



Verdivurdering av BW Offshore

Universitetet i Stavanger, våren 2015

Masteroppgave i studiespesialiseringen: Anvendt finans

Veileder: Marius Sikveland

Carl-Fredrik Kalleberg

Mats Storebø





Universitetet
i Stavanger

**DET SAMFUNNSVITENSKAPELIGE FAKULTET,
HANDELHØGSKOLEN VED UIS
MASTEROPPGAVE**

STUDIEPROGRAM:

Master i økonomi og administrasjon

OPPGAVEN ER SKREVET INNEN FØLGENDE
SPESIALISERINGSRETNING:

Anvendt finans

ER OPPGAVEN KONFIDENSIELL?

(NB! Bruk rødt skjema ved konfidensiell oppgave)

TITTEL:

Verdivurdering av BW Offshore

ENGELSK TITTEL:

Valuation of BW Offshore

FORFATTER(E)

Studentnummer:

223125

.....

222932

.....

Navn:

Carl-Fredrik Kalleberg

.....

Mats Storebø

.....

VEILEDER:

Marius Sikveland

OPPGAVEN ER MOTTATT I TO – 2 – INNBUNDNE EKSEMPLARER

Stavanger,/..... 2015

Underskrift administrasjon:.....

Sammendrag

Målet med oppgaven var å gjennomføre en verdivurdering av BW Offshore. Problemstillingen var å finne egenkapitalverdien for en privat investor i BW Offshore og deretter komme med en handelsanbefaling på BWO aksjen. For å gjennomføre verdivurderingen valgte vi en fundamentalanalyse ved bruk av den diskonterte kontantstrømmodellen. Vi supplerte verdivurderingen med en komparativ- og sensitivitetsanalyse.

BW Offshore opererer innenfor exploration & production (E&P) i offshorebransjen og er verdens nest største FPSO-entreprenør. Endringer i oljepris påvirker investeringer i E&P og FPSO-markedet. Derfor startet vi med å se på kort- og langsiktig utvikling i oljepris og FPSO-markedet. Lav oljepris fører til usikkerhet i markedet men vi forventer en økning i oljepris over analyseperioden. Vi kom frem til at det er usikkerhet på kort sikt men mye muligheter på lang sikt i FPSO-markedet. Videre har vi gjort en intern- og eksternanalyse ved å se på verdikjeden, VRIO, Porters fem krefter, PESTEL, regnskapsanalyse og deretter oppsummere resultatene i en SWOT-analyse. Samlet utgjør dette informasjon som vi brukte i prognosen. Estimert avkastningskrav (WACC) som vi la til grunn i den diskonterte kontantstrømmodellen er 7,16%.

Ut ifra vår verdivurdering med den diskonterte kontantstrømmodellen kom vi frem til en aksjepris på NOK 8,00. Verdien på Oslo Børs den 31.12.2014 var NOK 7,51. Estimaten fra multiplikatoranalysen er veldig varierende men indikerer at aksjen er underpriset. Grunnet dette valgte vi ikke å legge mye vekt på multiplikatoranalysen. Vi utførte en Monte Carlo-simulering ved å bruke Excel tillegget "Oracle Crystal Ball". I følge simuleringen er den mest sannsynlige aksjeprisen NOK 8,58. Basert på en total vurdering av analysene vil vi gi en handelsanbefaling til en privat investor på hold av BWO aksjen.

Forord

Masteroppgaven er siste del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Handelshøgskolen ved Universitetet i Stavanger. Vi valgte å skrive en verdivurdering med utgangspunkt i studiespesialiseringen anvendt finans. Vi synes offshorebransjen er interessant og spennende derfor valgte vi å skrive om BW Offshore.

Valg av oppgave faller på interesse for fagene MØA 155 – Financial Economics, MØA 220 – Financial Statement Analysis and Security Valuation og MØA 370 – Valuation. Med bakgrunn i disse fagene får vi anvendt teorien på en praktisk oppgave. Verdivurderingen analyserer temaer som makroøkonomiske forhold, strategi og regnskap. Denne prosessen har vært tidskrevende men veldig lærerik.

Til slutt vil vi takke vår veileder Marius Sikveland for god og konstruktiv veiledning gjennom arbeidet med oppgaven.

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon	1
1.1	Hensikt	1
1.2	Problemstilling	1
1.3	Metode	2
2	Presentasjon av selskap og bransje	3
2.1	BW Offshore	3
2.2	Peers	5
2.3	Oljebransjen	7
2.3.1	FPU	7
2.3.2	FPSO	8
3	Teoretisk forankring	10
3.1	Strategiske modeller	10
3.1.1	VRIO	10
3.1.2	Konkurransanalysen Porters fem krefter	10
3.1.2.1	Inntrengere	11
3.1.2.2	Leverandører	11
3.1.2.3	Kunder	11
3.1.2.4	Substitutter	12
3.1.2.5	Rivalisering mellom eksisterende selskaper	12
3.1.3	PESTEL	12
3.1.4	SWOT	13
3.2	Avkastningskrav	13
3.2.1	Egenkapitalkostnad	13
3.2.2	Capital Asset Pricing Modell	14
3.2.2.1	Risikofri rente	14
3.2.2.2	Beta	14
3.2.2.3	Markedets risikopremie	15
3.2.3	Likviditet- og småselskapspremie	16
3.2.4	Gjeldskostnad	16
3.2.5	Weighted Average Cost of Capital	16
3.3	Verdsettelsesmetode	17
3.3.1	Fundamental verdsettelse	17
3.3.2	Komparativ verdsettelse	18
3.3.3	Sensitivitetsanalyse	19
3.3.4	Opsjonsbasert verdsettelse	19
3.3.5	Valg av metode	20
4	Strategisk analyse	21
4.1	Oljemarkedet tilbud og etterspørsel	21
4.1.1	Fremtidsutsikter i oljeprisen	22
4.1.2	Fremtidsutsikter i E&P og FPSO-markedet	22
4.2	Intern- og eksternanalyse	26
4.2.1	Verdikjede fra FPSO 1.0 til FPSO 2.0	26
4.2.1.1	Planlegging	26
4.2.1.2	Gjennomføring og klargjøring	27
4.2.1.3	Drift	28
4.2.2	VRIO	29
4.2.2.1	Flåte	29
4.2.2.2	Geografi	30
4.2.2.3	Finansielle ressurser	31
4.2.2.4	Menneskelige ressurser	33
4.2.3	Porters fem krefter	35

4.2.3.1	Inntrengere	35
4.2.3.2	Leverandører.....	36
4.2.3.3	Kunder	36
4.2.3.4	Substitutter	37
4.2.3.5	Rivalisering mellom eksisterende selskaper	38
4.2.4	PESTEL	39
4.2.4.1	Politiske.....	39
4.2.4.2	Økonomiske.....	40
4.2.4.3	Sosiokulturelle og Samfunnsmessige.....	40
4.2.4.4	Teknologiske	41
5	Regnskapsanalyse	42
5.1	Omgruppering	43
5.1.1	Resultatregnskapet	43
5.1.1.1	”Currency hedges and other currency effects”	43
5.1.1.2	”Net gain / loss on sale of tangible fixed assets”	43
5.1.1.3	”Share of profit / loss of associated companies”	43
5.1.1.4	”Reversal of impairment / impairment”	43
5.1.1.5	”Operating tax”	44
5.1.2	Balanseregnskapet.....	44
5.1.2.1	”Goodwill” og ”Other intangible assets”	44
5.1.2.2	”Finance lease receivables”	45
5.1.2.3	”Investment in associates” og ”Derivatives”	45
5.1.2.4	”Cash and deposits”	45
5.1.2.5	”Assets classified as held for sale”	45
5.2	Historisk lønnsomhetsanalyse	46
5.2.1	Egenkapitalrentabilitet (EKR).....	46
5.2.2	Totalkapitalrentabilitet (TKR)	47
5.2.3	Profittmargin (PM).....	48
5.2.4	Totalkapitalens omløpshastighet (TKO).....	49
5.2.5	Gjeldsgrad	49
5.2.6	Spredning	50
5.3	Risikoanalyse.....	51
5.3.1	Likviditetsgrad.....	51
5.3.2	Soliditetsgrad	51
5.3.3	Rentedekningsgrad.....	52
6	SWOT.....	53
7	Prognose.....	54
7.1	EBITDA estimering og fremtidig fri kontantstrøm	55
7.1.1	Abo, Espoir Ivoirien og Cidade de São Mateus	55
7.1.2	Polvo, Umuroa og Sendje Berge	55
7.1.3	Berge Helene og BW Pioneer	55
7.1.4	BW Athena	56
7.1.5	Azurite.....	56
7.1.6	Peregrino og P-63	56
7.1.7	Catcher	57
7.1.8	Fremtidige investeringer	57
7.1.9	Avskrivninger	58
7.1.10	Skatt.....	58
7.1.11	Arbeidskapital	58
7.1.12	Andre poster.....	58
7.1.13	Goodwill.....	59
7.1.14	Terminalverdi	59
8	Avkastningskrav	60

8.1 Egenkapitalkostnad	60
8.1.1 Risikofri rente	60
8.1.2 Beta	60
8.1.2.1 Regresjonsbeta	60
8.1.2.2 Beta peers	61
8.1.2.3 Industribeta.....	62
8.1.2.4 Fundamentalbeta	62
8.1.3 Markeds- og landrisikopremie	62
8.1.4 Likviditet- og småselskapspremie.....	63
8.2 Gjeldskostnad	64
8.3 WACC	64
9 Verdivurdering.....	65
9.1 Verdivurdering ved bruk av den diskonterte kontantstrømmodellen	65
9.2 Multiplikatoranalyse	67
9.2.1 EV/EBITDA.....	67
9.2.2 P/E	67
9.2.3 P/B.....	68
9.2.4 Konklusjon multiplikatoranalyse	68
10 Sensitivitetsanalyse.....	69
10.1 Monte Carlo-simulering	69
11 Vurdering av viktige forutsetninger	72
12 Konklusjon	73
13 Bibliografi	74
14 Vedlegg	82
Vedlegg 5.1 - Omgruppert resultat- og balanseregnskap BWO	82
Vedlegg 5.2 Omgruppert resultat- og balanseregnskap SBM.....	84
Vedlegg 5.3 Omgruppert resultat- og balanseregnskap MODEC.....	86
Vedlegg 5.4 Lønnsomhet- og risikoanalyse.....	88
Vedlegg 5.5 Marginalskatt	89
Vedlegg 5.6 Resultater lønnsomhetsanalyse.....	89
Vedlegg 7.1 UCCI Index	90
Vedlegg 7.2 Avskrivninger	90
Vedlegg 8.1 Regresjonsanalyse.....	91
Vedlegg 8.2 Fundamentalbeta	93
Vedlegg 8.3 Gjeldskostnad	93
Vedlegg 9.1 Multiplikatoranalyse	94

Figurliste

Figur 2.1 – BW Offshore aksjepris.....	4
Figur 2.2 – Aktive FPSO-entreprenører.....	5
Figur 2.3 – Historisk aksjekurs.....	6
Figur 2.4 – Oljebransjen.....	7
Figur 2.5 – Markedsfordeling FPU.....	7
Figur 2.6 – FPSO.....	8
Figur 2.7 – FPSO Yùum K’ak’Náab.....	9
Figur 4.1 – Råoljepris.....	21
Figur 4.2 – Tilbud/etterspørsel i FPSO-markedet.....	22
Figur 4.3 – Kontantstrøm fra drift / Investeringer.....	23
Figur 4.4 – Faktiske / Prognostiserte ordrer.....	24
Figur 4.5 – Faktisk / Prognostiserte juletrær.....	24
Figur 4.6 – Fem år prognose for FPSO-markedet.....	24
Figur 4.7 – Geografiske kontraktstildelinger.....	25
Figur 4.8 – BWOs verdikjede.....	26
Figur 4.9 – BWO geografi.....	30
Figur 4.10 – Kvartalsvis utbytte.....	31
Figur 4.11 – Kontraktsdekning.....	32
Figur 4.12 – Skadefravær.....	33
Figur 4.13 – Global FPSO-flåte.....	38
Figur 4.14 – Oppsummering Porters fem krefter.....	38
Figur 5.1 – EKR.....	47
Figur 5.2 – TKR.....	48
Figur 5.3 – PM.....	48
Figur 8.1 – BWO/MSCI.....	61
Figur 10.1 – BW Pioneer.....	69
Figur 10.2 – Fremtidige investeringer.....	70
Figur 10.3 – Monte Carlo-simulering.....	71
Figur 10.4 – Sensitivitetsanalyse.....	71

Tabelliste

Tabell 2.1 – Kontraktoversikt.....	4
Tabell 4.1 – VRIO.....	34
Tabell 5.1 – TKO.....	49
Tabell 5.2 – Gjeldsgrad.....	49
Tabell 5.3 – Spredning.....	50
Tabell 5.4 – Likviditetsgrad.....	51
Tabell 5.5 – Soliditetsgrad.....	52
Tabell 5.6 – Rentedekningsgrad.....	52
Tabell 6.1 – SWOT.....	53
Tabell 7.1 – Forventet EBITDA.....	56
Tabell 7.2 – Fri kontantstrøm.....	59
Tabell 8.1 – Regresjonsbeta.....	61
Tabell 8.2 – Beta peers.....	62
Tabell 8.3 – Risikopremie.....	63
Tabell 8.4 – Egenkapitalkostnad.....	63
Tabell 8.5 – WACC.....	64
Tabell 9.1 – Verdivurdering.....	66
Tabell 9.2 – Multiplikatorer.....	67

1 Introduksjon

I introduksjonen vil vi se på hensikten med oppgaven, tema, problemstilling, metode og oppgavens oppbygning.

1.1 Hensikt

Hensikten med denne oppgaven er å anvende kunnskapen vi har tilegnet oss under masterutdanningen med spesialisering i anvendt finans. Verdsettelse er en fin måte å oppsummere studiespesialiseringen på, i tillegg til at oppgaven er praktisk rettet. Valg av selskap og bransje er motivert i interesse for finans- og offshorebransjen. Offshorebransjen er en kompleks og volatil bransje og vi synes at det er interessant å se hvordan oljeprisen påvirker selskapene på Oslo Børs. Derfor valgte vi å gjøre en verdsettelse av BW Offshore. Vi valgte BW Offshore på grunn av deres og vår tilknytning til Arendal. Det er et nokså ukjent selskap og vi kan ikke se at noen har skrevet en verdivurdering av selskapet før. Det er utfordrende å verdsette et selskap, og dette er også med på å styrke interessen for valg av masteroppgave.

1.2 Problemstilling

Målet med oppgaven er å estimere egenkapitalverdien til BW Offshore. Vi vil anvende forskjellige verdsettelsesmetoder og deretter komme med en handelsanbefaling for en privat investor.

”Hva er egenkapitalverdien for en privat investor i BW Offshore 31.12.2014 sammenlignet med verdien på Oslo Børs?”

1.3 Metode

I oppgaven vil vi benytte oss av offentlig informasjon som årsrapporter, kvartalsrapporter, markedsrapporter, artikler og litteratur. Vi har også fått tilgang til rapporter fra meglerhus i tillegg til å intervju Thomas Young, Commercial Analyst i BW Offshore og Lars Ødeskaug, COO Sevan Marine. Samlet sett utgjør dette datagrunnlaget vi vil bruke for å verdsette BW Offshore. I oppgaven har vi valgt å benytte oss av to ulike verdsettelsesmetoder som er fundamental- og komparativ verdsettelse.

I kapittel 2 presenterer vi selskapet, sammenlignbare selskaper og bransjen. Videre i kapittel 3 vil vi ta for oss den teoretiske forankringen. Teoriene og modellene for strategi, avkastningskrav og verdsettelse som presenteres her legger grunnlaget for oppgaven.

Kapittel 4 tar for seg selskapets strategiske posisjon. Vi starter med å se på tilbud og etterspørsel i oljemarkedet, fremtidsutsikter i oljepris og FPSO-markedet. Videre gjennomfører vi en intern- og eksternanalyse av BW Offshore ved å bruke modellene presentert i kapittel 3.

I kapittel 5 gjør vi en regnskapsanalyse der vi tar for oss BW Offshore og de sammenlignbare selskaperes historiske prestasjoner. Vi har omgruppert regnskapene og gjort en lønnsomhet- og risikoanalyse. Strategi- og regnskapsanalysen blir oppsummert i kapittel 6, som er en SWOT-analyse.

