

Verdivurdering av Revus Energy

Av: Andreas Christian Poole

Veileder: Peder Fredslund Møller

Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet:

Finansiering og finansiell økonomi

NORGES HANDELSHØYSKOLE

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

Sammendrag

Denne utredningen har som hensikt å foreta en verdivurdering av det norske oljeselskapet Revus Energy. Selskapet er et såkalt lete- og produksjonsselskap (E&P-selskap), innen petroleumsbransjen. Verdivurderingen gjøres basert på en kontantstrømbasert metode som spesialtilpasses til å vurdere E&P-selskap.

Oppgaven er bygget opp på følgende måte: I første kapittel gis en generell innføring i petroleumsbransjen og de aktiviteter som inngår i et E&P-selskaps virksomhet. Deretter gies en introduksjon til Revus Energy. Videre gies det en kort innføring i verdsettelse, og det identifiseres hvilke verdidrivere som er relevant for verdsettelse av E&P-selskap. Deretter foretaes en detaljert regnskapsanalyse av selskapet, med formål å estimere historiske verdier av verdidriverne identifisert i kapittelet før. I neste kapittel estimeres fremtidige verdier av verdidriverne. Basert på disse utarbeides et fremtidsbudsjett, som danner grunnlaget for selve beregningen av verdiestimatet. I sensitivitetsanalysen undersøkes det hvordan verdiestimatet påvirkes av endringer i verdidriverne. Oppgaven avslutter med en rimelighetsvurdering og konklusjon.

Pr 28.11.2008 foreligger det et bud på NOK 110 på oppkjøp av alle aksjene i Revus Energy. Oppgaven konkluderer med at budet som er gitt representerer en langt større verdi for investor enn det som kan forventes fra fremtidige kontantstrømmer fra driften. Investor bør følgelig akseptere budet.

Forord

Denne oppgaven er det avsluttende arbeidet for masterstudiet ved Norges Handelshøyskole. Oppgaven bygger på kunnskap ervervet gjennom flere fag ved Norges Handelshøyskole. Størst betydning tillegges fagene ”BUS426 Regnskapsanalyse og Verdsettelse” og ”SAM460 Petroleumsøkonomi”. Denne oppgaven søker å kombinere elementer fra disse to fagene, ved at det foretas en verdsettelse av Revus Energy (Revus), som er et lete og produksjonsselskap (E&P selskap) innen petroleumsbransjen.

Resultatet av en verdivurdering av et børsnotert selskap, er vanligvis et råd om hvordan en investor skal forholde seg til en investering i selskapet. Spesifikt hvorvidt investor bør foreta kjøp eller salg, basert på om verdivurderingen er høyere eller lavere enn markedsverdien. Den 27.10.2008 ble det offentliggjort et bud på alle aksjene i Revus på NOK 110 pr aksje, et beløp som lå hele 145% over siste sluttkurs på NOK 44.90. Denne hendelsen har betydning for den praktiske anvendbarheten av oppgaven, da verdivurderingen nå må sammenliknes med dette budet, i motsetning til aksjens markedsverdi.

Oppgaven avviker en del fra tradisjonelle verdsettelsesoppgaver. Dette ved at det er gjort en tilnærming knyttet mot å analysere aktiviteter som inngår i driften til E&P-selskaper. Dette er aktiviteter som er knyttet til petroleumsreservers livssyklus, fra leting til produksjon. Fokus er på inntekter, kostnader og investeringer knyttet til disse aktivitetene. Dette i motsetning til bruk av generelle metoder, som kan brukes til å analysere og verdivurdere selskaper uavhengig av bransjen de opererer i. På denne bakgrunn er det av prioriteringshensyn valgt å utelate elementer som vanligvis inngår i verdsettelsesoppgaver. Dette er en svakhet ved oppgaven, da disse elementer kunne gitt ytterligere innsyn i problemstillingen.

Oppgavens er skrevet ut fra perspektivet til en egenkapitalinvestor. Oppgaven er gjennomført basert på den informasjon som var offentlig tilgjengelig pr 28.11.2008, og denne dato angir tidspunktet for perspektivet til oppgaven.

Det rettes en takk til veileder Peder Fredslund Møller for god veiledning og gode tilbakemeldinger.

Innholdsfortegnelse

1. PRESENTASJON AV PETROLEUMSBRANSJEN	1
1.1 PETROLEUMSBRANSJEN GENERELT	1
1.1.1 <i>Petroleum</i>	1
1.1.2 <i>Omsetning av petroleum</i>	2
1.1.3 <i>Produksjon, konsum og reserver</i>	3
1.2 ORGANISERING AV OLJEINDUSTRIEN.....	6
1.2.1 <i>Aktører/Verdikjeden i oljebransjen</i>	6
1.2.2 <i>Verdiskapning i et E&P selskap</i>	7
1.2.3 <i>Klassifisering av reserver</i>	10
1.2.4 <i>Omsetting av felt og lisenser</i>	11
1.2.5 <i>Skatt og regnskapsføring</i>	11
2. PRESENTASJON AV REVUS ENERGY	13
2.1 OM VIRKSOMHETEN	13
2.2 LISENSPORTEFØLJE	13
2.2.1 <i>Produksjon og påviste reserver</i>	13
2.2.2 <i>Betingede reserver</i>	15
2.2.3 <i>Leteprogram og andre prospekter– felter</i>	15
2.2.4 <i>Totale reserver</i>	16
2.3 SALG AV OLJE	16
3. VERDSETTSELSESMETODIKK	18
3.1 FUNDAMENTAL VERDSETTELSE	18
3.1.1 <i>Verdidrivere for E&P selskap</i>	20
4. REGNSKAPSANALYSE.....	23
4.1 TABELLERT OG ESTIMERT REGNSKAP FOR 2008	23
4.1.1 <i>Resultat</i>	24
4.1.2 <i>Balanse</i>	25
4.1.3 <i>Endringer i driftseiendeler</i>	26
4.1.4 <i>Operasjonelle tall</i>	27
4.2 OMGRUPPERT REGNSKAP	27
4.2.1 <i>Omgruppert resultat</i>	28
4.2.2 <i>Omgruppert balanse</i>	28
4.3 JUSTERING AV REGNSKAP FOR MÅLEFEIL	29
4.3.1 <i>Justering av ikke aktiverte letekostnader</i>	29
4.3.2 <i>Resultat</i>	29
4.3.3 <i>Balanse</i>	30
4.3.4 <i>Fri kontantstrøm</i>	30
4.4 ANALYSE AV VERDIDRIVERE.....	31

5.	FREMTIDSBUDSJETT.....	34
5.1	VALG AV BUDSJETTHORISONT.....	34
5.2	ESTIMERING AV VERDIDRIVERE.....	34
5.2.1	<i>Makroøkonomiske verdidrivere.....</i>	<i>34</i>
5.2.2	<i>Oljepris.....</i>	<i>35</i>
5.2.3	<i>Selskapsspesifikke verdidrivere.....</i>	<i>35</i>
5.3	FREMTIDSBUDSJETT	42
6.	VERDSETTELSE.....	45
6.1	AVKASTNINGSKRAV.....	45
6.2	VERDIESTIMATER.....	48
6.2.1	<i>Verdi av netto driftskapital.....</i>	<i>48</i>
6.2.2	<i>Verdi av netto finansiell gjeld</i>	<i>48</i>
6.2.3	<i>Verdi av egenkapital.....</i>	<i>48</i>
7.	SENSITIVITETSANALYSE.....	50
7.1	SENSITIVTET I FORHOLD TIL VERDIDRIVERE.....	50
7.1.1	<i>Endring i oljepris</i>	<i>50</i>
7.1.2	<i>Endring i operasjonelle verdidrivere</i>	<i>52</i>
7.1.3	<i>Endring i avkastningskrav til netto driftskapital</i>	<i>53</i>
8.	RIMELIGHETSVURDERING OG KONKLUSJON	55
	LITTERATUR OG DATAKILDER.....	56
	LITTERATURLISTE.....	56
	DATAKILDER	56
	VEDLEGG.....	58
	VEDLEGG 1 – FORKORTELSER OG KONVERTERINGSFAKTORER	58
	VEDLEGG 2 - RAPPORTERTE FINANSREGNSKAP	58
	VEDLEGG 3 - REGRESJONSUTSKRIFT	62

1. Presentasjon av petroleumsbransjen

1.1 Petroleumsbransjen generelt

Petroleum og i særdeleshet olje er blant de aller viktigste varene som omsettes i den moderne økonomi. Som Hannesson (1998) sier det; ”Oil in modern society is like blood in the human body. Without it modern society as we know it would cease to exist”.

Petroleumsbransjen omfatter produksjon, foredling, transport og markedsføring/salg av petroleum og petroleumsprodukter. I vedlegg 1 er det definert noen forkortelser som brukes videre.

1.1.1 Petroleum

Petroleum er en fellesbetegnelse for hydrokarboner slik de forekommer i naturen. Det vil si slik de forekommer ved produksjon (Oljedirektoratet 2008). De er fire former for petroleum; råolje (olje), naturgass (gass), kondensat og NGL (Natural Gas Liquids). I produksjonsstatistikken til Oljedirektoratet skilles det mellom disse fire typene, i statistikkene fra BP og EIA inkluderes imidlertid kondensat og NGL i begrepet olje, noe som også gjøres i denne oppgaven.

Olje er ikke et uniformt produkt, det forekommer i ulike kvaliteter. Kvalitet på olje er bestemt av dens kjemiske sammensetning. Kvalitetsdimensjonene er vekt (målt ved API) og svovelinnhold. Desto lavere vekt og svovelinnhold oljen har jo bedre er kvaliteten. Olje har ingen forbruksverdi i sin naturlige form. Olje er en råvare som raffineres og foredles til forbruksprodukter som bensin, diesel, plast og fyringsolje. Imidlertid er det et marked for omsetning av olje. Årsaken til dette er at det er mer økonomisk å transportere olje fra produksjonsområdene til raffinerier som ligger nærme forbrukerne, enn det er å raffinere og distribuere foredlede produkter direkte fra produksjonsområdene.

Gass er et uniformt produkt, det er ikke kvalitetsforskjeller mellom ulike gassforekomster. Gass forbrukes i sin naturlige form, og det er ikke nødvendig å foredle eller raffinere gass. En oljeekvivalent gass har 1000 ganger så stort volum som en mengde olje med tilsvarende energiinnhold. Dette gjør at det kreves større investeringer i infrastruktur pr oljeekvivalent

for å bygge ut et gassfelt i forhold til et oljefelt. Av samme grunn er også gass er dyrere å transportere enn olje. (Hannesson 1998)

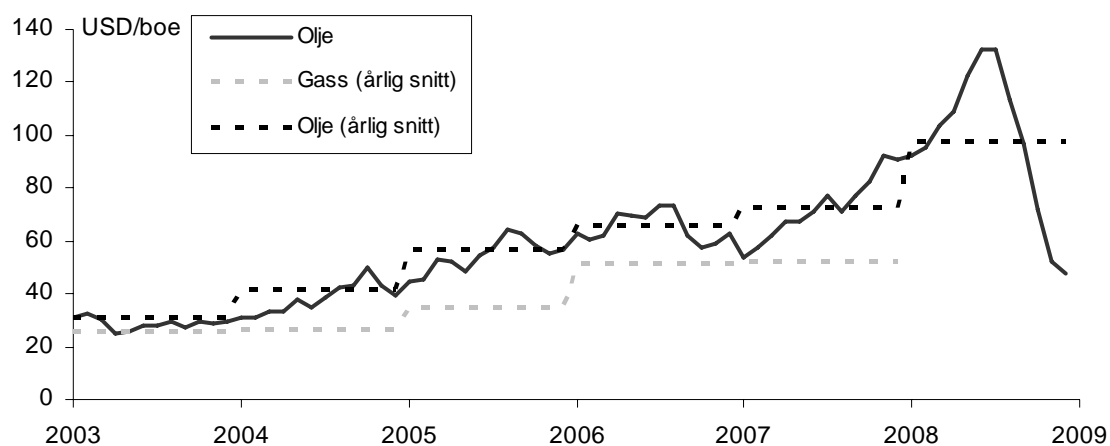
1.1.2 Omsetning av petroleum

Olje omsettes i åpne markeder på børser. Pris varierer i forhold til kvaliteten på oljen. På børsene omsettes det kontrakter som er standardiserte i forhold til leverings tid og sted, og kvalitet. Prisen på olje handlet gjennom slike kontrakter kalles referansepriser. I denne oppgaven brukes pris på olje av type Brent Blend som referansepris. Selv om prisen varierer noe mellom ulike regioner, er prisforskjellene mellom de ulike regionene relativt små pga lave transportkostnader (Hannesson 1998).

Gass har tradisjonelt vært omsatt gjennom bilaterale avtaler. På grunn av høyere transportkostnader og mindre energimengde i forhold til volum, her gassprisen tradisjonelt ligget lavere enn oljeprisen. (Hannesson 1998).

Prisutvikling

Figuren under viser utviklingen i olje- og gassprisen siden 2003 (til 2007 for gass). Som estimat for oljepris for desember 2008 brukes prisen pr 28.11.2008 (USD 47.72):



Figur 1: Olje- og gasspris (kilde: BP, EIA¹)

I løpet av 2008 har utviklingen av oljeprisen vært dramatisk. Fra desember 2007 til juli 2008 steg den gjennomsnittlige månedsprisen med 46% fra 90.93 til 132.72 USD/boe. Fra denne toppen har prisen falt med hele 60% til 52.45 USD/boe for november.

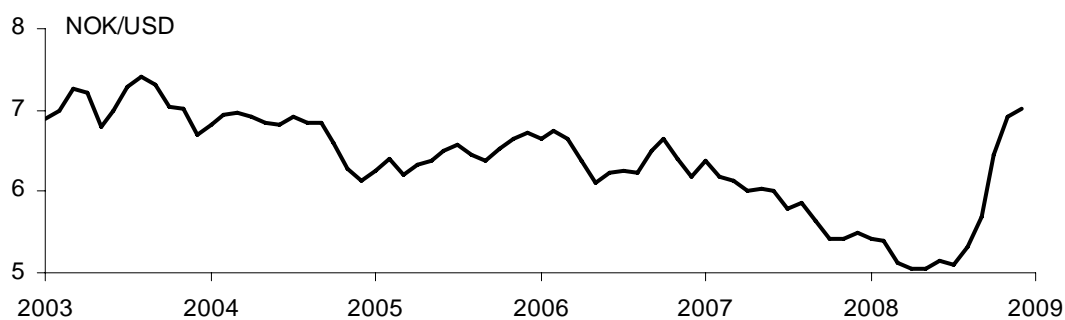
¹ Olje: Brent dated, månedlige gjennomsnittspriser. Gass: European Union cif (cost+insurance+freight) konvertert fra USD/MBTU, årlige gjennomsnittspriser

Figuren viser at gassprisen som oftest ligger noe under oljeprisen. For 2007 lå gassprisen 27% under den oljeprisen².

For ulike kvaliteter av olje viser BP's 2007 prisstatistikk et spenn på 68-74, USD, det vil si et avvik på ca 10%, mellom billigste og dyreste kvalitet.

Dollarkurs

Ettersom olje omsattes i USD, er valutakursen NOK/USD relevant for norske selskaper. De siste årene har kursen sunket jevnt nedover, fra litt 7 NOK/USD i 2003, ned mot 5 NOK/USD sommeren 2008. Fra sommeren 2008 har kursen imidlertid steget mye på kort tid og er pr 28.11.2008 så over 7 NOK/USD igjen. Som estimat på kurs for desember 2008, brukes noteringen pr 28.11.2008. Dette gir en gjennomsnittlig estimert valutakurs for 2008 på 5.64 NOK/USD. Figuren under viser utviklingen i dollarkursen siden 2003:



Figur 2: Utvikling dollarkurs (kilde: Norges bank)

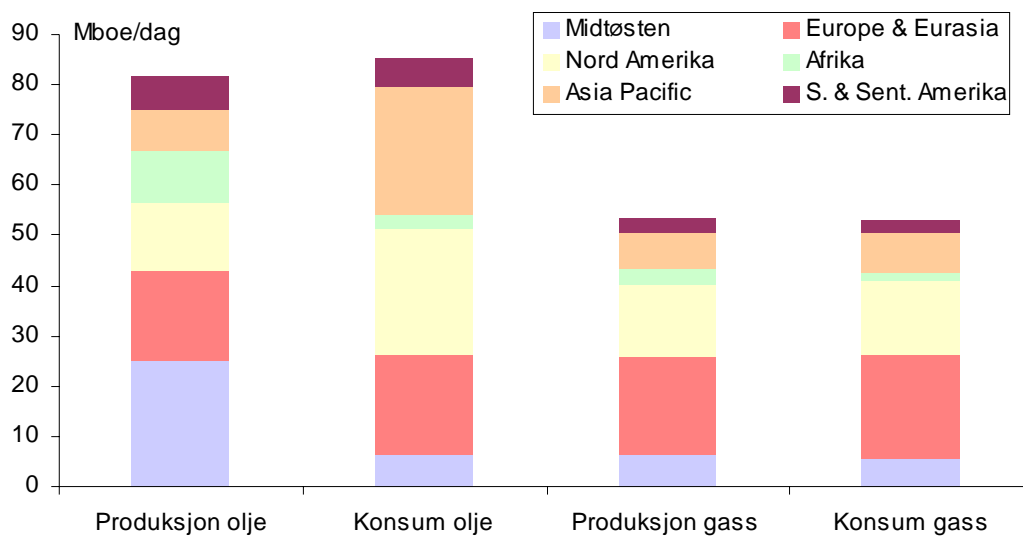
1.1.3 Produksjon, konsum og reserver

I 2007 var globalt konsum av olje på 85.2 millioner boe pr dag. En økning på 1.1% fra 2006. Med en gjennomsnittlig oljepris på 72 USD/boe tilsvarer dette en verdi på 5.9 milliarder USD pr dag. OECD landene står for 57% av konsumet. Produksjonen var på 81.5 millioner boe pr dag. En nedgang på 0.2% fra 2007. OPEC landene sto for 43% av produksjonen, OECD landene for 23%. (BP 2008).

² Gjennomsnittspris for året

Globalt konsum av gass var i 2007 53.0 millioner boe pr dag. En nedgang på 1.6% fra 2006. OECD landene sto for 49.9% av konsumet. Produksjon av gass var 53.3 millioner boe oljeekvivalenter pr dag. En økning på 2.4% fra 2006. Største gassprodusent er Russland med 20.6% av verdensproduksjon, til sammenlikning har Midtøsten en andel på 12.1% av produksjonen. (BP 2008³).

Figuren under viser produksjon og konsum av olje og gass fordelt på regioner:

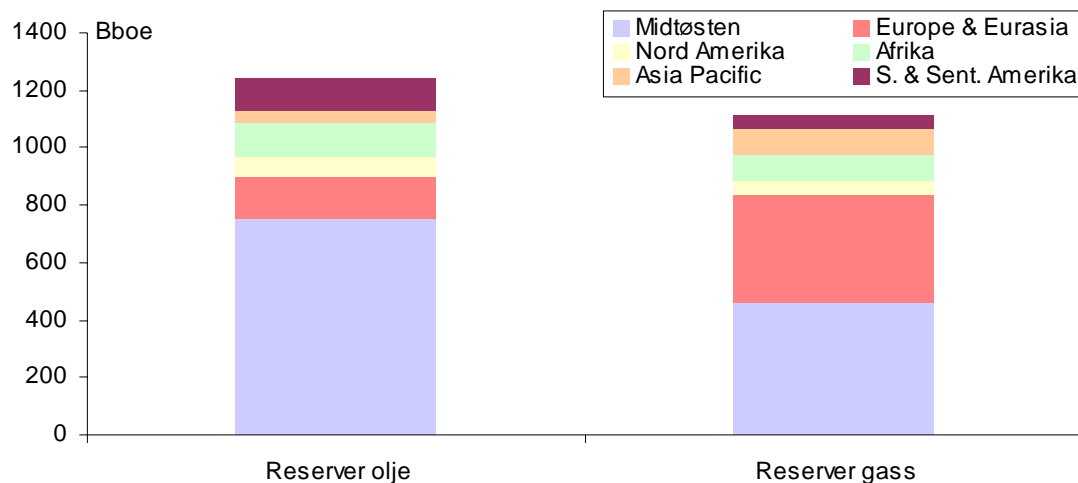


Figur 3: Produksjon og forbruk av olje og gass pr region 2007 (kilde: BP)

Figuren viser at det er mye mindre avvik mellom produksjon og konsum i hver region for gass, enn for olje. Dette fordi gassmarkedene i stor grad er regionale.

