav til egenkapital

Aksjonærer og kreditorer krever kompensasjon for risiko når de investerer i et selskap. Kapitalkostnaden kan derfor defineres som den forventede avkastning kapitalmarkedet tilbyr på plasseringer med samme risiko som selskapet (Johnsen m. fl., 1999).

Aksjonærer har krav på kontantstrømmen til egenkapitalen. Avkastningen på egenkapitalen er en usikker størrelse og investorene krever derfor kompensasjon for risikoen de bærer. Risikoen til egenkapitalen hensyntas ved å diskontere fremtidig kontantstrøm med et avkastningskrav som reflekterer denne risikoen. Kapitalverdimodellen er en av de mest utbredte metodene for å beregne avkastningskravet til egenkapitalen.

Risiko kan deles i usystematisk og systematisk risiko. Med usystematisk risiko menes bedriftsspesifikk risiko som kan diversifiseres bort ved å investere i markedsporteføljen. Ved å investere i markedsporteføljen er man da kun eksponert for systematisk risiko. For en investor som er veldiversifisert vil kun den delen av aksjens kursvariasjon som er avhengig av variasjonen i de andre aksjene i markedsporteføljen være relevant risiko.

Kapitalverdimodellen forutsetter at investorene er veldiversifisert når avkastningskravet beregnes. Kapitalverdimodellen er gitt ved:

$$K_e = R_f + \beta_e [E(R_m) - R_f]$$

K_e = Avkastningskravet til egenkapitalen

R_f = Risikofri rente

β_e = Egenkapitalens systematiske risiko

$E(R_m) - R_f$ = Markedets risikopremie

Fra kapitalverdimodellen ser vi at avkastning utover risikofri rente er gitt ved beta multiplisert med markedets risikopremie. Vi ser at avkastningskravet øker lineært med andel av systematisk risiko (β_e).

4.2.1 Risikofri rente

Gitt at en investering skal kunne klassifiseres som risikofri må mulighet for insolvens være utelukket. Det må heller ikke herske tvil i forhold til reinvesteringsandelen, noe som betyr at det ikke kan forekomme kontantutbetaling før enden av den fastsatte tidshorizonten. Kunne man reinvestert ville det implisere at man kunne foreta investeringer til det som i dag er ukjente renter. Et fornuftig valg vil være å bruke renten på en nullkupong statsobligasjon med løpetid lik tidshorizonten på investeringen.

Thore Johnsen anbefaler å bruke treårs statsrente notert på OSE som basis for risikofri rente. Denne renten berignes løpende som en veid effektiv rente på statsobligasjoner med gjennomsnittlig durasjon¹⁰ lik tre år (Johnsen, 1997)

4.2.2 Beta

Egenkapitalens relative markedsrisiko β_e er gitt ved:

$$\beta_e = \frac{\text{Korr}(r, r_m) \cdot \text{Std}(r)}{\text{Std}(r_m)}$$

hvor

β_e = Egenkapitalens systematiske risiko

$\text{Korr}(r, r_m)$ = Korrelasjonen (samvariasjon) mellom avkastningen til investeringen og markedsporteføljen

$\text{Std}(r)$ = Standardavvik til investeringen

$\text{Std}(r_m)$ = Standardavvik til markedsporteføljen

Investeringens risiko målt ved standardavvik justeres med korrelasjonen til markedsporteføljen. Justeringen fjerner bedriftsspesifikk risiko, og man står igjen med systematisk risiko eller markedsrisiko. Markedet har en beta lik 1 og selskaper med høyere systematisk risiko enn markedet vil ha en beta større enn 1, mens selskaper med lavere systematisk risiko vil ha en beta lavere enn 1.

¹⁰ Durasjon vil si effektiv kapitalbindingstid (Bodie, Kane & Marcus, 2002)

4.2.3 Markedets risikopremie

Differansen mellom forventet avkastning på markedsporteføljen og risikofritt aktivum kalles markedets risikopremie. Denne meravkastningen er den kompensasjonen en investor krever for å investere i markedsporteføljen i forhold til å plassere risikofritt. For å beregne markedets risikopremie benyttes normalt sett to metoder:

Historisk risikopremie

Markedets risikopremie kan beregnes ved å definere en tidsperiode hvor man finner differansen mellom markedsporteføljens gjennomsnittlige avkastning og sammenlikner med gjennomsnittlig avkastning på å investere risikofritt. Historisk premie benyttes deretter til å anslå en fremtidig premie. Fremgangsmåten forutsetter uendrete risikopreferanser hos investorene og uendret risiko på markedsporteføljen. Faktorer som valg av tidsperiode, risikofritt aktivum og hvorvidt man bruker geometrisk eller aritmetisk gjennomsnitt påvirker risikopremien. Normalt sett bør man bruke lange tidsperioder, statsobligasjoner som mål for risikofritt aktivum og aritmetisk gjennomsnitt.

Implisitt risikopremie

Metoden forutsetter at markedet priser verdipapirer korrekt. Videre legges dividendemodellen til grunn for å beregne markedets risikopremie.

$$P_0 = \frac{DIV_1}{k - g}$$

hvor

P_0 = Aksjekurs

DIV_1 = Forventet dividende (utbytte) neste periode

$k-g$ = Avkastningskravet til egenkapitalen minus forventet vekst

Når man kun mangler avkastningskravet til egenkapitalen, kan man identifisere dette ved å løse likningen med hensyn på k . Metoden er markedsdrevet og bygger ikke på historisk data. Videre antar metoden at markedsprisen og modellen er korrekt. Risikopremie beregnet med utgangspunkt i denne modellen har empirisk ligget noe lavere enn ved bruk av historisk data.

4.3 Avkastningskrav til total kapital

De fleste selskaper er finansiert med en kombinasjon av gjeld og egenkapital, noe som ofte omtales som et selskaps kapitalstruktur. Kontantstrømmen til total kapitalen skal derfor dekke krav til både kreditorer og eiere. For å finne dagens verdi av denne kontantstrømmen må den diskonteres med et avkastningskrav som reflekterer krav fra både kreditorer og eiere. En utbredt metode for å estimere avkastningskravet til total kapitalen er WACC (Weighted Average Cost of Capital). I en nåverdianalyse korrigeres normalt alle kontantstrømeffekter i kontantstrømbudsjetteringen. WACC bryter derimot med dette prinsippet da metoden tar hensyn til skattefradraget av gjeldsrenter (skatteskjold) direkte i avkastningskravet.

WACC er gitt ved (Copeland, 1994)

$$WACC = k_e \frac{E}{E+G} + k_d(1-t) \frac{G}{E+G}$$

Hvor

k_e = Avkastningskrav til egenkapitalen

k_d = Avkastningskrav til gjelden

G = Markedsverdien av gjelden

E = Markedsverdien av egenkapitalen

t = Selskapets skattesats

WACC kan også utledes direkte fra CAPM

$$WACC = [R_f + \beta_e \cdot (E(R_m) - R_f)] \frac{E}{E+G} + k_d(1-t) \frac{G}{E+G}$$

Benytter vi CAPM og følgende relasjonen mellom betaverdiene

$$\beta_a = \beta_e \frac{E}{E+G} + \beta_d \frac{G}{E+G}$$

kan man identifisere WACC fra risikoen tilknyttet selskapenes operasjoner. Implisitt vil dette innebære en forutsetning om full egenkapitalfinansiering. Til forskjell fra β_e , som representerer den finansielle risikoen egenkapitalinvestorene står ovenfor, reflekterer

β_a risikoen som skapes fra selskapenes aktiva. For selskaper som er 100 % egenkapitalfinansiert er gjeldsgraden null. β_e og β_a vil da være identisk.

$$WACC = R_f + \beta_a (E(R_M) - R_f)$$

Utleddningen bygger på Miller & Modigliani's første teorem, som sier at verdien av selskapet skapes på aktivasisden i balansen. En implikasjon av dette teoremet er at β_a vil være konstant. Endrer vi kapitalstrukturen i selskapet, eksempelvis ved å øke gjeldsgraden, vil risikoen til egenkapitalen øke ($\Delta \beta_e > 0$), men selskapsrisikoen (β_a) vil holde seg konstant. Dette forutsetter at usikkerheten til gjelden ikke øker ($\Delta \beta_d \approx 0$).

I utgangspunktet estimeres det en betaverdi for hvert enkelt selskap. Problemet med å estimere selskapsspesifikke betaverdier er imidlertid at det hefter stor usikkerhet ved estimatet. I statistisk øyemed sier vi at "støy" i tallmateriellet påvirker treffsikkerheten i negativ retning. Med andre ord er standardfeilen høy. For å redusere usikkerheten kan man derimot benytte en industribeta. Industribetaen finnes ved å justere (unlever) hvert selskaps β_e for gjeldsgrad (leverage). Gjennomsnittet av de justerte verdiene vil da være et mål på forretningsrisikoen i bransjen. Hvis observasjonene man benytter er uavhengige vil standardfeilen til estimatet synke proporsjonalt til roten av antall selskaper i porteføljen (Brealey & Myers, 2005). Treffsikkerheten til estimatet vil altså øke som følge av redusert standardfeil og estimatet vil ligge nærmere den virkelige verdien.

4.4 Kontantstrømmodellen

4.4.1 Generelt

Kontantstrømmodellen bygger på nåverdireglen, hvor verdien av selskapet tilsvarer den neddiskonterte verdien av fremtidige kontantstrømmer. Metoden forutsetter verdiadditivitet. Selskapsverdien vil følgelig fremkomme ved å summere verdien av de neddiskonterte kontantstrømmene. Selskaper har ofte lang levetid, og det vil hefte stor usikkerhet ved kontantstrømestimer som ligger langt frem i tid. Praksis er derfor å budsjettere kontantstrøm for 8 – 14 år, kalt budsjettperioden. Ved periodens slutt anslår man en sluttverdi for alle kontantstrømmer etter den eksplisitte budsjettperioden, og neddiskonterer denne. Under følger en formell presentasjon av hvordan man identifiserer nåverdien av et selskaps kontantstrøm.

$$\text{Verdi av aktiva} = \sum_{t=1}^T \frac{\text{Kontantstrøm}_t}{(1+k)^t} + \frac{\text{Sluttverdi}_T}{(1+k)^T}$$

hvor

T = Budsjettperiodens lengde

Kontantstrøm_t = Kontantstrøm i periode t

k = Avkastningskrav til investert kapital

Sluttverdi_T = Sluttverdi ved tidspunkt T

Sluttverdien kan anslåes ved hjelp av ulike metoder. Tre av de mest brukte er: (Copeland, 1994)

I. Konstant vekst modell

$$\text{Sluttverdi}_T = \frac{\text{Kontantstrøm}_{T+1}}{(k-g)}$$

Metoden antar at kontantstrømmen etter budsjettperioden vil nå et normalnivå, som vil være likt for selskapets resterende levetid. Avkastningskravet er gitt ved k mens g representerer forventet vekst.

- II. Ved likvidasjonsmetoden settes sluttverdien lik et estimat på salgsverdien av eiendeler ved slutten av budsjettperioden
- III. Sluttverdien kan også estimeres ved bruk av forholdstall. Verdien anslåes da ved å multiplisere siste resultat med en multipl.

4.4.2 Valg av kontantstrøm

Benyttes egenkapitalmetoden verdsettes egenkapitalen til selskapet direkte. Kontantstrømmen til egenkapitalen neddiskonteres da med avkastningskravet til egenkapitalen. Ved bruk av total kapitalmetoden verdsettes verdien av egenkapitalen indirekte. Først beregner man verdien av hele selskapet. Videre finner man verdien av egenkapitalen ved å trekke markedsverdien av gjelden fra selskapsverdien. Ved bruk av total kapitalmetoden benytter man avkastningskravet til total kapitalen.

For våre analyser vil total kapitalmetoden benyttes. Dette samsvarer med Paretos valg av metode for verdsettelse av olje og gasselskaper. Den teoretiske begrunnelsen for metodevalget ligger i selskapenes finansielle struktur. Bransjen er forbundet med høy risiko og selskapene er i stor grad egenkapitalfinansiert. Gjeldskapital er ofte relativt kortsiktig noe som medfører uregelmessig nedbetalingsstruktur. Dette gjør det vanskelig å lage et godt anslag på fremtidig gjeldskostnad. Ved beregning av terminalverdi vil, i tråd med valgt metodikk, forholdstall benyttes (Metode III).

4.4.3 Total kapitalmetoden

Ved bruk av total kapitalmetoden verdsetter man selskapenes aktiva. Dette kan også uttrykkes som sysselsatt kapital (Knivsflå, 2005). Med sysselsatt kapital menes innskutt kapital fra eiere og kreditorer. Sysselsatt kapital kan både være driftseiendeler og finansielle aktiva.

I oppgaven vil vi ved hjelp av kontantstrømmodellen finne verdien av selskapenes aktiva. Utgangspunktet vil være selskapenes netto driftsresultat etter skatt $[EBIT \times (1 - T_C)]$. Posten korrigeres så ved å legge til avskrivninger (Depreciation). Korreksjonen foretaes da avskrivninger er en regnskapsmessig størrelse og følgelig ikke påvirker kontantstrømmen. Videre trekkes netto kapitalkostnader (CapEx) fra. Dette innebærer investeringer i nye

anleggsmidler og eventuelle salg av eksisterende anleggsmidler. Endringer i arbeidskapital (NWC) må også korrigeres for før man kan få selskapets frie kontantstrøm. Arbeidskapital er differansen mellom omløpsmidler og kortsiktige gjeldsforpliktelser. En økning i arbeidskapital vil altså tilsvare en kapitalutbetaling mens redusert behov vil føre til en kapitalinnbetaling. Vi får følgende oppsett:

$$\begin{array}{r} \text{EBIT (1-T}_C\text{)} \\ + \text{ Avskrivninger} \\ - \text{ CapEx} \\ - \text{ NWC} \\ \hline = \text{ FCFF} \end{array}$$

Fri kontantstrøm fra selskapet skal dekke krav fra kreditorer og eiere. Avkastningskravet må følgelig være et vektet gjennomsnitt av disse kravene. For å finne avkastningskravet til totalkapitalen benytter man markedsverdien av gjeld og egenkapital som vekter for avkastningskrav for nettopp egenkapitalen og gjelden, derav navnet vektet avkastningskrav (se avsnitt: Avkastningskrav til totalkapitalen).