Videre i kapittel 7 til 10 starter vi med prognostisering av fremtidig fri kontantstrøm. Kontantstrømmen som estimeres i kapittel 7 blir diskontert med avkastningskravet som beregnes i kapittel 8. I kapittel 9 gjennomføres den fundamentale- og komparative verdsettelsen. Deretter gjør vi en sensitivitetsanalyse ved å bruke en Monte Carlo-simulering i kapittel 10.

Viktige forutsetninger i oppgaven blir diskutert i kapittel 11. Resultatene blir oppsummert i kapittel 12, som er konklusjon.

2 Presentasjon av selskap og bransje

2.1 BW Offshore

BW Group ble dannet i 2003 da Hong Kongs World-Wide Shipping (etablert 1955) kjøpte opp Norske Bergesen dy ASA (etablert 1935) som da var verdens største gasstankoperatør. Dette oppkjøpet førte to veletablerte bedrifter sammen. Bergesen Worldwide ble etablert som et holdingselskap og registrert i Bermuda den 29 oktober 2003. I 2005 restrukturerte Bergesen Worldwide selskapet og endret merkenavn til BW Group Limited. Holdingselskapet BW Group Ltd ble registrert i Bermuda den 10 april 2007. BW Group består av BW Offshore, BW LPG, BW Maritime, BW Gas, BW Fleet Management og BW Shipping (BW Group, 2015). I løpet av perioden med restrukturering ble BW Offshore skilt ut fra BW Group og børsnotert på Oslo Børs i mai 2006. BW Group eier 49,75 % av aksjene til BW Offshore (BW Offshore, 2015).

BW Offshore (BWO) sin hovedvirksomhet er ombygging, nybygging, leasing og operering av Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) som er flytende fartøy som brukes av offshoreindustrien. BWO kjøpte opp Advanced Production and Loading (APL) i 2008. Etter oppkjøpet gikk Carl K. Arnet og Knut R. Sæthre fra APL inn som CEO og CFO i BWO (BWO Årsrapport, 2014). Med oppkjøpet av Prosafe Production i 2010, ble det verdens nest største FPSO-selskap målt i leasede enheter og markedsverdi (BW Offshore, 2015). Denne flåten representerer store investeringer i FPSO-er. Hovedfokuset til BW Offshore er å levere bransjeledende FPSO-er og operere med markedets beste oppetid (BW Offshore, 2015).

BWO er fortsatt den nest største FPSO-entreprenøren i verden. Flåten består av 17 FPSO og 1 Floating Storage and Offloading (FSO). Per dags dato har BWO fullført 38 FPSO- og FSO-prosjekter (Årsrapport, 2014). Selskapet er representert i de største oljefeltene på verdensbasis med tilstedeværelse i Europa, Asia, Vest-Afrika, Amerika og Oseania. I dag har BWO 2400 ansatte over hele verden. Fra mars 2015, jobber 1800 personer offshore, hvor 61% er lokalt ansatte. Resterende ansatte er administrasjon, ingeniører og ledelse. Selskapet produserer 700,000 fat/olje per dag. Antatt levealder på flåten er over 25 år, og de nye FPSO-ene har enda lengre levetid (Capital Markets Day, 2014). Tabell 2.1 viser en oversikt over BWO sine FPSO-er. Den viser også geografisk plassering og kontraktens lengde inklusiv opsjoner. Opsjoner er den perioden hvor kunden som er store oljeselskaper kan velge å forlenge kontrakten.

Tabell 2.1 - Kontraktoversikt		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
FPSO/FSO Lease og operere	Plassering												
POLVO	Brasil	2007-2015											
BW ATHENA	Storbritannia	2012-2015											
ABO	Nigeria	2003-2016											
UMUROA	New Zealand	2007-2016											
ESPOIR IVOIRIEN	Elfenbenkysten	2002-2017											→
BERGE HELENE	Muritania	2006-2017											
BW PIONEER	Usa	2012-2017											
SENDJE BERGE	Nigeria	2005-2018											
CIDADE DE SÃO MATEUS	Brasil	2009-2018											
BELOKAMENKA	Russland	2004-2019											
BW CIDADE DE SÃO VICENTE	Brasil	2009-2019											
PETRÓLEO NAUTIPA	Gabon	2002-2020											
YÙUM K'AK'NÁAB	Mexico	2007-2022											→
BW JOKO TOLE	Indonesia	2012-2022											→
CATCHER	Storbritannia	2017-2024											→
Operere													
P-63	Brasil	2013-2016											
PEREGRINO	Brasil	2013-2018											→
Ledig for ombygging													
AZURITE	Singapore												
Fast kontrakt periode													
Opsjonsperiode													

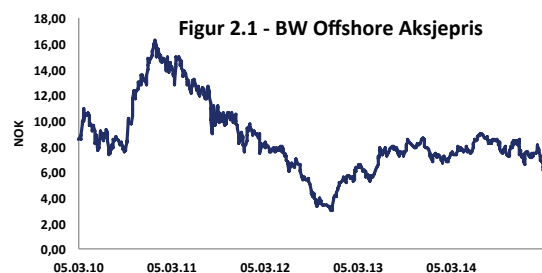
Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO - Arsrapport (2014)

Levealderen på eiendelene er lang, og dette gjør at BWO tenker langsiktig. De har en langsiktig strategi og visjonen er:

«To become #1 FPSO owner and operator in the world» (BW Offshore, 2015).

Selskapet har underpunkter som bygger opp under visjonen. BWO skal skape den beste verdien til aksjonærene, levere kostnadseffektive og teknologiske løsninger til sine kunder, ha høyt fokus på risiko i forhold til Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS), utvikling av lokale miljøer der de opererer og utvikler ansatte gjennom konstruktive samtaler og diskusjoner (BW Offshore, 2015).

De største aksjonærene i BWO er BW Group med 49,75%, Fidelity Funds med 4,99%, Rasmussengruppen AS med 2,98%, Odin Norge med 2,08% og The Bank of New York BNY MELLON med 1,65%, hvor topp 20 eier 74,47% av aksjekapitalen (BW Offshore, 2015). Figur 2.1 viser historisk utvikling i



Kilde: Utarbeidet av forfatter/Olso børs (BWO)

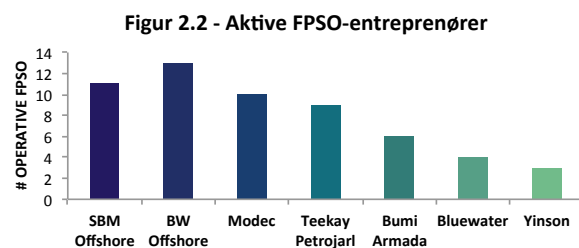
aksjeprisen til BWO fra 5.3.2010 til 5.3.2015. Oppkjøpet av Prosafe 13.9.2010 førte til nesten en dobling av aksjeprisen fra august til desember 2010. Nedturen fra begynnelsen av 2011 og til slutten av 2012 kan forklares i negativt årsresultat i 2011, og prosjektet P-63 som har

bidratt negativt med US\$ 75 millioner (m) i 2012. Fra en historisk lav pris siden børsnotering på NOK 2,91 har aksjen steget og stabilisert seg. Grunnen til dette er mer stabil drift og kontraktsfornyelser. BWO har per 31.12.2014 en markedsverdi på US\$ 695m og benytter IFRS som regnskapsstandard.

2.2 Peers

Hensikten med å bruke peers er å analysere BWO i forhold til sammenlignbare selskaper. Vi vil hovedsakelig bruke peers i regnskapsanalysen, den komparative verdsettelsen og der vi finner det nødvendig i den strategiske analysen. For at selskapene skal bli ansett som peers bør de være like med tanke på kjernevirksomhet, størrelse, geografi og regnskapsprinsipper (Petersen og Plenborg, 2012).

Figur 2.2 viser antall aktive entreprenører i FPSO-markedet der kjernevirksomheten er FPSO-er. Vi har valgt å bare benytte Single Buoy Moorings Inc. (SBM) og Mitsui Ocean Development & Engineering Co., Ltd. (MODEC) som peers. Det er disse BWO ser på som sine største konkurrenter.



Kilde: Utarbeidet av forfatter/Årsrapport, 2014 s.15

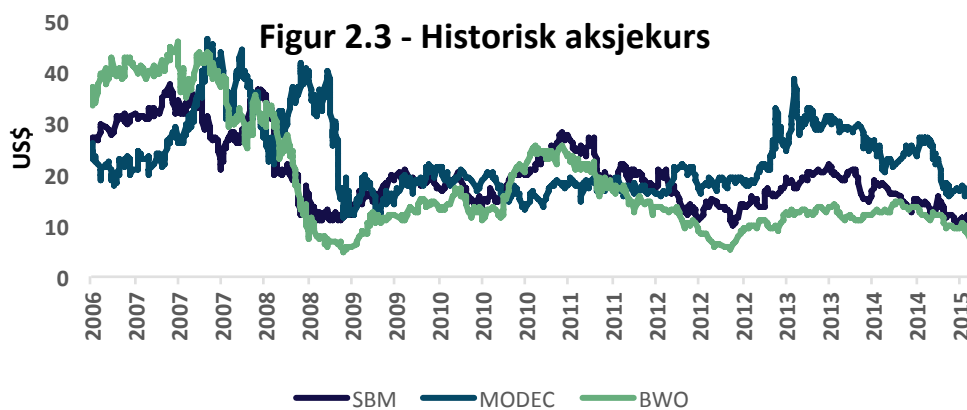
Vi har valgt å ekskludere Teekay Petrojarl som er under Teekay Offshore Partners L.P, fordi flåten inkluderer en rekke tankskip og det blir vanskelig å skille ut verdien av disse (Teekayoffshore, 2015). De tre resterende selskapene Bumi Armada, Bluewater og Yinson har for få FPSO-er til å være sammenlignbare.

SBM Offshore

SBM ble etablert i 1969 og er den største entreprenøren i markedet med 16 FPSO-er. Selskapet har siden oppstarten gjennomført 40 FPSO og FSO prosjekter. Med 10200 ansatte, opererer SBM i Sør- Amerika, Vest- Afrika, USA, Canada og Asia. Selskapet produserer 1160000 fat/olje per dag. Markedsverdien av selskapet er US\$ 2041m og er børsnotert på Amsterdam Stock Exchange (SBM Årsrapport, 2014). Forklaringen på den høye markedsverdien er at de eier sitt eget verft og kan gjøre hele byggeprosessen selv. SBM benytter IFRS som regnskapsstandard.

MODEC

Selskapet ble etablert i 1968 og regnes som den tredje største entreprenøren i markedet, med 21 FPSO-er. Selv om MODEC har størst flåte, eier de ikke alle FPSO-ene 100%. Selskapet har gjennomført 26 FPSO og FSO prosjekter siden oppstarten. MODEC har 2500 ansatte og opererer i Sør- Amerika, Vest- Afrika, USA, Asia, Europa og Oseania. Markedsverdien av selskapet er US\$ 959m og er notert på Tokyo Stock Exchange (MODEC, 2015). MODEC er mest sammenlignbar i forhold til markedsverdi. Men er ulik i forhold til eierskap i flåten og regnskapsprinsipper ved at de bruker Japansk GAAP.



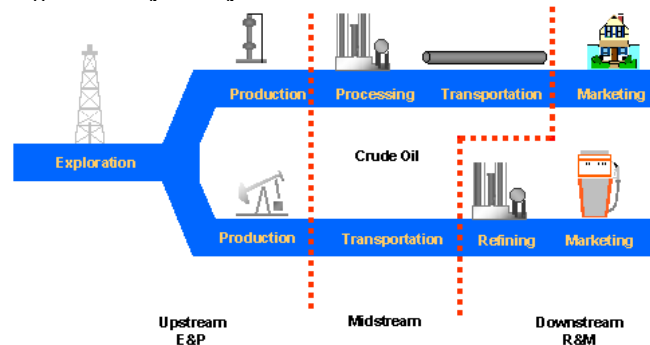
Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO, MODEC, SBM / Yahoo Finance

Figur 2.3 viser historiske aksjekurser sammenlignet med peers, og vi kan se at trenden for kursutviklingen er nokså lik. Vi måtte justere BWO sin kurs i US\$ med en konstant for at kursen skulle bli sammenlignbar.

2.3 Oljebransjen

Oljebransjen kan deles inn i tre sektorer som vises i figur 2.4. Disse er Upstream, Midstream og Downstream. Den første sektoren er også kalt Exploration and Production (E&P). E&P kan deles inn i tre hovedaktiviteter, som er henholdsvis leting, utvikling og produksjon. FPSO-er opererer innenfor produksjon og prosessering. Leting er en svært kostbar prosess, som krever avanserte geofysiske undersøkelser.

Figur 2.4 - Oljebransjen



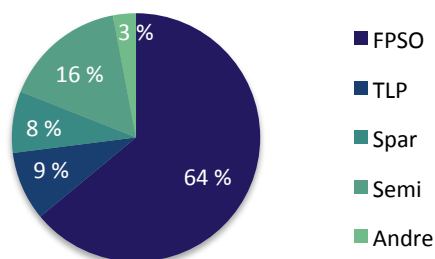
Kilde: Petrostrategies.org

Dersom olje og gass blir funnet, begynner videreutviklingen av feltet. Dette innebærer drilling av feltene. Neste steg er at det blir tilrettelagt for produksjon, enten for en fast produksjonsplattform, Floating Production Units (FPU) eller rørledning (EON, 2015).

2.3.1 FPU

Innenfor bransjen benyttes det ulike FPU-er for produksjon både på grunt og dypt vann (Årsrapport, 2014). Det finnes fire hovedtyper FPU:

Figur 2.5 -Markedsfordeling FPU



Kilde: Utarbeidet av forfatter / Årsrapport, 2014

- FPSO
- Tension Leg Platform (TLP)
- Spar platform (Spar)
- Semi-submersible platform (Semi)

TLP, Spar og Semi er alle produksjonsplattformer med ulikt design. Plattformene er moret fast i havbunnen. Disse kan ta markedsandeler fra FPSO-markedet. Vi kan se av figur 2.5 at FPSO har den største markedsandelen innenfor FPU-segmentet. Hovedgrunnen til dette er at det er en rekke fordeler med FPSO (BW001 Prospectus, 2012):

- Fleksibel og sikker løsning
- Spesifisert til hvert prosjekt
- Lagringsmuligheter på og under dekk
- Mulighet for egen fremdrift

2.3.2 FPSO

En FPSO er en produksjonsplattform som enten er ombygget fra et fartøy eller er et nybygg. FPSO-en brukes til å prosessere og lagre olje på et oljefelt. Den opererer ved at den bruker et moringssystem som gjør at den alltid ligger optimalt i vannet i forhold til bølger og vind. Med dette moringssystemet kan de også koble seg av og på igjen hvis det blir ekstremvær. Når FPSO-en skal koble seg på oljebrønner, skjer det via såkalte "christmas trees" (juletrær). Disse er sammensetninger av ventiler på toppen av oljebrønnen og de kontrollerer

Figur 2.6 - FPSO

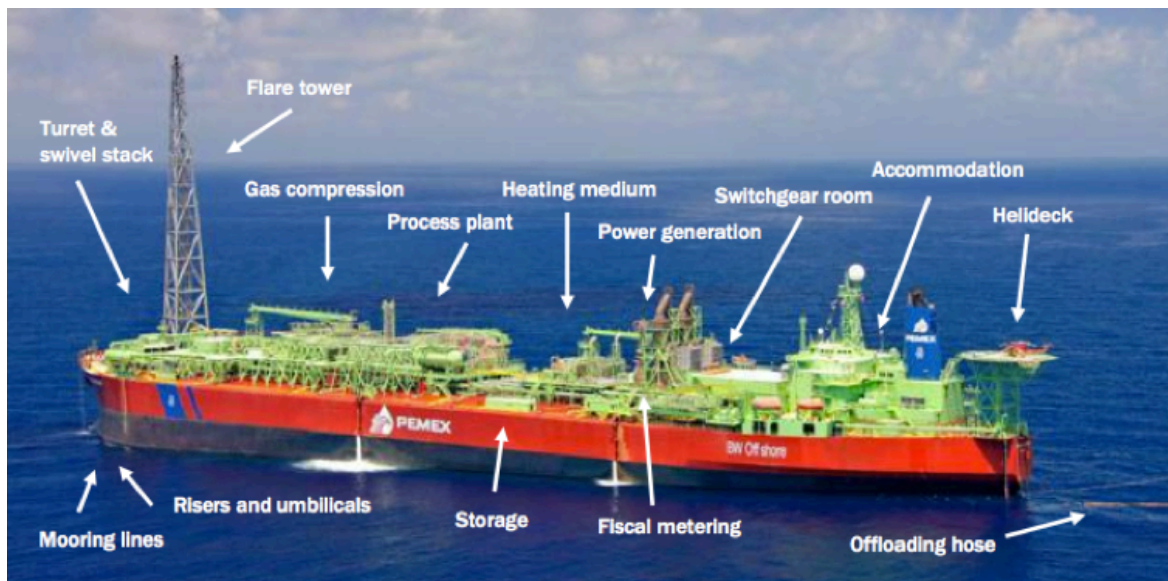


Kilde: BW Offshore Shipowners Experience and Requirements in Procurement and Building process, 2014

gjennomstrømmingen av råolje (SBM Offshore, 2015). Videre pumpes råolje, vann og gass opp gjennom "flowlines" (produksjonsrør) (ITP-Interpipe, 2015). Figur 2.6 viser hvordan FPSO-en bruker moringssystemet og er koblet til oljebrønnen via produksjonsrør og juletrær. Ombord blir råoljen separert i produksjonsanlegget, det vil si at vann og gass blir fjernet slik at man sitter igjen med olje. Etter bearbeidingen blir oljen lagret før den losses over på en tankbåt. Deretter blir oljen fraktet til et raffineri og omgjort til sluttprodukter. Behandlet gass brukes som drivstoff for fartøyet til kraftproduksjon og overflødig gass blir re-injisert tilbake i reservoaret eller eksportert via en rørledning til land. Vannet som dannes under produksjonen filtreres slik at det ikke forurenses, deretter pumpes vannet tilbake i havet. Alternativt kan

vannet injiseres tilbake i reservoaret (Rigzone, 2015). Figur 2.7 viser forklaringer på hvordan hele prosessen foregår med tanke på driften av en FPSO. Det er foretrukket å bruke FPSO i umodne og mer avsidesliggende offshoreregioner. FPSO er en fordel på dypere vann siden de er mye enklere å operere på disse feltene, og krever ikke en rørledning for å eksportere oljen. På steder med lite olje er det også gunstig å bruke FPSO-er siden den lett kan flyttes til et nytt sted når arbeidet er utført. Dette ville ikke vært økonomisk mulig med en annen teknologi (Bluewater, 2015).