Verdens totale påviste reserver ved slutten av 2007 var på 1238 milliarder boe olje og 1115 milliarder boe gass. Med produksjonsraten for 2007 tilsvarer oljereserven ca 42 års produksjon. 75.5% av oljereservene ligger i OPEC land. (BP 2008) Figuren under viser reservene i de ulike verdensdelene:

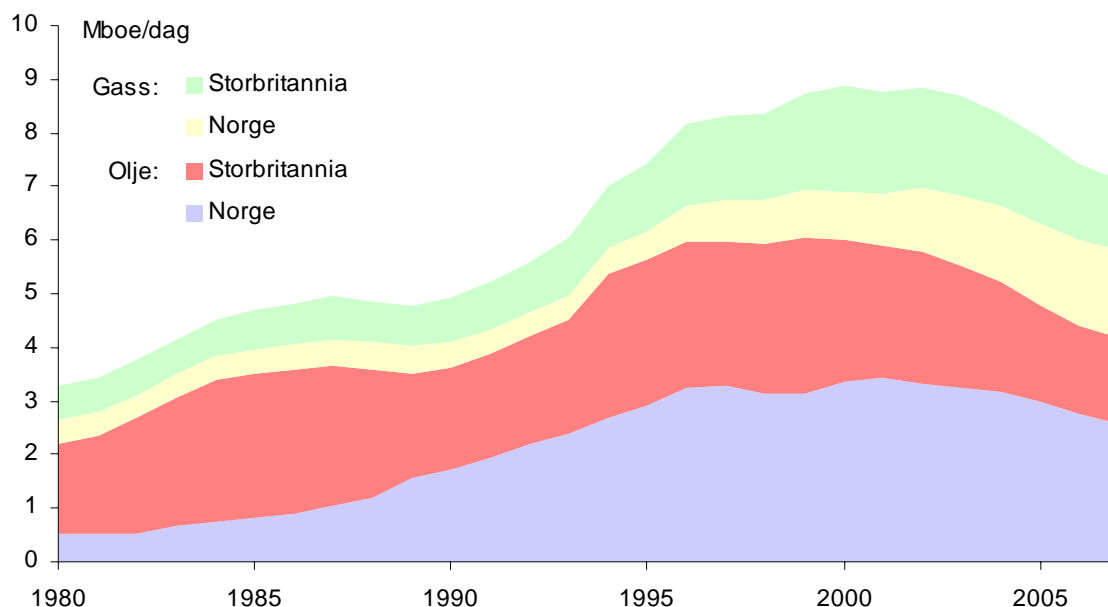
³ Data konvertert fra Mtoe



Figur 4: Reserver pr region 2007 (kilde: BP)

Produksjon og reserver på norsk og britisk kontinentalsokkel

På norsk og britisk kontinental sokkel var produksjonen av olje på henholdsvis 2.56 (Norge) og 1.63 (Storbritannia) millioner boe pr dag i 2007. I forhold til 2006 var dette en nedgang på 8% for Norge, og uendret for Storbritannia. Gassproduksjonen var på henholdsvis 1.62 (Norge) og 1.31 (Storbritannia) millioner boe pr dag. I forhold til 2006 var dette en økning på 2.4% for Norge, og en nedgang på 9.5% for Storbritannia. (BP 2008) Figurene under viser utvikling i produksjon av olje og gass i Norge og Storbritannia siden 1980.



Figur 5: Produksjon petroleum norsk og britisk kontinentalsokkel (kilde: BP)

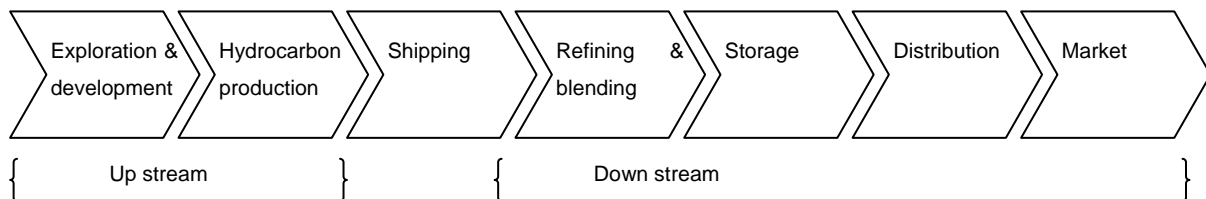
Figuren viser at total produksjon på norsk og britisk sokkel er synkende, og at det eneste segmentet som er voksende er produksjon av gass på norsk sokkel. Dette kan tyde på gass blir en stadig viktigere del av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel.

Ved utgangen av 2007 var Norges påviste reserver 8.2 milliarder boe olje og 18.6 milliarder boe oljeekvivalenter gass. Storbritannias påviste reserver var 3.6 milliarder boe olje og 2.6 milliarder boe oljeekvivalenter gass (BP 2008). Med dagens produksjon tilsvarer dette produksjon i ca 18 år for Norge og kun ca 6 år for Storbritannia.

For ytterligere statistikk vises det til BP (2008) og EIA (2008).

1.2 Organisering av oljeindustrien

1.2.1 Aktører/Verdikjeden i oljebransjen



Figur 6: Verdikjeden i oljebransjen (kilde: Unit Trust Corporation)

Verdikjeden i oljebransjen kan deles i to faser, oppstrøms- ("up stream") og nedstrømsfasen ("down stream"). Oppstrømsfasen omfatter leting, utbygging og produksjon av petroleumforekomster. Nedstrømsfasen omfatter raffinering, distribusjon og salg av foredlede petroleumprodukter. E&P-selskap (exploration and production) er selskap som kun opererer oppstrøms. Integrerte selskap opererer i hele verdikjeden. De fleste større oljeselskapene som for eksempel Exxon, BP og StatoilHydro er integrerte oljeselskap.

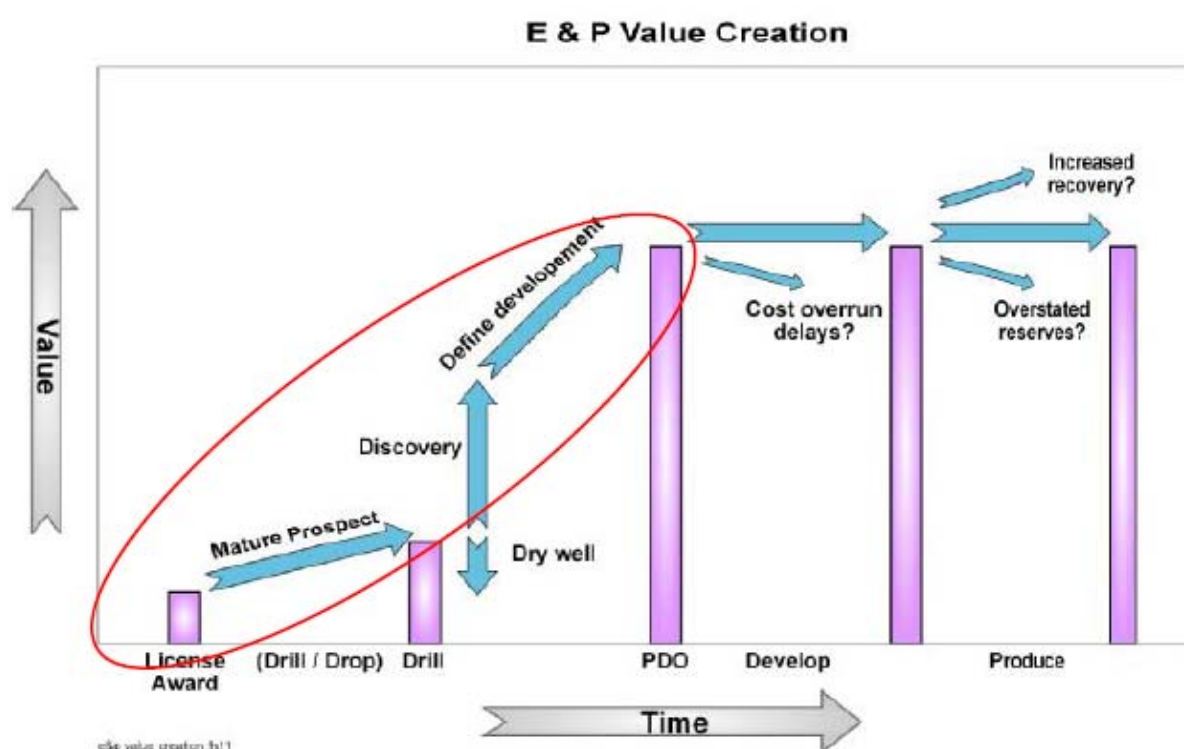
I Nordsjøen har andelen E&P-selskap vokst betydelig de siste årene. Dette skyldes hovedsakelig en høy oljepris, samtidig som det blir færre og færre store felt med relativt lett tilgjengelig olje. Stadig større deler av oljeproduksjonen kommer fra små felt med vanskelig tilgjengelighet. Produksjon av disse forekomstene krever gjerne teknisk spisskompetanse. Under disse vilkår kan E&P-selskapene konkurrere med de integrerte selskapene. På grunn av de høyere investeringskostnadene forbundet med gassfelt, fokuserer de fleste E&P-selskaper primært på olje fremfor gassproduksjon.

1.2.2 Verdiskapning i et E&P selskap

Verdiskapning i et E&P-selskap omfatter utvikling av prospekter og lisenser til påviste reserver og produksjon av disse reservene. Reserver er petroleumforekomster som selskapet kan produsere. Det er stor usikkerhet knyttet til reserver, og en viktig del av utviklingen er å redusere usikkerhet i reserveanslag. Reserverer klassifiseres i henhold til usikkerheten, en beskrivelse av klassifiseringssystem finnes i kapittel 1.2.3.

Verdikjeden

I neste avsnitt følger en presentasjon av en typisk verdikjede for et E&P-selskap. Figuren under skisserer verdikjeden:



Figur 7: Verdikjede for E&P selskap (kilde: Revus)

Prospekter og lisenser - Lisenstildeling

Geografiske områder som inneholder petroleumforekomster eies av landet de ligger i. Både norsk og britisk lov stadfester at alle rettigheter knyttet til produksjon av petroleum tilhører myndighetene. Oljeselskapenes adgang til å starte leteaktivitet reguleres gjennom lisenstildeling. Geografiske områder inndelt i blokker tilbys i lisensrunder. Selskapene kan søke på disse lisensene, og myndighetene tildeler lisenser til en eller flere av søkerne. En lisens gir rett til leting og produksjon av petroleum i området definert av blokken.

Både på norsk og britisk sokkel, er det vanlig at eierandeler i lisenser fordeles mellom flere ulike selskaper. Et av selskapene står som operatør for feltet. En eierandel i et felt gir rett til tilsvarende andel av feltets reserver og produksjon. Samtidig er det plikt til å dekke samme andel av investeringene og kostnadene knyttet til feltet. Bakgrunnen for denne eierskapsmodellen skyldes at det er høy risiko knyttet til utvikling av enkelt lisenser. I tillegg er det høye kapitalkostnader knyttet til utvikling av petroleumsforekomster. Ved å engasjere seg i flere lisenser kan selskapene diversifisere sin lisensportefølje og redusere risiko.

Leting

Leteaktiviteter omfatter innsamling og analyse av geologiske data knyttet til lisensområdene. Leting starter ved at det foretaes seismiske undersøkelser. Dette for å identifisere områder som kan inneholde petroleumsforekomster. Basert på disse undersøkelsene, taes det beslutning om hvorvidt det skal foretaes leteboring eller ikke ("drill or drop"). Leteboring gjøres for å undersøke om feltene faktisk inneholder petroleum, og i så fall, kvaliteten på forekomsten og potensiell produksjonsrate. I tillegg borer man såkalte avgrensingsbrønner for å bedre nøyaktigheten i reserveestimatet.

Offshore prøveboring er en meget kostbar aktivitet. For å foreta prøveboring trengs det en borerigg eller et boreskip. Dette er avansert teknisk utstyr som er dyrt å bygge og drifte. Høsten 2008 ligger leieprisene på opptil flere hundretusen USD pr dag (Rigzone).

Planlegging og utbygging

Etter at leteboring er gjennomført går feltet inn i en evalueringsfase. Det skal nå besluttes hvorvidt et feltet skal bygges ut eller ikke. Dersom et felt besluttes utbygget, må det også velges et konsept for utbygning, det vil si hva slags type produksjonsanlegg skal benyttes, og eventuell tilknytning til eksisterende infrastruktur, for transport av produsert petroleum. I modne områder som Nordsjøen innebærer dette som oftest å knytte feltet opp til eksisterende rørledninger eller andre produksjonsanlegg. Alternativt må støtte for lagring og lossing ("storage and offloading") inngå som del av produksjonsanlegget.

Planleggingsfasen avsluttes ved at Plan for Utbygging og Drift (PUD) leveres til myndighetene for godkjenning. Etter at PUD er godkjent kan den fysiske utbyggingen startes, herunder anskaffelse/leasing og installasjon og/eller bygging av produksjonsutstyr.

Utbygginger kan også knyttes til videreutvikling av eksisterende felt, for å forlenge feltenes levetid (Oljedirektoratet 2008, faktaheftet)

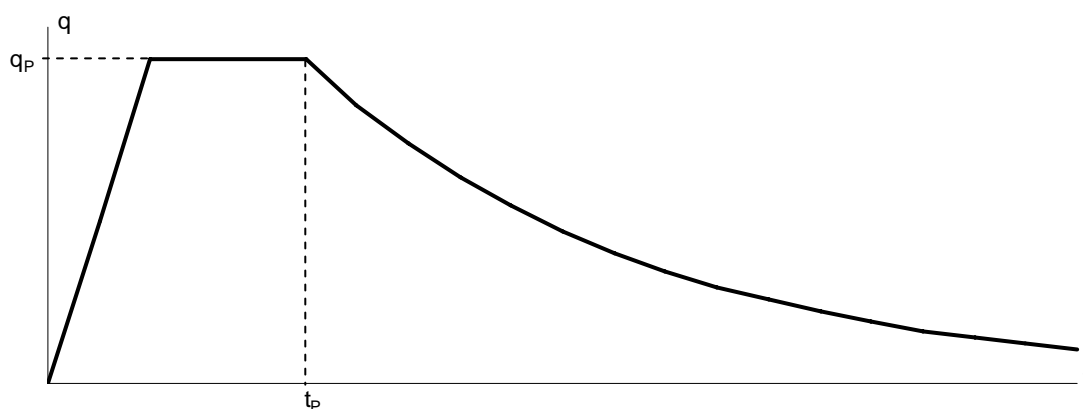
Produksjon

I denne fasen settes feltet i produksjon. Et felts produksjonsprofil er dens produksjon over tid. Uavhengig av størrelsen på feltet følger produksjonsprofilen ofte en lik kurve.

Hannesson (2007) presenterer en realistisk modell for produksjonsprofiler. Denne modellen består av tre faser:

- Produksjonen startes opp mens feltet fremdeles er under utbygging. Produksjonen starter fra null og stiger lineært inntil alle produksjonsbrønner er boret.
- Når alle brønner er ferdigstilt, oppnår man maksimal produksjon og feltet produserer for fullt i en platåfase. Denne varer så lange trykket i reservoaret er høyt nok til å oljen naturlig strømmer ut av reservoaret.
- Ettersom reservoaret tømmes vil trykket reduseres, og produksjonsgraden faller. Dette fallet er eksponentielt. Etter hvert legger produksjonen seg ofte på et relativt stabilt lavt nivå, i en såkalt halefase. Produksjonen fortsetter til den ikke lengre er lønnsom.

Figuren under illustrer en slik produksjonsprofil, med produksjon (q_t) som funksjon av tid (t). q_p er produksjon i platåfasen, t_p er tidspunktet for overgang mellom platå og reduksjonsfasen.



Figur 8: Typisk produksjonsprofil til petroleumforekomster

Matematisk er produksjonsprofilen i reduksjonsfasen gitt av følgende uttrykk: $q_t = q_p e^{-k(t-t_p)}$ der k angir årlig reduksjon i produksjonen (Hannesson 2007). Denne modellen forutsetter at produksjonen synker kontinuerlig. En forenklet modell der

produksjonen antas konstant innen en gitt tidsperiode, er gitt av følgende uttrykk:

$$q = q_p(1 - k)^{(t - t_p)}$$

Som nevnt i kapittel 1.1.1 er det ulike kvaliteter på ulike oljeforekomster. I tillegg har gass generelt sett en lavere pris enn olje. Dette betyr at den prisen et selskap oppnår ved salg av olje og gass fra et gitt felt, varierer i forhold til kvalitet på oljen fra feltet, samt eventuell andel av olje og gass som produseres fra feltet.

Fjerning

Etter at produksjonen er avsluttet må eventuelle aktiviteter knyttet til fjerning gjennomføres. Hvilke spesifikke aktiviteter som inngår i denne fasen avhenger av lisensavtalen. Normalt må alt produksjonsutstyr fjernes og alle brønner knyttet til feltet plugges.

1.2.3 Klassifisering av reserver

Et felts reserver er petroleum som kan produseres fra feltet, forutsatt gjeldende økonomiske og politiske omgivelser. Det er risiko forbundet med størrelsen på reserver, knyttet til feltets geologi. Reserver omtales som uriskede ("unrisked") eller riskede ("risked"). Mål for riskede reserver er lik den forventede produksjon, basert på sannsynlighetsfordelingen til reservestørrelsen. Uriskede reservemål gir ulike mål for størrelsen på en reserve, og knytter disse til sannsynligheter for at produksjon blir lik eller større enn målene.

Det finnes en rekke ulike systemer for å klassifisere reserver. Society of Petroleum Engineers (SPE) og World Petroleum Congresses (WPC) har utviklet et klassifiseringssystem. Oljedirektoratet har utviklet sitt eget klassifiseringssystem. Oljedirektoratet opererer med tre ulike estimater for reserver; base estimat, høyt estimat, og lavt estimat. Base estimat er forventet reserve (risked). De høye og lave estimatene er uriskede, typisk med tilhørende sannsynligheter på 90% og 10%, og korresponderer således med SPE/WPC sine P90/1P og P10/3P klassifiseringer. Oljedirektoratet skiller også reserver i forhold til hvilken fase feltet befinner seg i. Reserver knyttet til felt i produksjon kalles påviste reserver. Reserver som er funnet, men ikke bygget ut kalles betingede reserver. (Oljedirektoratet 2008 II). I denne oppgaven vil alle oppgitte reservemål være forventede riskede reservemål.

1.2.4 Omsetting av felt og lisenser

Det er et marked for omsetting av lisenser mellom ulike oljeselskap. Hver aktivitet i utviklingen av et felt kan i seg selv føre til en betydelig verdiøkning for lisensene knyttet til reservene som utvikles. Enkelte E&P-selskaper kan således ha som strategi å kun spesialisere seg innen leteaktiviteter, og selge utviklede lisenser etter at leteaktivitetene er gjennomført.

1.2.5 Skatt og regnskapsføring

Skatt

I Norge er det en særskatt på 50% for petroleumsvirksomheter, inkludert normal selskapskatt er total skattesats for petroleumsvirksomheter da 78%. Ved beregning av skattegrunnlaget er det er fradrag for alle relevante kostnader, herunder kostnader til leting, drift og finansiering. Skattemessig kan investeringer avskrives lineært over 6 år. Det gies også et ekstra skattefradrag for spesialsikten i form av ekstraordinære avskrivninger på investeringer (friinntekt). Friinntekten gir et fradrag på særskatten på 7,5% av investeringene per år i 4 år fra og med investeringsåret. (Oljedirektoratet 2008).

I Storbritannia avhenger skattesats for utvinning av petroleumforekomster av når feltet startet opp. Dersom oppstart er etter 1993, noe som er tilfellet for alle felter på britisk sokkel som omtales i denne oppgaven, er skattesatsen 50%. Normal selskapskatt i Storbritannia er 30%. Skattemessig kan investeringer avskrives med 100% i investeringsåret. (Oil and Gas UK 2008)

Leteutgifter regnskapsføres normalt etter "successful efforts"-prinsippet. Dette innebærer at alle leteutgifter som ikke fører til funn ("unsuccessful efforts") kostnadsføres i resultatregnskapet. Utgifter forbundet med aktiviteter som fører til økte reserver ("successful efforts") aktiveres og balanseføres som investeringer

Aktiverte letekostnader og produksjonsanlegg avskrives normalt basert på produksjonsenhetsmetoden. Det vil si at investering avskrives i et gitt år med en sats som er lik andelen av reserven knyttet til investeringen som produseres i det aktuelle året. Hvis for

eksempel 10% av feltets reserver produseres i et gitt år, vil 10% av investeringene knyttet til feltet avskrives dette året.