Ved å neddiskontere fri kontantstrøm fra selskapet med tilhørende avkastningskrav finner man estimert verdi av selskapenes aktiva. Neste steg vil være å korrigere for nettogjelden (Nettogjeld = finansiell gjeld – finansielle eiendeler) og minoritetsinteresser. Vi får følgende formel for estimert verdi av egenkapitalen:

$$\text{Verdi av egenkapital} = \text{Verdi av aktiva} - \text{Nettogjeld} - \text{Minoritetsinteresser}$$

Verdi av finansiell gjeld har vi satt lik bokført verdi. I de fleste tilfeller er dette et godt anslag på markedsverdien til gjelden (Copeland, 1994). Samme metode er brukt for å verdsette verdien av finansielle eiendeler. Dette begrunnes med at finansielle eiendeler ofte er sett på som investeringer med netto nåverdi lik null. Resultat vil være at bokført verdi av disse eiendelene er tilnærmet lik dagens markedsverdi.

4.5 Nåverdi av oljeselskaper

Over så vi at nåverdien av et selskap er bygd opp av to ledd. Det første leddet representerer nåverdien av selskapets aktiviteter i budsjettperioden, mens det andre leddet er anslag på nåverdien av selskapets aktiviteter utover budsjettperioden. Vi ønsker her å presentere spesielle tilnærminger som gjelder for den spesifikke metodikken som vil ligge til grunn for våre analyser.

4.5.1 Budsjettperioden

Vanlig praksis ved analyse av oljeselskaper (Pareto, 2006) er at man som første steg i en nåverdiberegning bygger opp en produksjonsprofil for påviste reserver over de ulike feltenes levetid. Budsjettperioden for et selskap gies derfor av forventet levetid til det feltet eller området som er forventet å holdes lengst i produksjon.

I innledningskapitlene presenterte vi følgende inndeling av oljereserver med tilhørende nedre grense for sannsynlig utvinningspotensial:

- P1: Påviste reserver (90 %)
- P2: Sannsynlige reserver (50 %)
- P3: Mulige reserver (10 %)

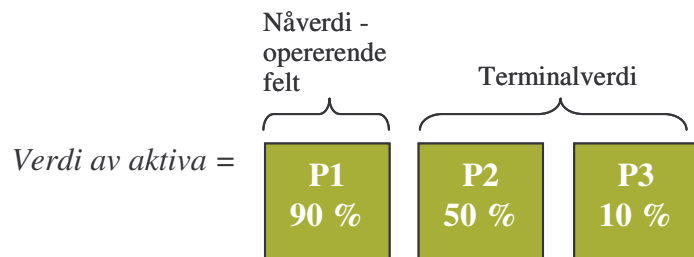
Nåverdien av påviste reserver fanger derfor kun opp verdiene tilknyttet P1-kategorien. I henhold til nåverditeori kan derfor *nåverdien av påviste reserver* sammenstilles med *nåverdien av et selskaps aktiviteter i budsjettperioden*. Vi forutsatte at reserver det er mer enn 90 % sannsynlighet for at lar seg realisere tilhører kategori P1. Nåverdien for budsjettperioden vil derfor korrigeres med inntil 10 %.

4.5.2 Terminalverdien

Terminalverdien til et oljeselskap er knyttet til det selskapet antas å ha av reserver i kategori P2 og P3. Utgangspunktet for beregningene vil være nåverdi per fat oljeekvivalent (gitt fra nåverdien per fat til P1 reservene). P2 reservene er sannsynlige funn eller allerede påviste reserver som det tidligere ikke har vært mulig å utvinne. Reservene i kategorien P3 er potensielle reserver som følge av selskapets leteaktiviteter. For P2 reservene vil nåverdien per fat oljeekvivalent justeres for utviklingskostnader. Nåverdien for P3 reservene vil i tillegg til

utviklingskostnader også korrigeres for letekostnader. Mens det for P2 reservene er 50 % sannsynlighet eller mer for at de vil la seg kunne utvinne, er det tilsvarende tallet for P3 reservene 10 %. Verdianslagene for P2 og P3 vil derfor justeres for de respektive sannsynlighetene.

Hvordan man identifiserer verdien av oljeselskapenes aktiva kan derfor illustreres på følgende måte:



Verdi av aktiva korrigeres på vanlig måte for nettogjeld og minoritetsinteresser.

En mer detaljert beskrivelse av hvordan de ulike verdiene fremkommer vil bli presentert i anvendelsesdelen.

5 Anvendelse

5.1 Innledning

I dette kapitlet vil vi verdsette våre analyseobjekter ved hjelp av de ulike tilnærmingene vi presenterte under teoridelen. Sammenlikning med norske E&P-selskaper vil basere seg på resultatene vi kommer frem til her og vil bli presentert i eget kapittel etter verdsettelsesdelen. Innholdet i dette kapitlet vil være deskriptivt. Med dette mener vi at det hele veien vil bli beskrevet hvordan utregninger er foretatt, forklare hvilke forutsetninger og andre spesielle hensyn som ligger til grunn. Oppbygningen av dette kapitlet vil være lik strukturen i teoridelen. Bare de mest sentrale utregningene vil bli presentert, mens de fullstendige utregningene er vedlagt i sin helhet i appendikset.

Selskapene vi analyserer er:

- Lundin Petroleum AB (Stockholm Børsen)
- Dana Petroleum Plc (London Stock Exchange)
- Burren Energy Plc (London Stock Exchange)
- Cairn Energy Plc(London Stock Exchange)

For en mer spesifikk introduksjon til de ulike selskapene henvises leseren til appendikset.

Sammenlikningsgrunnlaget for våre analyser er:

- Revus Energy ASA (Oslo Børs)
- DNO ASA (Oslo Børs)
- PA Resources AB (Oslo Børs)
- Norse Energy Corp. ASA (Oslo Børs)
- InterOil Exploration and Production ASA (Oslo Børs)

Analysene på de sistnevnte selskapene er foretatt av Pareto Securities og det er ikke foretatt noen form for endring av disse.

5.2 Bakgrunn

Valg av verdivurderingsmetodikk avhenger av selskapet som analyseres og hvilken bransje det opererer innenfor. Før vi går videre ønsker vi presentere noe forskning som er gjort på anvendelsen av ulike verdsettelsesteknikker på oljeselskaper.

Flere studier argumenterer for at verdsettelse som tar utgangspunkt i nøkkeltall basert på regnskapsinformasjon er begrenset for å anslå verdien av et selskap i olje og gass bransjen. US Financial Accounting Standards Board belyser dette poenget:

“Historical cost based financial statements for oil and gas producing enterprises have limited predictive value. Their usefulness is further reduced because a uniform accounting method is not required to be used for cost incurred in oil and gas producing activities” (FSAB, 1982)

Et studie av McCormack and Vytheeswaran (1998) viser at det er store utfordringer knyttet til måling og rapportering av petroleumsreserver i oljeselskap. Reaksjonene på ny informasjon om bokførte reserver kan i mange tilfeller være asymmetrisk. Dårlige nyheter reflekteres raskt i reservetallene mens det tar lengre tid før man ser effekten av gode nyheter. Studiet viser også at det er signifikante forskjeller i forhold til hvordan selskapene rapporterer reserver.

”De fleste større oljeselskaper har klar tendens til å være mer konservative i anslagene enn mindre selskaper”

Chua and Woodward (1994) har gjennomført økonometriske verdsettelsestester for den amerikanske oljeindustrien i perioden 1980 – 1990. I studiet ble P/E – tall for utvalgte selskaper testet mot lånerente, betaverdier, driftsmargin og utbytte. Resultatene avdekket ikke signifikante sammenhenger mellom parametrene. Estimatenes var svake og fortegnene var i flere tilfeller feil. Chua and Woodward fant ikke støtte for bruk av P/E modellen. I et senere studie testet de aksjekursen mot kontantstrømmen (historiske og estimert), driftmargin, utbytte, betaverdier og påviste reserver. I resultatet var det kun to variabler som var statistisk signifikante og hadde korrekt fortegn.

Forklaringsvariablene som hadde predikativ verdi var estimert kontantstrøm og påviste reserver.

En økning av reservene på 10 % ga i gjennomsnitt en økning i aksjekursen på 3,7 %. Viktigheten av reserver og klassifiseringen av disse underbygges også av markedsobservasjoner. I 2002 reklassifiserte Shell 20 % av sine påviste reserver. Omgrupperingen ga umiddelbart en kraftig negativ korreksjon i markedsverdien av selskapet. Eksempelet illustrerer viktigheten av et selskaps reservetilgang og klassifisering av disse. I sum tyder ovennevnte observasjoner og funn i retning av en fundamental tilnærming for verdsettelse av selskaper i olje og gass bransjen.

5.3 Selskapenes avkastningskrav

Som vist i teoripresentasjonen inngår det flere faktorer i kapitalverdimodellen. Ved beregning av avkastningskravet må disse faktorene estimeres. Vi vil benytte USD-baserte avkastningskrav for alle selskapene, da selskapenes kontantstrøm i USD ikke er justert for termintillegg/ -fradrag ved konvertering til selskapets hjemlige valuta. Under følger en kronologisk fremstilling av videre forutsetninger som er gjort og hvilke antakelser som ligger til grunn for estimatene.

5.3.1 Risikofri rente

For fastsettelsen av risikofri rente har vi tatt utgangspunkt i en amerikansk statsobligasjon. Med utgangspunkt i gjeldens løpetid for selskapene vi analyserer samt hvilke produkter som tilbys gjennom Federal Reserve, har vi valgt en obligasjon med ti års løpetid. Risikofri rente settes derfor lik effektiv rente (yield) for en tiårig, nominell nullkupongobligasjon¹¹. Per i dag ligger rentesatsen for denne typen obligasjoner på cirka 5 % (Federal Reserve, 2006), så dette vil være vårt anslag for risikofri rente.

5.3.2 Markedets risikopremie

For fastsettelse av markedets risikopremie har vi tatt utgangspunkt i teorien om den historiske risikopremien som et anslag for en fremtidig premie. Vi har videre forutsatt at den relevante investor er veldiversifiserte og holder en andel av verdensporteføljen. London Business School utgir i samarbeid med ABN Amro en studie¹² som analyserer avkastningen på ulike internasjonale investeringer. For verdensporteføljen anslåes den aritmetiske risikopremien å være 5 prosent relativt til risikofri plassering (Dimson m. fl., 2005). Vi har derfor valgt å bruke dette som estimat for markedets risikopremie.

5.3.3 Markedsverdi av gjeld og egenkapital

Markedsverdien av selskapenes egenkapital er beregnet med utgangspunkt i selskapenes aksjekurs per 31.12.2005 multiplisert med antall utestående aksjer. Som anslag for markedsverdien av selskapenes gjeld har vi benyttet bokførte verdier ved utgangen av 2005.

¹¹ "US Treasury securities at 10-year constant maturity" (Federal Reserve, 2006)

¹² Global Investment Returns Yearbook

5.3.4 Avkastingskrav til egenkapital og gjeld

Avkastningskrav til egenkapitalen beregnes ved bruk av kapitalverdimodellen. Betaverdi til egenkapitalen er hentet fra Bloomberg (2006). Anslag for selskapenes gjeldskostnad er basert på risikofri rente med tillegg av en risikopremie. Kredittrating for våre analyseobjekter er ikke tilgjengelig og vi har derfor anslått en risikopremie på 1,5 prosent.

Avkastningskrav til totalkapitalen er beregnet ved bruk av WACC.

E&P (Exploration and production)	Currency	Equity	Debt	Beta E	Ke	Kd	Kwacc
Lundin Petroleum	SEK	21793	4080	0,74	8,70 %	6,50 %	8,05 %
Dana Petroleum	GBP	671	99	0,78	8,90 %	6,50 %	8,34 %
Burren Energy	USD	2384	114	1,13	10,65 %	6,50 %	10,37 %
Cairn Energy	USD	5408	312	1,21	11,05 %	6,50 %	10,70 %

Figur 5.1: Selskapenes vektete avkastningskrav

5.4 Avkastningskrav fra forretningsrisiko

I dette avsnittet ønsker vi å identifisere et felles avkastningskrav basert på forretningsrisikoen våre analyseobjekter står ovenfor. Som vi så i teoridelen, vil en gjennomsnittelig asset beta (industribeta) være det beste grunnlaget til å beregne forretningsrisikoen det enkelte selskap står ovenfor. Grunnen til dette er at flere observasjoner gir lavere standardfeil. Bruk av industribeta forutsetter at forretningsrisikoen det enkelte selskap står ovenfor, er relativt lik forretningsrisikoen i bransjen generelt. Slik vi anser våre analyseobjekter og sammenlikningsobjekter, mener vi denne forutsetningen er oppfylt.

Industribetaen har vi identifisert med utgangspunkt i selskapenes egenkapitalbeta. I henhold til teoridelen, fant vi de enkelte selskapenes β_a ved å justere β_e for gjeldsgrad. På grunnlag av de enkelte selskapenes asset beta beregnes så et gjennomsnitt for utvalget, altså et anslag for industribetaen.

Under følger en tabell som viser betaverdier på selskaps- og gjennomsnittsnivå. Våre beregninger forutsetter at gjeldsbetaen er null, noe som er en vanlig antakelse i henhold til teorien vi presenterte¹³.

Betas	β_e	D/E	β_a (unlevered)	w/DTS 30 %
Lundin Petroleum	0,74	0,19	0,62	0,65
Dana Petroleum	0,78	0,15	0,68	0,71
Burren Energy	1,13	0,05	1,08	1,09
Cairn Energy	1,21	0,06	1,14	1,16
Average	0,97	0,11	0,88	0,90

Figur 5.2: Betaverdier

Gjennomsnittelig asset beta for våre selskaper er 0,88. Justert for nåverdien av skatteskjoldet¹⁴ tilknyttet gjelden, endres denne til 0,90. Med bakgrunn i tidligere forutsetninger om risikofri rente og markedets risikopremie, gir dette et vektet avkastningskrav basert på gjennomsnittelig forretningsrisiko tilsvarende 9,50 %.

¹³ Det eksisterer en teoretisk betaverdi til gjelden for samtlige selskaper da gjeldskostnaden for selskapene er høyere enn risikofri rente. Under forutsetning om at gjeldsinvestorene er veldiversifiserte, samt at gjeldsandelene for våre selskaper er gjennomgående lav, mener vi en tilnærming hvor β_d settes lik null kan forsvares.