Figur 2.7 – FPSO Yùum K’ak’Náab



Kilde: BW Offshore Shipowners Experience and Requirements in Procurement and Building process, 2014

3 Teoretisk forankring

I dette kapitlet vil vi gå gjennom teorien vi legger til grunn i oppgaven. Vi vil presentere modellene vi vil bruke i den strategiske analysen, fremgangsmåten for å estimere avkastningskravet og verdsettelsesmetodene vi bruker i verdivurderingen.

3.1 Strategiske modeller

3.1.1 VRIO

VRIO modellen er utviklet av Jay Barney og den er mye brukt for å analysere de interne ressursene i selskapet. I følge Barney (1991) kan ressursene i et selskap deles inn i tre hovedgrupper. Disse er fysiske-, menneskelige- og organisatoriske ressurser. Innenfor fysiske ressurser er det teknologi, varige driftsmidler og geografisk plassering. Menneskelige ressurser omhandler styret, ledelsen, arbeidere, opplæringsprogrammer og erfaring. Organisatoriske ressurser dreier seg om struktur, rapportering og kontroll (Barney, 1991). Formålet med VRIO-analysen er å avdekke om selskapets ressurser gir konkurransefortrinn (Løwendahl & Wenstøp, 2004). For at ressursene skal kunne gi et potensielt konkurransefortrinn må de inneholde disse punktene følgende punkter:

- Verdifulle (Valuable)
- Sjelden (Rare)
- Vanskelig å kopiere (Inimitable)
- Organisert (Organized)

3.1.2 Konkurransesanalysen Porters fem krefter

Teorien bak konkurranseanalysen ble først publisert i Harvard Business Review av Michael Porter (HBR, 1979). Formålet med analysen er å indentifisere hvordan selskapet ligger an i markedet i forhold til konkurrentene og hele industriens verdikjede. En avgjørende faktor er nærværet og forhandlingsmakten til selskapet man analyserer og de andre aktørene i markedet (HBR, 1979).

Konkurransenalysen Porters fem krefter består av følgende punkter (Løwendahl & Wenstøp, 2004):

- Inntrengere
- Leverandører
- Kunder
- Substitutter
- Rivalisering mellom eksisterende selskaper

Ved å analysere disse punktene vil man finne ut potensielle forhold som er aktuelle for selskapets verdiskapning.

3.1.2.1 Inntrengere

Inntrengeranalysen viser hva som må til for at nye aktører skal kunne komme inn på markedet og bli konkurrenter. I følge Løwendahl & Wenstøp (2004) er det en rekke inngangsbarrierer som må overvinnes for å kunne komme inn på markedet. De viktigste er behov for kapital, skalafordeler, produktdifferensiering og byttekostnader.

3.1.2.2 Leverandører

Det er viktig å se på leverandører for å finne ut hvor stor forhandlingsmakt de har. Forhold som påvirker forhandlingsmakten er antall leverandører, byttekostnad, substitutter, etterspørsel og råvarekostnader. Disse faktorene er med på å påvirke kostnaden til bedriften og dermed deres profitt. Dersom etterspørselen er høy i markedet vil leverandørens forhandlingsmakt være stor, og det motsatte vil gjelde ved lav etterspørsel (Løwendahl & Wenstøp, 2004).

3.1.2.3 Kunder

På linje med leverandørene er det også viktig å analysere kundenes forhandlingsmakt. Viktige faktorer som påvirker forhandlingsmakten er pris, etterspørsel, antall kunder, substitutter, byttekostnader, kundens evne til å entre markedet selv og kvalitet og service. Dette kan påvirke lønnsomheten til selskapet som forhandler med kunden. Dersom etterspørselen er høy vil kundenes forhandlingsmakt være lav, og den vil være høy ved lav etterspørsel (Roos, Krogh, Roos & Fernström, 2005).

3.1.2.4 Substitutter

Dersom ett produkt kan bli erstattet med et annet produkt og dekke de samme behovene, er dette produktet ett substitutt. To viktige faktorer for at et produkt skal kunne bli et substitutt, er pris og kvalitet (Løwendahl & Wenstøp, 2004). Det er viktig å undersøke potensielle substitutter, med tanke på to faktorer. Vil substituttene kunne ta en stor markedsandel eller vil man klare å nekte de inngang i markedet (Roos et al., 2005).

3.1.2.5 Rivalisering mellom eksisterende selskaper

For å skape et bilde av hvor lett konkurrenter kan ta markedsandeler, analyseres konkurranseintensiteten. Intensiteten blir målt ved om det er mange like konkurrenter, lav markedsvekst, høye faste kostnader, produktdifferensiering, byttekostnader, strategiske hensyn og høye avviklingsbarrierer (Løwendahl & Wenstøp, 2004).

3.1.3 PESTEL

Modellen tar for seg viktige makroøkonomiske forhold som er:

- Politiske (Political)
- Økonomiske (Economic)
- Sosiokulturelle (Sociocultural)
- Teknologiske (Technological)
- Samfunnsmessige (Environmental)
- Legale (Legal)

Politiske forhold omhandler typisk skatte- og avgiftspolitik, internasjonale lover og regler og ulike lands ledelse og politisk stabilitet. Økonomiske forhold tar for seg oljepris, renter, inflasjon, valuta og inntektsnivå. Sosiokulturelle og samfunnsmessige forhold ser på alt innenfor HMS, for eksempel forurensing og arbeidsforhold. Teknologiske forhold forteller om selskapet har teknologiske fordeler og er innovatører. Legale forhold sier noe om monopollovgivning, arbeids- og kunderettigheter (Løwendahl & Wenstøp, 2004).

3.1.4 SWOT

Formålet med SWOT-analysen er å oppsummere de interne og eksterne faktorene til bedriften.

SWOT består av fire komponenter (Roos et al., 2005):

- Styrker (Strengths)
- Svakheter (Weaknesses)
- Muligheter (Opportunities)
- Trusler (Threats)

3.2 Avkastningskrav

Avkastningskrav er den avkastningen som forventes av investor etter at man er kompensert for inflasjon, tidsverdi og risiko. Avkastningen må sees opp mot hva investoren kan tjene på en alternativinvestering til samme risiko (Kaldestad & Møller, 2012) .

3.2.1 Egenkapitalkostnad

Når en investor skal investere, ser man på to forskjellige risikoer som er den systematiske og usystematiske risikoen. Den usystematiske risikoen påvirker det spesifikke selskapet og kan fjernes ved diversifisering. Den systematiske risikoen er risiko som ligger i det generelle markedet som påvirkes av konjunkturutvikling, rentenivå, arbeidsledighet og inflasjon (Kaldestad & Møller, 2012).

3.2.2 Capital Asset Pricing Modell

Capital Asset Pricing Modell (CAPM) er den mest brukte modellen for å komme frem til et avkastningskrav på egenkapitalen. Punktene under tar for seg hvert ledd i CAPM. CAPM har en del forutsetninger som sier at alle investorer (Arnold, 2005):

- Vil maksimere økonomisk nytte
- Er rasjonelle og risikoavers
- Er vel diversifisert
- Har ingen mulighet for arbitrasje
- Vil låne ubegrenset til risikofri rente
- Vil handle uten skatt og transaksjon kostnader
- Har tilgang til samme informasjon

Den matematiske formelen for CAPM er:

$$R_e = R_f + \beta_e * (R_m - R_f) \quad (1)$$

3.2.2.1 Risikofri rente

Risikofri rente er statsobligasjon eller lignende investering som ikke har konkurs- eller misligholds risiko. Den risikofrie renten viser minimums avkastningen en investor må ha dersom man skal investere i et prosjekt. Når man tar for seg risikofri rente er det viktig å finne ut av hvilken statsobligasjon man skal bruke og om det skal være kort- eller langsiktig rente (Kaldestad & Møller, 2012).

3.2.2.2 Beta

Betaen forteller noe om den enkelte aksjes risiko i forhold til aksjemarkedet. Hvis beta er lik 1 vil det si at aksjen svinger i takt med aksjemarkedet. Beta viser aksjens systematiske risiko i forhold til markedsporteføljens risiko. ”Selskapets beta bestemmes av aksjekursens relative volatilitet i forhold til aksjemarkedet” (Kaldestad & Møller, 2012). Den vanligste fremgangsmåten for å estimere ett selskaps beta på er regresjonsanalyse. Alternative metoder til regresjonsbeta er å estimere beta fra peers, industribeta og fundamentalbeta. Den matematiske formelen for regresjonsbetaen er:

$$y_i = \alpha_i + \beta_i x_i + \varepsilon_i \quad (2)$$

Hvor egenkapitalbetaen er lik:

$$\beta_i = \frac{\text{Kov}(R_a, R_b)}{\text{Var}(R_b)} \quad (3)$$

Den matematiske formelen for å estimere beta fra peers er (Damodaran, 2012):

$$\text{Unlevered beta}_{\text{Peers}} = \frac{\beta_{\text{Avg Peers}}}{[1 + (1-t) * (\frac{D}{E_{\text{Avg Peers}}})]} \quad (4)$$

$$\text{Beta levered} = \beta_{\text{Unlevered Peers}} * [1 + (1-t) * (\frac{D}{E})] \quad (5)$$

3.2.2.3 Markedets risikopremie

Markedets risikopremie er meravkastningen investoren forventer å få utover den risikofrie rente ved å investere i et aksjemarked. Markedets risikopremie kan finnes på tre forskjellige måter:

- Historisk premie
- Implisitt premie
- Spørreundersøkelse

Metoden historisk premie tar for seg historiske data og estimerer den historiske risikopremien. Dette er en akseptert metode i praksis, men hvor representativ den er for fremtiden er vanskelig å si. Implisitt premie tar for seg aksjekurser og hvilken risikopremie de impliserer. I en spørreundersøkelse spør man investorer og akademikere om hva de tror markedsrisikopremien er. Det er imidlertid vanskelig å vite om deltagerne er representative for markedet (Kaldestad & Møller, 2012).

3.2.3 Likviditet- og småselskapspremie

Likviditet- og småselskapspremie legges til i avkastningskravet dersom aksjen ikke kan selges til full pris. Dette skjer oftest i mindre børs- og unoterte selskaper. Dersom aksjen blir lite omsatt kan investoren bli påført en ekstra risiko i form av spredning i transaksjonskostnader. Hvis markedet faller kan investor få problemer med å selge sine aksjer og vil ha en premie for dette (Kaldestad & Møller, 2012).

3.2.4 Gjeldskostnad

Gjeldskostnad er den forventede avkastningen kreditorene krever på firmaets gjeld og den kan regnes ut på to måter. Den første går ut på at man regner ut yield to maturity (YTM) på utestående gjeld og obligasjoner for å finne den forventete gjeldskostnaden. Man trenger tid til forfall, markedsprisen, kupong renten og antall kupong betalinger. Den andre metoden er å bruke en syntetisk rating (Titman & Martin, 2014). YTM er å foretrekke når man har tilgang på den nødvendige informasjonen. Dersom det ikke er mulig å estimere YTM bruker man syntetisk rating.

3.2.5 Weighted Average Cost of Capital

Weighted Average Cost of Capital (WACC) forteller hvor mye totalkapitalkostnaden er for et selskap, og viser hva selskapet må ha som avkastningskrav. Egenkapital- og gjeldskostnad multipliseres med kapitalstrukturen av egenkapital og gjeld. I WACC er det optimalt med en langsiktig kapitalstruktur. Det er WACC som brukes til å neddiskontere fremtidig fri kontantstrøm til selskapet. Den matematiske formelen for WACC er:

$$\text{WACC} = \frac{E}{V} * R_e + \frac{D}{V} * R_d *(1 - T_c) \quad (6)$$

3.3 Verdssettelsesmetode

Det finnes mange ulike metoder man kan benytte seg av når man skal gjøre en verdssettelse. Det er vanlig å skille mellom fundamental, komparativ, og opsjonsbasert verdssettelse. Selv om metodene er forskjellige er formålet det samme, nemlig å finne verdien av selskapet eller prosjektet man vurderer. Metodene bør ikke bli sett på som substitutter, men heller komplimenter (Titman & Martin, 2014).

3.3.1 Fundamental verdssettelse

Den fundamentale analysen er tidkrevende, kostbar og benytter seg av mye informasjon. Det er nødvendig med informasjon, blant annet om selskapets strategi, bransje, og regnskap. Informasjonen analyseres og utvikles til prognoser for fremtidig fri kontantstrøm. Verdssettelsen blir så grunnlagt på den totale fundamentale analysen hvor man til slutt ender opp med en verdi på egenkapitalen, basert på estimert fri kontantstrøm (Penman, 2013).

Den diskonterte kontantstrømmodellen kan deles opp i tre steg som er å estimere fremtidig fri kontantstrøm, estimere en diskonteringsrente som reflekterer risikoen til kontantstrømmen og neddiskontere den fremtidige frie kontantstrømmen til dagens verdi (Titman & Martin, 2014). Hovedteorien bak den diskonterte kontantstrømmodellen er nåverdimetoden og pengers tidsverdi (Fisher, 1907).

Den diskonterte kontantstrømmodellen kan brukes til å verdsette ulike aktiva avhengig av hva man har kontantstrømmen til. Det kan være et prosjekt eller total- og egenkapital. I følge Damodaran (2012) skal både total- og egenkapital metoden gi samme verdi på egenkapitalen, dersom man bruker riktige forutsetninger om vekst og gjeldsandel i de forskjellige modellene.

Teoretisk kan kontantstrømmer være evig. Siden man ikke kan estimere ett selskaps kontantstrøm i evig tid deles fri kontantstrøm opp i en eksplisitt periode og terminalverdi. Den eksplisitte perioden varer til selskapet antas å nå stabil vekst. Terminalverdien er den verdien selskapet har med konstant vekst i "evigheten". Vekstfaktoren man legger til grunn i terminalverdien kan ikke overstige veksten i den globale økonomien. Ingen selskaper kan opprettholde unormal høy vekst i evig tid (Damodaran, 2012).