Som nevnt i kapittel 1.2 fordeles produksjon fra et felt til lisenshaverne, i forhold til deres eierandel i feltet. Selskapene utarbeider regnskap basert på den mengden petroleum de har mottatt fra og solgt fra feltet. Denne mengden kan avvike fra den mengden virksomheten har rett til, i henhold til eierandel, og faktisk produksjon på feltet. Dersom selskapet har solgt en større andel av produksjonen fra et felt enn det har krav på, sies det å være i overløftposisjon. Dersom det har solgt mindre andel boe enn det har krav på er det i en underløftposisjon.

I regnskapet avsettes det midler til fjerningskostnader som langsiktig driftsrelatert gjeld. Fjerningskostnader inngår i investeringskostnaden til utbygging.

Alle transaksjoner med lisenser må godkjennes av myndighetene før de offisielt gjennomføres. Regnskapsmessig bokføres inntekter og kostnader fra dato transaksjonen ble godtatt. Inntekter og kostnader i perioden fra avtalt økonomisk overtakelses tidspunkt (typisk 1.1) til offentlig godkjenning, regnskapsføres ved å justere kjøpsvederlaget.

2. Presentasjon av Revus Energy

2.1 Om virksomheten

Revus er et E&P-selskap som fokuserer på utnyttede muligheter på de modne delene av norsk og britisk kontinentalsokkel.

Selskapets mål er å bli en mellomstor, uavhengig aktør på norsk og britisk kontinentalsokkel. Selskapet vil vokse gjennom oppkjøp av produksjonsanlegg og ved å utvikle leteprospekter. (Revus, 2008)

2.2 Lisensportefølje

Revus lisensportefølje består av felt i alle faser av livssyklusen for oljefelt, fra prospekter til felter i produksjon.

2.2.1 Produksjon og påviste reserver

Revus har, pr tredje kvartal 2008, fire produserende felter, tre på norsk sokkel og et på britisk sokkel. Alle disse feltene har Revus ervervet ved kjøp i annenhåndsmarkedet, ved kjøp av feltet direkte eller ved oppkjøp av selskap. Det vil si at Revus pr i dag ikke har noen produserende felter som de selv har utviklet fra prospekter til produserende felter. Tabellen under gir en oversikt over feltene⁴:

Produserende felter	Eierandel	Prod. 2007 (boe/dag)	Reserver (base estimat) 2007 (Mboe)
Norge			
Brage	2.5%	25,400	56.0
Murchison	22.2%	6,100	27.9
Veslefrikk	4.5%	15,800	60.0
Storbritannia			
Broom	29%	14,500	43.1

Tabell 1: Produserende felter (kilder: Revus, Oljedirektoratet, BERR)

Figuren under gir en oversikt over historisk produksjon for disse feltene:

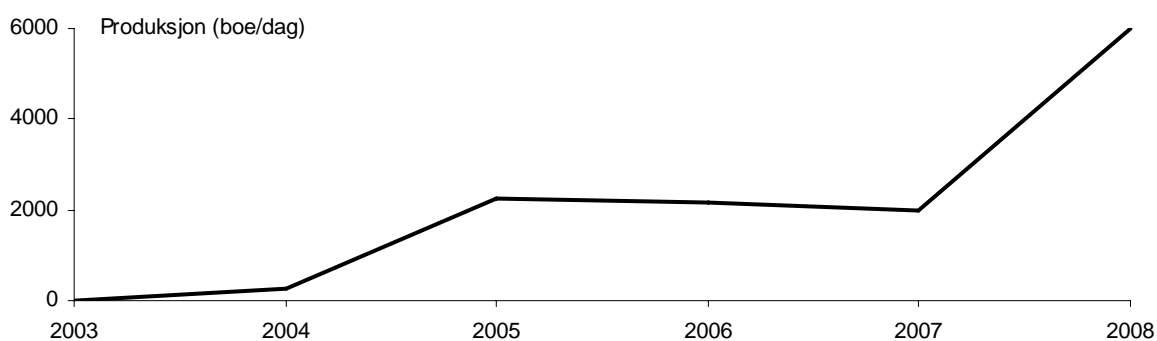
⁴ Tabellen, og figuren på neste side viser feltenes totale produksjon og reserver



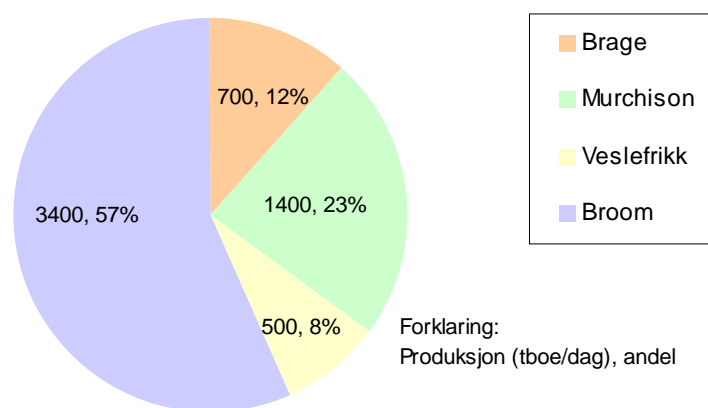
Figur 9: Historisk total produksjon Revus felter (kilder: Oljedirektoratet, BERR)

I forbindelse med offentliggjøring av resultatet for tredje kvartal 2008 guider Revus total produksjon for 2008 til ca. 6000 boe/dag. Dette brukes som estimat på produksjonen for 2008.

Selskapet har hatt en relativt jevn produksjonsøkning siden oppstart. Figuren under viser utvikling i Revus produksjon fra selskapet ble stiftet i 2003:



Figuren under viser Revus estimerte produksjon for 2008 fordelt på felt:



Figur 10: Estimert produksjon 2008 fordelt på felt

2.2.2 Betingede reserver

Revus har et felt under utbygging, Yme, forventet produksjonstart er andre kvartal 2009. I tillegg har Revus fem felter der det planlegges utbygging, fire på norsk sokkel og et på britisk sokkel (Revus). Tabellen under gir en oversikt over feltene:

	Eierandel	Reserver (base estimat) (Mboe)	Forventet produksjonstart
Felt under utbygging			
Norge			
Yme	10.0%	57.0	2009
Felt under planlegging			
Norge			
Astero	25.0%	49.2	2012
Oselvar	15.0%	54.0	2010
Luno	30.0%	126.0	2012
Storbritannia			
SW heather	29.0%	15.2	2012

Tabell 2: Felt under planlegging / utbygging (kilde: Revus)

2.2.3 Leteprogram og andre prospekter– felter

Revus leteportefølje på norsk sokkel består av mer enn 125 prospekter med en samlet anslått reserve på 350 Mboe (risked). Revus leteportefølje på britisk sokkel består av 15 prospekter med en samlet anslått reserve på 35 Mboe (risked). Det vil si at de forventede andelene reserver knyttet til prospekter er ca 90% for norsk sokkel og ca 10% for britisk sokkel. Det forventes imidlertid at fordelingen vil jevnes noe ut de kommende årene.

Revus gjennomfører et omfattende leteprogram som inkluderer både norsk og britisk sokkel i perioden 2008-2009. Revus forventer å øke sin reserve med minst 100 Mboe ("mean expected risked") i løpet av denne perioden. Revus estimerer kostnaden for leteprogrammet

til NOK 1.2 milliarder, som da tilsvarer NOK 12 pr boe reservetilgang (risked). Revus har inngått leiekontrakter for borerigger som trengs for å gjennomføre leteprogrammet

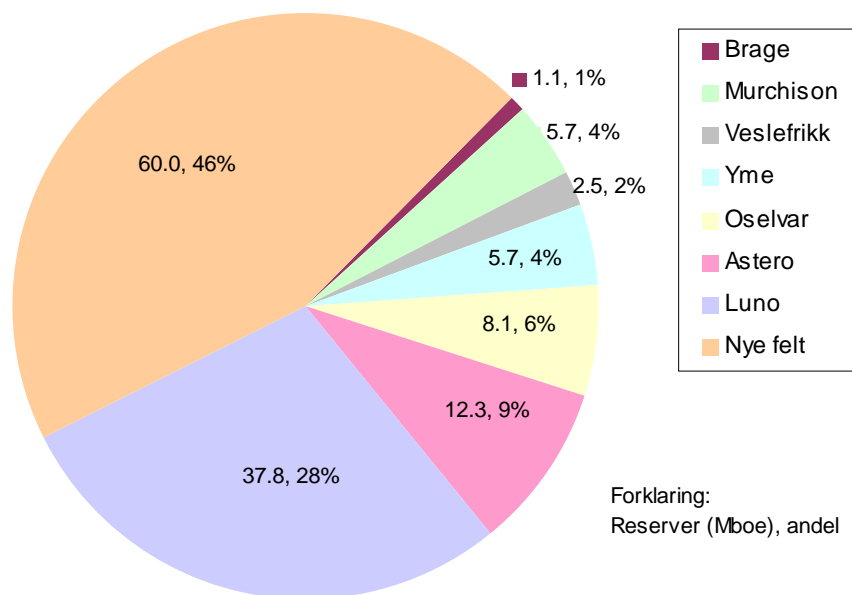
Pr tredje kvartal 2008 har Revus offentliggjort resultater for boring av prospektene Anning, Jordbær Central, Torphins og Ipswich. Anning brønnen var tørr og dette prosjektet er droppet, mens Jordbær og Ipswich ga funn, som antas å være drivverdige. Torphins ga ikke drivverdig funn. Leteprogrammet estimeres å gi en reservetilgang på 60 Mboe i 2008.

2.2.4 Totale reserver

Tabellen under viser utviklingen av Revus totale reserver over tid:

	2004	2005	2006	2007	2008
Inngående Reserver	0.00	5.30	60.80	64.00	77.20
Produksjon	-0.08	-0.80	-0.80	-0.70	-2.19
Tilgang kjøp-salg	5.38	36.20	-16.50	-22.10	13.90
Tilgang fra leteaktivitet		20.10	20.50	36.00	60.00
Utgående reserver	5.30	60.80	64.00	77.20	148.91

Figuren under viser Revus estimerte reserver pr 31.12.2008 fordelt på felt:



Figur 11: Estimerte reserver (pr 31.12.2008) fordelt på felt

2.3 Salg av olje

Revus selger sin olje både i det åpne spotmarkedet og gjennom en fastpris kontrakt. Fastpris kontrakten innebærer at 1/3 del av produsert olje fra Broomfeltet, til og med 2010, selges til pris 95,43 USD (Revus).

Tabellen under viser gjennomsnittlig oppnådd oljepris for Revus, samt gjennomsnittlig referansepris for Brent olje:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Gjennomsnittlig oljepris (USD/boe)	31.08	41.44	56.49	66.02	72.32	97.50
Oppnådd oljepris (USD/boe)		40.21	55.45	65.33	73.11	96.50

(kilde: Revus, EIA)

Avviket for 2008 kan i sin helhet knyttes til fastpris kontrakten beskrevet i forrige avsnitt. Det vil si at den oljen om selges på spotmarkedet er av en slik kvalitet at den oppnår referanseprisen for Brent.

3. Verdsettelsesmetodikk

I dette kapittelet beskrives og evalueres noen aktuelle verdsettelsesteknikker. Først defineres det et uttrykk for verdi av et selskaps egenkapital. Videre brytes dette uttrykket ned i flere parametere med fokus på å identifisere hvilke verdidrivere som det vil være relevant å estimere.

3.1 Fundamental verdsettelse

Knivsflå (2006) beskriver flere ulike metoder for verdsetting av kapital basert på frie kontantstrømmer til kapitalen. I denne oppgaven er det valgt å bruke ”Netto driftskapital-metoden”. Bakgrunnen for dette er at denne metoden fokuserer på analysere driften i selskapet, noe som er i tråd med oppgavens fokus.

For et selskap som ikke har noen minoritet, gir Netto driftskapital-metoden følgende formel for verdien på egenkapitalen (31.12 år 0) (VEK_0):

$$VEK_0 = VNDK_0 - VNFG_0$$

der:

VNFG: er verdi av netto finansiell gjeld

VNDK: er verdi av netto driftskapital

Verdien til netto driftskapital (VNDK) beregnes som nåverdien av fri kontantstrøm til netto driftskapital (FKD), under forutsetning at alle kontantstrømmer forekommer 31.12 i hvert år (t) frem til budsjetthorisonten (T) pluss verdien av driftskapitalen ved horisonten:

$$VNDK_0 = \sum_{t=1}^T \frac{FKD_t}{(1 + ndk)^t} + \underbrace{\frac{VNDK_T}{(1 + ndk)^T}}_{\text{Terminalverdi}}$$

Fri kontantstrøm til netto driftskapital er gitt av Fullstendig netto driftsresultat (FNDR) og Økning netto driftseiendeler (ΔNDE):

$$FKD = FNDR - \Delta NDE \quad (1)$$

Fullstendig netto driftsresultat består av Netto driftsresultat (NDR) og Unormalt netto driftsresultat (UNDR):

$$\text{FNDR} = \text{NDR} + \text{UNDR}$$

I budsjettering av fremtidsregnskap forutsettes det at $\text{UNDR} = 0$.

Netto driftsresultat er gitt ved:

$$\text{NDR} = \underbrace{\text{DI} - \text{DK}}_{=\text{EBITDA}} - \text{DAvsk} - \text{DT}$$

der:

DI: Driftsinntekter

DK: driftskostnader ekskludert driftsrelaterte avskrivninger

EBITDA: Resultat før skatt, finansposter og avskrivninger

DAvsk: Avskrivning driftsrelaterte anleggsmidler

DT: Driftsrelatert skattekostnad

Driftsrelatert skattekostnad er gitt ved følgende uttrykk:

$$\text{DT} = (\text{EBITDA} - \text{DAvsk}) \cdot s$$

der:

s: skattesats

Det er vanlig at de avskrivninger som er mest gunstig skattemessig (DSkAvsk) avviker fra god regnskapskikk (DAvsk). Dette åpner for splittelse av skattekostnaden i driftsrelatert betalbar skatt (DBT) og økning driftsrelatert utsatt skatt (ΔDUT):

$$\text{DT} = \text{DBT} + \Delta\text{DUT}$$

Driftsrelatert betalbar skatt og økning driftsrelatert utsatt skatt er gitt ved henholdsvis:

$$\text{DBT} = (\text{EBITDA} - \text{DSkAvsk}) \cdot s$$

$$\Delta\text{DUT} = (\text{DSkAvsk} - \text{DAvsk}) \cdot s$$

Økning i netto driftseiendeler

Økning i netto driftseiendeler er gitt ved:

$$\Delta\text{NDE} = \Delta\text{NAM} + \Delta\text{DAK}$$

der:

ΔNAM : Økning netto driftsrelaterede anleggsmidler

ΔDAK : Økning driftsrelateret arbeidskapital

Økning netto driftsrelaterede anleggsmidler er gitt av:

$$\Delta NAM = \Delta DAM - \Delta DLG$$

der:

ΔDAM : Økning driftsrelaterede anleggsmidler

ΔDLG : Økning driftsrelateret langsiktig gjeld

For å analysere driftsrelaterede investeringer (D_{Inv}) er det hensiktsmessig å splitte opp økning driftsrelaterede anleggsmidler i investeringer og avskrivninger:

$$\Delta DAM = D_{Inv} - D_{Avsk}$$

Eventuell utsatt skatt fører en økning i driftsrelateret langsiktig gjeld. Gitt at all endring i driftsrelateret langsiktig gjeld skyldes økning i utsatt skatt blir da:

$$\Delta DLG = \Delta DUT$$

Fri kontantstrøm til netto driftskapital

Ved innsetting får vi da følgende uttrykk for fri kontantstrøm til netto driftskapital:

$$FKD = \underbrace{DI - DK}_{=EBITDA} - DT + UNDR - D_{Inv} + \underbrace{\Delta DUT}_{=\Delta DLG} - \Delta DAK$$

3.1.1 Verdidrivere for E&P selskap

I dette kapittelet identifiseres verdidrivere for E&P selskap. Analysen bygger på den presentert i Gjøl og Ringvold (2006).

Driftsinntekter

For et rent E&P-selskap vil alle driftsinntekter komme fra salg av petroleum. Ettersom olje omsettes i USD er valutakurs USD/NOK relevant for selskap som fører regnskap i NOK og har kostnader i NOK. Driftsinntektene (i NOK) er da gitt ved:

$$DI = P \cdot S \cdot Q$$

der:

P: Selskapets oppnådde oljepris (USD)

S: Dollarkurs NOK/USD

Q: Produksjon (under forutsetning av at solgt mengde petroleum er lik produksjon)

Driftskostnader

For et E&P-selskap antas driftskostnadene å være gitt av:

$$DK = PK + AK$$

der:

PK: Produksjonskostnader

AK: Andre driftskostnader

Produksjonskostnaden er en variabel kostnad som avhenger av produksjon:

$$PK = Q \cdot PK_{pboe}$$

der:

PK_{pboe}: Produksjonskostnad pr boe

Andre driftskostnader (AK) antas å være uavhengig av produksjon.

Driftsrelatert skatt

Fratrekk for friinntekt (FriI) på skatt gir følgende uttrykk for driftsrelatert skatt:

$$DT = (EBITDA - DA_{vsk}) \cdot s - FriI$$

Driftsrelaterte investeringer

Driftsrelaterte investeringer (DInv) omfatter investeringer knyttet til utbygging av oljefelt (IU), leteinvesteringer (IL) (som inkluderer både aktiverte og ikke aktiverte letetekostnader), samt kjøp av utviklede lisenser, eierandeler og virksomheter i annenhåndsmarkedet:

$$DInv = IU + IL + \text{Netto Kjøp av utviklede lisenser/driftseiendeler}$$

Utbygging utvikler en betinget reserve til en produserbar påvist reserve. Investeringskostnader til utbygging varierer følgelig med størrelsen på feltet som bygges ut.

$$IU = \Delta R_U \cdot IU_{pboe}$$

IU_{pboe}: Utbyggningskostnad pr boe utbygget reserve

ΔR_U : Økning påviste reserver fra investering i utbygging

Letevirksomhet er knyttet til å utvikle lisenser til betingede reserver (R_B). Det antas at leteinvesteringer er avhengig av økning i betingede ressurser (ΔR_B). Leteinvestering er følgelig gitt ved:

$$IL = IL_{pboe} \cdot \Delta R_B$$

der:

IL_{pboe} : Leteinvestering pr boe reserveøkning

ΔR_B : Tilgang betingede reserver fra leteaktivitet

Kjøp av lisenser

I denne oppgaven antes det at markedet for omsetning av felt og lisenser er effisient, slik at det ikke kan påregnes noen endring i selskapers verdi som følge av omsetning av felt og lisenser i annenhåndsmarkedet. Det vil si at det forutsettes at netto nåverdi av slike investeringer er lik null.

Driftsrelatert arbeidskapital

Det antas driftsrelatert arbeidskapital (DAK) avhenger av produksjon. Følgelig av økning i produksjon (ΔQ):

$$\Delta DAK = \Delta Q \cdot AK_{pboe}$$

der: AK_{pboe} : Arbeidskapital pr boe produksjon

Fri kontantstrøm til netto driftskapital

Oppsummert gir dette følgende uttrykk for FKD for et E&P selskap:

$$FKD = \underbrace{P \cdot S \cdot Q}_{=DI} - \underbrace{PK_{pboe} \cdot Q}_{=PK} - AK - DT - \underbrace{(\Delta R_U \cdot IU_{pboe} + \Delta R_B \cdot IL_{pboe})}_{=DI_{inv}} - \underbrace{\Delta Q \cdot AK_{pboe}}_{=ADAK} + \underbrace{\Delta DUT}_{=ADLG}$$

=EBITDA

I dette uttrykket er FKD brutt ned til å vise hvilke verdidrivere som inngår i et E&P-selskap.

Tabellen under gir en oppsummering av disse verdidriverne:

- Oppnådd oljepris (P)
- Valutakurs (NOK/USD) (S)
- Produksjon (Q)
- Produksjonskostnad pr boe (PK_{pboe})
- Andre (faste) kostnader (AK)
- Skattesats (s)
- Utbygningskostnad pr boe utbygget reserve (IU_{pboe})
- Endring utbyggede reserver fra investeringer (ΔR_U)
- Leteinvestering pr boe reserveøkning (IL_{pboe})
- Endring betingede reserver fra letevirksomhet (ΔR_B)
- Arbeidskapital pr boe produksjon (AK_{pboe})
- Driftsrelaterte skattemessige avskrivninger ($DSkAvsk$)

4. Regnskapsanalyse

I vedlegg 2 er alle årsregnskap, slik de er rapportert av Revus, gjengitt fra oppstart i 2003 til 2007. I tillegg er de tilgjengelige kvartalsregnskapene for 2008 tatt med. Fra informasjon gitt i rapportenes noter er det tatt satt opp oppstillinger for endring i driftseiendeler og produksjon og løfteposisjoner.