¹⁴ Forutsatt selskapsbeskatning på 30 %.

I analysene av våre sammenlikningsobjekter benyttes gjennomgående et vektet avkastningskrav på 10 %. Markedets anslag ligger altså 0,5 % høyere enn hva vi teoretisk identifiserte. Formålet med denne oppgaven er å analysere det relative prisingsforholdet mellom *norske* og *utenlandske* E&P-selskaper. Siden analysemetodikk vil være i tråd med markedets, er det derfor sentralt at analysene våre bygger på de samme forutsetningene som vår oppdragsgiver benytter. Med tanke på sammenlikningsdelen har vi derfor valgt å sette avkastningskravet i henhold til markedets anslag på 10 % for våre analyser. Avkastningskravet settes altså 0,5 % høyere enn hva vi teoretisk identifiserte.

Siden vi velger å gjennomføre våre analyser med et avkastningskrav som avviker noe fra hva vi har beregnet teoretisk, vil valg av avkastningskrav være sentralt i sensitivitetsanalysen senere i oppgaven.

5.5 Verdivurderinger

Verdsettelse av E&P-selskaper ved bruk av kontantstrømanalyse er fordelaktig med tanke på at en veldig stor del av selskapenes verdier er knyttet til fremtidige aktiviteter. Til forskjell fra en mer statisk tilnærming, vil derfor den fremtidige inntjeningen reflekteres i selskapsverdien man kommer frem til. Metoden innebærer en god del antakelser, men åpner også for bruk av skjønn.

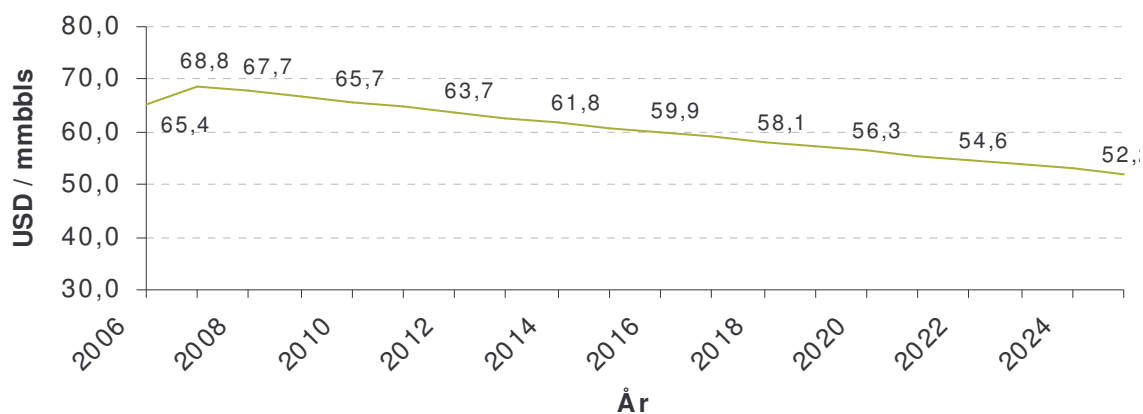
Før vi går inn på de ulike regnskapspostene vil vi presentere grunnleggende forutsetninger for sentrale elementer for verdsettelse av olje- og gasselskaper, nemlig fordeling av reserver, fremtidig spotpris og konverteringskurser for valuta. Fordelingen av reserver, det vil si når reservene forventes produsert, er sentral med tanke på at fordelingen vil bestemme antall år inntektene fra de ulike reservenes skal diskonteres. Oljeprisen bestemmer i stor grad fortjenestemarginen selskapene kan forvente å oppnå per fat oljeekvivalent produsert. Olje handles i USD noe som medfører at oljeselskapenes inntekter vil være i denne valutaen. Vi vil derfor presentere generelle forutsetninger vi har tatt for konvertering av valuta. Antakelser for inflasjon vil også bli presentert her.

5.5.1 Reserver

Når det gjelder fordeling av reserver vil vi ta utgangspunkt i en typisk utviklingsbane for et felt. Normalt innebærer dette at produksjonen stiger raskt mot en topp, som nåes etter tre til fem år, for så å gradvis avta. Vi vil så langt det er mulig tilpasse produksjonsprofilen for felt som allerede er i produksjon etter den informasjon som er tilgjengelig. Selskapets antakelser for når fremtidig produksjon på ulike felt vil starte opp vil, i den grad informasjonen er tilgjengelig, bli tatt hensyn til. For reserver hvor det ikke er anslått oppstart for utvinning vil produksjonen fordeles i forhold til en typisk produksjonsprofil.

5.5.2 Oljepris

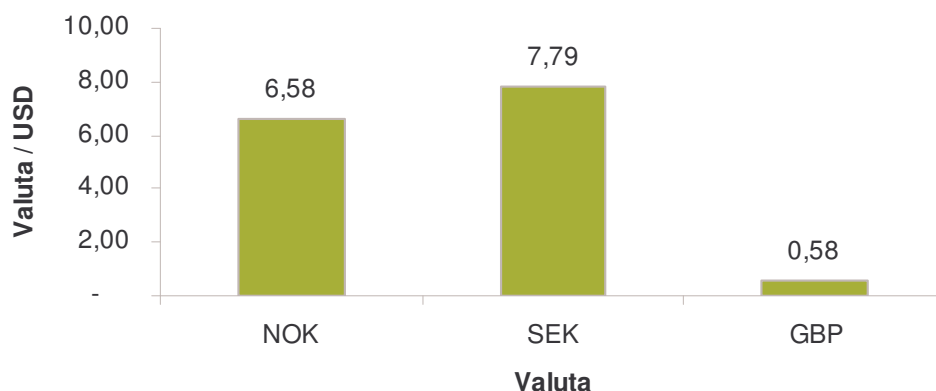
Som utgangspunktet for anslag på fremtidig spotpris har vi lagt terminkurven til WTI-indeksen til grunn. Vi velger å anse prisene som forventet fremtidig spotkurs og derfor ikke som risikjusterte priser som ville fordret diskontering med risikofri rente. Vi vil basere oss på priser med ett års intervall. Pareto jobbet per 31.3.2006 med et prisestimat på USD 65,4 per fat for inneværende år, men med en forventning om at den vil stige frem mot 2007 for så å falle. Den samme priskurven er benyttet for analysene på de norske E&P-selskapene.



Figur 5.3: Forventede priser fra WTI 2006 – 2025 (Pareto, 2006)

5.5.3 Valutakurs

Referansevaluta for handel av petroleumsprodukter er USD. Dette innebærer at selskapene vi analyserer har sine inntekter i USD, mens kostnadene i stor grad er i hjemlig- og andre valutaer, alt ut i fra hvilket operasjonsområde man ser på. Dette gjelder også valutarisikoen tilknyttet selskapenes balanser, da en del svingningene her vil kunne tilskrives endringer i dollarkursen. Noe av denne risikoen kan derimot nøytraliseres gjennom gjeld i utenlandsk valuta. Eksponeringen mot USD er sammenliknbar for alle selskapene vi analyserer. Vi ønsker derfor ikke å fokusere på transaksjonsrisikoen valutaeksponeringen medfører. Behandlingen av valutaeksponering vil derfor være mer en konvertering basert på spotkurs mer enn en omregning. Antakelser om fremtidige valutakurser er også forbundet med meget stor usikkerhet og risiko. Vi mener derfor de beste antakelsene vi kan gjøre er å sette konverteringskursene lik dagens nivå (31.3.2006). Disse kursene er også benyttet i de siste oppdateringene av analysene på de norske E&P-selskapene vi skal sammenlikne mot. Forutsetninger som involverer valutakonvertering gjelder derfor generelt for alle selskaper.



Figur 5.4: Konverteringskurser (Pareto, 2006)

5.5.4 Inflasjon

Vi har forutsatt at fremtidig inflasjon er 2,5 %. Dette er i tråd med Federal Reserves inflasjonsmål.

5.6 Resultatregnskapet

For selskapene vi analyserer er både årsrapporter og resultatregnskap skrevet på engelsk. Det samme gjelder regnskapsmalen vi har benyttet for de vedlagte analysene. Malen er tilsvarende den Pareto bruker i sine selskapsanalyser. I presentasjonen av de ulike regnskaps- og balansepostene har vi derfor valgt å bruke de samme termene som i regnskapsmalen. I kommentarene vil det imidlertid bli brukt norske termer. Bruk av den valgte regnskapsmalen har medført omgruppering av regnskaps- og balanseposter for alle selskaper. I analysene vil alle inntekts- og kostnadsdata brytes ned til enhetsnivå (boe) for hver region selskapene opererer i. Dette skyldes at inntjeningen per fat oljeekvivalent i stor grad avhenger av den enkelte region.

Motivasjonen for å bryte ned til enhetsnivå ligger derfor i å kunne identifisere inntjeningspotensialet per fat for de ulike regionene.

5.6.1 Revenues

Estimater for fremtidig realisert pris per fat oljeekvivalent er basert på historisk data. For årene 2002 til 2005 er de totale driftsinntektene hentet direkte fra årsrapportene. Den totale omsetningen ble så fordelt på tilhørende regioner. For gitt produksjonsvolum identifiserte vi dermed realisert pris per fat i hver region. Gjennomsnittlig differanse mellom spotpris og oppnådd pris for de fire årene dannet rabattgrunlaget for fremtidig realisert oljepris. (For begrunnelse for ulik realisert oljepris henvises leseren til diskusjon angående ulik kvalitet på petroleumsprodukter fra forskjellige regioner.)

En lav realisert oljepris kan også skyldes terminkontrakter hvor prisen for leveransene er fastsatt. Disse kontraktene ble hovedsakelig inngått da oljeprisen var på et langt lavere nivå enn i dag. Korreksjon for inngåtte terminkontrakter er tatt hensyn til så langt det er mulig. Vi forutsetter at all fremtidig produksjon omsettes til spotpris med fratrukk for kvalitetsrabatt og eventuelle terminkontrakter. All produksjon er omregnet til antall fat oljeekvivalenter. Vi gjør igjen oppmerksom på at prisen for gass omregnet til oljeekvivalenter ligger ca 30 % under spotpris.

Det forutsettes at antall solgte enheter tilsvarer produserte enheter.

5.6.2 Operating costs

Driftskostnadene er hovedsakelig tilknyttet produksjonskostnader på opererende felt. Faktorer som hvorvidt produksjonen foregår on- eller offshore og det respektive landets kostnadsnivå har stor innvirkning på produksjonskostnadene. Også driftskostnadene ble derfor fordelt i henhold til produksjonsvolum i de ulike regionene for å kunne identifisere en sats per fat. Satsen er en gjennomsnittstilnærming basert på historisk data. Denne inndelingen er også her hensiktsmessig da det er store variasjoner i hva det koster å utvinne oljeforekomstene i de ulike regionene.

5.6.3 Depreciation

På samme måte som inntektene og driftskostnadene ble totale avskrivninger brutt ned til enhetsnivå via region. Vi identifiserte også her en avskrivningssum per fat oljeekvivalent. Summen av avskrivninger for en eiendel tilsvarer summen av den initiale investeringen. Avskrivninger per fat anvendes likt for hele feltets levetid. Som for inntekter og driftskostnader er disse basert på gjennomsnitt av de fire årene vi har regnskapsdata fra. Regionsspesifikke engangsnedskrivninger inngår ikke som grunnlag for estimatene.

5.6.4 Taxes

I Europa ligger normal skattesats rundt 30 %. I Storbritannia og Norge er produksjon av olje gjenstand for særskatt. I Storbritannia betyr dette at totalt skattetrykk er 50 %. Norge har en særskatt på petroleumsutvinning på 50 % i tillegg til ordinær overskuddskatt på 28 %, noe som innebærer en marginalbeskatning på 78 %. Leteaktivitet på norsk sokkel stimuleres derimot med en såkalt friinntekt, som tilsvarer et skatteskjold på 30 %. For andre land hvor annen informasjon ikke er tilgjengelig, settes skattesatsen flatt til 30 %.

Estimatene for skattekostnader tilknyttet mer fjerntliggende områder knytter det seg større usikkerhet til. Skatt selskapene betaler i disse landene er ofte basert på individuelle avtaler mellom selskapene og de nasjonale regjeringene. I enkelte tilfeller kan betalinger til myndighetene være av liten betydning i forhold til den totale kostnadsmassen forbundet med operasjonene i området. Derimot inngås det ofte i disse landene produksjonsdelingsavtaler mellom selskapet og myndighetene. Avtalene fordeler typisk inntektene etter at produksjonen har nådd et visst nivå. Avtalene har ofte en trappetrinnsform som øker myndighetenes andel

ved økt produksjon. Dette må sees som en form for beskatning. Som estimat for utbetalinger til myndighetene i de relevante områdene har vi valgt å sette en skattesats på 30 %. Dette er mer en forutsetning enn et anslag, men det er naturlig å anta at selskapene har betalingsforpliktelser ved uttvinning av et lands naturressurser.

5.6.5 CapEx /Investments

Investeringer er utviklingskostnader tilknyttet operasjonsområder som ikke har nådd toppunktet på produksjonsprofilen. For disse områdene er det naturlig å anta at det må foretaes ytterligere investeringer for å oppnå maksimal produksjon. Investeringskostnadene er basert på offentlig tilgjengelig informasjon fra selskapene. Investeringer som ligger frem i tid er inflasjonsjustert i henhold til tidligere forutsetninger. For regioner som har passert produksjonstopp er investeringer satt lik null.

5.6.6 Change in NWC

Netto endring i arbeidskapital er også brutt ned på enhetsnivå. Med utgangspunkt i historisk balanse har vi beregnet en sats per fat oljeekvivalent. Vi vil her presisere at beregningene ikke er foretatt på regionsnivå, men er beregnet ut i fra akkumulert årlig produksjon. Vi har forutsatt at fremtidig endring i arbeidskapital vil avhenge av gjennomsnittlig daglig produksjonsvolum. En produksjonsøkning vil dermed innebære en kapitalbinding, mens en produksjonsnedgang medfører en kapitalutbetaling.