Verdien av selskapets total kapital oppnås ved å diskontere fremtidig fri kontantstrøm til selskapet med gjennomsnittlig kapitalkostnad. Deretter trekker man fra utestående gjeld for å få verdien av egenkapitalen (Damodaran 2012).

$$Value\ of\ Firm = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCF\ to\ firm_t}{(1+WACC)^t} + \frac{TV_t}{(1+WACC)^t} \quad (7)$$

$$FCFF = EBIT (1 - Tax) + Depreciation - Capital\ Expenditure - \Delta Working\ Capital \quad (8)$$

$$Terminal\ Value = \frac{FCF_{(t+1)}}{WACC - g} \quad (9)$$

3.3.2 Komparativ verdsettelse

I den komparative metoden er det ikke nødvendig med like mye informasjon, den er lettere å gjennomføre, koster mindre og er ikke minst populær. I tillegg er det ikke nødvendig med prognoser for fremtiden (Penman, 2013). Fordi metoden er enkel å bruke er den også den mest brukte metoden i praksis. Komparativ verdsettelse er ofte kalt multiplikatoranalyse. Det vesentlige når man bruker denne metoden er å finne ett utvalg bedrifter som faktisk er sammenlignbare. Kriterier bør være lik størrelse, samme industri, risiko og vekstpotensial med det selskapet man skal verdsette. Noen antakelser må mulig tas når man skal sammenligne bedrifter, ettersom det kan være vanskelig å finne nok bedrifter som er helt like. Multiplikatoranalysen tar for seg nøkkeltall som finnes i resultat og balanseregnskap. Tallene fra de sammenlignbare selskapene gir en gjennomsnittlig multiplikator. Verdien av selskapet man skal verdsette blir deretter estimert ut ifra multiplikatoren. De mest brukte multiplikatorene er¹.

$$\frac{Enterprise\ value}{EBITDA} \quad (10)$$

$$\frac{Price}{Earnings} \quad (11)$$

$$\frac{Price}{Book\ Value} \quad (12)$$

¹ Bernt Arne Ødegaard: Relative Valuation Lecture Notes, 2014 s. 28, 30

Fordelen med å bruke EV/EBITDA er at den er mindre påvirket av endringer i kapitalstruktur og gir en rask indikator på om selskapet er over eller underpriset. Ulempen med multiplikatoren er at den ikke tar hensyn til skatt og kapitalkostnad (Goedhart, Koller & Wessels, 2005). P/E kan gi et godt estimat på kontantstrømmen til egenkapitalen i selskaper som har nådd stabil vekst. Multiplikatoren antyder om aksjen er riktig priset. Mangler med metoden er at den ikke tar hensyn til sentrale faktorer i verdivurdering, som forskjell i risiko og kapitalstruktur (Goedhart et al., 2005). Fordelen med P/B er at den måler selskapets evne til å skape verdi. Markedet forventer vekst i selskapets eiendeler dersom verdien er høy. Ulempene med denne er forskjeller i regnskapsprinsipper og immaterielle eiendeler (Kaldestad & Møller, 2012).

3.3.3 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalyse viser usikkerhet ved å endre enkelt parametere. Sensitivitetsanalyse kan gi et bedre bilde av usikkerheten og risikoen til et selskapet. En sensitivitetsanalyse som kan brukes til dette er Monte Carlo-simulering. Monte Carlo-simuleringen tar for seg parameterne med gitt utfallsrom og sannsynlighetsfordelinger. Videre utføres simuleringen mange tusen ganger med at parameterne endres hver gang. Ut fra simuleringen får man da et mest sannsynlig utfall i tillegg til beste og dårligste utfall (Kaldestad & Møller, 2012).

3.3.4 Opsjonsbasert verdsettelse

Derivater slik som opsjoner og terminkontrakter kan brukes til å verdsette investeringer i et selskap. Real-opsjoner kan brukes til å verdsette en investering eller et prosjekt, for eksempel hvis selskapet skal gå inn i ett nytt oljefelt, eller dersom ledelsen kan dra nytte av endringer i kontrakten til et prosjekt. Endringer kan være forlengelser, utsettelse og terminering (Titman & Martin, 2014).

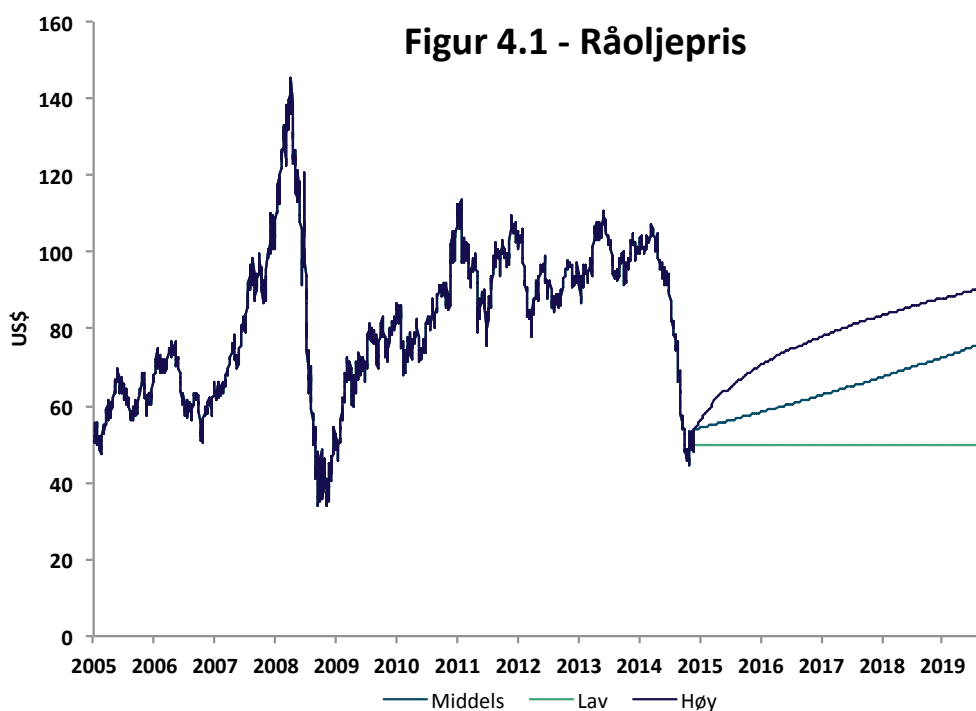
3.3.5 Valg av metode

BWO er veletablert i bransjen, og det forventes at selskapet kommer til å produsere stabil kontantstrøm inn i fremtiden, grunnet langtidskontrakter. I følge revisorberetningen er forholdene til rette for fortsatt drift (Årsrapport, 2014). Siden selskapet er børsnotert, er mesteparten av nødvendig informasjon tilgjengelig i årsrapportene. I tillegg har selskapet hatt en historisk stabil gjeldsandel, som vi forventer skal holde seg på samme nivå i fremtiden. På bakgrunn av dette har vi valgt å gjennomføre en fundamental analyse, og verdsette BWOs total kapital ved bruk av den diskonterte kontantstrømmodellen slik som beskrevet over. I tillegg finner vi det naturlig å supplere den fundamentale analysen med multiplikatoranalyser. Multiplikatorene vi har valgt å se nærmere på, er EV/EBITDA, P/E og P/B (Damodaran, 2012). Etter dette vil vi utføre en sensitivitetsanalyse på den diskonterte kontantstrømmodellen.

4 Strategisk analyse

4.1 Oljemarkedet tilbud og etterspørsel

I dette underkapittelet vil vi se hvordan oljeprisen påvirker Offshorebransjen og hvordan fremtidsutsiktene er for E&P og FPSO-markedet. Fra juni 2014 og resten av året så vi en markant nedgang i oljeprisen, som vi kan se av figur 4.1 (EIA, 2015).



Kilde: Utarbeidet av forfatter / EIA.gov / Modec 2014 Financial results s.11 / Pareto Securities, 2015

Noe av forklaringen på prisfallet på tilbudssiden er at skiferoljeproduksjonen i USA har økt kraftig i løpet av en kort periode. Dette har ført til at USA stort sett er selvforsynt med olje (DNB Markets, 2015). Siden 2011 har den amerikanske oljeproduksjonen tredoblet seg, og de produserer nå ca 4,5 millioner fat/olje per dag (Qvale & Lygre, 2014). OPEC-landene som er de største (IEA Keyworld, 2014) (EIA, 2015) olje- og energiprodusentene i verden, har besluttet å ikke kutte i produksjonen. En mulig politisk forklaring er at OPEC vil gjøre det vanskeligere for USA, fordi skiferolje er så kostbar å utvinne på noen av feltene (DNB Markets, 2015). I det største skifer feltet Eagle Ford i Texas krever man en oljepris på ca US\$ 50 fatet for å gå i null, derfor har ikke produksjonen i USA gått ned like mye som forventet (Qvale, 2014).

På etterspørselssiden er forklaringen på prisfallet nå og de kommende årene en svakere global BNP-vekst og lavere økonomisk vekst i Kina. Teknologisk utvikling fører til mer effektiv

energibruk og vekst i fornybare energikilder (DNB Markets, 2015). Oljeprisen følger typisk to typer sykluser, en kort på ca 6år og en lang på ca 29 år (Mu & Ye, 2015). Historisk har oljeprisen hatt en rekke store fluktueringer fra 1970 frem til i dag.

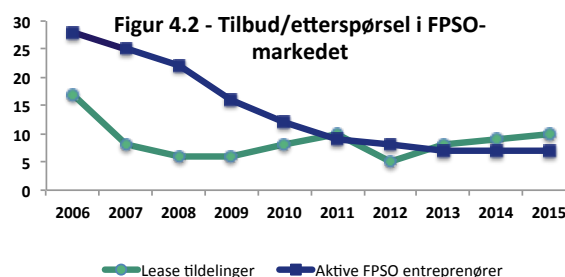
Prisfallet fra juni 2014 er et resultatet av at det er for mye olje i markedet.

4.1.1 Fremtidsutsikter i oljeprisen

Per 31.12.2014 var oljeprisen på US\$/fatet 53,70, og den laveste prisen så langt, så vi den 13.1.2015 på US\$/fatet 46,51 (se figur 4.1). Fordi det er veldig stor usikkerhet i fremtidig oljepris, velger vi å gå ut i fra tre senarioer. Figur 4.1 viser ulike utfall til forventet oljepris de neste 5 årene. I det lave utfallet forventes oljeprisen å ligge på mellom US\$ 40-60. Middels senario forventes det en oljepris på mellom US\$ 60-80 og i det høye senarioet en pris på mellom US\$ 80-100 (MODEC 2014 Financial results / Pareto Securities, 2015). I oppgavens analyseperiode vil vi gå ut i fra at en oljepris på mellom US\$ 60-80 er mest sannsynlig. I følge DNB Markets (2015) vil vi se en oljepris på rundt US\$/fatet 65 i utgangen på 2015. Det kan tenkes at bunnen på nåværende syklus er nådd og man vil forvente en økning i prisen. Olje og gass vil i fremtiden fortsatt være den største bidragsyteren til verdens energiforbruk. Fra 2014 til 2040 forventer man at verdens etterspørsel av energi vil øke med 35 %. Grunnen til økningen er at den generelle middelklassen i verden vil øke, levestandarden blir bedre, behovet for transport og industri vil øke (Exxonmobil, 2014). På grunn av dette forventer vi at det vil være stor etterspørsel av olje i fremtiden.

4.1.2 Fremtidsutsikter i E&P og FPSO-markedet

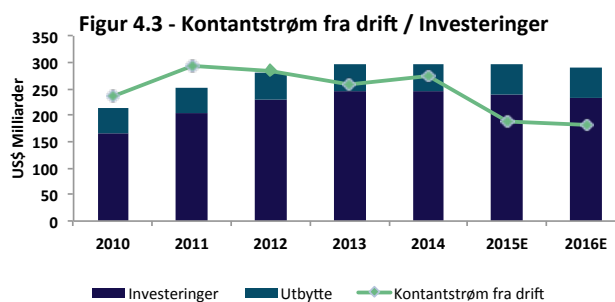
Figur 4.2 viser utviklingen fra 2006 i FPSO-markedet. Som vi ser har det vært et skift i kurven. Skiftet viser at nye lease-tildelinger er høyere enn antall aktive FPSO-tilbydere som har kapasitet til å påta seg nye prosjekter. Dette er positivt for FPSO-selskapene. Grunnen til nedgangen i aktive FPSO-entreprenører er at mange selskaper gikk inn i kontrakter uten å ha god nok oversikt over faktiske og fremtidige kostnader. Dette førte til at mange gikk konkurs (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015).



Kilde : Utarbeidet av forfatter / CMD, 2014 s.17

Trenden de siste årene har vært en nedgang i E&P investeringer. Fra en topp i 2012, er det estimert en nedgang på 5% for 2014 og liten utvikling fra 2015 (Pareto JGO Shipbrokers, 2014). Trenden i nyinvesteringer er avtagende på kort sikt på grunn av oljeprisfallet. FPSO-markedet vil bli påvirket i stor grad av dette og det forventes liten vekst i markedet. Bruk av opsjoner og inngåelse av nye kontrakter, kan bli en utfordring på grunn av den lave oljeprisen.

Hovedgrunnen er at det er nedgang i investeringer og kostnadsreduksjoner som påvirker hele offshorebransjen (Kvartalsrapport Q4 webcast, 2014). Grunnen til nedgangen i oljeinvesteringene kan ses i sammenheng med figur 4.3, som er et



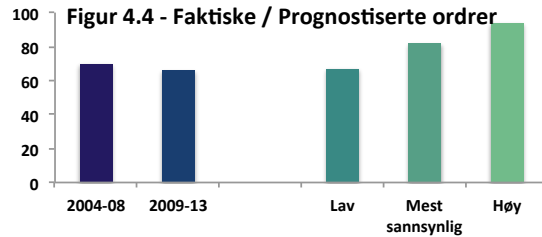
Kilde: Utarbeidet av forfatter / Pareto Securities 2015 s.7

utvalg av de 30 største oljeselskapenes budsjetter. Den viser at fremtidige kontantstrømmer fra drift ikke er bærekraftig til å dekke budsjetterte investeringer og utbytte for 2015 og 2016.

Det finnes mange felt som er klar til produksjon, men flesteparten av disse trenger høy oljepris for å være lønnsomme. Derfor vil forhandlinger om nye kontrakter bli vanskeligere og prosjekter vil kunne bli utsatt (Kvartalsrapport Q4, 2014). En annen grunn til usikkerhet er at ca 50 % av FPSO-markedet globalt er i Brasil (Kvartalsrapport Q4, 2014). Det er en risiko forbundet med utsettelse hos Petrobras grunnet prisfallet.

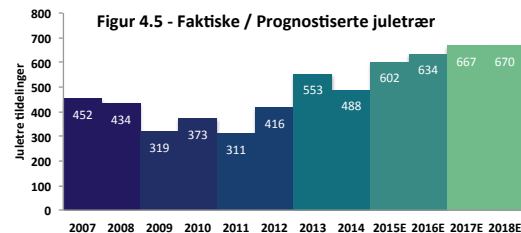
På lang sikt er utsiktene for E&P og FPSO-markedet mer positive, men oljeprisen har stor påvirkning. De geografiske områdene som vil være av interesse i fremtiden er Arktis, Afrika, Mexico, Brasil og Sør-øst Asia, da disse områdene er i vekst (Pareto JGO Shipbrokers, 2014). Forklaringen er at på disse områdene er det mye dype og ultradype oljefelt (Pareto Securities, 2014) og der er FPSO-er foretrukket. Derfor forventer man at markedet vil vokse.

Fra 2004 til 2014 har den globale flåten økt med 85 FPSO-er, noe som tilsvarer en økning på 96%. International Maritime Associates (IMA) estimerer at det er 130 prosjekter under utvikling hvor FPSO-er kan brukes, de neste 5 årene. Figur 4.4 viser en oversikt over prognostiserte ordrer og realistisk sett forventer IMA at mellom 67-94 av disse oppdragene blir gjennomført av en FPSO (Offshore Magazine, 2014). De prognostiserte kontraktstildelingene avhenger av fremtidig oljepris (se figur 4.1). Per 2013 melder DNV at det er over 40 FPSO-er under ordrer, noe som vil øke den globale flåten (DNV, 2013).