I dette kapittelet utarbeides først et estimert regnskap for 2008. Dette presenteres sammen med rapporterte regnskapstall, operasjonelle nøkkeltall og oppstilling for endringer i viktige driftsrelaterte eiendeler på ”tabellert” form. Når det gjelder kontantstrømpoppstilling velges det å lage en ny oppstilling basert på det omgrupperte og justerte regnskapet (jamfør Knivsflå 2006, forelesning 4), så det er ikke tatt med noen kontantstrømpoppstilling i det tabellerte regnskapet.

Videre omgrupperes og justeres regnskapstallene på en måte som er hensiktsmessig for å analysere historiske verdier til verdidrivere. Denne analysen danner grunnlaget for budsjettering av verdidriverne i fremtidsbudsjettet som utarbeides i neste kapittel.

4.1 Tabellert og estimert regnskap for 2008

Knivsflå (2006) anbefaler å sette opp regnskapet på ”tabellert” form for klargjøring for analyse. Dette innebærer å skille drifts og finansposter og å skille normale og unormale poster. I tillegg til utarbeidelse av estimert regnskap for 2008 vil regnskapet settes opp på ”tabellert” form. I alle oppstillinger vises alle tall i hele 1000 NOK.

I ”tabelleringen” er følgende poster flyttet:

- ”Gevinst ved salg av eiendeler” fra Driftsinntekter til unormale driftsposter
- ”Netto gevinst/tap på utenlandsk valuta” og ”Nedskrivning av finansielle anleggsmidler” fra finansposter til unormale finansposter.

Følgende poster er konsoliderte:

- ”Lønnskostnader” og ”Andre driftskostnader” til ”Andre driftskostnader”
- ”Renteinntekter” og ”Andre finansinntekter” til ”Finansinntekter”

- ”Rentekostnader” og ”Annen finanskostnad” til ”Finanskostnader”
- ”Kundefordringer” og ”Andre fordringer” til ”Fordringer”
- Ulike typer egenkapital til Egenkapital
- ”Andre driftsinntekter” (for 2004) er inkludert i ”Salgsinntekter”

Posten ”Investering i datterselskap” er fjernet da den ikke hadde tall for noen perioder.

Utarbeidelse av estimert regnskap for 2008 er gjort basert på følgende forutsetninger:

1. Produksjonskostnad pr boe i Q4 antas å være lik gjennomsnittet for Q1 til Q3
- Underløftposisjonen ved utgangen av Q3 antas å elimineres i Q4. Det vil si at antall solgte boe i Q4, er lik antall produserte boe pluss utgående underløftposisjon for Q3, og at det er ingen over- eller underløftposisjon ved utgang Q4.
2. For den del av oljen som ikke er knyttet til fastpriskontrakter antas oppnådd pris lik referansepris.
3. Letekostnadene for Q4 estimeres til å være lik gjennomsnittet for Q1 til Q3.
4. Aktiverte letekostnader for Q4 estimeres ved å anta andelen av aktiverte letekostnader for Q4 er lik andelen som ble aktivert i Q3.
5. Investeringer i produksjonsanlegg under bygging antas å være det samme i Q4 som i Q3.
6. For andre normale poster antas gjennomsnitt av verdi for Q2 og Q3 å være beste estimat.

4.1.1 Resultat

Gjennomføring av tabellering samt utarbeidelse av estimert regnskap for 2008 gir følgende oppstilling:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Driftsinntekter (DI)		48,079	309,666	296,224	312,606	1,179,679
Produksjonskostnader		27,082	101,296	123,772	152,543	452,549
Letekostnader		4,368	73,870	205,374	392,802	455,285
Andre driftskostnader	14,911	29,525	72,044	78,326	83,770	90,683
Driftsrelaterte avskrivninger	45	3,143	21,485	28,432	32,123	193,416
Sum driftskostnader	14,956	64,118	268,695	435,904	661,238	1,191,934
Driftsresultat før unormale poster	-14,956	-16,039	40,971	-139,680	-348,632	-12,255
Gevinst ved salg av eiendeler					445,819	200,511
Driftsresultat (DR)	-14,956	-16,039	40,971	-139,680	97,187	188,256
Finansinntekter	250	468	35,883	33,654	53,566	42,708
Finanskostnader	-559	-8,698	-37,896	-45,763	-55,716	-120,961
Finansresultat før unormale poster	-309	-8,230	-2,013	-12,109	-2,150	-78,253
Netto gevinst/ -tap på utenlandsk valuta			22,729	-11,766	-36,989	3,076
Nedskrivning av finansielle anleggsmidler					-6,734	
Netto finansresultat (NFR)	-309	-8,230	20,716	-23,875	-45,873	-75,177
Resultat før skattekostnad	-15,265	-24,269	61,687	-163,555	51,314	113,079

Skattekostnad (inntekt)	-12,046	-19,321	56,888	-122,435	-304,426	-49,235
Periodens resultat	-3,219	-4,948	4,799	-41,120	355,739	162,314

Beregning av skattesats

Unormale driftsposter er spesifisert etter skatt, følgelig er skattesatsen, s, gitt ved:

$$s = \frac{\text{Skattekostnad}}{\text{DR} + \text{NFR}}$$

Dette gir følgende beregnede skattesatser:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Skattesats (s)	78.9%	79.6%	92.2%	74.9%	77.2%	56.3%

4.1.2 Balanse

EIENDELER	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Anleggsmidler						
Immaterielle eiendeler						
Goodwill			3,351	3,351	3,351	330,150
Letelisenser og aktiverte letekostnader		14,603	100,506	187,992	371,710	937,045
Reserver						1,180,318
Utsatt skattefordel	12,046	5,008	3,370	3,370	1,665	836
Sum immaterielle eiendeler	12,046	19,611	109,207	194,713	376,726	2,448,349
Varige driftsmidler						
Produksjonsanlegg under utbygging	-			16,823	165,565	279,778
Produksjonsanlegg	0	114,293	258,137	282,138	337,351	973,750
Driftsløsøre, inventar o.a.utstyr	149	3,353	3,166	4,908	2,920	5,990
Sum varige driftsmidler	149	117,646	261,303	303,869	505,837	1,259,518
Sum anleggsmidler holdt for salg				29,382	-	
Finansielle anleggsmidler						
Pensjonsmidler	-	300	-			
Langsiktig depositum				-	6,822	23,648
Langsiktig fordring	-	155,305	152,524	144,386	133,588	393,882
Sum finansielle anleggsmidler	-	155,605	152,524	144,386	140,410	417,530
Sum anleggsmidler	12,195	292,862	523,034	672,350	1,022,973	4,125,397
Omløpsmidler						
Reservedeler			10,327	12,805	13,077	18,624
Fordringer	1,410	54,540	94,341	283,570	692,511	974,961
Bankinnskudd, kontanter og lignende	1,185	2,814	157,064	274,383	922,596	308,651
Sum omløpsmidler	2,595	57,354	261,732	570,758	1,628,185	1,302,236
Sum eiendeler	14,790	350,216	784,766	1,243,108	2,651,158	5,427,633
EGENKAPITAL OG GJELD	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Egenkapital	13,320	99,207	418,319	379,302	1,378,999	2,063,703
Langsiktig Gjeld						
Avsetninger for forpliktelser						
Utsatt skatt	-	-	92,137	180,141	312,186	1,379,945
Pensjonsforpliktelser	-	-	458	953	1,272	1,632
Utsatt inntekt				-	10,079	26,829

Avsetning for fjerningsforpliktelse	-	182,000	190,320	192,602	201,946	593,957
Sum avsetning for forpliktelser		182,000	282,915	373,696	525,483	2,002,363
Annen langsiktig gjeld						
Obligasjonslån				295,100	296,300	297,200
Banklån						566,611
Sum annen langsiktig gjeld				295,100	296,300	863,811
Sum forplikt knyttet til anmid for salg				5,476		
Sum Langsiktig gjeld	0	182,000	282,915	674,272	821,783	2,866,174
Kortsiktig gjeld						
Gjeld til kredittinstitusjoner	-	26,383	-			
Leverandørgjeld	448	6,910	16,962	15,656	127,287	113,552
Betalbar skatt	-	3,483	-			94,332
Skyldig skattetrekk og offentlige avgifter	484	1,940	7,444	11,202	17,359	17,578
Annen kortsiktig gjeld	538	30,293	59,127	162,676	305,730	307,992
Sum kortsiktig gjeld	1,470	69,009	83,532	189,534	450,376	533,454
Sum gjeld	1,470	251,009	366,447	863,806	1,272,159	3,399,628
Sum egenkapital og gjeld	14,790	350,216	784,766	1,243,108	2,651,158	5,463,331

4.1.3 Endringer i driftseiendeler

Oppstillingen under viser endringene i driftseiendeler med spesifiserte poster for Produksjonsanlegg, produksjonsanlegg under bygging og aktiverte letekostnader:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Tilgang produksjonsanlegg		114,293	149,748	49,972	84,606	170,596
Tilgang prodan virksomhetssamslutt						547,562
Avskrivninger				25,971	29,392	90,544
Omregningsdiff			-5,904			8,784
Økn produksjonsanlegg		114,293	143,844	24,001	55,214	636,398
Tilgang prodan. under bygging				16,823	148,742	268,706
Salg prodan. under bygging						-154,493
Økning prodan. under bygging				16,823	148,742	114,213
Tilgang akt letekost leteprog		19,600	85,907	113,725	193,331	308,862
Tilgang virksomhetssamslut						334,535
Utgiftsført (som letekost)			4	6,092	9,613	78,062
Overføring		-4,997		-20,147		0
Økning aktiverte letekostnader	0	14,603	85,903	87,486	183,718	565,335
Økning andre DAM	12,195	-3,834	3,506	-238	-3,693	1,509,358
Økning DAM	12,195	125,062	233,253	128,072	383,981	2,825,304

Denne oppstillingen danner grunnlaget for å finne investeringer i leteaktiviteter ("leteinvesteringer") og investeringer i produksjonsanlegg, samt tilgang gjennom oppkjøp av utviklede lisenser. Investeringer i produksjonsanlegg er gitt av i leteaktiviteter er gitt ved "Tilgang produksjonsanlegg" og "Tilgang prodan. under bygging", mens leteinvesteringer er gitt ved "Tilgang akt letekost leteprog".

4.1.4 Operasjonelle tall

Oppstillingen under viser oppnådd oljepris, antall solgte boe og løfteposisjoner. Dette er relevant i forhold til å beregne verdidrivere som spesifiseres pr produserte boe:

Operasjonelle tall	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Oppnådd oljepris (USD/boe)		40.21	55.45	65.33	73.11	96.50
Olje og gassproduksjon (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	1,947,823
Inngående over-/ (under)løft posisjon (boe)						3,810
Utgående over-/ (under)løft posisjon (boe)						0
Produksjon justert for over/underløft (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	2,212,186
Antall solgt (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	2,245,133

4.2 Omgruppert regnskap

Knivsflå (2006) spesifiserer fire steg for omgruppering:

Steg 1: Flytting av "Avsatt utbytte" fra kortsiktig rentefri gjeld til egenkapital;
Revus har ikke avsatt utbytte, så dette medfører ingen endring.

Steg 2: "Dirty surplus" (føringer direkte på egenkapital) = resultatelement";
Flytter omregningsdiff fra endring i egenkapital til resultatet.

Steg 3: Splitting av normale og unormale poster (inkludert splitting av skatt)

Følgende poster klassifiseres som unormale: Gevinst ved salg av eiendeler, Andre driftsinntekter, Omregningsdiff, Valutagevinst/tap og Nedskrivning av finansielle anleggsmidler.

Steg 4: Reklassifisering av drifts- og finansposter:

Følgende finansielle balanseposter klassifiseres som driftsrelaterte: Fordringer, Kundefordringer, Andre fordringer (kortsiktige for Q2 2008) Utsatt skatt, Pensjonsmidler, Langsiktig depositum og Langsiktig fordring. Anleggsmidler holdt for salg klassifiseres som finansielle, forpliktelser knyttet til disse klassifiseres som langsiktig finansiell gjeld). Driftsrelatert gjeld omgrupperes fra gjeld til driftsrelaterte eiendeler. Ingen normale resultatposter reklassifiseres.

Steg 3 innebærer splitting av skatt til henholdsvis driftsrelatert skatt og skatt på henholdsvis normale og finansposter (unormale driftsposter spesifisert etter skatt). Skattekostnad fordeles likt mellom de ulike postene, ved bruk av skattesatsen beregnet i kapittel 4.1.1, dette gir følgende fordeling:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Driftsrelatert skatt	-11,802	-13,272	37,784	-104,563	-273,699	-6,901
Skatt finansinntekt	197	344	33,091	25,193	42,053	24,050

Skatt finanskostnad	-441	-6,393	-34,948	-34,258	-43,741	-68,116
Skatt unorm finanskost	0	0	20,961	-8,808	-34,325	1,732
Skatt	-12,046	-19,321	56,888	-122,435	-309,713	-49,235

4.2.1 Omgruppert resultat

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Driftsinntekter (DI)	0	46,062	309,666	296,224	312,606	1,179,679
Produksjonskostnader		27,082	101,296	123,772	152,543	452,549
Letekostnader		4,368	73,870	205,374	392,802	455,285
Andre driftskostnader	14,911	29,525	72,044	78,326	83,770	90,683
Driftsrelaterte avskrivinger	45	3,143	21,485	28,432	32,123	193,416
Sum driftskostnader	14,956	64,118	268,695	435,904	661,238	1,191,934
Driftsresultat (f skatt)	14,956	-18,056	40,971	-139,680	-348,632	-12,255
Driftsrelatert skatt	11,802	-13,272	37,784	-104,563	-273,699	-6,901
Netto Driftsresultat (NDR)	-3,154	-4,784	3,187	-35,117	-74,933	-5,354
Finansinntekter	250	468	35,883	33,654	53,566	42,708
Skatt finansinntekt	197	344	33,091	25,193	42,053	24,050
Netto finansinntekt (NFI)	53	124	2,792	8,461	11,513	18,658
Finanskostnader	-559	-8,698	-37,896	-45,763	-55,716	-120,961
Skatt finanskostnad	-441	-6,393	-34,948	-34,258	-43,741	-68,116
Netto finanskostnad (NFK)	-118	-2,305	-2,948	-11,505	-11,975	-52,845
Nettoresultat egenkapital (NRE)	-3,219	-6,965	3,031	-38,162	-75,395	-39,541
Netto Unormalt driftsres (UNDR)	0	2,017	-2,470	0	445,819	200,511
Netto Unormalt Finansres (UNFR)	0	0	1,768	-20,574	-78,048	4,808
Netto unormalt resultat (UNR)	0	2,017	-702	-20,574	367,771	205,319
Fullstendig nettoresultat til EK (FNRE)	-3,219	-4,948	2,329	-58,736	292,376	165,779

Tabellen viser at netto resultat til egenkapital er negativ i alle år bortsett fra 2005. Dette kan tyde på at selskapet har negativ verdiskapning, eller at selskapet har verdiskapning som ikke reflekteres i resultat. Neste steg i analysen, justering av målefeil, vil se nærmere på denne problemstillingen.

4.2.2 Omgruppert balanse

I tillegg til å omgruppere konsolideres balansen. Tabellen under viser konsolidert omgruppert balansen med fokus på netto driftskapital:

Driftsrelaterte eiendeler	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Letelisenser og aktiverte letekostnader		14,603	100,506	187,992	371,710	937,045
+ Produksjonsanlegg	0	114,293	258,137	298,961	502,916	1,253,528
+ Andre driftsrelaterte anleggsmidler	12,195	163,966	162,411	156,015	148,346	1,934,824
= Driftsrelaterte anleggsmidler (DAM)	12,195	292,862	521,054	642,968	1,022,972	4,125,397
- Driftsrelatert Langsiktig Gjeld (DLG)	0	182,000	285,385	373,696	525,483	2,002,363
= Netto driftsrelaterte anleggsmidler (NAM)	12,195	110,862	235,669	269,272	497,489	2,123,034
Driftsrelaterte omløpsmidler (DOM)	1,410	54,540	104,668	296,375	705,588	993,585
- Driftsrelatert Kortsiktig Gjeld (DKG)	1,470	42,626	83,533	189,534	450,376	533,454
= Driftsrelatert arbeidskapital (DAK)	-60	11,914	21,135	106,841	255,212	460,131
= Netto driftsrelaterte eiendeler (NDE)	12,135	122,776	256,804	376,113	752,701	2,583,165

Egenkapital og gjeld	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Egenkapital (EK)	13,320	99,207	418,319	379,302	1,378,999	2,063,703
Kortsiktig finansiell gjeld (KFG)	-	26,383	-			
Langsiktig finansiell gjeld (LFG)	0	0	0	300,576	296,300	863,811
+ Finansiell Gjeld (FG)	0	26,383	0	300,576	296,300	863,811
Finansielle omløpsmidler (FOM)	1,185	2,814	157,064	274,383	922,596	308,651
Finansielle anleggsmidler (FAM)	0	0	0	29,382	0	0
- Finansielle eiendeler (FE)	1,185	2,814	157,064	303,765	922,596	308,651
= Netto driftskapital (NDK)	12,135	122,776	261,255	376,113	752,703	2,618,863

4.3 Justering av regnskap for målefeil

4.3.1 Justering av ikke aktiverte letekostnader

Revus benytter “successful efforts” metoden for regnskapsføring av letekostnader (årsrapport 2007). Denne er beskrevet i kapittel 1.2.5. Knivsflå (2007, forelesning 12) anbefaler å justere regnskapet til å istedenfor balanseføre alle leteutgifter som investeringer. Manglende balanseføring vil føre til at internrenten vil være undervurdert i perioder et felt er i letefasen og overvurdert i perioder feltet er i produksjon. Avskrivinger på de flyttede letekostnadene er gjort forhold til produksjonsenhetsmetoden.

Tabellen under viser effektene av justeringene:

Effekter på resultat	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Økn letekostnader	0	-4,368	-73,870	-205,374	-392,802	-455,285
+ Økn driftsrelaterte avsk	0	0	11,810	3,576	7,230	31,462
+ Økn utsatt skatt	0	3,211	57,232	151,063	302,700	238,665
= Økn netto driftsresultat (NDR)	0	1,157	4,828	50,735	82,872	185,158

Effekter på balansen	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Økn letelisenser og akt letekost		4,368	62,060	201,798	385,572	423,823
- Økn utsatt skatt	0	3,211	57,232	151,063	302,700	238,665
= Økn egenkapital	0	1,157	4,828	50,735	82,872	185,158
Akkum økn letelisenser og akt letekost		4,368	66,428	268,226	653,798	1,077,621
Akkum økn utsatt skatt		3,211	60,443	211,506	514,206	752,871

4.3.2 Resultat

Justeringen gir følgende resultatoppstilling:

2003 2004 2005 2006 2007 2008

Driftsinntekter (DI)	0	46,062	309,666	296,224	312,606	1,179,679
Produksjonskostnader		27,082	101,296	123,772	152,543	452,549
Andre driftskostnader	14,911	29,525	72,044	78,326	83,770	90,683
Driftsrelaterte avskrivninger	45	3,143	33,295	32,008	39,353	224,878
Sum driftskostnader	14,956	59,750	206,635	234,106	275,666	768,111
	-	-	-	-	-	-
Driftsresultat (f skatt)	14,956	-13,688	103,031	62,118	36,940	411,568
	-	-	-	-	-	-
Driftsrelatert skatt (DT)	11,802	-10,061	95,016	46,500	29,000	231,765
Netto Driftsresultat (NDR)	-3,154	-3,627	8,015	15,617	7,940	179,804
Finansinntekter	250	468	35,883	33,654	53,566	42,708
Skatt finansinntekt	197	344	33,091	25,193	42,053	24,050
Netto finansinntekt (NFI)	53	124	2,792	8,461	11,513	18,658
Finanskostnader	-559	-8,698	-37,896	-45,763	-55,716	-120,961
Skatt finanskostnad	-441	-6,393	-34,948	-34,258	-43,741	-68,116
Netto finanskostnad (NFK)	-118	-2,305	-2,948	-11,505	-11,975	-52,845
Nettoresultat egenkapital (NRE)	-3,219	-5,808	7,859	12,573	7,478	145,617
Netto Unormalt driftsres (UNDR)	0	2,017	-2,470	0	445,819	200,511
Netto Unormalt Finansres	0	0	1,768	-2,958	-9,398	1,344
Netto unormalt resultat	0	2,017	-702	-2,958	436,421	201,855
Fullstendig nettoresultat til egenkapital (FNRE)	-3,219	-3,791	7,157	9,615	443,899	347,472

Tabellen viser at justeringen fører til en klar forbedring av netto resultat til egenkapital.