5.7 Balansen

Denne delen inneholder en kort presentasjon av postene som inngår i balansen. Da vi har foretatt en omgruppering av balanseoppsettet for samtlige selskaper mener vi det er instruktivt for leseren å se hvordan dette ble gruppert. I forhold til analysedelen er balansen primært et verktøy for å anslå markedsverdien av selskapenes gjeldsforpliktelser. I tillegg er et estimatet for endring i arbeidskapital fortatt med bakgrunn i den omgrupperte balansen. Vi har ikke fremskrevet balansen da denne ikke er relevant i forhold til analysedelen.

5.7.1 Assets

Operating assets utgjøres hovedsakelige av bokført verdi av selskapenes reserver. Lete- og produksjonsutstyr som eies av selskapene selv, inngår også i denne posten. Andre faste eiendeler som eiendom inngår her.

Other non-current assets & goodwill utgjøres av bokførte ikke-materielle eiendeler. Denne posten utgjøres typisk av goodwill¹⁵.

Interest bearing long-term receivables inneholder selskapenes rentebærende utestående fordringer. Dette kan være en langsiktig forpliktelse fra en kunde eller en obligasjon utstedt til et datterselskap.

Cash and liquid assets utgjøres av selskapenes mest likvide poster. Dette er typisk kontanter og lett omsettelige egenkapitalinvesteringer.

Other current assets utgjøres av rekke mindre, middels likvide poster. Dette er typisk utestående kundefordringer og forhåndsbetalte varer og tjenester. Posten er omsetningsdrevet.

5.7.2 Equity and Liabilities

Equity er selskapets egenkapital. Dette inkluderer aksjekapital, egne aksjer, overkurs- og overskuddsfond. Det er ikke annonsert kapitalutvidelser eller liknende for de selskapene vi analyserer. Endringer i denne kontoen må derfor tilskrives netto opptjening av egenkapital.

¹⁵ Goodwill i balansen er bokførte merverdier ved oppkjøp.

Minority interests reflekterer minoritetsinteresser i selskapene. Minoritetsinteressene utgjør normalt en liten andel av selskapenes totale finansiering. Med tanke på nåverdivurderingen, ble den estimerte selskapsverdien korrigert for en eventuell beholdning på denne kontoen.

Other long-term debt er langsiktige gjeldsforpliktelser som ikke er rentebærende. Dette kan være påløpt skatt med fremtidig innbetaling eller etterskuddsbetalinger i forbindelse med for eksempel et oppkjøp.

Interest bearing long-term debt utgjøres av selskapenes langsiktige, rentebærende gjeld. Dette kan være vanlige banklån og obligasjonslån.

Other current liabilities er forpliktelser som forfaller innen et år og som ikke er rentebærende. Dette kan være ubetalte fordringer og annet utestående i forbindelse med drift. Som kundefordringer er denne posten drevet av aktivitetsnivå.

Interest bearing current liabilities er rentebærende kortsiktig gjeld, som kassakreditt. Kortsiktige gjeldsforpliktelser er hovedsakelig et instrument for å sikre selskapene kortsiktige likviditet. Kontoen utgjør normalt en liten del av selskapenes finansiering.

6 Kontantstrømanalyse

I teoridelen illustrerte vi vårt metodevalg for nåverdianalysene. Siden metodikken krever en del spesifikke antakelser, ønsker vi her å gi en grundig gjennomgang av hvordan den anvendes i praksis. Dette gjelder spesielt beregningen av terminalverdien tilknyttet selskapenes P2 og P3 reserver. Før vi går videre med denne presentasjonen, ønsker vi å henvise leseren til appendikset og den vedlagte analysen for Lundin Petroleum.

6.1.1 P1: Nåverdi av påviste reserver

Utgangspunktet vil være å finne nåverdien tilknyttet selskapenes operasjoner i de enkelte regionene. Nåverdien av selskapenes påviste reserver, P1, finnes dermed som summen av nåverdien tilknyttet de enkelte regionene selskapene opererer i. Gjennomsnittelig daglig produksjon per region fordeles i henhold til mengde P1 reserver og forutsetninger for utviklingsbane.

- Det regnes 365 produksjonsdager per år (Pareto, 2006).
- Pris per fat (fra forwardkurven) justeres for den kalkulerte rabatten vi identifiserte ved å bryte ned historiske regnskapsdata til enhetsnivå for hver region. På samme måte er driftskostnader og avskrivninger per fat funnet ut i fra historisk regnskapsdata. Komponentene i de estimerte produktkalkylene, hvor inntekt, driftskostnader og avskrivninger inngår, multipliseres med årlig produksjon for å finne driftsresultat.
- Skattekostnader forutsettes lik skatteutbetalinger og er i henhold til forutsetningene for skatt vi presenterte tidligere (Avsnitt: Resultatregnskapet).
- Kapitalkostnadene forbundet med utvikling av de ulike regionene og tar utgangspunkt i forventede investeringer i produserende felt. Vi forutsetter at investeringer tilknyttet utvikling av eksisterende felt i 2006 er i samsvar med tidligere år. Nivået på kapitalkostnadene forbundet med disse investeringene antas derfor å reflekteres i avskrivningssatsene vi har identifisert.
- Minimum 90 % av P1 reservene forventes realisert og den estimerte nåverdien justeres for dette.

6.1.2 P2: Nåverdi sannsynlige reserver

Første del av selskapenes terminalverdi utgjøres av P2 reservene. Verdssettelsen av disse reservene bygger på estimatene vi kom frem til i nåverdiberegningen av de påviste reservene, P1. Også P2 reservene er knyttet til ulike regioner.

- Nåverdien av et fat oljeekvivalent tilhørende en bestemt region finnes ved å dele nåverdien for hele regionen med tilhørende P1 reserver.
- Nåverdien av et fat oljeekvivalent for regioner hvor selskapet ikke opererer i dag, settes lik gjennomsnittelig nåverdi per fat for alle selskapets P1 reserver.
- Kapitalkostnader er delvis inkludert i nåverdiestimatene. Derimot reflekterer ikke disse hele investeringskostnaden for utvikling av et felt, da en gitt andel allerede er investert før budsjettperiodens start. Kapitalkostnaden per fat oljeekvivalent ligger gjennomsnittelig i intervallet USD 6 til 8 (Pareto, 2006). Viktige faktorer som påvirker kapitalkostnaden er eksempelvis om feltet er on- eller offshore. Vi har identifisert hvor mye kapitalkostnaden utgjør per fat i budsjettperioden. Totale kapitalkostnader per fat for onshore reserver er satt til USD 6, mens tilsvarende kostnad for offshore reserver er satt til USD 8. Differansen mellom kapitalkostnader allerede reflektert i nåverdien per fat og forventet total kapitalkostnad per fat, trekkes derfor fra nåverdien per oljeekvivalent identifisert fra P1 reservene. Dette er kun et anslag da kapitalkostnader representert i nåverdien er diskonterte verdier. I tilfeller hvor kapitalkostnader per fat overstiger USD 8 er det ikke korrigert for ytterligere kapitalkostnader.
- Det forutsettes videre at P2 reservene tidligst lar seg kommersialisere om fem år. Nåverdien av et fat oljeekvivalent tilhørende P2 reservene diskonteres derfor for fem år med gjeldende avkastningskrav (Pareto, 2006).
- Den ujusterte verdien av P2 reservene er dermed summen av volumet P2 reserver per region multiplisert med respektive nåverdier per fat. Som vi har sett tidligere, forventes minimum 50 % av P2 reservene realisert. Den justerte nåverdien av P2 reservene, som utgjør P2 reservenes andel av en selskapets terminalverdi, fremkommer derfor ved å justere for gjeldende sannsynlighet.

6.1.3 P3: Nåverdi mulige reserver

Siste del av selskapenes terminalverdi er tilknyttet selskapenes mulige reserver, P3. Fastsettelsen av nåverdien tilknyttet disse reservene følger samme metodikk som for P2 reservene. Det betyr at gjennomsnittelig nåverdi per fat oljeekvivalent for hver region legges til grunn for verdiestimatene.

- Det knytter seg letekostnader til det å lokalisere og påvise de potensielle reservene, P3. Nåverdier per fat oljeekvivalent må derfor justeres for kostnader forbundet med leteaktivitetene. Utbetalinger tilknyttet leteaktivitet forutsettes å være lik letekostnadene.
- I sine årsrapporter spesifiserer gjerne selskapene samlede letekostnader som forventes å kunne lede til funn av en gitt størrelse. Forventet letekostnad per fat oljeekvivalent finnes derfor ved å dividere totale letekostnader med mulige funn, P3.
- Det justeres for utviklingskostnader på samme måte som for P2 reservene.
- Nåverdien for ett fat oljeekvivalent er derfor gitt ved å subtrahere letekostnad og ytterligere utviklingskostnader per fat oljeekvivalent fra nåverdien per fat oljeekvivalent.
- Mulige reserver, P3, er forventet tidligst å la seg kommersialisere om 10 år. Den ujusterte nåverdien per fat oljeekvivalent, fratrukket letekostnader, diskonteres derfor med 10 år i henhold til gjeldende avkastningskrav (Pareto, 2006).
- Minimum 10 % av de totale P3-reservene forventes realisert, så den justerte verdien av P3 reservene fremkommer derfor ved å korrigere for gjeldende sannsynlighet.

6.1.4 Nettolikvider og minoritetsinteresser

Under teoripresentasjon viste vi at markedsverdien av et selskaps egenkapital finnes ved å korrigere den estimerte verdien av selskapenes aktiva for netto rentebærende gjeld og minoritetsinteresser. I våre analyser har vi benyttet utgående beholdning for regnskapsåret 2005 som anslag på markedsverdien til nettogjeld. Ingen av selskapene er finansiert gjennom minoritetsinteresser.

6.1.5 Presentasjon av resultater

Under følger en presentasjon av resultatene fra våre analyser. For alle selskapene har vi presentert verdiene i USD, så de skal være direkte sammenliknbare. Spesielle kommentarer og nøkkeltall for de enkelte selskapene er vedlagt i appendikset.

	Estimert verdi EK (USD)	Nåverdi P1	Nåverdi P2	Nåverdi P3	Netto Gjeld	Markedsverdi eierandeler ¹⁶
Lundin	4 162	1 710	2 188	309	45	53
Dana	2 115	1 132	551	364	(68)	
Burren	3 989	2 485	1 129	307	(122)	
Cairn	5 100	2 479	1 708	818	(96)	

¹⁶ For Burren gjelder dette selskapets eierandel i Hindustan Oil Exploration Company (HOEC). Verdien av posten er satt lik markedsverdi.

7 Markedsverdi / Teoretisk verdi

På neste side følger en fullstendig oversikt over den teoretiske verdien som kan tilknyttes hver reservegruppe for hver av selskapenes aksje. For å klargjøre grupperingen som er foretatt og hva som inngår i de ulike forholdstallene følger her kort gjennomgang av logikken bak presentasjonsformen.

Value per share	Reporting Currency	Market share price	Estimated Share Price	Net Debt	P1	P2	P3	Price / Adjusted Valuation		
								I	II	III
Company name										
Unadjusted					90 %	50 %	10 %			
Probability										
Adjusted										

Figur 7.1: Presentasjonsmal

Teoretisk pris ("estimated share price") er den estimerte verdien av selskapenes egenkapital delt på totalt antall aksjer. På samme måte identifiseres netto rentebærende gjeld per aksje. Nåverdien knyttet til reservegruppene presenteres både ujustert ("unadjusted") og justert ("adjusted") for forventet sannsynlighet ("probability") for realisering. Vi har tidligere i oppgaven antatt at nedre grense for disse sannsynlighetene er 90 % for P1 reservene, 50 % for P2 reservene og 10 % for P3 reservene.

Price / Adjusted valuation viser forholdet mellom aksjepris og nåverdien tilknyttet kategoriene.

$$\text{Price / Adjusted valuation (I)} = \text{Share price} / (\text{P1} - \text{Net debt})$$

$$\text{Price / Adjusted valuation (II)} = \text{Share price} / (\text{P1} + \text{P2} - \text{Net debt})$$

$$\text{Price / Adjusted valuation (III)} = \text{Share price} / (\text{P1} + \text{P2} + \text{P3} - \text{Net debt})$$

Price / Adjusted valuation (III) inkluderer alle reservekategorier. Dette viser derfor forholdet mellom markedsverdi per aksje og teoretisk verdi per aksje. Er dette forholdstallet lik 1 betyr at selskapets teoretiske verdi reflekteres fullt ut i markedsverdien. En verdi lavere enn 1 indikerer at selskapets verdi er høyere enn hva markedsprisen tilsier. Motsatt, vil en verdi større enn 1 tyde på at selskapet er overpriset. Vi vil senere referere til denne verdien som PA III.

7.1 Presentasjon av relative resultater

Value per share	Reporting Currency	Market Share Price	Estimated Share price	Net Debt	P1	P2	P3	Price / Adjusted Valuation		
								I	II	III
Utenlandske selskaper										
Lundin Petroleum AB										
Unadjusted				1,3	57,6	132,5	93,5			
Probability				100 %	90 %	50 %	10 %			
Adjusted	SEK	91,75	126,1	1,3	51,8	66,3	9,3	1,73	0,77	0,71
Dana Petroleum Plc										
Unadjusted				-2,3	9,7	8,5	28,2			
Probability				100 %	90 %	50 %	10 %			
Adjusted	GBP	10,02	18,2	-2,3	8,8	4,3	2,8	1,56	0,94	0,74
Cairn Energy Plc										
Unadjusted				-0,6	17,3	21,5	51,4			
Probability				100 %	90 %	50 %	10 %			
Adjusted	USD	34,0	32,1	-0,6	15,6	10,7	5,1	2,27	1,32	1,10
Burren Energy Plc										
Unadjusted				-0,9	19	16	21			
Probability				100 %	90 %	50 %	10 %			
Adjusted (adjusted for HOEC)	USD	16,1	28,6	-0,9	17,3	7,9	2,1	0,98	0,66	0,61
Norske selskaper										
Revus Energy (REVUS)										
Unadjusted				-4,8	30,1	44,4	399,8			
Probability				100 %	90 %	60 %	15 %			
Adjusted	NOK	56,0	118,5	-4,8	27,1	26,7	60,0	2,51	1,14	0,51
DNO (DNO)										
Unadjusted				1,9	21,4	39,4	202,0			
Probability				100 %	90 %	40 %	10 %			
Adjusted	NOK	48,3	53,4	1,9	19,3	15,7	20,2	2,28	1,31	0,85
PA Resources (PAR)										
Unadjusted				5,6	31,8	29,5	126,0			
Probability				100 %	70 %	50 %	10 %			
Adjusted	NOK	32,5	44,0	5,6	22,3	14,8	12,6	1,17	0,76	0,59
Norse Energy (NEC)										
Unadjusted				0,3	4,8	3,5	6,4			
Probability				100 %	80 %	60 %	10 %			
Adjusted	NOK	3,6	6,2	0,3	3,9	2,1	0,6	0,85	0,57	0,51
Interoil (INOX)										
Unadjusted				7,2	61,1	25,3	88,8			
Probability				100 %	90 %	50 %	15 %			
Adjusted	NOK	27,4	73,8	7,2	55,0	12,6	13,3	0,44	0,37	0,31

(I) Calculated at WACC 10% at current future curve of oil, adjusted to reflect company differences in terms of asset maturity and location

(II) Discoveries and increased recovery valued in line with producing assets minus development costs

(III) Exploration potential in line with company guidance, value per barrel varies between prospects

Figur 7.2: Relativ verdsettelse

7.2 Kommentarer til relative resultater

7.2.1 Innledning

For analysene foretatt på de utenlandske selskapene har vi benyttet nedre grenser (sannsynlighet) ved gruppering av reservekategoriene. Årsaken til dette er at vi ikke har hatt tilgang til selskapsspesifikk informasjon som gav gjennomgående opplysninger om den eksakte sannsynligheten for realisering av de ulike reservene. Vi har derfor valgt en konservativ tilnærming til problemstillingen og satt sannsynlighetene for de ulike reservegruppene til nedre grenser.