Kilde: Utarbeidet av forfatter / www.offshore-mag.com / IMA

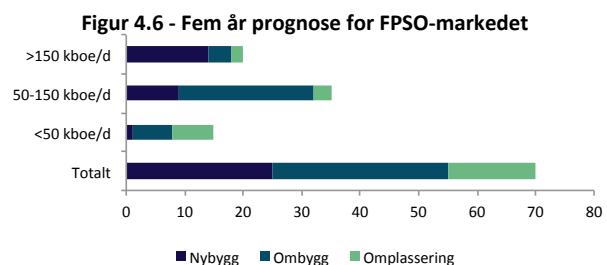
I følge Pareto JGO Shipbrokers figur 4.5 forventes det mange tildelinger av subsea juletrær i fremtiden, spesielt på dype og ultradype felt. Dette vil si at når det blir flere juletrær, vil det bli flere oppdrag for FPSO-er i fremtiden.



Kilde: Utarbeidet av forfatter/Pareto Shipbrokers s.37

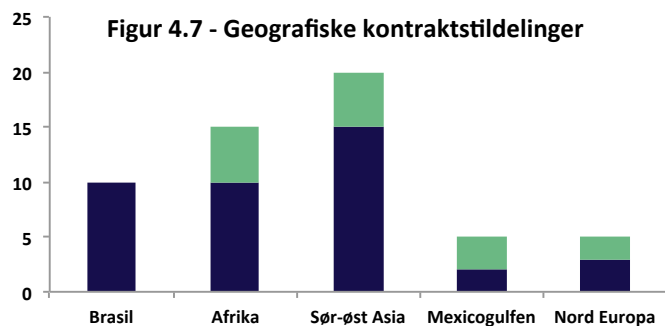
Globalt har juletrærne en snittalder på ca 10 år (Pareto JGO Shipbrokers, 2014). Mange av disse har fått lite eller ingen vedlikehold. Det vil si at det med stor sannsynlighet vil inntreffe behov for vedlikehold i nær fremtid. Problemet er at en akseptert standard i bransjen er at man venter med å gjøre noe før juletrærne slutter å virke. Dette kan skape problemer med tanke på oppetid og kostnader i fremtiden (Pareto JGO Shipbrokers, 2014).

I følge BWO (CMD, 2014) sine egne beregninger viser figur 4.6 utsiktene i FPSO-markedet de neste 5 årene. Over perioden vil det være ca 70 nye kontraktstildelinger. Et nøkternt syn er at det er ca 50 muligheter i løpet av 3 år, det vil si 17 per år. Her er tilbudet større enn hva markedet kan dekke, og det forventes at BWO vil ta del i denne utviklingen som ledende i markedet.



Kilde: Utviklet av forfatter/CMD, 2014 s.20

Ut i fra figur 4.7 kan vi se mulighetene for kontraktstildeling fordelt på geografisk område de neste tre årene. De mørkeblå søylene ser BWO på som sikre, mens de grønne er mer usikre.



Kilde: Utarbeidet av forfatter/CMD, 2014 s.23

På kort sikt er det usikkerhet i markedet på grunn av oljeprisen, men på lang sikt er utsiktene gode fordi det er mange muligheter.

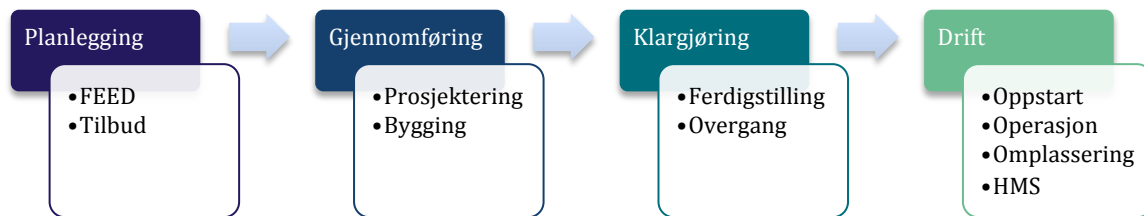
4.2 Intern- og eksternanalyse

Videre vil vi gå gjennom den strategiske posisjonen til BWO ved å bruke verdikjeden, VRIO, Konkurransesanalysen – Porters fem krefter, PESTEL, Regnskapsanalyse og deretter oppsummere resultatene i en SWOT-analyse. I en verdsettelse er det viktig å analysere den strategiske posisjonen til selskapet for å kunne si noe om fremtidsutsiktene til bedriften. Dette er fordi man skal estimere fremtidsregnskap og fremtidig fri kontantstrøm.

4.2.1 Verdikjede fra FPSO 1.0 til FPSO 2.0

Før vi gjør VRIO-analysen vil vi gå gjennom verdikjeden til BWO, da ressursene er implisert i denne.

Figur 4.8 – BWOs Verdikjede



Kilde: Utarbeidet av forfatter / CMD, 2014

Før finanskrisen i 2008 var trenden at det var stor optimisme i FPSO-markedet. Dette resulterte i feilprising av risiko, spesielt konstruksjonsrisiko, grunnet prisinflasjon, kostnadsinflasjon og en økning i kompleksiteten av prosjektene. BWO har fokusert på to vesentlige punkter. Det første problemet var å faktisk ferdigstille FPSO til avtalt tid. Det andre problemet var at det var mangel på kompetanse og opplæring av mannskapet på FPSO-ene (CMD, webcast 2014). Disse problemene førte til at det tok for lang tid før de kom til produksjon som genererer inntekter. For å adressere problemet har BWO kalt daværende situasjon for FPSO 1.0. Problemene med FPSO 1.0 førte til at BWO måtte omstrukturere hele verdikjeden sin. Selskapet måtte redusere store tids- og kostnadsoverskridelser, som resulterte i lav profitt (CMD, 2014).

4.2.1.1 Planlegging

BWO starter forbedrings prosessen allerede i planleggingsfasen av hvert prosjekt. Selskapet fant ut at de måtte gjennomføre en mye bedre Front End Engineering Design (FEED). FEED er en planleggings prosess som tar for seg teknologiske krav og hvor mye selskapet må

investere for å kunne gjennomføre prosjektet (EPCengineer, 2015). Under prosessen finner BWO ut veldig spesifikt hva ulike deler av prosjektet vil koste. De finner ut hvor mye stål og arbeidstimer de trenger for å bygge skroget. De vet også hvordan moringssystemet og ”topside” skal se ut med tanke på oljeopptak, produksjon, lagring og geografisk område. Når de skal på de mest komplekse prosjektene er nybygging ofte det beste alternativet på grunn av levetid, kompleksitet og ny teknologi. På de største og komplekse prosjektene brukes nye skrog, fremfor ombygging av et gammelt skip. En grunn er at vedlikeholdskostnadene forbundet med et gammelt skrog fort blir veldig mye dyrere enn å lage et nytt (CMD, 2014). Ved å gjennomføre en nøyaktig FEED vil man ha mye større kontroll over prosjektets fremtidige kostnader, og BWO bestemmer seg for om de vil gi et tilbud på prosjektet. Dette resulterer i at når de gir tilbud på en pris til operatøren, vil dette estimatet være mye mer sikkert enn prisinger de gjorde under FPSO 1.0. Selv om BWO har vesentlige kostnader ved å gjennomføre en FEED, vil mesteparten av de private operatørene betale tilbake store deler av eller hele utgiften. Det vil si at dersom BWO taper budet på kontraktstildelingen, vil de tape tid og ikke nødvendigvis penger. Selskaper som Petrobras, betaler ikke for FEED og det vil derfor være en større risiko knyttet til dette (CMD, webcast 2014).

Det er vesentlig å nevne at BWO er blitt mer selektive i forhold til hvilke kontrakter de velger å satse på fordi selskapet kjenner sine sterke og svake sider. Dette gjør at BWO ikke blir for optimistiske, slik de var under FPSO 1.0. Som følger av den nye planleggingsfasen har tidsrommet på en kontraktsinngåelse økte fra 2-6 måneder til 12- 18 måneder. Dette gjør at man forhåpentligvis vil redusere risiko, og at prisingen av kontrakter blir mer riktig. Andre punkter som BWO også vurderer i sammenheng med kontraktsinngåelsen er landet, kunden, teknologi, finansiering, kommersiell risiko, størrelsen på oljefeltet, sjanse til å vinne kontrakten og lengden på kontrakten. Basert på dette velger BWO hvilke kontrakter de vil jakte på, og målet er langsiktig utnyttelse av FPSO-ene.

4.2.1.2 Gjennomføring og klargjøring

Når kontrakten er inngått, begynner gjennomføringen av prosjektet som innebærer nybygging eller ombygging av en FPSO. Videre har klargjøringsprosessen blitt bedre ved å kontrollere at alt fungerer før FPSO-en forlater verftet. BWO har også fokusert på forbedring av kompetanse og opplæring på verftet.

4.2.1.3 Drift

Ved at BWO leaser FPSO-er til sine kunder gjør det at kundene kan fokusere på sine kjerneområder. De tar fullt ansvar for operasjon, vedlikehold, oppgraderinger og selskapet endrer produksjonen etter kundenes behov og avtale. Dette sikrer produksjonskrav og følger det totale tidsrommet til oljefeltens levetid. Ved å lease slipper kundene store investeringer og tar mindre risiko. Leasingavtalene er strukturert for å sikre eierskap og andre detaljer som samsvarer med lokale lover og skatteregler. Dagratene for leasing blir forhandlet direkte mellom BWO og deres kunder slik at prisen blir rettferdig for begge parter (Årsrapport, 2014).

Etter ferdigstillelse blir FPSO-en tauet ut til feltet, hvor den daglige driften starter. Ved å skape verdi i den eksisterende kontrakten med proaktiv drift, kan levetiden på feltet bli forlenget. Dette kan føre til kontraktutvidelse. Det blir sjeldent satt inn en ny FPSO på et eksisterende felt som allerede er i drift. I tillegg vil oljeselskapene benytte seg av opsjoner dersom produksjonene på feltet er økonomisk. I den operasjonelle flåten har BWO tre enheter som har utøvet opsjoner (CMD, 2014).

Fordi FPSO-ene ofte har en teknisk levetid lengre en kontraktene de er på, vil det være mulighet for omplassering. Det er høyst sannsynlighet for omplassering på opprinnelig område, men de kan også bli flyttet til et annet geografisk område. For at omplassering skal være mulig, må FPSO-ene modifiseres slik at de tilpasses det nye feltet. I nåværende flåte har BWO omplassert fire FPSO-er (CMD, 2014). Bruk av opsjoner og omplassering skaper merverdi for BWO, med tanke på langsiktig utnyttelse av FPSO-ene. Det vil være en risiko for at FPSO-ene ikke vil bli omplassert, og dette kan føre til store kostnader.

Forbedringene i verdikjeden fra FPSO 1.0 til FPSO 2.0 har resultert i at verdikjeden er blitt mer optimalisert.

4.2.2 VRIO

Vi deler BWO sine ressurser inn i flåte, geografi, menneskelige og finansielle ressurser, disse er de viktigste delene av verdikjeden. Resultatene blir oppsummert i tabell 4.1.

4.2.2.1 Flåte

Kjernevirksomheten til BWO er FPSO-er, og flåten står for hovedinntektene til selskapet (Årsrapport, 2014). Det er vesentlig å ha en god flåtesammensetning. Når man skal begynne nye prosjekter, vurderer BWO om de skal gjennomføre nybygging eller ombygging for å kunne utføre hvert prosjekt på best mulig måte. Derfor blir flåten stadig modernisert og opprettholder krav til HMS. Very Large Crude Carrier (VLCC) BW Opal ble solgt til BW Group den 11.3.2015. BWO holder en opsjon til å kjøpe BW Opal frem til 1. kvartal 2017. Azurite er foreløpig uten kontrakt. Kontrakten ble avsluttet før perioden var ferdig og BWO vill bli kompensert ut april 2016 (Kvartalsrapport Q4, 2014). Det letes etter ny kontrakt for Azurite. Risikoen og kostnadene er høye ved at den ikke har kontrakt. En omplassering kan potensielt resultere i høye investeringer. Resten av flåten er under kontrakter. Den 11.2.2015 var det en gassesplosjon på Cidade de São Mateus. Eksplosjonen førte til ni dødsfall og to alvorlig skadde. Som følge av dette er FPSO-en tatt inn på et verft for reparasjoner, og vil ikke starte produksjon før 2016. BWO vil bli kompensert for tapte kontrakts-inntekter på FPSO-en av selskapets forsikringer (Årsrapport, 2014).

BWO har vært en pionér i markedet. Selskapet var det første til å drive en Liquefied Petroleum Gas (LPG) FPSO. BW Pioneer er den FPSO-en som opererer på det dypeste feltet, i tillegg har selskapet FPSO-en Yuum K'ak'Naab som produserer størst kvantum olje. BWO har også den første Floating Drilling Production Storage and Offloading (FDPSO) med kombinert boring og produksjon som er Azurite, og Belokamenka er den eneste FSO som opererer i arktiske klima (Årsrapport, 2014) (BW Offshore, 2015). På kort sikt er disse sjeldne innenfor bransjen, og er en viktig ressurs for BWO.

Ut i fra dette er flåten en verdifull ressurs for BWO, og per i dag er deler av flåten sjelden.

4.2.2.2 Geografi

Figur 4.9 – BWO Geografi



Kilde: Årsrapport, 2014

BWO opererer over hele verden, men størsteparten av flåten opererer utenfor Sør- Amerika og Vest Afrika. Selskapet har hovedkontor i Oslo og Singapore. BWO er også representert i Brasil, Mexico, Nederland, New Zealand, Nigeria, Mauritania, USA, Kongo, Elfenbeinkysten, Kina, Storbritannia, Kypros, Bermuda og Australia. Dette gir nærhet til nåværende kunder og større mulighet til å møte nye kunder (BW Offshore, 2015). Den nåværende plasseringen av flåte og kontorer har vært stabil siden 2010 (CMD, 2014). Grunnen til at selskapet har hovedkontor i Oslo er at det var der Bergersen dy ASA hadde hovedkontor. Det er også relevant siden de er på Oslo Børs, og har nærhet til offshore og shipping bransjen i Norge. BWO er også i Singapore, fordi de er en metropol innen shipping og finans. Det er også en faktor med nærhet til skipsverftene hvor FPSO-ene blir bygget og ombygget. BWO har et ingeniørkontor i Arendal, med nærhet til APL og deres ledende ”turret mooring” teknologi (moringssystem). Selskapet holder på å bygge opp ett kontor i Houston, Texas, fordi det er verdens oljehovedstad. Ved å etablere seg her har BWO enda mer nærhet til de største olje- og gasselskapene (CMD, 2014). I Rio de Janeiro har kontoret utvidet seg betraktelig grunnet mange prosjekter i Brasil. Med mange prosjekter i dette området blir det økt behov for vedlikehold, som går over til oppgraderinger, som igjen kan føre til forlengelse av levetiden på prosjektet (CMD, 2014). Det at BWO opererer i Russland og Storbritannia kan gi et midlertidig konkurransefortrinn, da SBM og MODEC ikke er på disse områdene.

De geografiske lokasjonene til BWO vurderes som en viktig ressurs. Konkurrentene opererer stort sett i de samme områdene, men selskapet anses å ha et lite konkurransefortrinn på kort sikt.

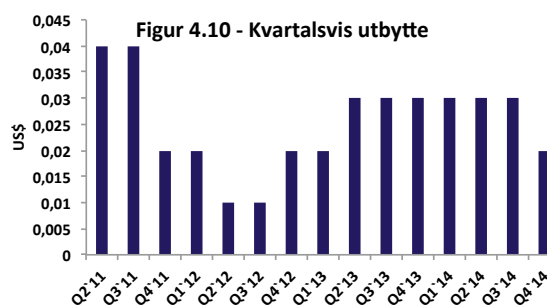
4.2.2.3 Finansielle ressurser

BWO har de siste 5 årene hatt en gjennomsnittlig egenkapitalandel på 34%. Videre har SBM og MODEC henholdsvis 30% og 40% i egenkapitalandel. Sammenlignet med peers har BWO en tilfredsstillende egenkapitalandel (se tabell 5.5).

BWO investerte kraftig i 2010 og 2011 da Prosafe ble kjøpt opp for US\$ 1660m og i samme periode solgte APL US\$ 531,5m (Årsrapport, 2010). Selskapet utførte ombygginger på BW Joko Tole, BW Athena og BW Pioneer. Disse FPSO-ene bidrar sterkt til selskapets EBITDA (se tabell 7.2) og har vært et resultat av selskapets strategiske utvikling i perioden (se kapittel 4.2.1). Etter perioden med investeringer har BWO hatt en positiv utvikling i egenkapitalrentabilitet og totalkapitalrentabilitet (se figur 5.1 og 5.2).