4.3.3 Balanse

Driftsrelaterte eiendeler	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Letelisenser og aktiverte leteknostnader	0	18,971	166,934	456,218	1,025,508	2,014,666
+ Produksjonsanlegg	0	114,293	258,137	298,961	502,916	1,253,528
+ Andre driftsrelaterte anleggsmidler	12,195	163,966	159,041	156,015	148,346	1,934,824
= Driftsrelaterte anleggsmidler (DAM)	12,195	297,230	584,112	911,194	1,676,770	5,203,018
- Driftsrelatert Langsiktig Gjeld (DLG)	0	185,211	345,828	585,202	1,039,689	2,755,234
= Netto driftsrelaterte anleggsmidler (NAM)	12,195	112,019	238,284	325,992	637,082	2,447,784
Driftsrelaterte omløpsmidler (DOM)	1,410	54,540	104,668	296,375	705,588	993,585
- Driftsrelatert Kortsiktig Gjeld (DKG)	1,470	42,626	83,533	189,534	450,376	533,454
= Driftsrelatert arbeidskapital (DAK)	-60	11,914	21,135	106,841	255,212	460,131
= Netto driftsrelaterte eiendeler (NDE)	12,135	123,933	259,419	432,833	892,296	2,907,915

Egenkapital og gjeld	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Egenkapital (EK)	13,320	100,364	424,305	436,022	1,518,592	2,388,453
Kortsiktig finansiell gjeld (KFG)		26,383	0	0	0	0
Langsiktig finansiell gjeld (LFG)	0	0	0	300,576	296,300	863,811
+ Finansiell Gjeld (FG)	0	26,383	0	300,576	296,300	863,811
Finansielle omløpsmidler (FOM)	1,185	2,814	157,064	274,383	922,596	308,651
Finansielle anleggsmidler (FAM)	0	0	0	29,382	0	0
- Finansielle eiendeler (FE)	1,185	2,814	157,064	303,765	922,596	308,651
= Netto driftskapital (NDK)	12,135	123,933	267,241	432,833	892,296	2,943,613

4.3.4 Fri kontantstrøm

Basert på det justerte resultatregnskapet og balansen er det utarbeidet en oppstilling for fri kontantstrøm til Netto driftskapital og Egenkapital:

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EBITDA	-14,911	-10,545	136,326	94,126	76,293	636,447
Driftsrelatert skatt (DT)	-11,802	-10,061	95,016	46,500	29,000	231,765
Unormalt driftsresultat (UNDR)	0	2,017	-2,470	0	445,819	200,511
Invest produksjonsanlegg (IU)	0	114,293	149,748	66,795	233,348	439,302
Invest leting (IL)	0	23,968	159,777	319,099	586,133	764,147
Netto tilgang produksjonsanlegg fra kjøp	0	0	-5,904	0	0	401,853
Netto tilgang leting fra kjøp	0	-4,997	-4	-26,239	-9,613	256,473
Invest andre DAM	12,240	154,914	16,560	-565	-4,938	1,889,350
Driftsrelaterte investeringer (DInv)	12,240	288,178	320,177	359,090	804,930	3,751,125
Økning utsatt skatt	0	3,211	149,369	239,067	434,745	1,306,424
Økning annen DLG	0	182,000	11,248	307	19,742	409,121
Økning driftsrelatert langsikt gjeld (ΔDLG)	0	185,211	160,617	239,374	454,487	1,715,545
ΔDAK	-60	11,974	9,221	85,706	148,371	204,919
Fri kstrøm til netto driftskap (FKD)	-15,289	-113,408	-129,941	-157,796	-5,702	-1,635,307
Netto finansinntekt (NFI)	53	124	2,792	8,461	11,513	18,658
Økn finansielle eiendeler (ΔFE)	1,185	1,629	154,250	146,701	618,831	-613,945
Netto finanskostnad (NFK)	-118	-2,305	-2,948	-11,505	-11,975	-52,845
Økn finansiell gjeld (ΔFG)	0	26,383	-26,383	300,576	-4,276	567,511
Unormalt finansresultat (UNFR)	0	0	1,768	-2,958	-9,398	1,344
Fri kontantstrøm til egenkapital (FKE)	-16,539	-90,835	-308,962	-9,924	-638,669	-486,693

Den betydelige negative kontantstrømmen fra drift (til netto driftskapital) i 2008 skyldes oppkjøpet av Palace (økning for andre DAM), samt gjennomføring av et betydelig leteprogram (økning i aktiverte leteknader).

Oppstillingen viser store negative kontantstrømmer til egenkapital i 2005, 2007 og 2008. I forbindelse med børsnoteringen i 2005 gjennomførte selskapet en emisjon på tNOK 250,000. I 2007 og begynnelsen av 2008 ble det gjennomført tre emisjoner på henholdsvis tNOK 218,000, tNOK 438,000 og tNOK 366,000.

4.4 Analyse av verdidrivere

Formålet med analysen er å estimere historiske verdier for verdidriverne som brukes i verddivurderingen. Historiske verdier beregnes som vektete gjennomsnitt for perioden 2005 til 2008. 2003 og 2004 er utelatt fra denne beregningen fordi noe data mangler for disse årene.

Produksjonskostnad pr boe

Tabellen under viser Revus historiske produksjonskostnader og produksjonskostnad pr boe:

	2004	2005	2006	2007	2008
Antall solgte boe (Q)	88,771	827,312	794,125	726,283	2,245,133
Produksjonskostnad	27,082	101,296	123,772	152,543	452,549

Prodkost pr boe (Pkpboe)	305.08	122.44	155.86	210.03	201.57
--------------------------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabellen viser at produksjonskostnad pr boe (PKpboe) har holdt seg relativt jevnt i 2007 og 2008. Vektet gjennomsnitt for 2005-2008 er; PKpboe = NOK 180.75

Leteinvesteringer pr reserve og reservetilgang

Tabellen under viser Revus balanseførte leteinvesteringer knyttet til reservene.:

Balanseførte leteinvesteringer	2004	2005	2006	2007	2008
Leteinvesteringer (tNOK)	18,971	166,934	456,218	1,025,508	2,014,666
Reserver (Mboe)	5.30	60.80	64.00	77.20	148.91
Leteinvestering pr boe reserve	3.58	2.75	7.13	13.28	13.53

Tabellen viser balanseførte verdier. Det er to forhold som gjør at tallene over er misvisende. For det første viser det verdier for hver periode, ikke tilgangen. For det andre viser de inkluderer de reserver fra kjøp av utviklede lisenser. Verdidriveren som skal estimeres er imidlertid leteinvestering pr boe reservetilgang. Det er derfor interessant å se på investeringer i leteaktiviteter og reservetilgangen fra disse aktivitetene. Tabellen under gir en oversikt over reservetilgang fra leteinvesteringer for hvert år:

Investering i leteaktiviteter	2004	2005	2006	2007	2008
Tilgang leteprogram (tNOK)	23,968	159,777	319,099	586,133	764,147
Reservetilgang leteprogram (Mboe)	0	20.1	20.5	36	60
Leteinvestering pr boe (ILpboe)		7.95	15.57	16.28	12.74

Vektet gjennomsnitt for 2005-2008 er; ILpboe = NOK 13.39.

Utbygningskostnader

Oljedirektoratets faktahefte (2008) gir oversikt over investeringskostnader (i 2008 kr) for felt på norsk sokkel. En oversikt for Revus eksisterende felt på norsk sokkel er gitt i tabellen under:

	Investering (BNOK)	Reserver (Mboe)	Invest pr boe (IUpboe) (NOK)
Yme	4.4	57.00	77.19
Murchison (norsk del)	8.1	91.83	88.20
Veslefrikk	26.5	394.82	67.12
Brage	20.4	362.18	56.33

Vektet gjennomsnitt er; IUpboe = NOK 65.57

Arbeidskapital pr produserte boe:

Tabellen under viser historikken for arbeidskapital sammen med produksjon:

	2004	2005	2006	2007	2008
Driftsrelatert arbeidskapital (DAK)	11,914	21,135	106,841	255,212	460,131
Antall solgte boe (Q)	88,771	827,312	794,125	726,283	2,245,133
Arbeidskapital pr boe (Akpboe)	134.21	25.55	134.54	351.39	204.95

Vektet gjennomsnitt for 2005-2008 er; AKpboe = NOK 183.62

Driftsrelaterte avskrivninger pr produserte boe

Tabellen under viser utviklingen i avskrivninger pr produserte boe:

	2004	2005	2006	2007	2008
Antall solgte boe (Q)	88,771	827,312	794,125	726,283	2,245,133
Driftsrel avskrivninger (DAvsk)	3,143	21,485	28,432	32,123	193,416
Avsk pr produserte boe	35.41	25.97	35.80	44.23	86.15

Disse inngår ikke i kontantstrømanalysen, men brukes i budsjettering av netto driftskapital, som inngår i terminalverdiberegningen.

5. Fremtidsbudsjett

Kapittel 3 har diskutert hvilke parametere som er relevante for verdi av Fri kontantstrøm til netto driftskapital (FKD). I konklusjonen til kapittel 4 ble historiske verdier presentert. Basert på disse historiske verdier, annen informasjon og metoder estimeres framtidige verdier for verdidriverne.

5.1 Valg av budsjettthorisont

Budsjettthorisont, T , velges til 15 år. Ved budsjettthorisonnten beregnes kapitalens terminalverdi.

5.2 Estimering av verdidrivere

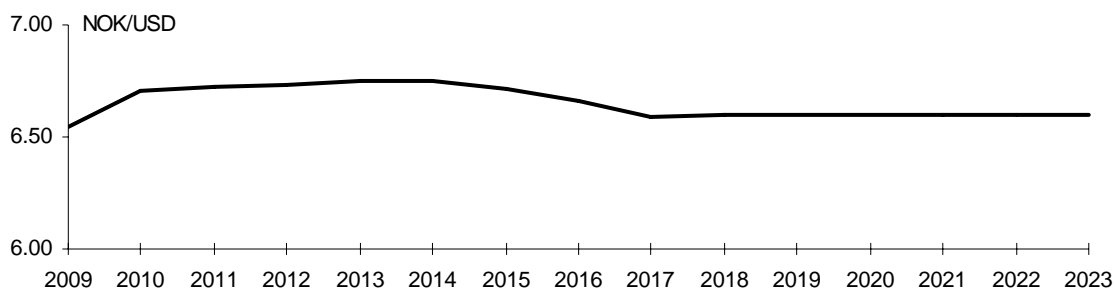
5.2.1 Makroøkonomiske verdidrivere

Dollarkurs

Hypotesen om udekket renteparitet gir følgende sammenheng mellom dagens valutakurs (spot), S_0 (USD/NOK), dagens renter for NOK og USD med løpetid T ; $r_{NOK,T}$ og $r_{USD,T}$, og forventet fremtidig valutakurs $E_0(S_T)$:

$$E_0(S_T) = S_0 \frac{(1 + r_{NOK,T})^T}{(1 + r_{USD,T})^T}$$

Denne sammenhengen brukes til å estimere fremtidige årlige gjennomsnittlige valutakurser for 2009-2018. Som utgangspunkt brukes estimert valutakurs for 2008. Renter med løpetid 1, 3, 5 og 10 år, brukes for å estimere kurser for 2009, 2011, 2014 og 2018. Valutakursene for de andre årene mellom 2009 og 2018 fines vha lineær interpolasjon. Forventet valutakurs etter år 2018 settes lik forventet valutakurs for 2018. Figuren under viser de estimerte valutakursene:



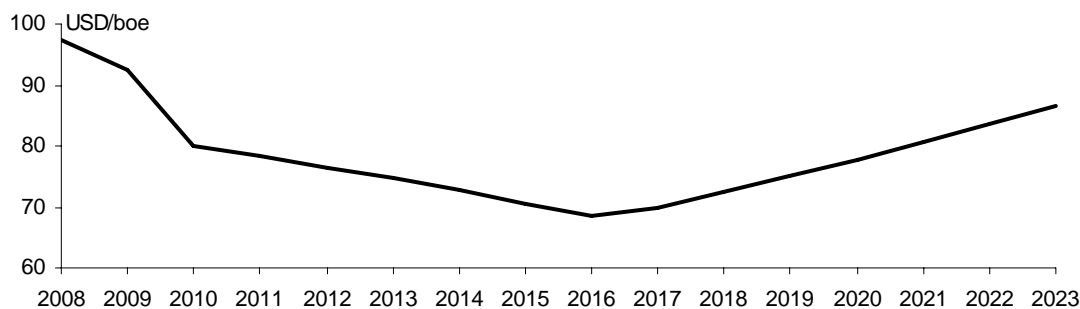
Figur 12: Forventede framtidige valutakurser⁵ (Kilde: Norges Bank, US Treasury)

Inflasjon

Den årlige inflasjonssatsen antas å være lik 2.5% for alle perioder.

5.2.2 Oljepris

Som estimat for oljeprisen brukes EIA's estimater. Disse er gjengitt i grafen under:



Figur 13: Forventet fremtidig oljepris (kilde: EIA World Energy Outlook)

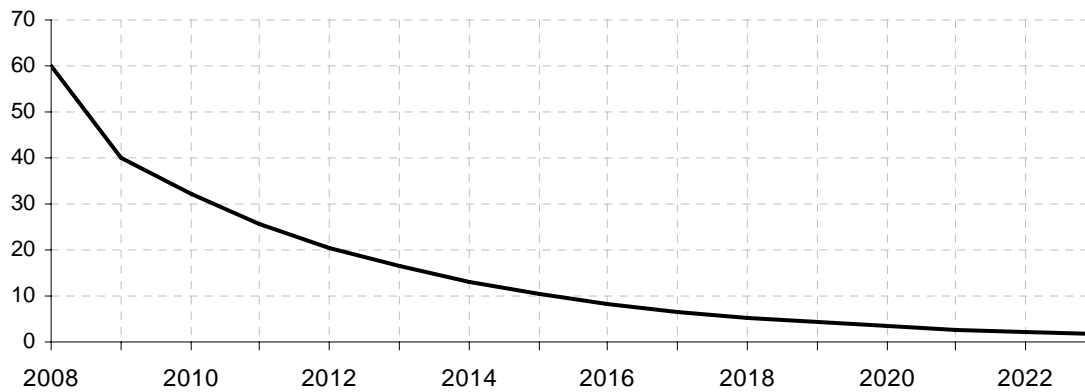
Disse estimatene antas å gjelde for referanseprisen til olje av Brent kvalitet.

5.2.3 Selskapsspesifikke verdidrivere

Letevirksomhet / Reservetilgang

I Revus prospekt presenteres et leteprogram som gjennomføres i 2008 og 2009. Det forventes at dette skal gi en reservetilgang på 100 Mboe. Estimert reservetilgang for 2008 er 60 Mboe, estimert tilgang for 2009 blir da 40 Mboe. Etter at dette leteprogrammet er gjennomført antas letevirksomheten å trappes slik at reservetilgangen faller med 20% pr år. Denne nedgangen må sees i lys av at norsk og spesielt britisk sokkel, begge er modne oljeprovins, med synkende produksjon og reservetilgang.

⁵ Årlig gjennomsnitt



Figur 14: Reservetilgang nye felter

Letekostnader

Som nevnt i kapittel 2.2.3 estimerer Revus letekostnad pr boe reservetilgang ("mean expected") til 12 NOK/boe for det pågående leteprogrammet i 2008 og 2009. Historisk letekostnad pr boe reserveøkning er estimert til 13.39 NOK/boe, det vil si noe høyere enn Revus eget estimat. Ettersom det er ønskelig å gi et nøkternt estimat på selskapets verdi, fremskrives det siste tallet til budsjettperioden: $IL_{pboe} = \text{NOK } 13.39$ (2008 kroner). For fremtidige perioder justeres denne satsen for inflasjon:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Invest leting (ikke akt)	274,507	211,028	162,227	124,712	95,873	73,702	56,658	43,556
Invest leting (akt)	274,507	211,028	162,227	124,712	95,873	73,702	56,658	43,556
Leteinvesteringer	549,015	422,055	324,455	249,425	191,745	147,404	113,317	87,112
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Invest leting (ikke akt)	33,484	25,741	19,788	15,212	11,694	8,990	6,911	
Invest leting (akt)	33,484	25,741	19,788	15,212	11,694	8,990	6,911	
Leteinvesteringer	66,968	51,481	39,576	30,424	23,389	17,980	13,822	

På grunn av ulike skattemessige betingelser for aktiverte og ikke aktiverte letekostnader, er det nødvendig å anslå hvor stor andel av letekostnadene som er aktiverbare, og hvor stor andel som ikke er det, disse andelene anslås til begge å være 50%. Det antas at 70% av leteaktivitetene, og påfølgende reservetilgang, kan knyttes til norsk sokkel, mens 30% antas å kunne knyttes til britisk sokkel.

Utbygging

I sitt prospekt angir Revus oppstart av produksjon for betingede reserver. Disse er oppsummert i tabellen under:

Felt	Produksjonsstart
Yme	2009
Oselvar	2010

Astero	2012
Luno	2012
SW Heather	2012

I sitt prospekt (2008) angir Revus oppstart av produksjon fra nye felt til 2014. Under forutsetning av at dette er for funn gjort i 2008, tar det da 6 år fra funn til produksjon. Det antas at det også for fremtidige funn vil ta 6 år fra funn til produksjonsstart.

Utbyggingsinvesteringer

For Yme feltet forekommer investeringer i 2008 og 2009. Det antas at hele investeringen i produksjonsanlegg under utbygging i 2008 på tNOK 268,706 (se kapittel 4.1.3) er knyttet til Yme, og at resten av investeringskostnaden for Yme forekommer i 2009. Som angitt i 4.4 er IUpboe = NOK 77.2 (2008 kroner) for Yme feltet.

For andre felt antas investeringskostnaden til utbygging antas å forekomme i sin helhet 31.12 året før produksjonsstart. Som estimat på utbyggingskostnad pr boe brukes vektet gjennomsnitt for eksisterende felt (se 4.4); IUpboe= NOK 65.57.(2008 kroner).

Denne satsen justeres for inflasjon for fremtidige perioder. Dette gir følgende budsjetterte utbyggingsinvesteringer (fordelt på land):

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Invest utbyg (Nor)	715,729	0	3,537,907	0	3,116,059	2,129,307	1,636,905	1,258,371
Invest utbyg (UK)	0	0	310,714	0	1,335,454	912,560	701,531	539,302
Invest Utbygging	715,729	0	3,848,622	0	4,451,513	3,041,867	2,338,436	1,797,672
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Invest utbyg (Nor)	967,372	743,668	571,694	439,490	337,858	259,728	199,666	
Invest utbyg (UK)	414,588	318,715	245,012	188,353	144,796	111,312	85,571	
Invest Utbygging	1,381,961	1,062,382	816,706	627,843	482,654	371,041	285,237	

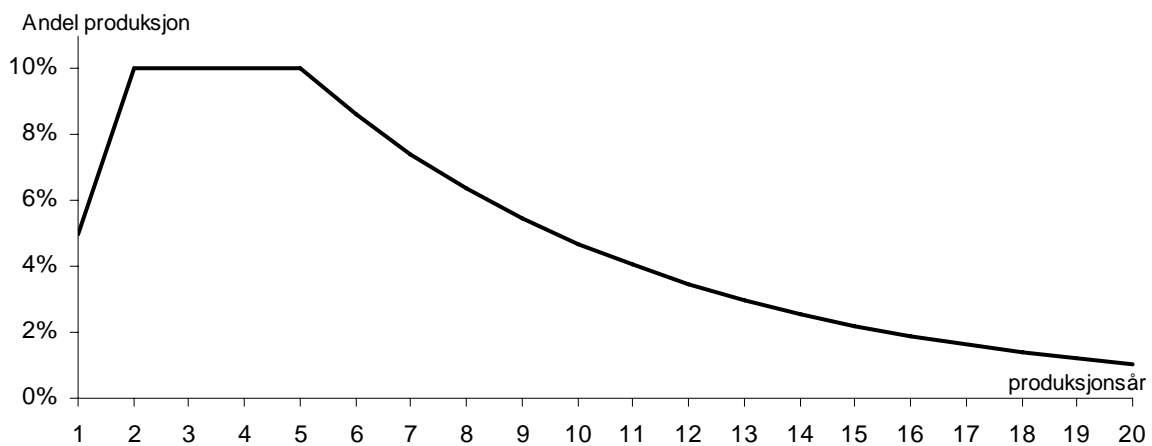
Produksjon

I sitt prospekt gir Revus estimater for produksjonen på de produserende og planlagte felter frem til 2015. Her er produksjon fra Brage, Murchison og Veslefrikk (Bra/Mur/Ves) konsolidert.