For de norske selskapene ser vi at sannsynlighetene for de ulike reservekategoriene til dels avviker fra hva vi definerte som nedre grenser. Eksempelvis ser vi at P1 reservene til PA Resources er justert med 70 %. Per definisjon skulle dette tilsi at disse reservene skulle grupperes som P2, da nedre grenser for P1 reserver er 90 %. Analysene på de norske selskapene er foretatt av Pareto. Vi antar at disse analysene er foretatt på best mulig grunnlag og har heller ikke tilgjengelig informasjon som tilsier at disse sannsynlighetene bør justeres. Analysene for de norske selskapene er derfor gjengitt slik vi fikk de presentert fra Pareto.

Videre ønsker vi å gå nærmere inn på noen enkeltresultater som vi mener krever en nærmere forklaring utover den generelle presentasjonen. Kommentarene vil gjelde de selskapene vi har analysert, altså de utenlandske.

7.2.2 Observasjoner

Fra tabellen (figur 7.2) ser vi at samtlige selskaper med unntak av ett, har høyere teoretisk verdi enn markedsverdi (PA III). Videre er det imidlertid vanskelig å si noe om prisforholdet mellom de norske og utenlandske selskapene direkte ut i fra disse verdiene. For de norske selskapene ligger PA III i intervallet 0,31 til 0,85, mens tilsvarende verdier for de utenlandske selskapene ligger i intervallet 0,61 til 0,74. Unntaket er Cairn Energy hvor PA III er 1,10, teoretisk verdi er altså lavere enn markedsverdi. Samtidig ser vi at Burren Energy har PA-verdier lavere enn 1 for samtlige kategorier. Burren er det eneste av de utenlandske selskapene med en PA I verdi lavere enn 1. Dette indikerer at en stor del av selskapets verdier kan tilskrives reserver som er i produksjon.

Vi ønsker videre å belyse mulige årsaker til disse funnene.

Burrens påviste reserver (P1) er relativt modne. Videre utviklingskostnader tilknyttet disse reservene er derfor begrenset. Resultatet av dette er at selskapet oppnår en relativt høy nåverdi per fat oljeekvivalent for de påviste reservene. Den estimerte verdien av P1 reservene alene er derfor høyere enn markedsverdien til aksjen. Av dette følger derfor at markedsverdien av selskapets P2 og P3 reserver er marginal. At selskapets markedsverdi nesten utelukkende kan tilskrives verdien av selskapets P1 reserver kan derfor skyldes begrenset tro på langsiktige inntjeningsmuligheter, noe som eventuelt kan tilskrives lav tro på at selskapets P2 og P3 reserver er tilstrekkelig til å kunne relassere de påviste (P1) på lengre sikt.

Cairn Energy konsentrerer en betydelig del av sin virksomhet rundt utviklingen av selskapets reserver i Rajasthan-provinsen (se selskapspresentasjonen i appendikset). Dagens produksjon fra regionen er marginal, men potensialet er veldig stort. Ytterligere investeringskostnader tilknyttet regionen beløper seg til så mye som USD 2 milliarder. Hvordan ressursene fordeles mellom de ulike reservekategoriene samt hvilke sannsynligheter som legges til grunn for de ulike reservekategoriene har derfor stort utslag for estimert verdi av selskapet. En mulig årsak til at selskapet fremstår som overpriset kan derfor være at vi har vært for konservative i våre anslag for sannsynligheter og reservegruppering. At selskapet oppnår en høyere pris i markedet enn hva vi har teoretisk estimert, indikerer at markedet har informasjon som tilsier avvik fra de forutsetningene vi har lagt til grunn.

7.2.3 Statistisk sammenlikning

Ser vi på vår hypotese fra innledningskapitlet kan denne på statistisk form skrives som:

$$H_0: \mu_N = \mu_U$$

$$H_A: \mu_N > \mu_U$$

hvor

μ_i = Populasjonsgjennomsnitt (målt ved PA III)

N = Norske selskap

U = Utenlandske selskap

Hvis H_0 skal forkastes og H_A gjelde må utgangspunktet være at gjennomsnittelig PA III for den norske populasjonen er høyere enn tilsvarende gjennomsnitt for den utenlandske populasjonen. I henhold til gjennomsnittene for våre utvalg, ser vi at dette ikke er tilfelle.

Utvalget viser tvert i mot et høyere gjennomsnitt for den utenlandske populasjonen enn for den norske.

	Utenlandske	Norske
Gjennomsnittlig PA III	0,790	0,554

Figur 7.3: Gjennomsnittelig PA III

Ut i fra gjennomsnittene til utvalgene, som viser høyere verdi for den utenlandske populasjonen enn for den norske, vil det derfor ikke være hensiktsmessig å teste for alternativhypotesen vi presenterte over. Sagt på en annen måte; det er ikke hensiktsmessig å teste om gjennomsnittet for den norske populasjonen er høyere enn den utenlandske når gjennomsnittet fra utvalget viser det motsatte.

*Å måle teoretisk verdi mot markedsverdi gir derfor **ikke** grunnlag for å påstå at norske selskaper er overpriset relativt til utenlandske.*

Ser vi på differansen mellom gjennomsnittelig PA III for utvalgene, ser det ut som det er et visst avvik. Det ville derfor være interessant å teste om det er grunnlag for å påstå at gjennomsnittene for populasjonene er ulik. Hypotesene for testen ville da være:

$$H_0: (\mu_N - \mu_U) = 0$$

$$H_A: (\mu_N - \mu_U) \neq 0$$

For eventuelt å kunne forkaste H_0 , må vi gjennomføre en statistisk test. Valg av statistisk metode avhenger av hvilken datatype som skal ligge til grunn for testen. I vårt tilfelle er dataen på intervall skala. Videre består datagrunnlaget av to populasjoner. Gitt at observasjonene er normalfordelt og at testen skal være tosidig, står valget mellom to metoder. Disse to metodene er t-test som forutsetter lik og ulik varians. Med bakgrunn i datagrunnlaget, mener vi at det ikke er grunnlag for å si at de to populasjonene har lik varians. Valg av metode vil derfor være en t-test som tester differansen mellom gjennomsnittene, hvor populasjonene kan ha ulik varians.

7.2.4 t-Test: To utvalg med antatt ulike varians

	Utenlandske	Norske
Gjennomsnitt	0,79	0,55
Varians	0,05	0,04
Observasjoner	4	5
Antatt avvik mellom gjennomsnittene	0	
Fg	6	
t-Stat	1,71	
P(T<=t) tosidig	0,14	
T-kritisk, tosidig	2,45	

Figur 7.4: t-test to utvalg

Fra tabellen ser vi at en t-verdi på 1,71 og en P-verdi på 0,14. Med andre ord er det ikke grunnlag for å forkaste H_0 og påstå at gjennomsnittene er ulik.

Over har vi sett at det ikke er grunnlag for å hevde at norske selskaper er overpriset i forhold til utenlandske, basert på å måle teoretisk verdi mot markedsverdi. Vi har også testet om det grunnlag for å påstå at det er ulik prising mellom norske og utenlandske selskaper, noe det ikke var. Det hefter derimot svært stor usikkerhet ved våre funn.

- Fra et statistisk synspunkt er et utvalg på henholdsvis fire og fem observasjoner svært tynt. Selv om resultatene hadde vært signifikante, ville et så snevert datagrunnlag ikke vært tilstrekkelig for å kunne hevde at det eksisterer avvik.
- Analysene foretatt på norske og utenlandske selskaper er delvis foretatt på ulikt grunnlag med hensyn til sannsynlighetsjustering av de ulike reservegruppene. I våre analyser har vi gjennomgående brukt de nedre grensene 90 %, 50 % og 10 % for reservekategoriene P1, P2 og P3. Dette er ikke konsistent med hensyn til analysene foretatt på de norske selskapene. I disse analysene er det foretatt selskapsspesifikke justeringer av sannsynlighetene for de ulike reservekategoriene. Vi hadde ikke noe grunnlag for å gjøre selskapsspesifikke justeringer i våre analyser.
- Ser vi på t-testen vi foretok, ligger det til grunn at utvalgene må være normalfordelt for at testen skal være gyldig. Utvalg på henholdsvis fire og fem observasjoner er i utgangspunktet for snevert til å fastslå om forutsetningen om normalfordeling er oppfylt. Ved kontroll med bruk av histogram fremgår det at forutsetningen om normalfordeling ikke er oppfylt. Poenget her er uansett at utvalgene er for små til å teste om populasjonene er normalfordelt.

Som vi har sett over, er det ikke grunnlag for å hevde at norske selskaper er overpriset relativt til utenlandske ved å måle teoretisk verdi mot markedsverdi, snarere tvert i mot. Svakheter ved datagrunnlaget og brudd på forutsetninger innebærer at vi ikke hadde kunnet gi valide konklusjoner selv om vi hadde fått statistisk signifikante resultater for våre hypoteser. Derimot kan resultatene gi en indikasjon på prisningsforholdet mellom norske og utenlandske selskaper.

I vårt tilfelle ville dette innebære en indikasjon på at det ikke er grunnlag for å hevde at norske og utenlandske selskaper er ulikt priset.

8 Sensitivitetsanalyse

I denne delen ønsker vi å belyse hvordan endringer i fundamentale forutsetninger vi har tatt vil påvirke verdsettelsene. Variabelen vi ønsker å fokusere på er WACC. I tillegg vil vi presentere hvordan en kontantstrømanalyse med terminalverdier basert på normalisert inntjening og EV/reserver vil avvike fra de resultatene vi har kommet frem til. Vi vil belyse problemstillingene ved å fokusere på et selskap, Lundin Petroleum

8.1 WACC

I denne oppgaven har det vært mye diskusjon rundt forutsetningene for avkastningskrav. I analysedelen viste vi at det teoretiske avkastningskravet for Lundin Petroleum lå noen prosentpoeng under avkastningskravet på 10 %, som er benyttet gjennomgående i analysene. I tabellen under vises hvordan verdiestimatet for Lundin Petroleum endres ved ulike forutsetninger for WACC. Vi har valgt verdier rundt våre teoretiske estimat og avkastningskravet på 10 %, som vi benyttet i analysene.

WACC	Value of firm USD	Value of firm SEK	Price per share (SEK)
7,00 %	5222,7	40684,7	158,2
8,05 %	4833,7	37654,3	146,4
9,00 %	4481,5	34910,6	135,8
9,50 %	4491,5	33636,3	130,8
10,00 %	4162,0	32422,3	126,1
11,00 %	3871,8	30161,7	117,3
12,00 %	3607,8	28104,6	109,3

Figur 8.1: Sensitivitet for WACC

Fra tabellen fremgår det at et avkastningskrav på rundt 10 % gir et prisestimat per aksje som ligger nærmere dagens markedspris enn det teoretiske avkastningskravet til Lundin på 8,05 %. Dette gjelder da også industrikravet vi identifiserte på 9,50 %

8.2 Terminalverdi basert på normalisert inntjening

Metodikken vi benyttet i våre kontantstrømanalyser baserte seg på å identifisere nåverdien knyttet til hver av de tre reservekategoriene P1 til P3. Budsjettperioden ble for det enkelte selskap bestemt ut i fra levetiden til felt i produksjon. En avtakende utviklingsbane for

produksjon gjorde det vanskelig å identifisere et normalisert inntjeningsnivå ved budsjettperiodens slutt. I stedet for å beregne en sluttverdi basert på normalisert inntjening, beregnet vi terminalverdien for P2 og P3 basert på nåverdien per fat oljeekvivalent. Disse verdiene baserte seg igjen på gjennomsnittelig nåverdi per fat produsert i budsjettperioden. En kontantstrømanalyse med terminalverdi basert på normalisert inntjeningsnivå (se kapittel 4.4) vil kreve en del andre forutsetninger enn de vi har benyttet i våre analyser. Vi ønsker å belyse effekten disse endringene har. Under følger en kontantstrømanalyse med terminalverdi basert på normalisert inntjening for Lundin Petroleum.

8.2.1 Beregning av terminalverdi

Estimert produksjonstopp for Lundins påviste reserver (P1) nåes i perioden 2008-2010. For å kunne opprettholde dette produksjonsnivået på sikt er selskapet avhengig av å replasere mengden P1 reserver som utvinnes. Med tanke på Lundins relativt store andel P2 og P3 reserver bør dette være mulig. Vi antar derfor at dette produksjonsnivået er normalisert. I markedsanalysen viste vi at forventet etterspørselsvekst etter olje de neste 20 årene er anslått til cirka 40 %. Annualisert tilsvarer dette en årlig vekstrate på tilnærmet 1,7 %. Terminalverdien neddiskonteres til budsjettperiodens begynnelse.