BWO har et sterkt forhold til ulike banker og stor tilgang på lån og finansiering. Hovedfinansieringen av selskapet er gjennom et lån på US\$ 2400m som ble utstedt i 2011 og har en løpetid på syv år. Ved å være på Oslo Børs sikrer selskapet nær kontakt med egenkapitalmarkedet og obligasjonslån. Selskapet har i tillegg vært finansiert gjennom tre obligasjonslån på Oslo Børs siden 2012 med en samlet verdi på NOK 1750m (Årsrapport, 2014). Historisk sett har det vært bedre utvikling i obligasjonsmarkedet grunnet rentenedganger og stabil drift. BWO har en uoffisiell syntetisk rating av selskapet på BB+ og BB på sine obligasjoner. Den syntetiske ratingen er gitt fra BWOs långivere (CMD, 2014).

BWO startet en utbyttepolitikk etter første kvartal i 2011. Figur 4.10 viser oversikt over historisk utbetaling av utbytte. BWO vill gi ut utbytte kvartalsvis hvor styret bestemmer satsen (BW Offshore, 2015). Styret i BWO bestemte seg for å senke utbyttet fra US\$ 0.03 i 3. kvartal til US\$ 0.02 i 4. kvartal.



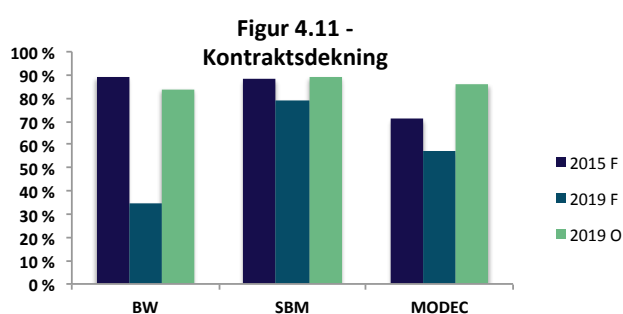
Kilde: Utarbeiet av forfatter / Årsrapport, 2014

Hovedgrunnen til nedgangen i utbyttet er prisfallet i oljen, kortsiktig usikkerhet og ulykken på

Cidade de São Mateus (Kvartalsrapport Q4 webcast, 2014). Utbyttekuttet kan være et varseltegn med tanke på reduksjon i fremtidige inntekter. Ved reduksjonen i utbyttet med US\$ 0,01 sparer BWO ca US\$ 7m.

Fremtidsutsiktene i kontraktinntektene er på US\$ 10400m der US\$ 4600m av disse er på fast kontrakt og hvor resten er opsjoner (Kvartalsrapport Q4, 2014). Stort sett blir kundene sett på som likvide og dette gjør at kontraktene er sikre. Der hvor kunden blir sett som usikre har BWO gode avtaler for å sikre sin eksponering.

Figur 4.11 viser fremtidige kontrakts oversikter for selskapene. I 2015 har BWO (Kvartalsrapport Q4, 2014) en kontraktsdekning på 89% sammenlignet med 88% for SBM (Kvartalsrapport FY, 2014) og 71% for MODEC (Kvartalsrapport FR, 2014). Til 2019 har BWO en fast kontraktsdekning ikke



Kilde: Utarbeidet av forfatter/BW, SBM, MODEC, Q4 rapporter

medregnet fornyelser på 35%, sammenlignet med 79% for SBM og 57% for MODEC. Til 2019 medregnet opsjoner har BWO en dekning på 84% sammenlignet med 89% for SBM og 86% for MODEC. Oppsummert er dekningen rimelig lik sammenlignet med peers, bortsett fra 2019 ikke medregnet fornyelser.

Selskapets kontantstrøm i opsjonsperiodene er delvis beskyttet i noen kontrakter. Dette er på grunn av lav "break-even-pris" da de faste kontraktene ble inngått (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015). Derfor anser vi at på deler av flåten vil bruk av opsjoner være sikker. Det vil allikevel være en risiko for at ikke alle opsjonene blir utøvd dersom oljeprisen holder seg lav (se kapittel 4.1.1 og 4.1.2). Dersom de faste kontraktene blir terminert får BWO utbetalt den gjenstående verdien av kontrakten.

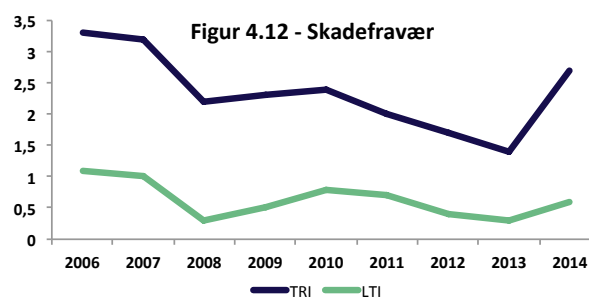
De finansielle ressursene til BWO vurderes som verdifulle og vesentlig for driften av selskapet. Den finansielle posisjonen ansees ikke som sjelden.

4.2.2.4 Menneskelige ressurser

I BWO er de menneskelige ressursene administrasjon, ingeniører og offshoremannskapet. For å forbedre utfordringen med å ferdigstille FPSO-er til avtalt tid, har BWO fokusert på å øke antall ansatte, anvende arbeidskraften der den trengs geografisk og bruke prosjektledere som har utført tidligere prosjekter til avtalt tid og budsjett. Det er viktig for områdene selskapet operer i at de ivaretar lokal arbeidskraft. De bruker mye ressurser på opplæring av lokal arbeidskraft, og mulighetene de lokale kan få i selskapet er veldig ettertraktet. Selskapet startet et opplæringsprogram for offshoremannskapet. Dette var for å forbedre startfasen på prosjekter og øke den generelle kompetansen på arbeiderne. Programmet går ut på at opplæringen starter før FPSO-en er operasjonell. Dette har resultert i 100% oppetid, med ett 95% indonesisk mannskap på BW Joko Tole. Ved å være en ettertraktet arbeidsgiver får man de beste ansatte, noe som gjør at BWO stadig forbedrer seg i et marked med høy konkurranse. Selskapet har en gjennomsnittlig oppetid de siste 5 årene på 99%, som er et resultat av kompetente og motiverte ansatte (Årsrapport, 2014). De har også startet med veldig spesifikke vedlikeholdsprogrammer og rutiner. Dette ivaretar oppetiden, sikkerheten og er kostnadsreducerende på lang sikt (CMD, 2014). Resultatet gjenspeiler overgangen fra FPSO 1.0 til FPSO 2.0 under klargjøring (se kapittel 4.2.1.2). Når prosjekter blir utsatt som for eksempel Leviathan (se kapittel 4.2.4.1) kan ansatte bli omstrukturert innad i selskapet slik at de går over på andre prosjekter for eksempel Catcher (Kvartalsrapport Q4 webcast, 2014). BWO vil det beste for sine ansatte og siste utvei vil være oppsigelser.

BWO har et sterkt engasjement for HMS. De følger internasjonale standarder, lover og regler. HMS blir prioritert på alle prosjekter offshore og onshore, hvor målet er å være ledende i bransjen innen følgende områder fraværsskader (LTI), høyrisikohendelser, utslipp og yrkesskader

(Årsrapport, 2014). For å stadig forbedre seg selv, blir det satt mål for å få ned antall hendelser. I figur 4.12 ser man historisk utvikling i skadefravær. Sykefraværet var i 2014 på 1,7% (Årsrapport, 2014). Det er viktig for BWO å opprettholde de ansattes kompetanse innen HMS. Dette gjøres ved å ha et høyt fokus i hele organisasjonen og bruke ressurser på opplæring. Det å stadig forbedre seg innen HMS kan medføre redusert nedetid og sørge for at prosjekter blir levert til riktig tid og budsjett (BW Offshore, 2015).



Kilde: Utarbeidet av forfatter / Årsrapport, 2014

Ledelsen har hatt en stabil sammensetning siden 2007, og personene i ledelsen har 20-30 års erfaring innenfor offshorebransjen før de kom til BWO. Dyktig og erfaren ledelse har skapt et godt nettverk og gode relasjoner i markedet. Slik har selskapet opparbeidet seg et godt rykte og holder posisjonen som ledende i bransjen. BWO har sett viktigheten med å ha en god ledelse og med tiden bygd opp gode rutiner. Dette har sikret høy kvalitet på arbeidet over hele selskapet (BW Offshore, 2015). Mye av selskapets suksess avhenger av den gode ledelsen. Dersom nøkkelpersoner forsvinner kan det være vanskelig å erstatte disse, som igjen kan føre til at BWO ikke klarer å opprettholde den ledende posisjonen i bransjen.

Styret har også hatt en stabil sammensetning av internasjonale medlemmer. To av styrets medlemmer kommer fra BW Group og majoriteten, som er de resterende medlemmene, er uavhengige. De har ulik bakgrunn fra store selskaper i oljebransjen. BWOs visjon og langsiktige mål er forankret i styret, og deres oppgave er å holde BWO på riktig kurs i fremtiden (CMD, 2014).

Mannskapet, ledelsen og styret er en viktig ressurs for BWO, men den er ikke sjelden.

Tabell 4.1 - VRIO

Ressurser	Verdifull	Sjelden	Vanskelig å kopiere	Organisert	Utfall
Flåte	Ja	På kort sikt	På kort sikt	Ja	Midlertidig konkurransefortrinn
Geografisk	Ja	På kort sikt	På kort sikt	Ja	Midlertidig konkurransefortrinn
Finansiell	Ja	Nei	Nei	Ja	Paritet
Menneskelig	Ja	Nei	Nei	Ja	Paritet
Ledelsen og styret	Ja	Nei	Ja	Ja	Paritet

Kilde: Utarbeidet av forfatter

4.2.3 Porters fem krefter

4.2.3.1 *Inntrengere*

Offshorebransjen er sammenlignet med mange andre bransjer veldig kapitalintensiv. I FPSO-markedet er det høye etablerings- og driftskostnader. Investeringen for å utvikle en FPSO ligger på ca US\$ 1000m for et nybygg, US\$ 100-200m for en omplussing og US\$ 300-500m for en ombygging (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015). Det er en industri med komplisert teknologi, som i tillegg setter høye krav til kompetente medarbeidere. Dersom etablerte selskaper har tilgang på eller klarer å utvikle en mer avansert teknologi, kan det også være problematisk. På grunn av strenge krav til HMS som diskutert i kapittel 4.2.2.4, vil det også være en vesentlig kostnad relatert til dette. I tillegg er bygging, ombygging eller omplussing av en FPSO tidskrevende. Nybygging tar ca tre år fra byggestart til produksjon (Kvartalsrapport Q4, 2014), en ombygging tar ca to år og omplussing tar ca 1 år (Rigzone, 2015). Dette vil si at potensielle inntrengere må investere mye kapital før det genereres inntekter. I følge figur 4.2 ser vi at antall aktive FPSO-entreprenører har avtatt de siste årene, dette viser at det er vanskelig å trenge inn i markedet.

BWO kan ha skalafordeler, det kan typisk være fordeler hos verft og andre leverandører. Dette gjelder også kunder, for eksempel vil det være lettere for selskapet å inngå nye kontrakter med kunder de har hatt stabile forhold til historisk. BWO er ledende i bransjen og har gjennomført 38 prosjekter, med dette mener vi at de kan ha fordeler i forhold til inntrengere. I tillegg er selskapets rykte viktig og det er viktig å ha lojale kunder. *"BWO is perceived as a high quality contractor in the FPSO market"* (CTO Thyl Kint, CMD webcast, 2014). Før måtte BWO i mye større grad kontakte kunden selv, men nå er det typisk slik at kundene oppsøker BWO på egen initiativ. De har kunder som har vært villig til å betale en premie, og de har kunder som de først har gitt avslag til, men som kommer tilbake og fortsatt vil bruke BWO (CMD, webcast 2014). Det kan også tenkes at de som leaser hos etablerte selskaper vil fortsette samarbeidet og eventuelt anbefale disse til andre aktører. Da Statoil kjøpte FPSO Maersk Peregrino, overførte de driften fra Maersk til BWO. Dette underbygger at BWO er en ledende aktør i markedet (Statoil, 2012).

FPSO-er på eksisterende felt har kontrakter med opsjoner. Dette vil gjøre det vanskelig for inntrengere, å ta del i eksisterende felt (se kapittel 4.2.1.3). Det er store byttekostnader relatert til å bytte operatør, fremfor å bruke opsjoner.

Oppsummert anser vi trusselen fra nye aktører for å være lav , og at det vil være problematisk for nye selskaper å komme inn på FPSO-markedet.

4.2.3.2 Leverandører

I FPSO-markedet er selskapenes leverandører hovedsakelig verft som utfører nybygging og ombygging av skip til FPSO-er. Verftene er lokalisert hovedsakelig i Asia, i land som Singapore, Japan, Kina og Sør Korea (BW Offshore, 2009, 2014). På verftene er det veldig mange underleverandører som gjør spesielle oppdrag under bygging/ombygging av en FPSO. Enkelte deler blir produsert over hele verden og senere satt sammen på verftet. Prosessen deles blant annet inn i skrog, ”topside” og moringssystem, som utføres av forskjellige leverandører (Kvartalsrapport Q4, 2014). Forsinkelser hos verft og underleverandører kan føre til økte kostnader og at prosjektet ikke blir ferdig til avtalt tid. BWO legger prosjekter ut på anbud til verftene og selskapet foretrekker tid og kvalitet foran pris. Derfor velger BWO verft fra Singapore fremfor Kina. Det er få substitutter til skipsverftene. Verftene har potensielt en høy forhandlingsmakt, men det er avgjørende hvordan etterspørselen i markedet er. Markedet er i nedgang, grunnet det store oljeprisfallet som diskuteres i kapittel 4.1. Det har også vært en klar nedgang i ordrebøkene til verftene fra en topp i 2012. Den negative trenden for verftene forventes å fortsette, på grunn av at investeringer i offshorebransjen er trappet ned (RS Platou, 2015). Byggekostnadene på verftene har svingt mye de siste årene grunnet valutafluktueringer og reduksjon i stålpriser. Ett eksempel er at Japanske verft har blitt mer konkurransedyktig på grunn av stor nedgang i YEN/US\$. Dette gjør at konkurransen mellom verftene blir større (RS Platou, 2015).

På grunn av faktorene diskutert over anser vi forhandlingsmakten til leverandørene som lav.

4.2.3.3 Kunder

Kundene til BWO er blant annet Petrobras, PEMEX, Premier og andre oljeselskaper (Årsrapport, 2014). I FPSO-segmentet er det få kunder, da det er de store oljeselskapene som sitter på rettighetene til å utvinne oljen på lisens fra myndighetene. Myndighetene gir årlig ut lisenser til å utforske og produsere, for eksempel oljedirektoratet i Norge (Oljedirektoratet, 2008) og ANP i Brazil (Statoil, 2013). Her er også forhandlingsmakten påvirket av sykluser. Som nevnt tidligere er markedet i nedgang grunnet oljeprisfallet (se kapittel 4.1). På grunn av

dette vil kundene ha en fordel når det kommer til inngåelse av kontrakter og bruk av opsjoner med tanke på dagrater. Derfor er det viktig for BWO å ha et godt forhold til sine kunder slik at de får fornyet kontraktene sine. I slutten av 2014 og starten av 2015 fikk BWO fornyet tre kontrakter til tross for prisfallet (Kvartalsrapport Q4, 2014). Slik markedet er nå vil nok BWO måtte akseptere lavere dagrater på nye kontrakter (Kvartalsrapport Q4 webcast, 2014). Selv om noen av selskapene nevnt over er blant de største leasere av FPSO-er, har de også egen flåte. Det vil være en mulighet for at tilbudet blir redusert ved at selskapene går på feltene med egen FPSO. Kundene gjør stadig beregninger på felt om det er lønnsomt å utvide egen flåte istedenfor å lease, men det krever høye investeringer og vil ikke være økonomisk fornuftig ved lav oljepris (Intervju, COO Sevan Marine, 2015).

Oppsummert vil kundene ha høy forhandlingsmakt fordi det er få kunder, etterspørselen er redusert og BWO må møte kontraktens krav.