Produksjon etter 2015 er estimert basert på modellen presentert i kapittel 1.2.2, med konstant produksjon innen hver periode og eksponentielt synkende produksjon mellom periodene, inntil alle reserver er produsert. Reduksjonsfaktoren er bestemt på grunnlag av feltenes produksjonsprofil frem til 2015, samt feltenes forventede levetid. For eksisterende felter gir dette følgende forventede reduksjonsfaktorer for produksjon etter 2015:

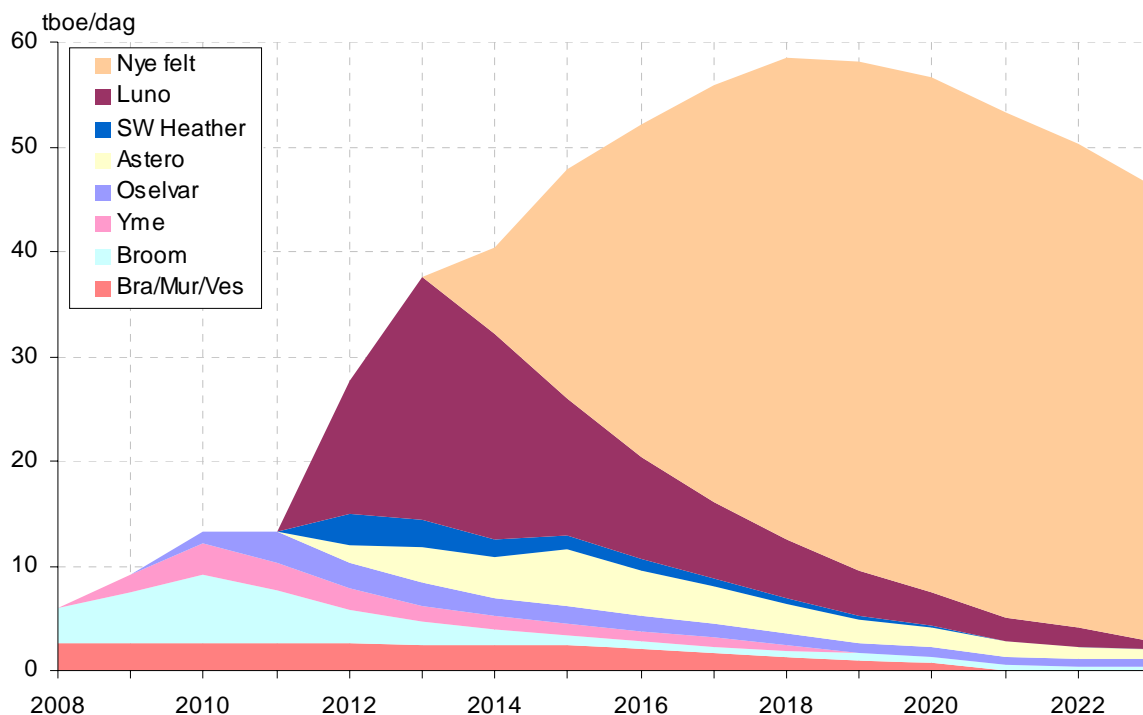
Felt	Reduksjonsfaktor
Bra/Mur/Ves	20%
Yme	10%
Oselvar	10%
Astero	20%
Luno	25%
Broom	10%
SW Heather	25%
Gjennomsnitt	17%

Produksjonsprofilen for nye felt antas å følge følgende generelle modell; 5% av reservene produseres 1 året, deretter følger en platåfase på 4 år hvor 10% av reservene produseres hvert år, før produksjonen antas å falle med 14% pr år inntil alle reserver er produsert. Levetiden til feltet blir da 20 år. Figuren under illustrerer denne produksjonsprofilen:



Figur 15: Produksjonsprofil for nye felt

Basert på de tilgjengelige dataene fra Revus samt antakelsene presentert over gir dette følgende produksjonsprofil for Revus samlede produksjon:



Figur 16: Estimert produksjon

Tabellen under viser fordeling av produksjon på land:

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Norge	43.3%	46.4%	50.0%	62.3%	77.3%	87.2%	86.0%	81.5%
Storbritannia	56.7%	53.6%	50.0%	37.7%	22.7%	12.8%	14.0%	18.5%
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Norge	78.2%	76.1%	74.4%	73.3%	72.7%	72.5%	72.0%	71.2%
Storbritannia	21.8%	23.9%	25.6%	26.7%	27.3%	27.5%	28.0%	28.8%

Produksjonsinntekter og kostnader

Driftsinntekter beregnes basert på denne estimerte produksjon. Det antas at solgt mengde petroleum er lik produksjon.. Produksjonsinntektene for 2009 og 2010 justeres i henhold til fastpriskontrakten spesifisert i kapittel 2.3. All annen olje forutsettes solgt i spotmarkedet. Med bakgrunn i at Revus historiske oppnådde oljepris i spotmarkedet ikke avviker fra pris på Brent-olje, estimeres oppnådd oljepris til å være lik den estimert i kapittel 5.2.2.

Fremtidig produksjonskostnad pr boe estimeres til å være lik det historiske vektete gjennomsnittet; PKpboe = NOK 180.75 (2008 kroner), tallet justeres for inflasjon.

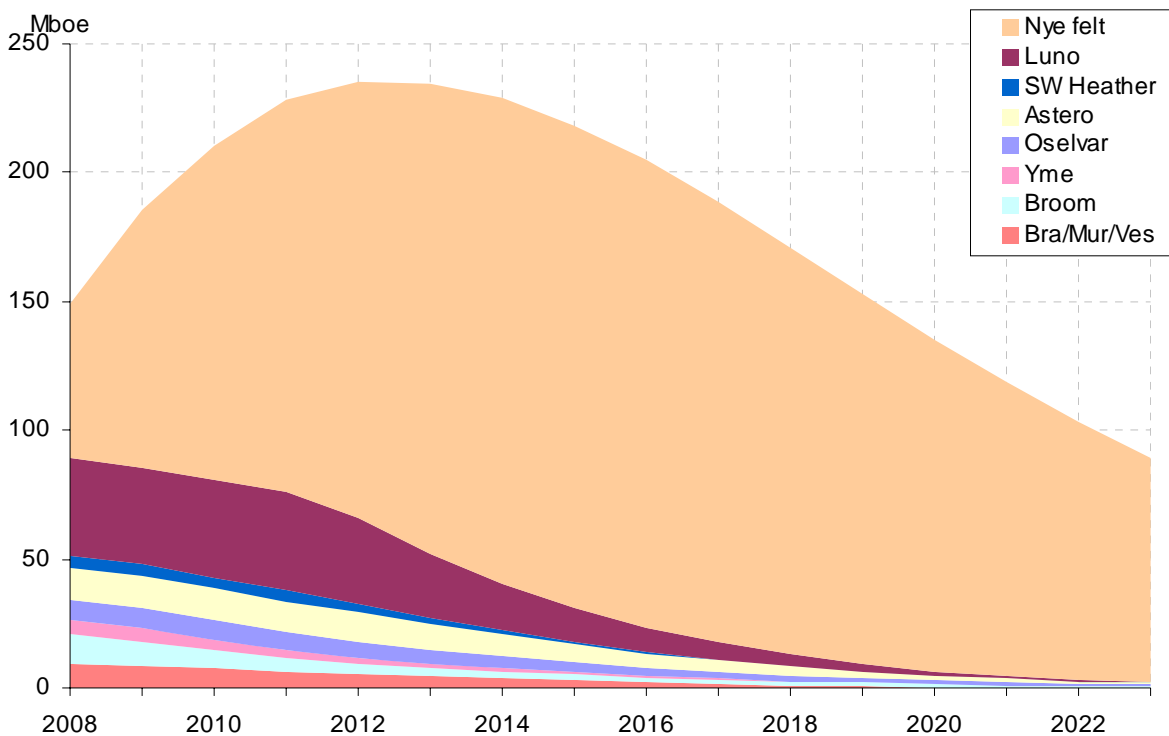
Dette følgende budsjetterte produksjonsinntekter og kostnader:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Driftsinntekter (DI)	2,031,853	2,666,001	2,543,785	5,203,429	6,911,635	7,233,358	8,294,325	8,648,130
Produksjonskostnader (PK)	618,753	914,943	941,369	2,017,193	2,806,593	3,092,452	3,757,823	4,175,232
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	

Driftsinntekter (DI)	9,227,049	9,886,437	10,018,951	9,906,531	9,552,831	9,082,912	8,432,496
Produksjonskostnader (PK)	4,517,318	4,781,041	4,787,001	4,686,092	4,473,753	4,207,305	3,861,204

Reserveutvikling

Gitt den estimerte produksjonen og reservetilgangen vil Revus totale påviste og betingede reserver følge banen som vist i figuren under.



Figur 17: Estimert utvikling reserver

Andre driftskostnader

Andre driftskostnader estimeres til MNOK 100 pr år (2008 kroner). Dette tallet justeres for inflasjon for fremtidige perioder.

Avskrivinger

For eksisterende felt beregnes avskrivinger på produksjonsanlegg basert på produksjonsenhetsmetoden. Som avskrivingsats benyttes avskrivingsatsen pr produsert boe for 2008. Denne ble beregnet i forrige kapittel til 86.15 NOK/boe.

Alle balanseførte leteinvesteringer pr 31.12.2007 antas å kunne knyttes til reservene for pr 31.12.2007, det vil si feltene som er under produksjon, utbygging eller planlegging, med unntak av SW Heather og Broom. Leteinvesteringene for Broom og SW Heather antas å være lik tilgangen gjennom virksomhetssammenslutning for 2008. Produksjonsanleggene for felter som pr i dag er under utbygging eller planlegging og nye felter avskrives med den

fremskrevne investeringskostnad pr boe. For nye felter avskrives leteinvesteringer med den fremskrevne leteinvestering pr boe. Dette gir følgende oppstilling for regnskapsmessige avskrivninger:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Avsk leteinvesteringer	47,972	70,935	72,984	156,393	217,595	237,590	285,420	314,977
Avsk produksjonsanlegg	289,385	417,894	415,091	789,266	1,065,344	1,162,278	1,399,206	1,545,570
Driftsrelaterte avsk (Davsk)	337,357	488,829	488,076	945,659	1,282,939	1,399,869	1,684,626	1,860,546
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Avsk leteinvesteringer	339,238	357,840	357,461	349,442	331,008	310,649	287,003	
Avsk produksjonsanlegg	1,665,411	1,756,043	1,752,593	1,713,717	1,621,135	1,519,425	1,405,027	
Driftsrelaterte avsk (Davsk)	2,004,649	2,113,883	2,110,054	2,063,159	1,952,142	1,830,073	1,692,030	

Skatt

Skattesats beregnes for hvert år på grunnlag av andelen av Revus totale produksjon som kan knyttes til henholdsvis norsk og britisk sokkel. Som nevnt i kapittel 1.2.5 er skattesatsen 78% på norsk sokkel og 50% på britisk sokkel. Dette gir følgende skattesatser for hvert av budsjettårene:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Skattesats (s)	63.0%	64.0%	67.4%	71.6%	74.4%	74.1%	72.8%	71.9%
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Skattesats (s)	71.3%	70.8%	70.5%	70.4%	70.3%	70.2%	69.9%	

Skattemessig beregnes avskrivninger som beskrevet i kapittel 1.2.5. Tabellen under viser oppstilling av skattemessige avskrivninger:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
SkAvsk Invest Utbyg (Nor)	191,667	188,863	778,514	708,939	1,108,994	1,463,879	1,147,045	1,356,774
SkAvsk Invest Utbyg (UK)	0	0	310,714	0	1,335,454	912,560	701,531	539,302
SkAvsk Ikke aktiv letetekost	274,507	211,028	162,227	124,712	95,873	73,702	56,658	43,556
SkAvsk Aktiv letetekost	47,972	70,935	72,984	156,393	217,595	237,590	285,420	314,977
Skattemessige avsk (SkAvsk)	514,146	470,826	1,324,440	990,045	2,757,916	2,687,732	2,190,654	2,254,608
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
SkAvsk Invest Utbyg (Nor)	998,659	767,719	590,184	453,704	348,785	268,128	206,124	
SkAvsk Invest Utbyg (UK)	414,588	318,715	245,012	188,353	144,796	111,312	85,571	
SkAvsk Ikke aktiv letetekost	33,484	25,741	19,788	15,212	11,694	8,990	6,911	
SkAvsk Aktiv letetekost	339,238	357,840	357,461	349,442	331,008	310,649	287,003	
Skattemessige avsk (SkAvsk)	1,785,969	1,470,014	1,212,445	1,006,711	836,284	699,079	585,609	

Eventuell friinntekt trekkes fra etter at skatt er trukket fra driftsrelatert resultat før skatt.

Dette gir følgende oppstilling for skatt:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EBITDA	1,313,100	1,648,558	1,497,354	3,078,547	3,994,660	4,027,765	4,420,532	4,354,029
Skattemessige avsk (SkAvsk)	514,146	470,826	1,324,440	990,045	2,757,916	2,687,732	2,190,654	2,254,608
Skattegrunnlag (før friinntekt)	798,954	1,177,732	172,914	2,088,502	1,236,744	1,340,034	2,229,878	2,099,421
Skatt (før fratrukk for friinntekt)	503,385	753,749	116,602	1,496,031	920,453	992,631	1,623,660	1,509,527
Friinntekt (Fril)	43,125	42,494	169,588	159,511	249,524	329,373	258,085	305,274
Driftsrelatert betalbar skatt (DBT)	460,260	711,254	-52,985	1,336,520	670,930	663,259	1,365,575	1,204,253
Økn driftsrel utsatt skatt (ΔDUT)	111,387	-11,522	563,994	31,794	1,097,760	953,986	368,458	283,339
Driftsrelatert skatt (DT)	571,647	699,732	511,008	1,368,314	1,768,689	1,617,244	1,734,033	1,487,592
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	

EBITDA	4,587,891	4,980,509	5,103,941	5,089,230	4,944,589	4,737,756	4,429,995
Skattemessige avsk (SkAvsk)	1,785,969	1,470,014	1,212,445	1,006,711	836,284	699,079	585,609
Skattegrunnlag (før friinntekt)	2,801,921	3,510,495	3,891,496	4,082,519	4,108,305	4,038,677	3,844,386
Skatt (før fratrukk for friinntekt)	1,997,673	2,486,872	2,744,061	2,872,212	2,888,401	2,833,338	2,688,465
Friinntekt (FriI)	224,698	172,737	132,791	102,083	78,477	60,329	46,378
Driftsrelatert betalbar skatt (DBT)	1,772,974	2,314,135	2,611,270	2,770,128	2,809,925	2,773,009	2,642,087
Økn driftsrel utsatt skatt (ΔDUT)	-155,911	-456,123	-632,943	-743,253	-784,520	-793,450	-773,745
Driftsrelatert skatt (DT)	1,617,064	1,858,012	1,978,327	2,026,876	2,025,404	1,979,559	1,868,342

5.3 Fremtidsbudsjett

Fremtidsbudsjett for resultat, balanse og kontantstrøm, med fokus på netto driftskapital, settes opp basert på oppstillingene over. Fremtidsbudsjettet er gjengitt på de neste sidene:

Resultat

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Driftsinntekter (DI)	2,031,853	2,666,001	2,543,785	5,203,429	6,911,635	7,233,358	8,294,325	8,648,130	9,227,049	9,886,437	10,018,951	9,906,531	9,552,831	9,082,912	8,432,496
Produksjonskostnader (PK)	618,753	914,943	941,369	2,017,193	2,806,593	3,092,452	3,757,823	4,175,232	4,517,318	4,781,041	4,787,001	4,686,092	4,473,753	4,207,305	3,861,204
Andre driftskostnader (AK)	100,000	102,500	105,063	107,689	110,381	113,141	115,969	118,869	121,840	124,886	128,008	131,209	134,489	137,851	141,297
Driftsrelaterte avsk (Davsk)	337,357	488,829	488,076	945,659	1,282,939	1,399,869	1,684,626	1,860,546	2,004,649	2,113,883	2,110,054	2,063,159	1,952,142	1,830,073	1,692,030
Driftsrelatert skatt (DT)	571,647	699,732	511,008	1,368,314	1,768,689	1,617,244	1,734,033	1,487,592	1,617,064	1,858,012	1,978,327	2,026,876	2,025,404	1,979,559	1,868,342
Netto driftsresultat (NDR)	404,097	459,997	498,270	764,574	943,032	1,010,652	1,001,873	1,005,891	966,179	1,008,615	1,015,560	999,195	967,042	928,124	869,623

Balanse:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Produksjonsanlegg	1,332,072	914,178	4,347,709	3,558,443	6,944,612	8,824,201	9,763,431	10,015,533	9,732,084	9,038,423	8,102,536	7,016,661	5,878,181	4,729,797	3,610,007
Leteinvesteringer	2,515,709	2,866,828	3,118,299	3,211,331	3,185,481	3,095,295	2,923,192	2,695,327	2,423,057	2,116,699	1,798,814	1,479,797	1,172,177	879,509	606,328
Andre driftsrel anleggsmidler	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624	2,282,624
Driftsrel anleggsmidler (DAM)	6,130,405	6,063,631	9,748,632	9,052,397	12,412,717	14,202,120	14,969,246	14,993,485	14,437,765	13,437,745	12,183,974	10,779,082	9,332,983	7,891,930	6,498,959
Driftsrelatert utsatt skatt (DUT)	2,244,203	2,232,681	2,796,674	2,828,469	3,926,228	4,880,214	5,248,673	5,532,011	5,376,101	4,919,977	4,287,035	3,543,782	2,759,262	1,965,812	1,192,067
Annen driftsrel langsikt gjeld	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418	622,418
Driftsrel langsiktig gjeld (DLG)	2,866,621	2,855,099	3,419,092	3,450,887	4,548,646	5,502,632	5,871,091	6,154,429	5,998,519	5,542,395	4,909,453	4,166,200	3,381,680	2,588,230	1,814,485
Netto Anleggsmidler (NAM)	3,263,784	3,208,532	6,329,539	5,601,511	7,864,071	8,699,488	9,098,156	8,839,056	8,439,246	7,895,350	7,274,521	6,612,882	5,951,303	5,303,700	4,684,474
Driftsrel arbeidskapital (DAK)	666,144	944,360	947,880	1,990,778	2,723,152	2,936,921	3,519,731	3,840,308	4,075,890	4,225,335	4,112,783	3,894,167	3,567,618	3,192,702	2,745,446
Netto driftseiendeler (NDE)	3,929,929	4,152,892	7,277,420	7,592,289	10,587,223	11,636,409	12,617,887	12,679,363	12,515,136	12,120,685	11,387,304	10,507,049	9,518,920	8,496,402	7,429,921

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Egenkapital (EK)	3,374,769	3,597,732	6,722,260	7,037,129	10,032,063	11,081,249	12,062,727	12,124,203	11,959,976	11,565,525	10,832,144	9,951,889	8,963,760	7,941,242	6,874,761
Finansiell gjeld (FG)	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811	863,811
Finansielle Eiendeler (FE)	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651	308,651
Netto Finansiell Gjeld (NFG)	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160	555,160
Netto driftskapital (NDK)	3,929,929	4,152,892	7,277,420	7,592,289	10,587,223	11,636,409	12,617,887	12,679,363	12,515,136	12,120,685	11,387,304	10,507,049	9,518,920	8,496,402	7,429,921

Fri kontantstrøm:

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
EBITDA	1,313,100	1,648,558	1,497,354	3,078,547	3,994,660	4,027,765	4,420,532	4,354,029	4,587,891	4,980,509	5,103,941	5,089,230	4,944,589	4,737,756	4,429,995
- Driftsrelatert skatt (DT)	571,647	699,732	511,008	1,368,314	1,768,689	1,617,244	1,734,033	1,487,592	1,617,064	1,858,012	1,978,327	2,026,876	2,025,404	1,979,559	1,868,342
Investering prod. anlegg (IU)	715,729	0	3,848,622	0	4,451,513	3,041,867	2,338,436	1,797,672	1,381,961	1,062,382	816,706	627,843	482,654	371,041	285,237
Leteinvesteringer (IL)	549,015	422,055	324,455	249,425	191,745	147,404	113,317	87,112	66,968	51,481	39,576	30,424	23,389	17,980	13,822
- Tot driftsrel invest (Dinv)	1,264,744	422,055	4,173,076	249,425	4,643,259	3,189,272	2,451,753	1,884,785	1,448,928	1,113,864	856,283	658,267	506,043	389,021	299,060
Økn driftsrel utsatt skatt (ΔDUT) = ΔDLG	111,387	-11,522	563,994	31,794	1,097,760	953,986	368,458	283,339	-155,911	-456,123	-632,943	-743,253	-784,520	-793,450	-773,745
+ ΔDAK	206,013	278,215	3,521	1,042,898	732,374	213,769	582,810	320,577	235,583	149,444	-112,552	-218,615	-326,550	-374,916	-447,255
= Fri kstrøm til NDK (FKD)	-617,917	237,033	-2,626,258	449,705	-2,051,902	-38,534	20,395	944,415	1,130,405	1,403,067	1,748,941	1,879,450	1,955,171	1,950,643	1,936,103

6. Verdsettelse

6.1 Avkastningskrav

Jamfør Knivsflå (2006 forelesning 10) finnes avkastningskrav til netto driftskapital (ndk) gjennom vekting av avkastningskravene (etter skatt) til egenkapital (ekk), finansiell gjeld (fgk) og finansielle eiendeler (fek)⁶:

$$\text{ndk} = \text{ekk} \frac{\text{EK}}{\text{NDK}} + \text{fgk} \frac{\text{FG}}{\text{NDK}} - \text{fek} \frac{\text{FE}}{\text{NDK}} \quad (2)$$

Estimering av egenkapitalkravet (ekk)

Avkastningskrav til egenkapitalen estimeres vha kapitalverdimodellen (CAPM):

$$\text{ekk} = r_f + \beta_{\text{EK}} E(rp_M)$$

der:

r_f : risikofri rente (etter skatt)

β_{EK} : egenkapitalbeta

$E(rp_M)$: aksjemarkedets forventede risikopremie (etter skatt)

Skattesatsen for investor forutsettes å være 28%.