Kontantstrømanalyse: Terminalverdi fra normalisert inntjening		
WACC	10 %	8,05 %
Nåverdi av budsjettperiode	10 004,8	10 584,0
Neddiskontert terminalverdi	16 959,7	24 241,7
Nåverdi av total kapital	26 964,5	34 825,7
Netto finansiell gjeld	346,7	346,7
Verdi egenkapital (SEK)	26 617,8	34 479,0
Verdi egenkapital (USD)	3 416,9	4 426,1
Verdi per aksje (SEK)	103,5	134,1
Verdi per aksje (USD)	13,3	17,2

Figur 8.2: Nåverdi fra normalisert inntjening

Beregning av terminalverdi basert på normalisert inntjening forutsetter at selskapene klarer å opprettholde samme produksjonsnivå over tid. Gitt at den forventede etterspørselsveksten vil komme, ligger derfor utfordringen for E&P-selskapene i å opprettholde nivået av påviste reserver for at dette skal la seg gjøre. Som vi har forklart tidligere, er det nettopp reservene som er den primære verdidriveren i denne typen selskaper. Beregning av terminalverdi som vist over fokuserer derimot mer på produksjon og kun indirekte på reservetilgang. Med andre ord legger metoden kun implisitt hensyn til den fundamentale verdidriveren i selskapet. Gitt at et E&P-selskap ikke klarer å replasere dagens P1 reserver, vil fremtidig selskapsverdi være

svært begrenset når disse reservene er tømt. Beregning av terminalverdi, som vist over, fanger ikke opp dette poenget.

Sammenlikninger vi resultatene fra denne analysen mot tidligere analyser, hvor terminalverdien ble beregnet ut i fra tilgangen på P2 og P3 reserver, ser vi at forutsetninger for WACC får større utslag når normalisert inntjening legges til grunn.

	Pris per aksje		Differanse
WACC	10,00 %	8,05 %	
Terminalverdi (P2 og P3 reserver)	126,1	146,4	20,3
Terminalverdi (normalisert inntjening)	103,5	134,1	30,6

Figur 8.3: WACC for ulike metoder

Resultatene viser at Lundin prises høyere når nåverdi per fat legges til grunn for beregning av terminalverdi for de respektive avkastningskrav. Det kan derfor tyde på at Lundins relativt høye andel av P2 og P3 reserver vil gi en høyere vekstrate for produksjonen enn det etterspørselsbaserte anslaget som ligger til grunn for beregningen basert på normalisert inntjening, noe som igjen reflekteres i en høyere selskapsverdi når man beregner terminalverdi fra nåverdi per fat. Gitt at man kan identifisere en vekstrate som gjenspeiler veksten i selskapets reservetilgang, mener vi at terminalverdi basert på normalisert inntjening vil kunne gi et godt verdiestimat.

8.3 Verdsettelse basert på EV/Reserver

Her vil vi presentere en verdsettelse av Lundin Petroleum basert på gjennomsnittelig- og medianverdi for EV/Reserver multiplen (se appendiks, 10.2). Vi ønsker å belyse denne metoden fordi den er enkel og intuitiv for å anslå verdien av et oljeselskap. En annen styrke ved metoden er at den fokuserer på den primære verdidriveren i oljebransjen, nemlig reserver. Utgangspunktet er å identifisere en gjennomsnittelig multiplerverdi for bransjen. Selskapsverdien fremkommer så ved å multiplisere denne multiplen med selskapets justerte reserver. For å identifisere verdien av selskapets egenkapital justeres det for nettogjeld og eventuelle minoritetsinteresser.

Lundin Petroleum	EV (USD)	EV (SEK)	Market Cap (SEK)	Share Price (SEK)
Gjennomsnitt (USD 4,8)	2948,6	22970	23316,4	90,68
Median (USD 4,4)	2701,8	21047	21393,8	83,20

Figur 8.4: Verdsettelse fra EV/Reserves

Aksekursene vi kommer frem til her er relativt lavere enn aksjeprisene vi estimerte ved kontantstrømanalyser. Årsaken til dette er at gjennomsnittelig EV/Reserves for utvalget er lavere enn Lundins tilsvarende multiplerverdi (se figur 10.15 og 10.16). Målt i verdi per fat oljeekvivalent, tillegger altså markedet Lundin mer verdi enn gjennomsnittet for utvalget. Optimalt burde multiplenen vært basert på bredere utvalg som ville utjevnet eventuelle skjevheter i datamaterialet.

9 Oppsummering

Innledningsvis presenterte vi følgende hypotese for denne utredningen:

Formålet med denne oppgaven er å analysere om E&P-selskaper notert på Oslo Børs er overpriset i et internasjonalt perspektiv.

Grunnlaget for våre konklusjoner er analysene vi foretok på utenlandske selskaper. Disse ble så sammenliknet mot analyser for tilsvarende norske selskaper. Resultatet av sammenlikningen vi gjennomførte ga ikke grunnlag for å konkludere i henhold til hypotesen vi lanserte innledningsvis. Vi testet derfor om datamateriellet kunne indikere ulik prising av norske og utenlandske selskaper. Heller ikke for denne hypotesen oppnådde vi statistisk signifikante resultater

Med bakgrunn i analysene og sammenlikningene vi har foretatt er det derfor ikke grunnlag for å hevde at E&P-selskaper notert på Oslo Børs er overpriset. Det er heller ikke grunnlag for å hevde ulik prising ut i fra hvor selskapene er notert.

Den største utfordringen i forbindelse med denne utredningen har vært å kvantifisere og kategorisere selskapenes reserver. Det er til dels stor variasjon i hvordan selskapene selv grupperer og rapporterer sine reserver, noe som gjorde det mer utfordrende å kvantifisere sammenliknbare reservetall. For å bedre kommunikasjonen til markedet mener vi derfor at selskapene burde være pålagt å rapportere reservene på en mer standardisert måte. Dette vil gjøre det enklere å identifisere de faktisk underliggende verdiene i selskapene.

10 Appendiks

10.1 Selskapsinformasjon

10.1.1 Lundin Petroleum

Kort om selskapet

Lundin Petroleum AB (Lundin) ble dannet i 2001 etter kanadiske Talisman Energy's overtakelse av det som den gang het Lundin Oil AB. Med letelisenser i Iran og Sudan, samt en eierandel i det russiske oljeselskapet KMOC, gikk i september 2001 Lundin Petroleum AB på børs i Sverige. Siden børsnoteringen i 2001 har Lundin ført en ekstern vekststrategi basert på oppkjøp av strategisk interessante selskaper så vel som lisensandeler. Den første store overtakelsen fant sted i 2002 da Lundin kjøpte Coparex International fra BNP Paribas for USD 172,5 millioner. Oppkjøpet gjorde at Lundin gikk fra å være et rent leteselskap til også å bli produsent av olje.

Produserende felter

Frankrike

Reservene for Lundins ni produksjonslisenser i området Paris Basin er anslått å inneholde 16 millioner fat oljeekvivalenter. Det største feltet er Villeperdue. I området Aquitaine Basin er fem felt i produksjon, hvorav det største er Courbey. Totalt utgjør påviste reserver fra Frankriket totalt 20 millioner oljeekvivalenter.

Indonesia

Produserende felter er lokalisert på Salawati Basin og Salawati Island. Lundin er også involvert i et prosjekt offshore Indonesia, kjent som TBA-prosjektet. Produksjonsstart er forventet å finne sted i 2006. P1 reserver utgjør cirka 16 millioner fat oljeekvivalenter.

Netherlands

Nederland er et modent produksjonsområde med onshore og offshore gassproduksjon. Fra 18 produksjonslisenser utgjør påviste reserver cirka 6 millioner fat oljeekvivalenter. Oppstart for leteaktivitet på felt F-12 er forventet i 2006.

Venezuela

Lundin har 12,5 % andel på blokken Colón som tilsvarer reserver på 4,4 millioner fat oljeekvivalenter. Det er oppsidepotensial for videre funn på Colón.

Tunisia

Produksjon fra feltet Oudna er forventet å starte i 2006. Selskapet har videre tre utviklingslisenser i området. Anslåtte reserver for Lundin i Tunisia er 4,7 millioner fat oljeekvivalenter.

Norge

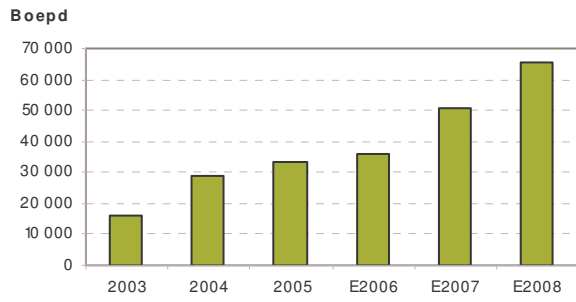
Lundins portefølje i Norge består både av lete- og produksjonslisenser. Blant annet har Lundin en 15 % andel i Alvheim feltet, hvor det er påviste reserver på 180 millioner fat. Per i dag kommer Lundins produksjon i Norge fra Hamsun feltet. Lundins andel av påviste reserver er 41 millioner fat oljeekvivalenter.

Storbritannia

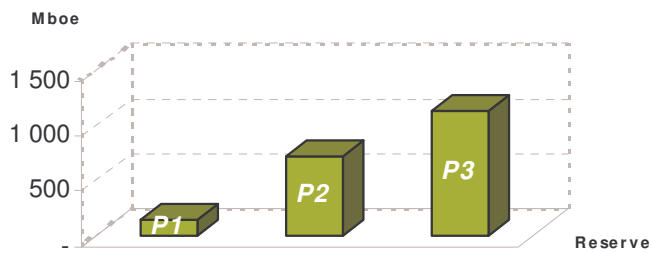
Lundin er operatør for tre produserende felter, Heather, Thistle og Broom, samt lisensinnehaver på nok et produserende felt. Senter for produksjonen er Heather plattformen hvortil flere sidebrønner er knyttet. Totale reserver er anslått til 53,9 millioner fat oljeekvivalenter.

Ytterligere ressurser

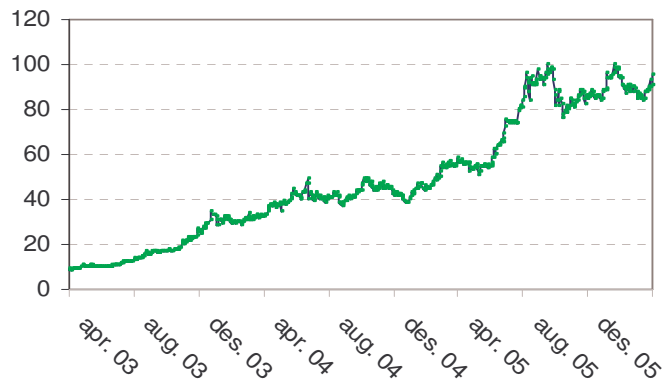
Det knytter seg størst oppsidepotensiale til aktiviteten i Irland, Storbritannia og Nigeria. Reserver som kan klassifiseres i kategori P2 tilsvarer 718 millioner fat oljeekvivalenter og tilsvarende anslag for P3 er 1131 fat oljeekvivalenter.



Figur 10.1: Årlig produksjon 2003-2008



Figur 10.2: Totale reserver



Figur 10.3: Aksjekursutvikling (SEK) 2003 -2006 (OMX 2006)

10.1.2 Dana Petroleum

Kort om selskapet

Dana Petroleum (Dana) er et britisk og driver både lete- og produksjonsvirksomhet. Selskapet ble etablert i 1997 og notert på London Stock Exchange i 1999. Danas kjernevirksomhet ligger i Nordsjøen hvor selskapet har 10 produserende felter.

Produserende felter

Nordsjøen (Nord)

Nordre del av Nordsjøen er Danas viktigste operasjonsområde. Produksjonen er i hovedsak knyttet til feltene Hudson og Otter. Dana økte sin eierandel på feltet Hudson til 47,5 % i 2004 og påtok seg operatøransvar. Aggregert utgjør produksjon fra dette området cirka 8000 fat olje per dag.

Nordsjøen (Midtre del)

I den midtre delen av Nordsjøen er Danas eiendeler hovedsakelig knyttet til oljeproduksjon på fem felter. Eierandelen på 50 % i Mallard-feltet utgjør en daglig produksjon på 6500 fat oljeekvivalenter per dag. Dana produserer også på feltene Mallard, Banff, Caledonia og Claymore, noe som gir en daglig totalproduksjon fra området på cirka 8000 fat per dag.

Nordsjøen (Sør)

Aktiviteten i den sørlige delen av Nordsjøen er basert rundt gassleting og -produksjon. Produksjonen kommer hovedsakelig fra feltet Victor, med en daglig produksjon på 1697 fat oljeekvivalenter per dag. I dag utgjør produksjon fra feltet Johnsen, som ble satt i produksjon i 2005, en kapasitet på cirka 3240 fat oljeekvivalenter per dag. Resterende produksjon fra området stammer fra en 1,2 % eierandel i feltet F-16E i nederlandsk sektor, som gir en daglig produksjon på 180 fat oljeekvivalenter.

Totalt påviste reserver fra operasjoner i Nordsjøen beløper seg til 89,1 millioner fat oljeekvivalenter.

Russland

Produksjonen i Russland stammer fra selskapets eierandel på 12 % i feltet South Vat-Yoganskoye i Sibir. Eierandelen utgjør netto P1 reserver på 1,1 millioner fat oljeekvivalenter.

Ytterligere ressurser

Dana Petroleum driver utstrakt leteaktivitet. Utenfor kysten av Afrika og Australia er selskapet lisensiert for leting på til sammen 150 000 km², noe som tilsvarer 750 Nordsjøblokker. Totale P2 reserver utgjør 165 fat oljeekvivalenter og P3 reservene er i størrelsesorden 1035 fat oljeekvivalenter.