4.2.3.4 Substitutter

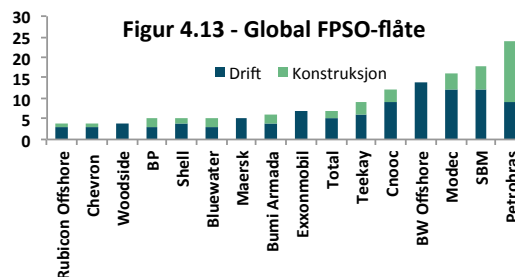
Offshorebransjen er preget av avansert teknologi og komplekse arbeidsoppgaver. FPSO-fartøy er foretrukket på avsidesliggende og dype/ultradype felt. Det er fordi det ofte ikke er kostnadseffektivt å legge rørledninger til disse lokasjonene (se kapittel 2.3.2). På lang sikt kan det bli mer økonomisk å legge rørledninger, slik at det kan bli en trussel i fremtiden. Det blir alltid kalkulert av oljeselskapene om det er økonomisk å legge rørledning eller bruke en FPSO. Substituttene til FPSO-fartøy er TLP, semi og spar. Disse kan potensielt ta markedsandeler men FPSO er som regel den foretrukne løsningen (se kapittel 2.3.1).

Subsea Processing and Storage er en teknologi som er i vekst. Den utfører hele produksjonsprosessen på havbunnen. I fremtiden vil det også være mulig å lagre olje på bunnen. Per i dag er det bare prosessdelen som er ferdig utviklet. Lagringsdelen er fremdeles under utvikling. Når denne teknologien er ferdig utviklet, vil den kunne ta vesentlige markedsandeler fra FPSO-markedet (Oilpro, 2014). Fordi den vil være kostnadsreducerende, kunne øke produksjonen og levetiden på feltet og ikke bli påvirket av dårlig vær (FMC, 2015). Foreløpig er ikke teknologien på potensielle substitutter god nok, men dette vil kunne endre seg på lang sikt. Det er en risiko ved at BWO er spesialisert innenfor FPSO-er, da de ikke er diversifisert i andre offshore segmenter.

Slik markedet er i dag er trusselen for substitutter i FPSO-markedet middels.

4.2.3.5 Rivalisering mellom eksisterende selskaper

Figur 4.13 viser en oversikt over den globale FPSO-flåten. Vi kan se at de store oljeselskapene har en stor del av markedet. Den lave oljeprisen vil føre til at konkurranseintensiteten blir høyere på kort sikt (se kapittel 4.1).

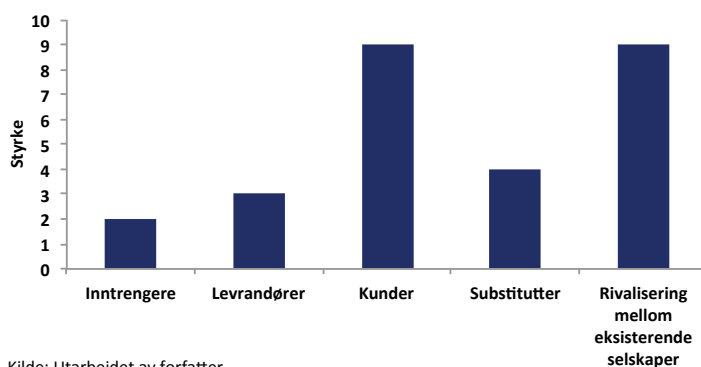


Kilde: Utarbeidet av forfatter/BWO-Årsrapport 2013 s.15

De største internasjonale oljeselskapene, som for eksempel ExxonMobil, BP og Petrobras, har mye kapital. De er i de fleste segmentene innenfor olje og gass. Derfor vil det være en mulighet på lang sikt at selskapene nevnt over kan ta en større posisjon i FPSO-markedet, som diskutert tidligere (se kapittel 4.2.3.3). Ved å ha avansert teknologi kan BWO oppnå et midlertidig konkurransefortrinn. BWO har hatt en rekke pionerer tidligere (se kapittel 4.2.2.1), men andre selskaper har senere også bevist at de klarer å oppnå lignede fremskritt. Per dags dato har BWO den FPSO-en som operer dypest. Nå har SBM fått tildelt en kontrakt om å bygge en FPSO som skal operere enda dypere, men den skal ikke begynne å produsere før i 2016 (Offshore Technology, 2014). I følge figur 4.2 ser man at mange FPSO-selskaper har blitt utkonkurrert de siste årene. En av grunnene til dette er at det har vært begrensninger for noen med tanke på investeringskapasitet og ressurser. Dette underbygger at det er stor rivalisering i markedet og kun de beste aktørene vil bestå.

Vi konkluderer med at det er høy rivalisering mellom eksisterende selskaper.

Figur 4.14 - Oppsummering Porters fem krefter



Kilde: Utarbeidet av forfatter

4.2.4 PESTEL

4.2.4.1 Politiske

BWO sine FPSO-er opererer i en rekke geografiske områder og det er viktig å se på de ulike landenes politiske forhold. I følge CMD (2014) kategoriserer BWO mulighetene de har i ulike land på hvordan myndighetene er å forhandle med. Brasil regnes som vanskelig, Afrika varierer veldig fra land til land og i Mexico-gulven er det store forskjeller på USA og Mexico. BWO er lite interessert i å forhandle med Petrobras på nye prosjekter. Dette er fordi BWO har erfart at planlagte kostnader ikke stemmer overens med faktiske kostnader. Siden Petrobras er en viktig kunde er BWO åpne for forhandlinger, men da må de være helt sikre på kostnadsrisikoen. Som et resultat av dette har BWO foreløpig valgt å satse andre steder.

En mulighet for fremtidig kontrakt som BWO har brukt ressurser på, er Leviathan oljefeltet i Israel. Dette er under utvikling av Noble Energy. Her er det politisk ustabilitet mellom partene, noe som har ført til utsettelse av prosjektet. Feltet er satt på vent siden mars 2015 på grunn av nedgangen i oljeprisen og konflikten mellom Nobel Energy og regjeringen i Israel. BWO eide BW Opal var en kandidat til dette prosjektet (Kvartalsrapport Q4 webcast, 2014).

Et annet eksempel på at politiske faktorer kan være et hinder er at SBM har blitt beskyldt for å bestikke Brasilianske myndigheter. Derfor kan ikke SBM komme med tilbud på kontrakter hos Petrobras, før saken er avgjort i retten (Offshore Energy Today, 2014).

En viktig faktor for selskapets lønnsomhet er skattenivå. Siden BWO har sitt holdingselskap i Bermuda, kan det gi fordeler med tanke på beskatning av utbytte, renter og gevinster fra aksjesalg. Dette kan gi et potensielt konkurransefortrinn (Arntzen, 2000). I og med at flåten opererer i forskjellige land, er det veldig viktig at de forholder seg til internasjonale standarder, lover, regler og HMS. Konsekvensen av å ikke forholde seg til dette, kan bli i bøter og sanksjoner som kan øke driftskostnadene og i verste fall stoppe driften (BW001 Prospectus, 2012). Hver enkelt FPSO må også klassifiseres og reklassifiseres for å opprettholde lover, regler og sikkerhet i de områdene de opererer (DNV, 2014). FPSO-ene trenger ikke gå i dokk under klassifikasjon siden dette ville innebære store kostnader. BWO blir kontrollert av DNV GL i henhold til ISO standarder, og det er de som skal klassifisere den nye Catcher FPSO-en (DNV GL, 2014). Flåten er også sertifisert med International Ship and Port Facility Security Code (Årsrapport, 2014).

4.2.4.2 Økonomiske

Makroøkonomiske forhold vil kunne ha en innvirkning på selskapets lønnsomhet avhengig av hvilket land de opererer i. I vår verdivurdering vil oljepris og utviklingen i FPSO-markedet være de viktigste faktorene (se kapittel 4.1). Mesteparten av inntektene og kostnadene til BWO er i US\$, men de har en del kostnader i annen valuta enn US\$. For å eliminere vekslingsrisiko, tar selskapet posisjoner i terminkontrakter og dermed sikrer de seg mot store valutaendringer (Årsrapport, 2014). De ansetter folk lokalt noe som gir variasjoner i lønningskostnadene. Dette kan gi BWO kostnadsreduksjoner i lavkostnadsland.

BWO har et omfattende forsikringsprogram som dekker ansatte, flåten, forurensing og opprydning, krig, terrorisme og inntektstap på noen FPSO-er. Selskapet opererer i en bransje med mye risiko og betaler en høy premie (Årsrapport 2014).

4.2.4.3 Sosiokulturelle og Samfunnsmessige

BWO er sertifisert med International Organization for Standardization (ISO) 9001, 14001 og Occupational Health and Safety Management (OHSAS) 18001 (Årsrapport, 2014). Dette er internasjonale standarder som omhandler ledelse, miljø og sikkerhet, men standardene er ikke lovpålagt. Ved disse sertifiseringene viser BWO et godt bilde utad til alle interessenter og kan være en fordel ved inngåelse av kontrakter. Et tema som er mye diskutert, er forurensning og oljesøl. Risikoen for olje- eller gass-søl, kan føre til store økonomiske forpliktelser for BWO til myndigheter og eventuelt andre parter (BW001 Prospectus, 2012).

Fordelen med FPSO-er er at oljesøl vanligvis ikke forekommer. Det største oljesølet som er registrert er på 3900 fat/olje, som var grunnet menneskelig feil. Ikke medregnet denne hendelsen har FPSO-er sølt mindre en ca 500 fat/olje (Rigzone, 2015). Ved å ha ISO 14001 forsikrer det interessentene at BWO er skikket til å forebygge og eventuelt behandle forurensing på best mulig måte (ISO, 2015).

Skraping av skip på verdensbasis er en stor industri, hvor 85% av oppdragene blir gjort i lavkostland, med veldig høy risiko og lav lønn for arbeiderne. Ved å skrape skipene, får man penger for metallet. Dersom man gjør dette i lavkostland, er det store besparelser og veldig lønnsomt for bedriftene (Natgeotv, 2015). BWO har aldri skapt et skip, men dersom det blir aktuelt å skrape en FPSO vil prosedyren avhenge av klientens policy. Alternativet er såkalt

grønn skraping som innebærer å selge FPSO-en videre til et selskap som gjør noe annet med skipet.

4.2.4.4 Teknologiske

Som nevnt tidligere i intern- og eksternanalysen er teknologi viktig for selskapet og bransjen. Ved konstant vedlikehold og oppgradering av flåten, klarer BWO å holde sin ledende posisjon i markedet. Kompleksiteten i teknologien har økt veldig de siste årene. Dette er på grunn av krav til større opptak av olje, operasjoner på dypere vann og at man tar opp mer gass. Eksempler på utviklingen er at på 80-tallet produserte man i snitt 25 000 fat/olje per dag, mot 125 000 fat/olje per dag i dag. Maximum dybde har økt fra ca 250 meter i 1980 til 2 600 meter i dag (CMD, 2014). Ved innføring av ny teknologi kan det oppstå feil som fører til redusert oppetid.

5 Regnskapsanalyse

I dette kapitlet vil vi gjennomføre en historisk regnskapsanalyse, for å få et bedre bilde av BWOs verdiskapning. Dette er nødvendig for å kunne forstå selskapet bedre, kombinert med den strategiske analysen. Dermed vil vi ha et best mulig grunnlag for å kunne estimere fremtidig fri kontantstrøm.

Vi har valgt å bruke en analyseperiode på 5 år, da dette tilsvarer en syklus i oljebransjen (se kapittel 4.1.1). I analysen bruker vi reviderte regnskapstall fra årsrapportene i perioden 2010-2014. Videre vil vi sammenligne BWO med peers. I regnskapsanalysen skiller vi mellom operasjonell og finansiell drift. Hovedgrunnen for å skille mellom disse, er at det er de operasjonelle postene som er de viktigste verdidriverne (Petersen og Plenborg, 2012). For å kunne skille mellom operasjonelle og finansielle poster, har vi omgruppert BWOs resultat- og balanseregnskap i perioden (se vedlegg 5.1). Det samme gjelder for SBM (se vedlegg 5.2) og MODEC (se vedlegg 5.3). Nedenfor vil vi kommentere endringene vi har gjort i omgrupperingen. Deretter vil vi analysere verdidriverne ved å gjennomføre en lønnsomhetsanalyse med DuPont-modellen (Petersen & Plenborg, 2012). Videre vil vi avslutte med en risikoanalyse (se vedlegg 5.4).

5.1 Omgruppering

5.1.1 Resultatregnskapet

Resultatregnskapet omgrupperes for å kunne analysere lønnsomheten i de operasjonelle aktivitetene. Det er de operasjonelle postene som er kjernevirksomheten til selskapet. Regnskapet deles inn i driftsinntekter, driftskostnader, ekstraordinære poster, EBITDA, EBIT og NOPLAT (Petersen og Plenborg, 2012). Vi benytter NOPLAT som mål på resultatet fra kjernevirksomheten. Nedenfor kommenterer vi postene som har blitt endret.

5.1.1.1 "Currency hedges and other currency effects"

Posten omhandler risikostyring innen valuta. Siden BWO opererer i mange land, er det naturlig å sikre posisjoner i valuta. Det kan være vanskelig å slå fast om posten er operasjonell eller finansiell. Risikostyring er som nevnt en del av selskapet, men ikke innenfor kjernevirksomheten til BWO, og ansees å være en finansiell post (Petersen og Plenborg, 2012).

5.1.1.2 "Net gain / loss on sale of tangible fixed assets"

Posten inneholder salg av blant annet kjøretøy og utstyr. Dette utstyret brukes typisk i kjernevirksomhet. Selv om salg av slike eiendeler ikke er en del av kjernevirksomheten, anser vi posten som operasjonell.

5.1.1.3 "Share of profit / loss of associated companies"

BWO har bare vært medeier som investor, og vi anser ikke posten for å være en del av kjernevirksomheten. Derfor er det en finansiell post (Petersen og Plenborg, 2012).

5.1.1.4 "Reversal of impairment / impairment"

Posten omhandler verdiendringer knyttet til flåten. I 2011 solgte BWO Ningaloo Vision med tap og måtte nedskrive bokført verdi til salgsverdi (Årsrapport, 2012). Vi anser derfor verdiendringene angående FPSO-ene for å være innenfor BWOs hovedvirksomhet (Petersen og Plenborg, 2012).

5.1.1.5 "Operating tax"

Rapportert skatt i årsregnskapet kan relateres til operasjonelle og finansielle poster. I årsrapportene er det oppgitt den effektive skattesatsen. Vi har valgt å ikke bruke denne, fordi effektiv skatt inneholder finansielle skattefordeler. Ved å bruke formelen under vil man få den operasjonelle skatten (Penman, 2013).

$$\text{Tax on operating income} = \text{Tax expense as reported} + (\text{Net interest expense} * \text{Marginal tax rate}) \quad (13)$$

BWO er som sagt tidligere registrert i Bermuda og er "fritatt for skatt til og med 2036" (Årsrapport, 2013 s.59). BWOs avdelinger rundt om i verden opererer med ulike skatteregler og selskapets operasjonelle inntekter skattlegges i mange ulike land. Derfor har vi valgt å bruke et vektet snitt av marginals-katten i landene hvor BWO opererer (Damodaran, 2015). Vi brukte Damodaran (2015) sin oversikt over marginale skattesatser i de ulike landene BWO opererer. Skattesatsene ble vektet i henhold til hvor mange FPSO-er som opererer i hvert land. Den vektete gjennomsnittlig skattesatsen for 2014 ble 27%. Det er denne skattesatsen vi vil legge til grunn i resten av oppgaven. Skattenivået i landene BWO opererer har vært stabil over perioden, og vi forventer den å holde seg på samme nivå i fremtiden (se vedlegg 5.5 marginals-katt).

5.1.2 Balanseregnskapet

Balansen omgrupperes i operasjonelle og finansielle eiendeler og gjeld. Hvor netto driftsmessige eiendeler minus netto finansielle forpliktelser er lik egenkapital (Petersen og Plenborg, 2012). Finansielle eiendeler og gjeld ansees som rentebærende. Nedenfor kommenterer vi postene som har blitt endret.

5.1.2.1 "Goodwill" og "Other intangible assets"

BWO solgte APL og kjøpte Prosafe i 2010. Dette førte til at det ble en endring i balanseført goodwill. Vi behandler postene som finansielle, fordi vi vil ekskludere effekten av oppkjøp.