Som risikofri rente benyttes 3 måneders syntetisk effektiv rente for norske Statskasseveksler pr 28.11.2008, 4.74% (Norges bank), justert for skatt på 28% blir; $r_f = 3.41\%$.

β_{EK} estimeres fra historisk avkastning til Revus og Oslo Børs Benchmark Index (OSEBX), dvs som koeffisienten til følgende regresjon:

$$r_t = \alpha + \hat{\beta}_{\text{EK}} r_{M,t} + \varepsilon_t$$

der:

r_t : avkastning til Revus aksjen i periode t

$r_{M,t}$: avkastning til OSEBX i periode t

Det benyttes månedlige logaritmiske avkastningstall fra og med juli 2005⁷ til og med september 2008. Observasjonene etter september 2008 er utelatt pga budet på Revus som ble

⁶ Knivsflå har også et ledd for minoritetsinteresser, men dette faller bort ettersom Revus ikke har noen minoritet
⁷ Revus ble børsnotert 27.6.2005

offentliggjort 27.10.2008. Utskriften fra regresjonen er gjengitt i vedlegg 3⁸. Regresjonen gir betaestimert $\hat{\beta}_{EK} = 1.21$. Knivsflå (2006) anbefaler å justere denne mot 1 ved følgende uttrykk:

$$\beta_{EK} = \frac{2}{3}\hat{\beta}_{EK} + \frac{1}{3} = 1.14$$

Som estimat på markedets risikopremie (etter skatt) brukes Knivsflås (2006, forelesning 15) estimat: $E(rp_M) = 6.5\%$

Basert på disse dataene beregnes egenkapitalkravet; $ekk = 10.83\%$.

Estimering av krav til finansiell gjeld (fgk)

Krav til finansiell gjeld finnes vha en metode presentert av Knivsflå (2006, forelesning 9). Denne metoden går ut på at man foretar en syntetisk rating av selskapet basert på fire nøkkeltall. Disse nøkkeltallene brukes til å beregne en kredittriskfaktor (krf). Under forutsetning av at den finansielle gjelden er ukorrelert med aksjemarkedets avkastning ($\beta_{FG} = 0$), er krav til finansiell gjeld da gitt ved:

$$fgk = r_f + krp$$

der:

r_f : risikofri rente etter skatt

$$krp = r_f \cdot krf \text{ som gir } fgk = r_f (1 + krf) \quad (3)$$

Ettersom finanskostnader gir skattefradrag for særskatt for petroleumsvirksomhet, benyttes driftsrelatert skattesats som relevant skattesats ved beregning av avkastningskrav for finansiell gjeld.

Nøkkeltallene som benyttes for å beregne kredittrisikopremie er:

- Likviditetsgrad1 (lg1)
- Normalisert rentedekningsgrad etter skatt (rdg)
- Egenkapitalprosent (ekp)
- Netto driftsrentabilitet (ndr)

Likviditetsgrad1 er gitt av:

⁸ Regresjonen er gjennomført i MS Excel 2003

$$lg1 = \frac{OM}{KG}$$

der:

OM: Omløpsmidler, $OM = FOM + DOM$

KG: Kortsiktig gjeld, $KG = DKG + FKG$

Normalisert rentedeckningsgrad etter skatt er gitt ved:

$$rdg = \frac{NDR + NFI}{NFK}$$

der:

NDR: Netto driftsresultat

NFI: Netto finansinntekt

NFK: Netto finanskostnad

Egenkapitalprosent er gitt ved:

$$ekp = \frac{EK}{NDK + FG + FE + DG} \text{ der: } DG = DLG + DKG$$

Nøkkeltallene beregnes ved å sette inn 2008 verdiene fra den omgrupperte og justerte balansen, i disse uttrykkene. Knivsfå (2006) gir en tabell for å knytte nøkkeltallverdier til kredittrater. Beregning av nøkkeltallene, samt bruk av Knivsfås tabell gir følgende resultater:

Nøkkeltall	Verdi (2008)	Rating
lg1	2.44	A-
rdg	3.76	A
ndr	9.93%	BBB
ekp	38.42%	BBB-
Gjennomsnitt		BBB

I følge Knivsfå (2006) gir en rating BBB en kredittriskfaktor = 0.4. Fra (3) gir dette $fgk = 1.98\%$.

Estimering av krav til finansielle eiendeler (fek)

Kravet til finansiell gjeld settes lik risikofri rente etter skatt. Det antas norsk normalskatt (28%) på avkastning på driftsrelaterte eiendeler. Dette gir; $fek = 3.41\%$.

Beregning av avkastningskrav til netto driftskapital (ndk)

Innsetting av disse avkastningskravene samt 2008 verdier fra den omgrupperte og justerte balansen i kapittel 4.3, i (2) gir følgende verdi for avkastningskrav til netto driftskapital: ndk = 9.12%.

Fremskriving av avkastningskrav til netto driftskapital

I følge Modigliani-Miller er et selskaps verdi uavhengig av kapitalstruktur. Det vil si at den ndk som man finner basert på data målt i et gitt tidspunkt kan fremskrives til fremtidige perioder: ndk = 9.12% for alle perioder

6.2 Verdiestimater

6.2.1 Verdi av netto driftskapital

Nå som verdier for FKD og ndk er estimert kan netto nåverdi av FKD pr 31.12.2008 frem til horisonten beregnes:

$$\sum_{t=2009}^{2023} \frac{FKD_t}{(1 + ndk)^{t-2008}} = \text{tNOK } 1,216,286$$

Terminalverdien til netto driftskapital settes lik bokført verdi av Netto driftskapital ved slutten av fremskrivingsperioden:

$$VNDK_{2023} = NDK_{2023} = \text{tNOK } 7,429,921$$

Dette gir totalverdi av netto driftskapital:

$$VNDK_{2008} = \sum_{t=2009}^{2023} \frac{FKD_t}{(1 + ndk)^{t-2008}} + \underbrace{\frac{VNDK_{2023}}{(1 + ndk)^{15}}}_{\text{Terminalverdi}} = \text{tNOK } 3,221,899$$

6.2.2 Verdi av netto finansiell gjeld

Verdien av netto finansiell gjeld settes lik bokført verdi av netto finansiell gjeld.

$$NFG_{2008} = FG_{2008} - FE_{2008} = \text{tNOK } 555,160$$

6.2.3 Verdi av egenkapital

Verdien av egenkapitalen (pr 31.12.2008) finnes fra verdi av netto driftskapital og verdi av netto finansiell gjeld:

$$VEK_{2008} = VNDK_{2008} - VNFG_{2008} = \text{tNOK } 2,666,739$$

Revus har 45.8 millioner utestående aksjer (N). Estimert aksjeverdi pr 31.12.2008 (V) blir

da: $V = \frac{VEK}{N} = \text{NOK } 58.23$. Diskontert en måned tilbake med ekk gir dette følgende verdi

pr 28.11.2008;

$V = \text{NOK } 57.73$

Siste dagen Revus ble handlet på børsen før budet fra Wintershall ble offentliggjort var 24.10.2008. Sluttkurs denne dagen var NOK 44.90. I forhold til verdiestimatet var da markedsverdien 22% lavere enn verdiestimatet, mens budet til Wintershall på NOK 110 ligger 91% høyere enn verdiestimatet.

7. Sensitivitetsanalyse

I dette kapittelet gjennomføres det en sensitivitetsanalyse hvor det undersøkes hvordan verdiestimatet påvirkes av endringer i ulike verdidrivere⁹. Hver av verdidriverne det sees på endres med $+/- 1, 5, 10$ og 20% .

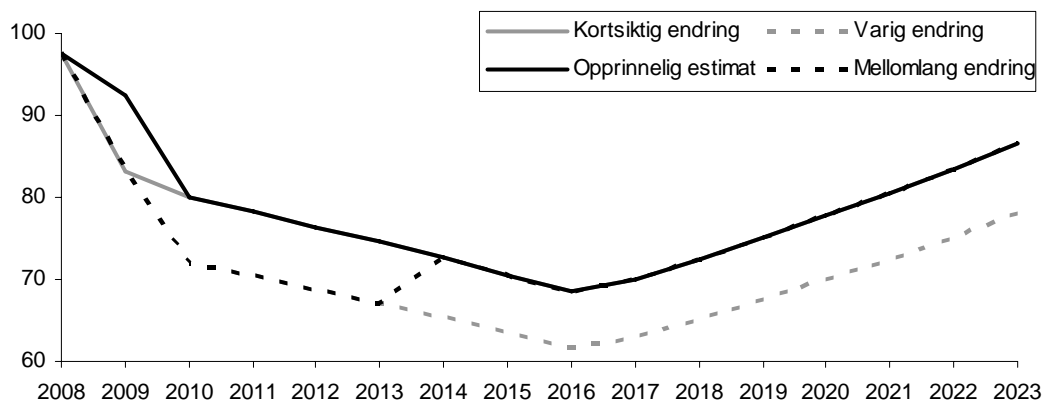
7.1 Sensitivitet i forhold til verdidrivere

7.1.1 Endring i oljepris

Det sees på tre ulike scenarier, i forhold til tidshorisont, for endring i oljeprisen:

- Varig (permanent endring)
- Mellomlang sikt (5 år, 2009-2014)
- Kort sikt (1 år, 2009)

Som eksempel viser figuren under oljeprisutviklingen, for hvert av disse scenariene, med en nedgang i oljeprisen på 10% , i forhold til estimatene presentert i kapittel 5.2.2:



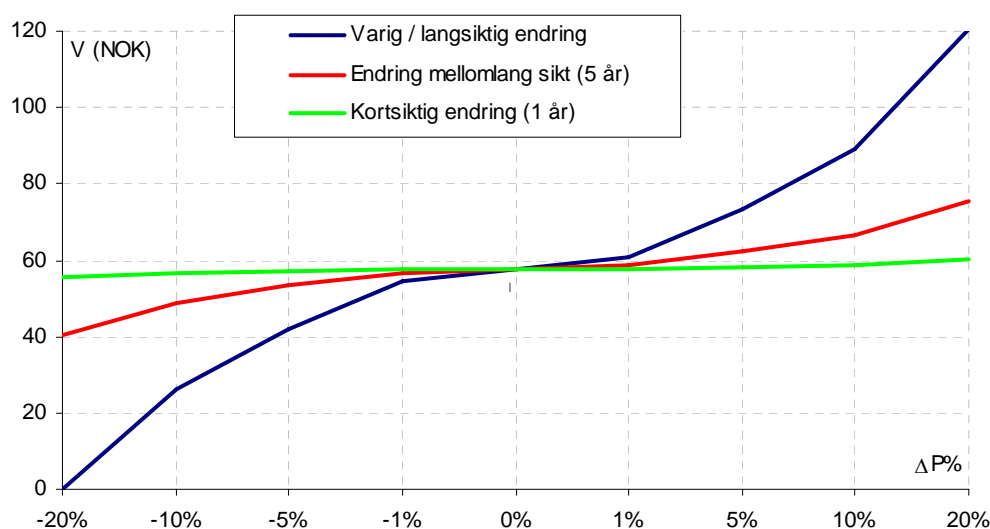
Figur 18: Estimert oljepris utvikling i ulike scenarier

⁹ Teknisk sett er analysen gjennomført vha Datable funksjonen i MS Excel 2003

Tabellen under hvordan verdiestimatet (V) påvirkes av endringene i oljeprisen ($\Delta P\%$), i de ulike scenariene:

$\Delta P\%$	Kort		Mellomlang		Lang /varig	
	V	ΔV (%)	V	ΔV (%)	VEK	ΔV (%)
-20%	55.29	-4.22%	40.26	-30.26%	0.00	-100.00%
-10%	56.51	-2.11%	48.99	-15.13%	26.24	-54.54%
-5%	57.12	-1.06%	53.36	-7.57%	41.99	-27.27%
-1%	57.61	-0.21%	56.86	-1.51%	54.58	-5.45%
0%	57.73	0.00%	57.73	0.00%	57.73	0.00%
1%	57.85	0.21%	58.60	1.51%	60.88	5.45%
5%	58.34	1.06%	62.10	7.57%	73.47	27.27%
10%	58.95	2.11%	66.46	15.13%	89.22	54.54%
20%	60.17	4.22%	75.20	30.26%	120.70	109.09%

Figuren under gir en grafisk fremstilling av hvordan verdiestimatet påvirkes av endringer i oljeprisen ($\Delta P\%$):



Figur 19: Effekt på verdiestimat ved endring i oljepris

Resultatene viser at en permanent endring i oljeprisen har dramatisk effekt på estimert aksjeverdi. Revus vil ikke kunne overleve med en oljepris som permanent ligger 20% under den estimerte, verdien av selskapets egenkapital vil i dette tilfellet være lik 0. En kortsiktig endring har relativt liten betydning, en oljepris som er 20% enn lavere estimatet enn i 2009, fører til en reduksjon i verdiestimatet på mindre enn 5%.

Endring i dollarkurs

I verdiestimeringen er det forutsatt at alle kostnader er i NOK, og at dollarkursen kun påvirker Revus inntekter. En endring av dollarkurs vil derfor gi en ekvivalent endring i estimert verdi, som det en endring i oljepris gir. En endring i dollarkurs på 10% over en gitt tidsperiode har nøyaktig samme effekt som en endring i oljeprisen på 10%.

7.1.2 Endring i operasjonelle verdidrivere

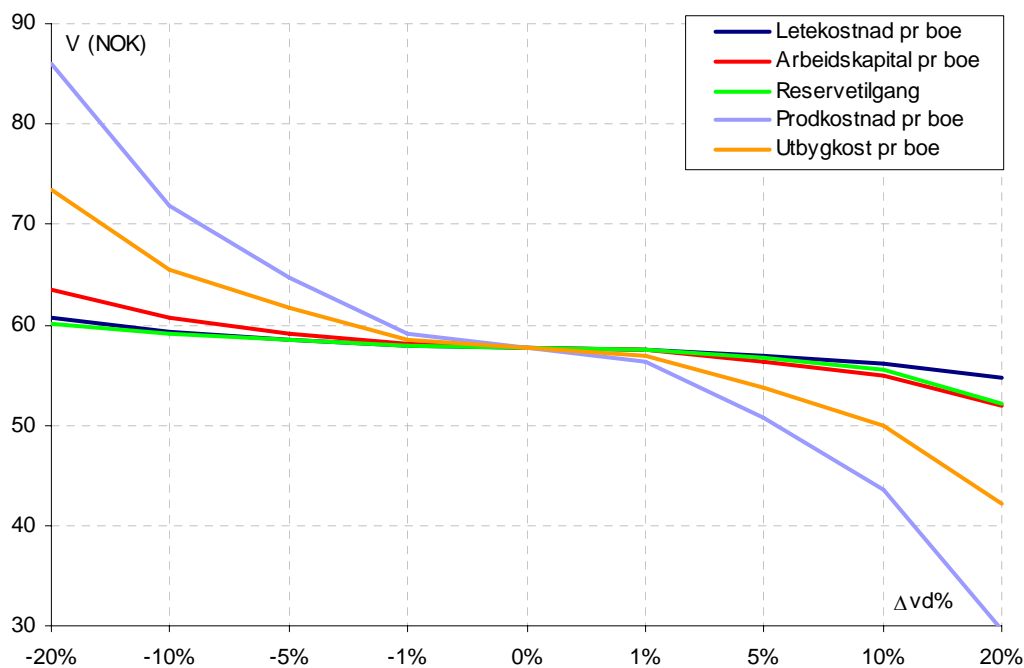
I dette avsnittet sees det på endringer i følgende verdidrivere (vd):

- Letekostnad pr boe (ILpboe)
- Arbeidskapital pr boe (AKpboe)
- Fremtidig reservetilgang fra leteaktiviteter
- Produksjonskostnad pr boe (PKpboe)
- Utbygningsskostnad pr boe (IUpboe)

Tabellen under viser sensitiviteten til estimert aksjepris i forhold til endringer i disse verdidriverne ($\Delta v d$ (%)):

Faktor	Letekostnad pr boe (ILpboe)			Arbeidskapital pr boe (AKpboe)			Reservetilgang			Prodkostnad pr boe (PKpboe)			Utbygkost pr boe (IUpboe)		
	vd	V	ΔV (%)	vd	V	ΔV (%)	vd	V	ΔV (%)	vd	VEK	ΔV (%)	vd	V	ΔV (%)
-20%	10.71	60.80	5.31%	146.89	63.50	10.00%	80%	60.13	4.17%	144.60	85.93	48.85%	52.46	73.40	27.14%
-10%	12.05	59.26	2.66%	165.25	60.62	5.00%	90%	59.15	2.45%	162.68	71.83	24.43%	59.02	65.56	13.57%
-5%	12.72	58.50	1.33%	174.43	59.17	2.50%	95%	58.51	1.35%	171.71	64.78	12.21%	62.3	61.65	6.79%
-1%	13.26	57.88	0.27%	181.78	58.02	0.50%	99%	57.90	0.29%	178.94	59.14	2.44%	64.92	58.51	1.36%
0%	13.39	57.73	0.00%	183.62	57.73	0.00%	100%	57.73	0.00%	180.75	57.73	0.00%	65.57	57.73	0.00%
1%	13.52	57.58	-0.27%	185.45	57.44	-0.50%	101%	57.55	-0.30%	182.56	56.32	-2.44%	66.23	56.95	-1.36%
5%	14.06	56.96	-1.33%	192.80	56.29	-2.50%	105%	56.77	-1.66%	189.79	50.68	-12.21%	68.85	53.81	-6.79%
10%	14.73	56.19	-2.66%	201.98	54.84	-5.00%	110%	55.57	-3.74%	198.83	43.63	-24.43%	72.13	49.89	-13.57%
20%	16.07	54.66	-5.31%	220.34	51.96	-10.00%	120%	52.09	-9.77%	216.90	29.53	-48.85%	78.69	42.06	-27.14%

Figuren under gir en grafisk framstilling av resultatene :



Figur 20: Verdiestimatsens sensitivitet i forhold til operasjonelle verdidrivere

Resultatene viser at de ulike operasjonelle verdidriverne påvirker estimert verdi av egenkapitalen i svært ulik grad. Både produksjonskostnad pr boe og utbyggingskostnad pr boe har stor betydning for estimert aksjeverdi. Eksempelvis vil en reduksjon i gjennomsnittlig produksjonskostnad pr boe på 20%, føre til en økning på nesten 50% i aksjeverdien. Letekostnader pr boe og arbeidskapital pr boe har liten betydning for estimert verdi. En økning i letekostnad pr boe på 20% gir kun en nedgang i verdien på litt mer enn 5%. Påvirkningsgraden til arbeidskapital pr boe er enda lavere. Reservetilgang har en middels og usymmetrisk påvirkningskraft.