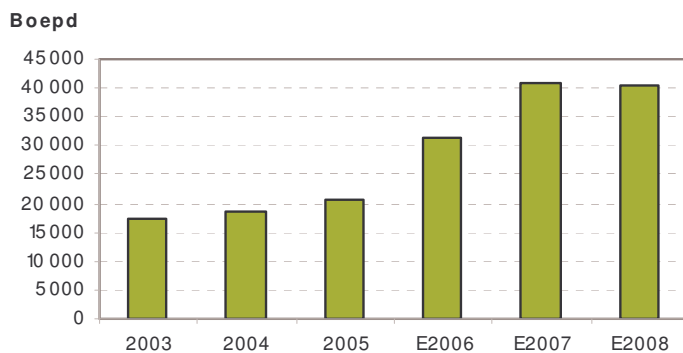
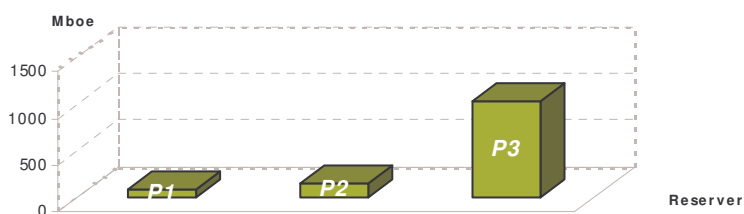


Fig 10.4: Årlig produksjon



Figur 10.5: Totale reserver



Fig 10.6: Kursutvikling GBP, (LSE, 2006)

10.1.3 Burren Energy Plc

Kort om selskapet

Burren Energy Plc (Burren) er et britisk olje og gass selskap. Burren ble etablert i 1994 og opererte da som et rent transportselskap for olje i det Kaspiske hav. I 1999 ble det Turkmenistanske selskapet Nebit Dag fisjonert ut fra ExxonMobil og kjøpt opp av Burren Energy. Med oppkjøpet av Nebit Dag utvidet Burren sitt virksomhetsområde til også å omfatte oljeproduksjon. I 2003 ble selskapet notert under FTSE 250 indeksen på London Stock Exchange. Virksomheten består i dag primært av lete- og produksjonsvirksomhet. I tillegg har Burren en eierandel på 26 % i det indiske oljeselskapet Hindustan Oil Exploration Company (HOEC).

Produserende felter

Turkmenistan

Burren opererer onshore og har fem produserende olje og gass felt, hvor selskapet også er operatør. Akkumulert daglig produksjon fra Turkmenistan i 2005 var 15 400 fat. Påviste reserver utgjør 76 millioner fat oljeekvivalenter.

Congo

Burren har eierskap i tre felt. Feltene opereres av Maurel & Promb. Daglig produksjon i 2005 utgjorde 15 920 fat. Burrens netto andel av påviste reserver er 59 millioner fat oljeekvivalenter.

Ytterligere ressurser

Selskapets leteaktivitet knytter seg til aktivitet i Egypt og Yemen. Totalt utgjør P2 reserver 202 mboe og P3 reserver 527 millioner fat oljeekvivalenter.

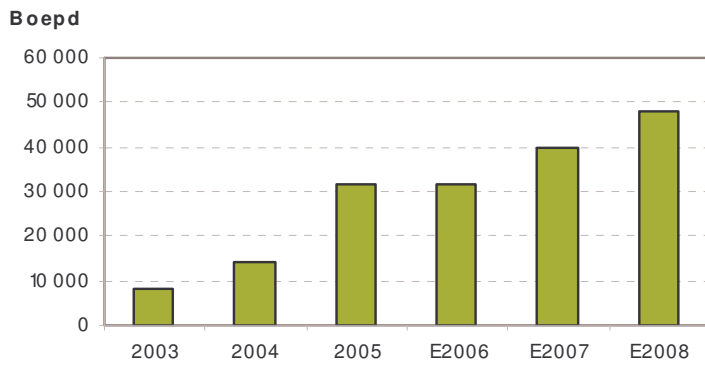


Fig: 10.7: Daglig produksjon

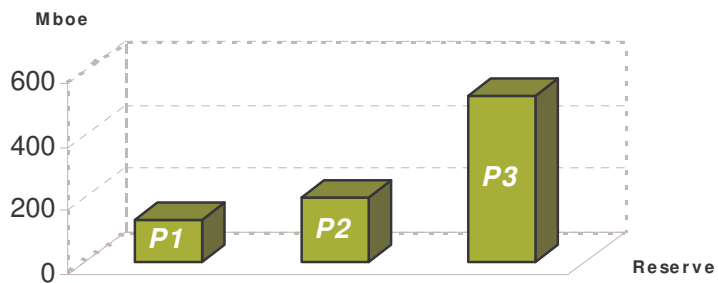


Fig: 10.8: Totale reserver



Fig: 10.9: Kursutvikling GBP, (Burren, 2006)

10.1.4 Cairn Energy

Inntroduksjon

Cairn Energy Plc. (Cairn) er et skotsk olje og gasselskap. Selskapet ble notert på London Stock Exchange i 1989. Operasjonene foregår primært i India, men selskapet har også virksomhet i Bangladesh og Nepal.

Produserende felter

India West - Rajasthan

Rajasthan er Cairns primære satsingsområde. Påviste reserver per i dag tilsvarer 186 millioner fat oljeekvivalenter, men sannsynlige og mulige reserver er til sammen anslått til så mye som to til tre milliarder fat. Gjennomsnittlig daglig produksjon fra feltet var kun 1900 boepd i 2005, men selskapets fremtidig vekst er i stor grad knyttet til utviklingen for feltet. En risikofaktor er rørledningen som er under bygging for å håndtere fremtidig leveranser fra regionen. Forventede investeringer i regionen beløper til cirka USD 2 milliarder.

India West - Gujarat

I Gujarat-provinsen er Cairn operatør med en 50 % andel i en produksjonslisens. Produksjonen er delt cirka likt mellom olje og gass. Gjennomsnittelig produksjon per dag for selskapet var 7500 fat oljeekvivalenter i 2005. Totalt utgjør påviste reserver i regionen 20 millioner fat oljeekvivalenter.

Bangladesh

Gassfeltet Sangu, som ble oppdaget i 1996, opereres av Cairn med en 75 % lisensandel etter at selskapet overtok Shells andel i 2004. Cairns totale reserver for feltet utgjør cirka 39,4 millioner fat oljeekvivalenter. Det foregår kun gassutvinning på feltet. Gjennomsnittelig produksjon per dag i 2005 var 13 500 fat oljeekvivalenter per dag.

India South - Ravva

På blokken Krishna-Godavari Basin er hovedaktiviteten til Cairn knyttet til feltet Ravva, hvor Cairn er operatør med 22,5 % andel. Cairns produksjonsandel på feltet var i 2005 på 6 900 fat

oljeekvivalenter per dag. Siden 2003 er Cairns produksjonsandel på feltet redusert med cirka 10 %, noe som skyldes redusert andel i produksjonsdelingsavtalen med Indias myndigheter. Cairns anslåtte reserver er 11,9 millioner fat oljeekvivalenter, hvorav gass- og oljereserver utgjør cirka like store andeler.

Ytterligere ressurser

Cairn er eier av en letelicens i området Ganga Basin i det nordre India. Selskapet har også inngått en leteavtale med nepalske myndigheter for å drive leteaktivitet på deres territorium i samme område. Det er imidlertid leteaktiviteten i Rajasthan provinsen det knytter seg størst oppmerksomhet mot. Ressursene fra området utgjør hovedsakelig reservekategoriene P2 og P3. Totale 2P reserver er estimert til 528 mboe og 1995 mboe for P3.

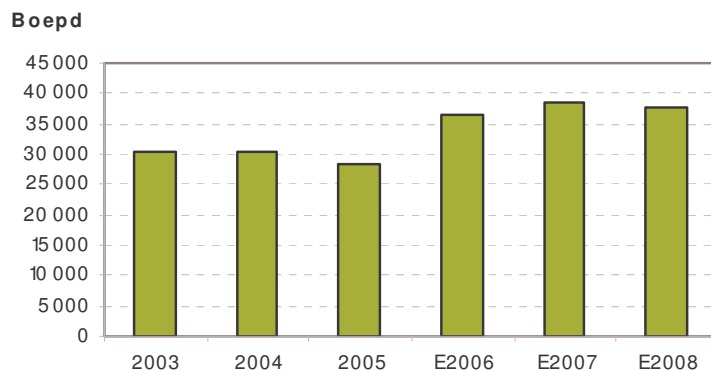


Fig.10.10: Daglig produksjon

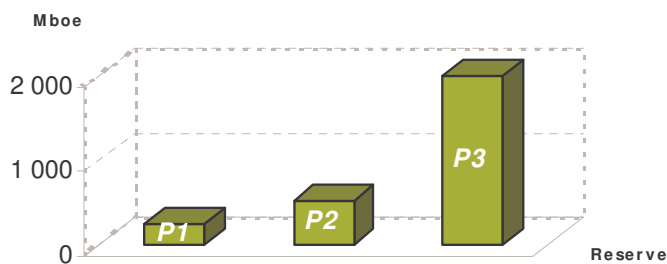


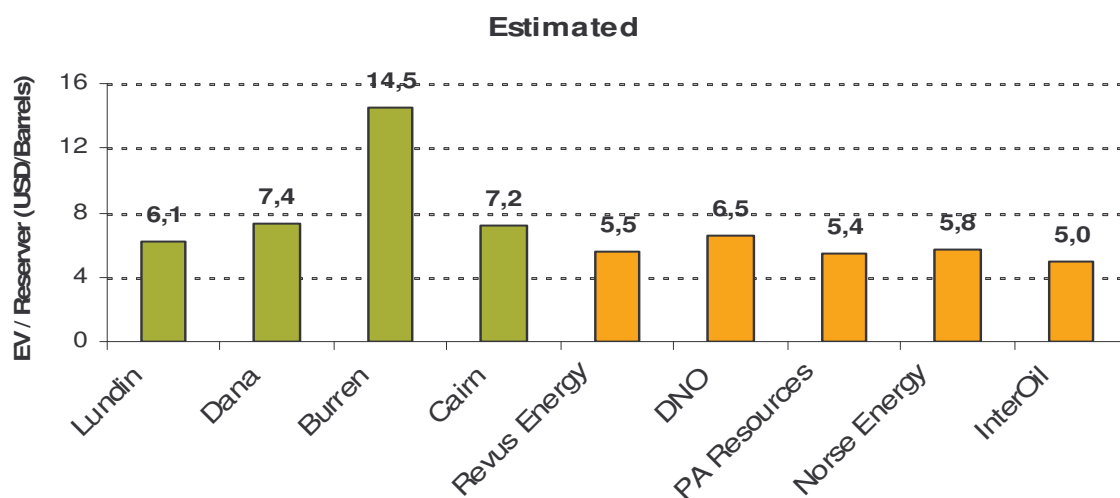
Fig.10.11: Totale reserver



Fig 10.12: Kursutvikling GBP, (LSE, 2006)

10.2 EV / Reserver

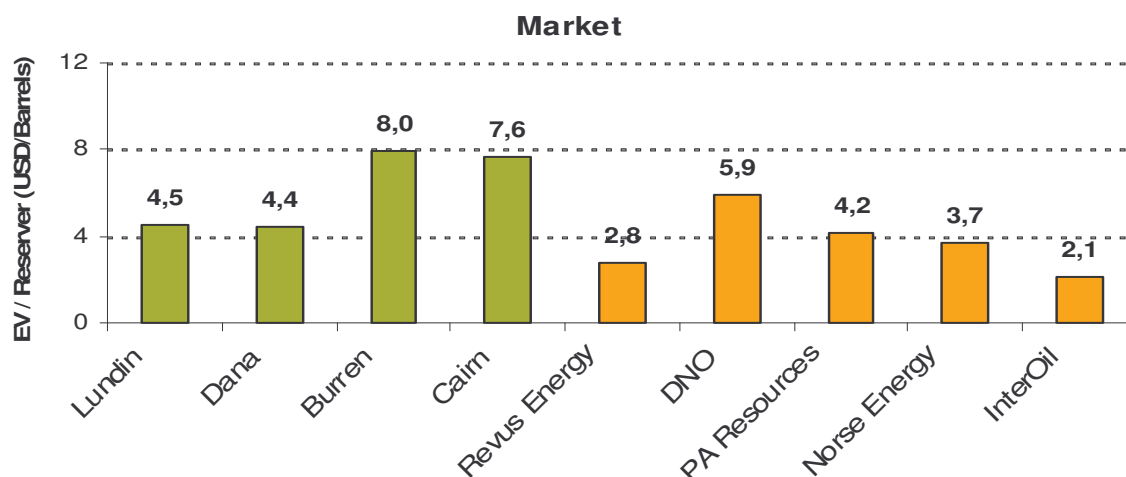
Under følger en presentasjon av multiplen EV/Reserver både på grunnlag av estimerte verdier for selskapene og markedsverdier.



Figur 10.13: EV/Reserver fra estimerte selskapsverdier

Estimert	Utenlandske	Norske	Totalt
Gjennomsnitt	8,8	5,6	7,0
Median			6,1

Figur 10.14: Gjennomsnitt og median fra estimerte verdier



Figur 10.15: EV/Reserver fra markedsverdier

Marked	Utenlandske	Norske	Totalt
Gjennomsnitt	6,1	3,7	4,8
Median			4,4

Figur 10.16: Gjennomsnitt og median fra markedsverdier

10.3 Litteraturliste

I denne utredningen er det benyttet en rekke ulike kilder for informasjonsinnhenting. De fleste kildene har direkte henvisninger i oppgaveteksten, mens noen av kildene er brukt som bakgrunnsmateriale og derfor ikke henvist direkte. Alle er imidlertid inkludert i listen under.