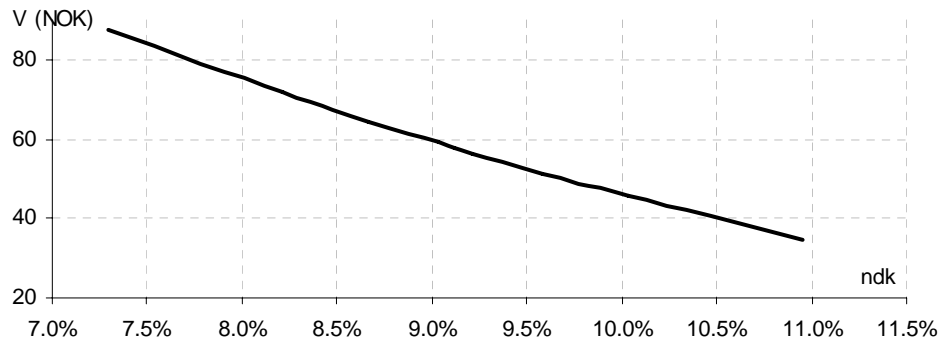
Resultatet at kostnader pr boe knyttet til utbygging og produksjon, har større betydning enn størrelsene knyttet til leting, letekostnad pr boe og reservetilgang, kan tyde på at selskapets verdier i større grad er knyttet til verdiskapning fra eksisterende reserver, fremfor tilgang på nye reserver. Arbeidskapital pr boe lave påvirkningsgrad skyldes at dette er kapital som er bundet og ikke forvitres, men flyter ut til egenkapitaleierne når produksjonen reduseres.

7.1.3 Endring i avkastningskrav til netto driftskapital

Avkastningskrav skiller seg fra faktorene som er sett på tidligere, da dette er en uobserverbar og ikke målbar størrelse, noe som også gjør det vanskelig å estimere.

Δ vd (%)	vd	VEK	Δ VEK (%)
-20%	7.30%	87.51	51.58%
-10%	8.21%	71.65	24.11%
-5%	8.67%	64.46	11.66%
-1%	9.03%	59.04	2.27%
0%	9.12%	57.73	0.00%
1%	9.21%	56.43	-2.24%
5%	9.58%	51.42	-10.93%
10%	10.04%	45.51	-21.17%
20%	10.95%	34.77	-39.77%

Figuren under viser hvordan avkastningskravet til driftskapitalen påvirker aksjeverdien



Figur 21: Estimert aksjeverdi som funksjon av ndk

Figuren viser at avkastningskravet er svært viktig for estimert aksjeverdi. En stor del av avkastningskravet er bestemt av hvilken risikopremie som antas. Dette illustrerer en klar svakhet ved fundamental verdsettelse av enkeltsselskap, da hvorvidt en estimert verdi er større eller mindre enn markedsverdien, og således hvorvidt det blir gitt en kjøps eller salgsanbefaling kan knyttes til knyttes til hvilken risikopremie for markedet som forutsettes.

8. Rimelighetsvurdering og konklusjon

Som nevnt tidligere foreligger det et bud på kjøp av alle aksjene i selskapet. Dette betyr at aksjens verdi ikke lenger er bestemt av kontantstrømmer fra selskapets verdiskapning, men av budets verdi. I forhold handlestrategi betyr dette at det ikke lengre er relevant å gi noen kjøps/salg anbefaling. Isteden blir det relevant å gi en anbefaling til aksjonærene om hvorvidt budet bør aksepteres eller avvises.

Et bud på NOK 110 med en budpremie på 145%, gir et sterkt signal om at budgiver vurderer aksjen som sterkt underpriset. Siste markedspris før budet var NOK 44.90. Et verdiestimat på NOK 57.73 tyder på at budgiver som anså aksjen som underpriset hadde rett i sitt syn. Budpremien var imidlertid i høyeste laget, et bud med verdi lik verdiestimatet ville gitt en budpremie på 22%.

Sensitivitetsanalysen viser at det er stor usikkerhet rundt verdiestimatet. Spesielt knyttet til oljepris og avkastningskrav, men også operasjonelle størrelser som produksjonskostnad pr boe. Denne usikkerheten bør taes hensyn til i en eventuell beslutning som taes på grunnlag av konklusjonen til oppgaven. Imidlertid er det lite som tyder på at Revus gjennom fortsatt børsnotering skal kunne skape verdier for aksjonærene med en netto nåverdi lik NOK 110. Det konkluderes følgelig at investorer bør akseptere budet fra Wintershall.

Litteratur og datakilder

Litteraturliste

Gjul, Ivar Andreas og Christopher Ringvold (2006), E&P-Selskaper: Er E&P-selskaper notert på Oslo Børs overpriset i et internasjonalt perspektiv?, Utredning i Fordypningsområdet: Finansiering og finansiell økonomi, Norges Handelshøyskole, Bergen, <http://bora.nhh.no/bitstream/2330/1234/1/ringvold%20og%20gjul%202006.pdf>

Hannesson, Rognvaldur, 1998, Petroleum Economics: Issues and Strategies, Greenwood Press (30 Oct 1998)

Hannesson, Rognvaldur, 2007, Forelesningsnotater i SAM460 Petroleumsøkonomi, It's Learning, Norges Handelshøyskole (10. nov. 2007)

Knivsflå, Kjell Henry, 2006, Forelesingsplansjar i BUS424 2007, <http://portal.undervisning.nhh.no/master/bus424/opplegget2007/plansjar.htm> (14. sep. 2008)

Knivsflå, Kjell Henry, 2006, Forelesingsplansjar i BUS425 2006, <http://portal.undervisning.nhh.no/master/bus425/Opplegget2006/plansjar.htm> (14. sep. 2008)

Leffer, William L., Richard Pattarozzi og Gordon Sterling, 2003 , Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, USA

Oljedirektoratet (NPD), 2008, Fakta 2008 Norsk Petroleumsverksemd (Faktaheftet)

Unit Trust Corporation, 2008, The Energy Value Chain, UTC Energy Investment Series, www.ttutc.com/news/article/energy/value_chain.pdf (14. sep. 2008)

Oil and Gas UK, 2008, 2008 Economic Report, Appendix, <http://www.ukooa.co.uk/issues/economic/econ08/main/appendix1.cfm> (14. sep. 2008)

Oljedirektoratet (NPD), 2008 II, Guidelines To Classification Of The Petroleum Resources On The Norwegian Continental Shelf, http://www.npd.no/regelverk/r2002/Ressursklassifisering_e.htm

Datakilder

BERR Oil & Gas, Index to Data and Information Strategy, https://www.og.berr.gov.uk/information/info_strategy/index.htm

BP, 2008, BP Statistical Review of World Energy June 2008, <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>,

EIA (Energy Information Administration), 2008 , International Energy Outlook 2008, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>

EIA, 2008 (II), Crude Oil Spot prices,
http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

Norges Bank, Renter NOK (månedlig snitt), http://www.norges-bank.no/webdav/stat/no/renter/renter_mnd_ukoplet.xls

Oljedirektoratet (NPD), 2008, The NPD's Fact-pages (downloadable data)
<http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>

Revus, 2008, About Revus, <http://www.revus.no/facts.asp?id=304>

Revus, 2008, Reports and presentations, <http://www.revus.no/investor-relations-presentations.asp?id=392>

Revus, 2008, Financial reports, <http://www.revus.no/investor-relations-reports.asp?id=530>

Revus, 2008, Prospectus, <http://www.revus.no/investor-relations.asp?id=390>

Rigzone, Rig Day Rates, <http://www.rigzone.com/data/dayrates/>,

US Treasury, Renter USD, http://www.treasury.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml

Vedlegg

Vedlegg 1 – Forkortelser og Konverteringsfaktorer

Forkortelser

Industrirelaterte

USD: US dollar

NOK: Norske kroner

tNOK: tusen NOK

MBTU: Million BTU

boe: Fat oljeekvivalent (barrel oil equivalent)

tboe: Tusen fat oljeekvivalenter

Mboe: Millioner fat oljeekvivalenter

Bboe: Milliarder fat oljeekvivalenter

toe: tonn oljeekvivalent

Sm³: Standard kubikkmeter

Konverteringsfaktorer (kilde: BP)

1 Sm³ olje = 1000 Sm³ gass = 6.29 boe

1 toe gass = 7.33 boe

1 MBTU gass = 0.17 boe

Vedlegg 2 - Rapporterte finansregnskap

Resultat

Alle tall i hele 1000 NOK	2003	2004	2005	2006	2007	2008Q1	2008Q2	2008Q3
Driftsinntekter og driftskostnader								
Salgsinntekter		46,062	309,666	296,224	312,606	130,127	551,738	212,660
Gevinst ved salg av eiendeler				-	445,819	-		200,511
Andre driftsinntekter		2,017						
Sum driftsinntekter		48,079	309,666	296,224	758,425	130,127	551,738	413,171
Produksjonskostnader		27,082	101,296	123,772	152,543	41,774	235,389	53,885
Letekostnader		4,368	73,870	205,374	392,802	21,474	77,482	242,508
Lønnskostnader m. m.	4,941	12,053	30,583	43,866	64,802	14,024	17,022	17,134
Avskrivinger på driftsmidler	45	3,143	21,485	28,432	32,123	31,392	39,244	61,390
Annen driftskostnad	9,970	17,472	41,461	34,460	18,968	6,254	9,683	4,716
Sum driftskostnader	14,956	64,118	268,695	435,904	661,238	114,918	378,820	379,633

Driftsresultat	-14,956	-16,039	40,971	-139,680	97,187	15,209	172,918	33,538
Finansinntekter og kostnader								
Netto gevinst/ -tap på utenlandsk valuta						-20,526	-4,097	27,699
Renteinntekter	231	120	2,486	12,055	36,138	7,986	8,820	12,951
Annen finansinntekt	19	348	33,397	21,599	17,428			
Rentekostnader	-	-88	-1,042	-18,728	-26,445	-25,203	-34,634	-30,884
Nedskrivning av finansielle anleggsmidler				-	-6,734			
Annen finanskostnad	-559	-8,610	-14,125	-38,801	-66,260			
Netto finansposter	-309	-8,230	20,716	-23,875	-45,873	-37,743	-29,911	9,766
Resultat før skattekostnad	-15,265	-24,269	61,687	-163,554	51,313	-22,534	143,007	43,304
Skattekostnad (inntekt)	-12,046	-19,321	56,888	-122,435	-304,426	-17,484	93,984	-93,930
Periodens resultat	-3,219	-4,948	4,799	-41,119	355,739	-5,050	49,023	137,234

Balanse

EIENDELER	2003	2004	2005	2006	2007	2008Q1	2008Q2	2008Q3
Anleggsmidler								
Immaterielle eiendeler								
Goodwill			3,351	3,351	3,351	318,590	316,668	330,150
Letelisenser og aktiverte letekostnader		14,603	100,506	187,992	371,710	704,963	856,551	889,273
Reserver						1,211,117	1,165,538	1,180,318
Utsatt skattefordel	12,046	5,008	3,370	3,370	1,665	1,389	1,113	836
Sum immaterielle eiendeler	12,046	19,611	109,207	194,713	376,726	2,236,059	2,339,870	2,400,577
Varige driftsmidler								
Produksjonsanlegg under utbygging	-			16,823	165,565	226,893	260,641	192,963
Produksjonsanlegg	-	114,293	258,137	282,138	337,351	977,899	971,575	1,000,424
Driftsløsøre, inventar o.a.utstyr	149	3,353	3,166	4,908	2,920	2,673	2,770	5,990
Sum varige driftsmidler	149	117,646	261,303	303,869	505,837	1,207,465	1,234,986	1,199,377
Sum anleggsmidler holdt for salg				29,382	-			
Finansielle anleggsmidler								
Investering i datterselskap				-	-			
Pensjonsmidler	-	300	-					
Langsiktig depositum				-	6,822	9,605	12,714	23,648
Langsiktig fordring	-	155,305	152,524	144,386	133,588	367,243	371,365	393,882
Sum finansielle anleggsmidler	-	155,605	152,524	144,386	140,410	376,848	384,079	417,530
Sum anleggsmidler	12,195	292,862	523,034	672,350	1,022,973	3,820,372	3,958,935	4,017,484
Omløpsmidler								
Reservedeler			10,327	12,805	13,077	15,460	15,280	18,624
Fordringer								
Kundefordringer	-	47,837	56,128	20,691	61,628	102,916	192,309	101,907
Andre fordringer	1,410	6,703	38,213	262,879	630,883	814,316	721,124	873,054
Sum fordringer	1,410	54,540	94,341	283,570	692,511	917,232	913,433	974,961
Bankinnskudd, kontanter og lignende	1,185	2,814	157,064	274,383	922,596	221,596	531,384	308,651
Sum omløpsmidler	2,595	57,354	261,732	570,758	1,628,185	1,154,288	1,460,097	1,302,236
Sum eiendeler	14,790	350,216	784,766	1,243,108	2,651,158	4,974,660	5,419,032	5,319,720
EGENKAPITAL OG GJELD								
Innskutt egenkapital								
Aksjekapital	6,700	52,142	8,250	8,250	10,409	10,409	11,449	11,454
Annen innskutt egenkapital					6,714	1,034,075	9,992	11,714
Overkursfond	4,722	50,116	396,586	396,586	1,034,075	8,199	1,386,972	1,387,576
Sum innskutt egenkapital	11,422	102,258	404,835	404,835	1,051,198	1,052,683	1,408,368	1,410,744
Annen egenkapital	1,898	-3,051	13,484	-25,533	327,801	321,618	236,274	509,348
Sum egenkapital	13,320	99,207	418,319	379,302	1,378,999	1,374,301	1,644,642	1,920,092
Gjeld								

Avsetninger for forpliktelser								
Utsatt skatt	-	-	92,137	180,141	312,186	1,305,451	1,231,192	1,379,945
Pensjonsforpliktelser	-	-	458	953	1,272	1,392	1,512	1,632
Utsatt inntekt				-	10,079	14,129	18,722	26,829
Avsetning for fjerningsforpliktelse	-	182,000	190,320	192,602	201,946	573,277	580,828	593,957
Sum avsetning for forpliktelser	-	182,000	282,915	373,696	525,483	1,894,249	1,832,254	2,002,363
Annen langsiktig gjeld								
Obligasjonslån				295,100	296,300	296,600	296,900	297,200
Banklån						979,112	816,743	566,611
Sum annen langsiktig gjeld				295,100	296,300	1,275,712	1,113,643	863,811
Sum forplikt knyttet til anmid for salg				5,476	-			
Kortsiktig gjeld								
Gjeld til kredittinstitusjoner	-	26,383	-					
Leverandørgjeld	448	6,910	16,962	15,656	127,287	65,579	167,938	113,552
Betalbar skatt	-	3,483	-			499	64,128	94332
Skyldig skattetrekk og offentlige avgifter	484	1,940	7,444	11,202	17,359	19,177	16,979	17578
Annen kortsiktig gjeld	538	30,293	59,127	162,676	305,730	345,143	579,448	307,992
Sum kortsiktig gjeld	1,470	69,009	83,532	189,534	450,376	430,398	828,493	533,454
Sum gjeld	1,470	251,009	366,447	863,806	1,272,159	3,600,359	3,774,390	3,399,628
Sum egenkapital og gjeld	14,790	350,216	784,766	1,243,108	2,651,158	4,974,660	5,419,032	5,319,720

Endring egenkapital

Endring egenkapital	2003	2004	2005	2006	2007
Egenkapital 1. januar		13,320	99,207	418,319	379,302
Omregningsdiff			-2,470		
Verdi aksjebaserte insentivordninger			302	2,102	4,310
Innskutt ny egenkapital		90,884	320,001		655,264
Emisjonskostnader (e skatt)		-48	-3,833		-15,616
Periodens resultat		-4,948	4,799	-41,119	355,739
Salg av aksjer			313		
Egenkapital 31. desember	13,320	99,207	418,319	379,302	1,378,999

Kontantstrømmer

	2003	2004	2005	2006	2007	2008Q1	2008Q2	2008Q3
Kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter								
Resultat før skattekostnad	-15,265	-24,269	61,687	163,554	51,313	-22,534	143,007	43,304
(Gevinst) tap på valutatransaksjoner			-16,525	10,419	25,021	4,872	6,646	-7,881
(Gevinst) tap ved salg av anleggsmidler			-103		445,819			-200,511
Periodens betalte skatter			-7,204	2,235	222,658		-33,865	-1,457
Andre finansielle poster				1,100	1,212	838	1,156	1,153
Avskrivninger og kostnadsføring av tidligere års leteutgifter	45	3,143	21,485	34,524	41,724	31,392	40,707	139,696
Aksjebasert betaling, uten kontanteffekt			302	2,102	4,310	1,485	1,793	1,722
Endring i kundefordringer	448	-47,837	-8,291	35,437	-40,937	-2,383	-89,392	90,402
Endring i reservedel-lager / varelager			-7,462	-2,478	-272	4,210	179	-3,343
Endring i leverandørgjeld		6,462	10,052	-1,306	111,631	-63,592	102,359	-54,386

Endring i netto pensjonsmidler		-300	759	495	319	120	120	120
Endring i andre tidsavgrensninger	-387	34,226	22,778	98,121	4,901	-315,542	174,759	-99,735
Netto kontantstrøm fra operasjonelle aktiviteter	-15,159	-28,575	77,478	17,095	-23,939	-361,134	347,469	-90,916
Kontantstrøm fra Investeringer								
Utbetalinger ved kjøp av varige driftsmidler	-194	-87,015	199,843	193,777	435,507	-170,140	-219,941	-226,140
Kjøp av virksomhet, fratrukket kontanter						1,145,517	-5,299	-10,934
Endring i langsiktig depositum					-6,822	-2,783	-3,109	355,589
Innbetalinger ved salg av varige driftsmidler			107		480,906			
Netto kontantstrøm fra investeringsaktiviteter	-194	-87,015	199,736	193,777	38,577	1,318,440	-228,349	118,515
Kontantstrøm fra finansieringsaktiviteter								
Innbetalinger ved opptak av ny kortsiktig gjeld		26,383	-26,383	-	-			
Innbetalinger av egenkapital	16,538	90,836	302,891	-	633,575		353,893	-250,985
Innbetalinger ved opptak av ny langsiktig gjeld			-	294,000	-	978,574	-163,225	653
Netto kontantstrømmer fra finansieringsaktiviteter	16,538	117,219	276,508	294,000	633,575	978,574	190,668	-250,332

Operasjonelle nøkkeltall

I tabellen under er det gjengitt noen operasjonelle nøkkeltall, disse er satt opp basert på Revus rapporter:

Operasjonelle tall	2003	2004	2005	2006	2007	2008Q1	2008Q2	2008Q3
Oppnådd oljepris (USD/boe)		40.21	55.45	65.33	73.11	100.75	111.00	112.02
Produksjon (boe/dag)		243	2,267	2,176	1,990	5,896	5,468	6,039
Olje og gassproduksjon (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	296,950	497,564	551,059
Inngående over-/((under)løft posisjon (boe)						3,810	-268,173	145,579
Utgående over-/((under)løft posisjon (boe)						0	145,579	-49,708
Produksjon justert for over/underløft (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	293,140	911,316	355,772
Antall solgt (boe)		88,771	827,312	794,125	726,283	245,143	992,260	355,772
Salgsinntekt (1000 NOK)		46,062	309,666	296,224	312,606	130,127	551,738	212,660
Prod kost pr solgte boe		305.08	122.44	155.86	210.03	170.41	237.23	217.79
Produksjonskostnad (1000 NOK)		27,082	101,296	123,772	152,543	41,774	235,389	53,885

Endringer i produksjonsanlegg og aktiverte letekostnader

Endringer i driftseiendeler	2003	2004	2005	2006	2007	2008Q1	2008Q2	2008Q3
Tilgang Produksjonsanlegg		114,293	149,748	49,972	84,606	168,110	-33,212	35,698
Tilgang virksomhetssamslutt						499,923	47,639	
Avskrivninger				25,971	29,392	16,865	20,331	26,674
Omregningsdiff			-5,904			-10,622	-420	19,826
Økn produksjonsanlegg		114,293	143,844	24,001	55,214	640,546	-6,324	28,850
Tilgang				16,823	148,742	61,328	33,748	86,815
Salg								-154,493
Tilgang virksomhetssamslutning								
Avskrivninger				0	0	0	0	
Økning produksjonsanlegg under bygging				16,823	148,742	61,328	33,748	-67,678
Tilgang akt letekost leteprog		19,600	85,907	113,725	193,331	2,140	157,167	101,783
Tilgang virksomhetssamslutning						334,535		
Utgiftsført (som letekost)			4	6,092	9,613	3,422	5,579	69,061
Overføring		-4,997		-20,147				
Økning aktiverte letekostnader	0	14,603	85,903	87,486	183,718	333,253	151,588	32,722

Vedlegg 3 - Regresjonsutskrift

SUMMARY OUTPUT

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0.634
R Square	0.402
Adj. R Square	0.386
Standard Error	0.118
Observations	39

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Signif. F</i>
Regression	1	0.348	0.348	24.866	0.000
Residual	37	0.518	0.014		
Total	38	0.866			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95.0%</i>	<i>Upper 95.0%</i>
Intercept	0.005	0.019	0.289	0.775	-0.033	0.044	-0.033	0.044
r_OSEBX_In	1.212	0.243	4.987	0.000	0.720	1.705	0.720	1.705