10.3.1 Bøker, Artikler og rapporter

- Bodie, Z. and Kane, A. and Marcus A. J. (2002): "Investments". McGraw-Hill/Irwin
- Brealey, R.A. and Myers, S. C. (2005): "Principles of Corporate Finance". McGraw-Hill/Irwin
- Chua and Woodward (1994), "Financial Performance of the U.S. Oil and gas Industry: 1980- 1990", Financial Markets, Institutions & Instruments, V.3, N., Blackwell.
- Copeland, Tom and Koller, Tim and Murrin, Jack (1994): "Valuation". John Wiley & Sons, New York
- Dimson E. and Marsh, P. and Staunton, M. (2005): "Global Investment Returns Yearbook 2005". London Business School and ABN Amro
- Johnsen, T. (1997): "Avkastningskrav", artikkel fra "Verdsettelse i teori og praksis", redigert av Dahl, Hansen, Hoff og Kinserdal, Cappelen Akademiske Forlag
- Johnsen, T. og Gjesdal og Frøystein (1999), "Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering". Cappelen Akademisk Forlag, Oslo
- McCormack and Vytheeswaran (1998), "How to Use EVA in the Oil and Gas Industry", Journal of Applied Corporate Finance, 11, 3.
- McMichael, C. L. and Ross, J. G. and Spencer. A. and Crossley H. D. and Heiberg S. and Swinkels, W. J. A. M., Robertson J. D. and Gibbons, K. and Young, E. D. (2001): "Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources", Society of the Petroleum Engineers
- Osmundsen, P. og Asche, F. og Misund, B. og Mohn, K. (2005): "Valuation of Oil Companies – The RoACE Era", forskningsrapport fra Universitet i Stavanger
- OPEC sekretariat; Shihab-Eldin A. and Hamel, M. and Brennand, G. (2004), "Oil outlook to 2025", review paper, Organization of the Petroleum Exporting Countries
- Simmons, M. R. (2004): "Hearing on Oil & Gas Accounting and Disclosure", Committee on Financial Services, US House of Representatives

10.3.2 Forelesningsnotater

- Gjerde, Øystein (2005): Forelesningsnotater i BUS 422 ved NHH
- Haugane, Erik, CEO Pertra ASA, (2004): Gjesteforelesning i ORG 200 ved NHH
- Johnsen, Thore (2005): Forelesningsnotater i FIE 402 ved NHH
- Leite, Tore (2006): Forelesningsnotater i FIE 400 ved NHH
- Nyborg, Kjell og Østberg, Per (2006): Forelesningsnotater i FIE 402 E ved NHH
- Spreeman, K. (2006): Forelesningsnotater i kurset ”Corporate Financial Management” ved Universität St. Gallen.

10.3.3 Presentasjoner

- Johnsen, Thore (2005): ”Verdivurdering, feltandeler og E&P-selskaper”, konferanse om petroleumsøkonomi
- BP; Davies, P. (2005): “BP Statistical Review of World Energy 2005”, British Petroleum

10.3.4 Internettisider

- www.dana-petroleum.com (2006)
- www.burren.co.uk (2006)
- www.cairn-energy.plc.uk (2006)
- www.lundin-petroleum.com (2006)
- www.paresources.no (2006)
- www.dno.no (2006)
- www.interoil.no (2006)
- www.northernoil.no (2006)
- www.revus-energy.no (2006)
- www.pertra.no (2006)
- www.opec.org (2006)
- www.api.org (2006)
- www.bp.com (2006)
- www.naturalgas.org (2006)
- www.londonstockexchange.com (2006)
- www.bankofengland.co.uk (2006)
- www.federalreserve.gov (2006)

- www.digitallook.com (2006)
- www.investopedia.com (2006)

10.3.5 Årsrapporter

Burren Energy 2002 – 2005

Cairn Energy 2002 – 2005

Dana Petroleum 2002 – 2005

Lundin Petroleum 2002 – 2005

DNO 2005

PA Resources 2005

InterOil 2005

Norse Energy 2005

Revus Energy 2005

10.3.6 Markedsinformasjon

Bloomberg (2006)

Pareto Securities (2006)

10.4 Analyser

10.4.1 Lundin Petroleum AB

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Oil price	USD	55,6	65,4	68,8	67,7	66,7	65,7	64,7	63,7	62,7	61,8
SEK/USD		7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79	7,79
France											
Production	boe/day		3 700	6 000	10 000	12 000	10 000	7 500	3 500	2 000	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	20,0	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	688	1 173	1 926	2 275	1 867	1 380	634	357	-
Operating costs	"	-	(248)	(412)	(704)	(866)	(740)	(569)	(272)	(159)	-
Depreciation	"	-	(58)	(94)	(156)	(188)	(156)	(117)	(55)	(31)	-
Investments	"	-	(234)	(240)	(246)	(252)	(253)	(112)	(61)	-	-
Tax	"	-	(139)	(243)	(388)	(445)	(354)	(253)	(112)	(61)	-
Free cash flow	"	-	67	278	588	712	773	559	250	137	-
NPV	"	2 207		10,0% WACC							
Indonesia											
Production	boe/day	-	2 750	3 500	5 500	8 000	8 000	7 500	5 000	3 500	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	16	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	256	342	530	758	747	690	453	312	-
Operating costs	"	-	(64)	(84)	(135)	(201)	(206)	(198)	(135)	(97)	-
Depreciation	"	-	(20)	(25)	(39)	(57)	(57)	(53)	(36)	(25)	-
Investments	"	-	(23)	(25)	(25)	(25)	(24)	(25)	(25)	(25)	-
Tax	"	-	(52)	(70)	(107)	(150)	(145)	(132)	(85)	(57)	-
Free cash flow	"	-	117	164	264	382	396	361	233	158	-
NPV	"	1 343		10,0% WACC							
Netherlands											
Production	boe/day		2 400	4 000	4 000	3 000	2 000	1 000	-	-	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	6,0	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	312	547	539	398	261	129	-	-	-
Operating costs	"	-	(112)	(191)	(196)	(151)	(103)	(53)	-	-	-
Depreciation	"	-	(72)	(119)	(119)	(90)	(60)	(30)	-	-	-
Investments	"	-	(23)	(24)	(25)	(25)	(24)	(25)	-	-	-
Tax	"	-	(39)	(71)	(67)	(47)	(30)	(14)	-	-	-
Free cash flow	"	-	138	261	276	200	129	62	-	-	-
NPV	"	801		10,0% WACC							
Venezuela											
Production	boe/day		1 900	2 500	2 700	2 000	2 000	1 000	-	-	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	4,4	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	177	244	260	190	187	92	-	-	-
Operating costs	"	-	(28)	(37)	(41)	(31)	(32)	(16)	-	-	-
Depreciation	"	-	(41)	(53)	(58)	(43)	(43)	(21)	-	-	-
Investments	"	-	(31)	(32)	(33)	(33)	(34)	(16)	-	-	-
Tax	"	-	(33)	(46)	(48)	(35)	(34)	(16)	-	-	-
Free cash flow	"	-	85	129	138	124	121	59	-	-	-
NPV	"	480		10,0% WACC							
Tunisia											
Production	boe/day		1 550	2 300	3 200	2 700	2 000	1 100	-	-	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	4,7	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	288	450	616	512	373	202	-	-	-
Operating costs	"	-	(131)	(199)	(284)	(246)	(187)	(105)	-	-	-
Depreciation	"	-	(31)	(46)	(64)	(54)	(40)	(22)	-	-	-
Investments	"	-	(117)	(120)	(123)	(64)	(44)	(23)	-	-	-
Tax	"	-	(38)	(61)	(81)	(64)	(44)	(23)	-	-	-
Free cash flow	"	-	2	69	129	202	143	75	-	-	-
NPV	"	425		10,0% WACC							
Norway											
Production	boe/day		900	7 000	12 000	22 000	22 000	22 000	16 000	8 000	2 000
Accumulated production (to LUPE)	mboe	41	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	151	1 232	2 080	3 753	3 696	3 644	2 608	1 284	316
Operating costs	"	-	(31)	(251)	(441)	(829)	(849)	(871)	(649)	(333)	(85)
Depreciation	"	-	(24)	(199)	(324)	(594)	(594)	(594)	(432)	(216)	(54)
Investments	"	-	(467)	(479)	(491)	(503)	(491)	(491)	-	-	-
Fråntækt	"	-	(7)	(57)	(97)	(178)	(178)	(178)	(130)	(65)	(16)
Tax	"	-	(70)	(589)	(977)	(1 728)	(1 668)	(1 611)	(1 126)	(541)	(130)
Free cash flow	"	-	(419)	(87)	171	693	1 179	1 163	833	410	101
NPV	"	2 199		10,0% WACC							
UK											
Production	boe/day		22 800	26 000	28 000	24 000	20 000	16 000	8 000	3 000	-
Accumulated production (to LUPE)	mboe	53,9	100 %								
P&L											
Revenues	SEKm	-	4 238	5 084	5 393	4 549	3 734	2 945	1 449	535	-
Operating costs	"	-	(1 263)	(1 476)	(1 629)	(1 431)	(1 222)	(1 002)	(514)	(197)	-
Depreciation	"	-	(583)	(665)	(717)	(614)	(512)	(409)	(205)	(77)	-
Investments	"	-	(312)	(319)	(327)	(336)	-	-	-	-	-
Tax	"	-	(1 196)	(1 471)	(1 524)	(1 252)	(1 000)	(766)	(365)	(130)	-

10.4.4 Burren Energy Plc.

		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
Oil price	USD	55,6	65,4	68,8	67,7	66,7	65,7	64,7	63,7	62,7	61,8	60,8	59,9	59,0	58,1		
Turkmenistan																	
Production	boe/day		18 000	22 000	26 000	26 000	26 000	24 000	18 000	15 000	12 000	8 000	6 000	4 000	2 000		
Accumulated production (Net Burren)	mboe	76	100 %														
P&L																	
Revenues	USDm	-	344	442	514	506	498	454	335	275	216	142	105	69	34	-	-
Operating costs	"	-	(27)	(34)	(41)	(42)	(43)	(41)	(31)	(27)	(22)	(15)	(11)	(8)	(4)	-	-
Depreciation	"	-	(20)	(24)	(28)	(28)	(28)	(26)	(20)	(16)	(13)	(9)	(7)	(4)	(2)	-	-
Investments	"	-	(60)	(62)	(63)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tax	"	-	(89)	(115)	(133)	(131)	(128)	(116)	(85)	(69)	(54)	(36)	(26)	(17)	(8)	-	-
Free cash flow	"		168	231	277	269	327	297	218	179	140	92	67	44	22	-	-
NPV	"		1 440	10,0% WACC													
Congo																	
Production	boe/day	-	13 500	18 000	22 000	22 000	22 000	18 000	15 000	12 000	9 000	6 000	3 000				
Accumulated production (Net Burren)	mboe	59	100 %														
P&L																	
Revenues	USDm	-	290	407	490	482	474	383	314	247	183	120	59	-	-	-	-
Operating costs	"	-	(30)	(41)	(52)	(53)	(55)	(46)	(39)	(32)	(25)	(17)	(9)	-	-	-	-
Depreciation	"	-	(45)	(60)	(74)	(74)	(74)	(60)	(50)	(40)	(30)	(20)	(10)	-	-	-	-
Investments	"	-	(53)	(54)	(56)	(57)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tax	"	-	(64)	(91)	(109)	(106)	(104)	(83)	(67)	(52)	(38)	(25)	(12)	-	-	-	-
Free cash flow	"		142	219	273	265	316	254	207	163	120	78	38	-	-	-	-
NPV	"		1 313	10,0% WACC													
Total																	
Production	boe/day		31 500	40 000	48 000	48 000	48 000	42 000	33 000	27 000	21 000	14 000	9 000	4 000	2 000	-	-
Accumulated production (Net Burren)	mboe	134,1	100 %														
P&L																	
Revenues	USDm		633	848	1 004	988	973	836	649	522	399	262	164	69	34	-	-
Operating costs	"		(57)	(75)	(93)	(95)	(97)	(86)	(70)	(59)	(46)	(32)	(20)	(8)	(4)	-	-
Depreciation	"		(65)	(85)	(102)	(102)	(102)	(87)	(70)	(57)	(43)	(29)	(17)	(4)	(2)	-	-
EBIT	"		511	689	809	790	773	663	508	407	309	201	127	57	28	-	-
Tax	"		(153)	(207)	(243)	(237)	(232)	(199)	(152)	(122)	(93)	(60)	(38)	(17)	(8)	-	-
EBI	"		358	482	566	553	541	464	356	285	216	141	89	40	19	-	-
CapEx	"		(113)	(116)	(119)	(122)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	"		65	85	102	102	102	87	70	57	43	29	17	4	2	-	-
Net change in NWC	"		(0)	(9)	(9)	-	-	7	10	7	7	8	5	5	2	-	-
Free cash flow	"		310	441	541	534	644	558	436	348	266	177	111	50	24	-	-
NPV	"		2 761	10,0% WACC													
Capex producing fields																	
			Total	Per barrel (USD)	Adjustment for P2 and P3 (USD)												
Turkmenistan	USDm	240,00		3,18	2,82												
Congo	USDm	212,00		3,62	4,38												
Egypt	USDm	452,00		3,37	4,63												
Yemen	USDm	452,00		3,37	4,63												
P2 reserves																	
Potential working interest reserves (I)			Turkmenistan	Congo	Egypt	Yemen	Total (II)										
Entitlement factor			0,81	0,63	0,90	0,87											
Potential net entitlement reserves (unadjusted)	mboe		-	202			202										
NPV (USD) / Reserves (I)	USD			22,42													
Additional development costs				4,38													
NPV / Reserves after development costs				18,04													
Discounted 5 years	USD			11,20													
Value unadjusted reserves	USDm			2 257,68			2 257,7										
P3 reserves																	
Potential net entitlement reserves	mboe		Total	527													
Potential net entitlement reserves (adjusted)	10 %			52,68													
Exploration costs	USDm			67,00													
Exploration cost per barrel	USD			1,27													
Potential working interest reserves			Turkmenistan	Congo	Egypt	Yemen	Total (III)										
Entitlement factor			0,81	0,63	0,90	0,87											
Potential net entitlement reserves (unadjusted)			219	76	85	148	527										
NPV (USD) / Reserves (I)	USD		19,1	22,4	20,6	20,6											
Additional development costs	USD		2,8	4,4	4,6	4,6											
Exploration costs	USD		1,3	1,3	1,3	1,3											
NPV (USD) / Reserves after Exp. and Dev. costs	USD		15,0	16,8	14,7	14,7											
Discounted 10 years	USD		5,8	6,5	5,7	5,7											
Value unadjusted reserves	USDm		1 262	489	479	837	3 066										
Hindustan Oil Exploration Company (HOEC)																	
			Antall aksjer	Kurs (rupi)	Mark.cap	Mark.cap USD		Burren 26%									
			58 777	154,77	9 096 916	204 886	53 270										
Total number of shares (31.12.2005)		1 000	143 386														
Net Cash																	
Unadjusted	USDm		Share Price	(I)	(II)	(III)	HOEC										
Probability	%		100 %	0,9	19,3	15,7	21,4	0,37									
Adjusted	USDm		16,1	0,9	17,3	7,9	2,1	0,37	28,6								
Total reserves (P1*0,9 + P2*0,5 + P3*0,1)	mboe		274,20														