5.1.2.2 "Finance lease receivables"

Posten omhandler to FPSO-er som BWO leaser til PEMEX og Rosneft. Verdiene oppgitt i balansen viser utestående beløp som de overnevnte skal betale inn over kontraktperioden "Lease interest" i resultatregnskapet. Dette ser vi på som hovedvirksomheten til BWO og når leasing kontraktene er ferdig vil de overnevnte overta FPSO-ene (Årsrapport, 2013)

5.1.2.3 "Investment in associates" og "Derivatives"

Som nevnt i kapittel 5.1.1.3 behandler vi posten som finansiell, og vi vil i balansen føre posten under finansielle eiendeler. Vi anser derivatene som er oppgitt under eiendeler å være finansielle eiendeler med grunnlag i kapittel 5.1.1.1.

5.1.2.4 "Cash and deposits"

Problemet med kontantbeholdningen, er å fastslå hvor stor del som er nødvendig for den operasjonelle driften (Penman, 2013). En mye anvendt tommelfingerregel, er at operasjonelle kontanter skal være på 2% av inntektene (Damodaran, 2005). I følge BWO (2015) trenger selskapet minimum US\$ 75m i tilgjengelig likviditet i kontantbeholdningen. Dersom ikke denne blir overholdt, kan det i verste fall føre til at BWO mister lånet. Vi har derfor valgt å sette nødvendig kontantbeholdning til US\$ 110m, fordi vi anser det som risikofylt å ligge på minimum verdi. Resterende andel av kontantene blir klassifisert som finansielle eiendeler.

5.1.2.5 "Assets classified as held for sale"

Posten relateres til salg av en FPSO, hvor salgssummen ble brukt til å nedbetale gjeld. BWO driver ikke salg av FPSO i stor skala, men det forekommer oppdateringer av flåten. Derfor anser vi dette som en driftsrelatert post (Årsrapport, 2011) (Petersen og Plenborg, 2012).

5.2 Historisk lønnsomhetsanalyse

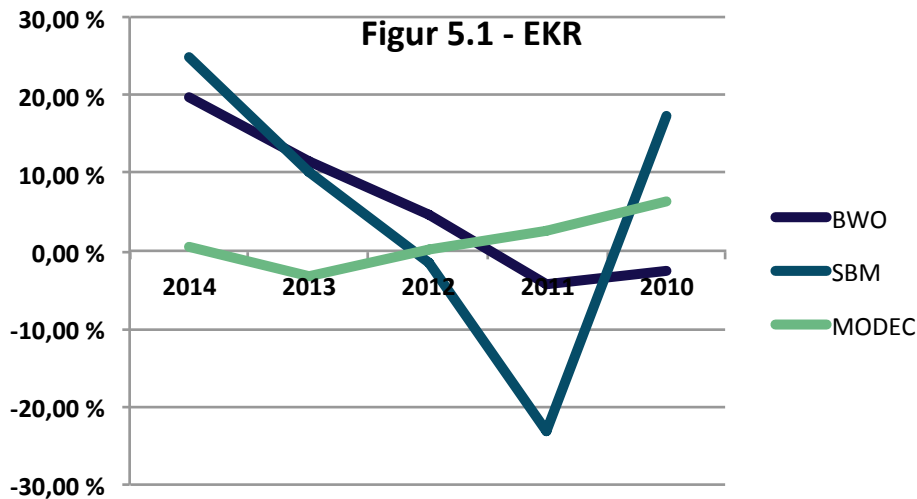
I lønnsomhetsanalysen vil vi analysere BWOs verdidrivere på bakgrunn av den operasjonelle driften. Vi har brukt omgrupperte tall for å gjøre analysen, fordi lønnsomhetsanalysen best sees fra investorenes perspektiv (se vedlegg 5.1, 5.2 og 5.3). I balansen har vi brukt gjennomsnittet av inngående og utgående balanse. Totaloversikt over resultatene fra lønnsomhetsanalysen vises i vedlegg 5.6. Vi vil ta for oss følgende verdidrivere:

- Egenkapitalrentabilitet (EKR)
- Totalkapitalrentabilitet (TKR)
- Profittmargin (PM)
- Totalkapitalens omløpshastighet (TKO)
- Gjeldsgrad
- Spredning

5.2.1 Egenkapitalrentabilitet (EKR)

EKR er avkastningen på egenkapitalen (Penman, 2013). I perioden har BWOs EKR gått fra en negativ avkastning i 2010-2011, til en positiv utvikling de resterende årene (se figur 5.1). I 2014 hadde BWO en EKR på 19,58%. Den negative prosenten i 2010 og 2011 kan forklares i negativ NOPLAT begge årene. Dette kan forklares i nedskrivning (se kapittel 5.1.1.4), kjøpet av Prosafe og salget av APL, samt for høye operasjonelle kostnader enn budsjettet på BW Cidade De São Vicente (Årsrapport, 2011). Den positive utviklingen kan også sees i sammenheng med forbedringene selskapet har gjort i perioden i forhold til overgangen fra FPSO 1.0 til 2.0. (se kapittel 4.2.1)

Ved sammenligning av peers kan vi se av figur 5.1 at BWO og SBM har hatt en nokså lik trend, mens MODECs trend har vært motsatt. Det negative resultatet til SBM i 2011, skyldes nedskrivninger og tap på ikke tilbakevendende poster (SMB Årsrapport, 2011). MODEC har hatt en negativ trend siden 2010. Negativ EKR som følge av negativ NOPLAT i 2013 skyldes tap og nedskrivninger på anleggsmidler. Sammenlignet med peers har BWO levert en tilfredsstillende EKR siden 2012. Men sammenlignet med historisk egenkapitalkostnad, har EKR bare vært tilfredsstillende i 2013 og 2014.

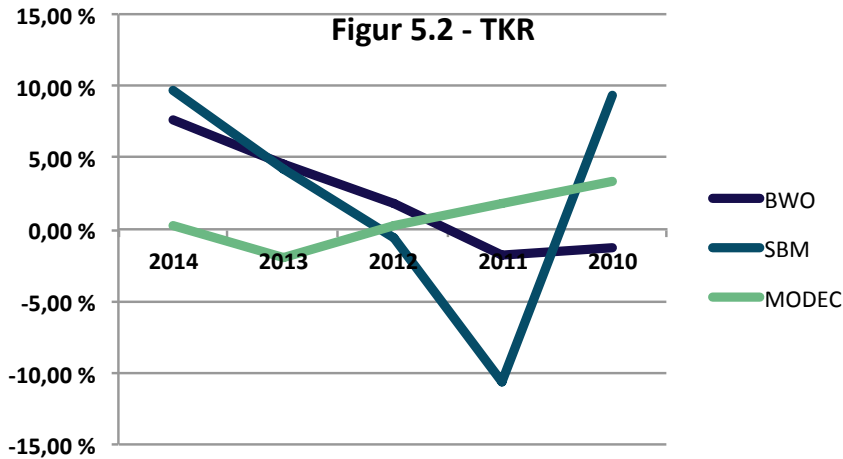


Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.2.2 Totalkapitalrentabilitet (TKR)

TKR er avkastningen på total kapitalen (Penman, 2013). Utviklingen i TKR i perioden kan sees i figur 5.2. Det er stor likhet mellom utviklingen i TKR og EKR. BWO har hatt en stabil gjeldsandel og god tilgang på finansiering, derfor er det ikke noen store utslag i figuren når man inkluderer gjeld. Trenden over perioden har vært positiv, noe som samsvarer med selskapets strategiske utvikling over perioden. Negativ TKR i 2010 og 2011, kan forklares som utviklingen i EKR. Sammenlignet med WACC over analyseperioden, er det bare i 2014 at BWO har superprofitt.

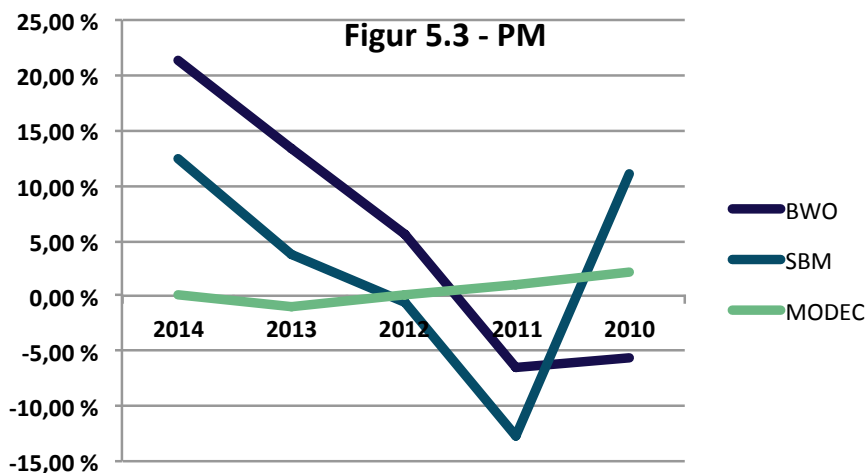
For peers er også utviklingen i TKR lik som EKR, og knekkene kan forklares med negativ NOPLAT. Sammenlignet med SBM har BWO hatt en positiv trend siden 2012, mens det har vært motsatt for MODEC. BWO har levert en tilfredsstillende TKR sammenlignet med gjennomsnittet for peers siden 2012, men ikke i forhold til WACC.



Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.2.3 Profittmargin (PM)

PM viser hvor mye av selskapets inntekter som blir omgjort til profitt (Penman, 2013). BWOs inntekter har økt mer enn kostnadene i perioden. Gjennomsnittlig har inntektene og kostnadene økt med henholdsvis 20% og 13% hvert år i perioden (Årsrapport, 2010-2014). Grunnen til den store inntektsveksten, er at i løpet av 2011 ferdigstilte BWO tre FPSO-er. Disse har vært i drift med en oppetid på 99% og bidratt til den positive utviklingen. Det kan også sees i sammenheng med forbedringene BWO har gjort ved å redusere tids- og kostnadsoverskridelser (se kapittel 4.2.1). Negativ PM i 2010 og 2011 kan forklares ved negativ NOPLAT. For peers har den gjennomsnittlige veksten i inntekter og kostnader hvert år vært lik. I forhold til peers, har BWO hatt den beste utviklingen i PM (se figur 5.3).



Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.2.4 Totalkapitalens omløpshastighet (TKO)

TKO viser hvor effektivt selskapet anvender netto driftsmessige eiendeler (Penman, 2013). I offshorebransjen er det vanlig å ha en lav TKO. FPSO-entreprenørene har store verdier i balansen, langsiktige investeringer og lange kontrakter. Dette tilsier at TKO skal være lav. Vi kan se av tabell 5.1 at BWO har den laveste TKO og ligger på 0,3 i gjennomsnitt. SBM ligger en del høyere fordi deler av inntekten kommer fra verftet de eier. Siden MODEC ikke eier hele flåten 100%, er balanseverdien av anleggsmidlene lav. I tillegg er driftsinntektene høye. Disse to faktorene fører til en høyere TKO.

Tabell 5.1 - TKO	2014	2013	2012	2011	2010
BWO	0,36	0,33	0,30	0,28	0,24
SBM	0,78	1,09	1,02	0,83	0,84
MODEC	1,98	1,99	2,16	1,66	1,64

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.2.5 Gjeldsgrad

Gjeldsgraden viser forholdet mellom netto finansielle forpliktelser og egenkapital (Penman, 2013), hvor netto finansielle forpliktelser er finansiell gjeld minus finansielle eiendeler. Tabell 5.2 viser en økning i gjeldsgrad fra 2010 til 2012, noe som kan forklares i investeringer. Fra 2012 har gjeldsgraden vært stabil grunnet krav fra långiver om 30% egenkapitalfinansiering.

Vi kan se av tabell 5.2 at SBM ligger likt med BWO. Det er på dette nivået vi forventer gjeldsgraden å ligge, da det er en kapitalintensiv bransje. MODEC har en gjeldsgrad under 1. Grunnen til dette kan være at MODEC foretrekker soliditet. Dette kan være en fordel i en bransje med store konjunktursvingninger, som kan medføre perioder med tap. Dersom man sammenligner gjeldsgraden utregnet med omgrupperte tall i forhold til ikke omgrupperte tall, er det stor forskjell på BWO og MODEC. Hovedgrunnen er at BWO har mindre andel finansielle eiendeler i forhold til gjeld enn MODEC. Derfor blir netto finansielle forpliktelser større enn egenkapital, som fører til en lavere gjeldsgrad.

Tabell 5.2 - Gjeldsgrad	2014	2013	2012	2011	2010
BWO	1,57	1,61	1,61	1,38	1,02
SBM	1,52	1,35	1,57	1,19	0,86
MODEC	0,92	0,67	0,46	0,46	0,91

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.2.6 Spredning

Spredningen viser forskjellen mellom TKR og Netto Lånekostnad (NL) og vises i tabell 5.3. Lånefinansiering vil være fordelaktig for aksjonærene dersom spredningen er positiv. Motsatt vil negativ spredning være ufordelaktig for aksjonærene (Penman, 2013). I perioden 2010 til 2012 har NL vært høyere enn de lånte pengenes rentabilitet. I 2013 og 2014 har TKR vært høyere enn NL, og dette har vært fordelaktig for EKR.

Tabell 5.3 - Spredning	2014	2013	2012	2011	2010
Spredning (TKR-NL)	5,31 %	1,92 %	-0,79 %	-4,75 %	-6,11 %
NL	2,30 %	2,55 %	2,51 %	2,94 %	4,77 %

Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO, Årsrapporter

5.3 Risikoanalyse

Likviditet måler evnen til å dekke selskapets forpliktelser og utføre lønnsomme investeringer. Dårlig likviditet kan i verste fall føre til konkurs og er derfor viktig for enhver bedrift. Det er derfor viktig å analysere kort og langsiktig likviditetsrisiko (Petersen & Plenborg, 2012). I risikoanalysen vil vi bruke ukorrigerede regnskapstall, fordi de ukorrigerede tallene er strukturert for kreditorenes perspektiv. Det er ikke nødvendig for kreditorene å skille mellom operasjonell og finansiell gjeld, da alle krav må betales tilbake (Penman, 2013). Vil vi ta for oss likviditetsgrad, soliditetsgrad og rentedekningsgrad (se vedlegg 5.4).

5.3.1 Likviditetsgrad

Likviditetsgrad 1 måler i hvor stor grad omløpsmidlene er finansiert med kortsiktig gjeld. En høy verdi er å foretrekke, og en tommelfingerregel er at en verdi høyere enn to tilsvarer lav kredittrisiko (Petersen & Plenborg, 2012). Siden denne regelen er veldig generell og inkluderer mange bransjer, velger vi å bare sammenligne i forhold til peers. Ut ifra tabell 5.4 kan vi se at BWO har den laveste likviditetsgraden over perioden. Det er bare i 2011 at BWO har hatt tilfredsstillende likviditetsgrad større enn én. Ellers i perioden ser vi det problematisk at BWO ikke klarer å dekke kortsiktig gjeld med omløpsmidlene. En mulig forklaring kan være utbetaling av utbytte. Vi har sett på likviditetsgrad 2, som måler i hvor stor grad de mest likvide omløpsmidlene er finansiert med kortsiktig gjeld (Petersen & Plenborg, 2012). I likviditetsgrad 2 ekskluderer vi varelager og eiendeler for salg. Selskapene har små verdier i disse postene, derfor gjør det lite utslag på verdiene i forhold til likviditetsgrad 1. Vi valgte derfor å ekskludere likviditetsgrad 2.

Tabell 5.4 - Likviditetsgrad	2014	2013	2012	2011	2010
BWO	0,79	0,86	0,67	1,12	0,21
SBM	1,70	1,67	1,16	0,86	1,47
MODEC	1,28	1,05	1,23	1,30	1,26

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.3.2 Soliditetsgrad

Soliditetsgraden viser hvor stor del egenkapitalen utgjør av totalkapitalen. Tabell 5.5 viser egenkapitalandelen over analyseperioden for BWO og peers. For BWO har soliditetsgraden holdt seg over 30%, dette gjenspeiles i BWOs krav fra långivere om kapitalstruktur. I 2011 var det en nedgang i egenkapitalen grunnet negativt årsresultat og utbytte (Årsrapport, 2011).

Fra 2013 til 2014 var det også en nedgang grunnet utbytte og realisert tap på valutasikring (Kvartalsrapport Q4, 2014). Kapitalstrukturen forventes å holde seg stabil i fremtiden. Sammenlignet med gjennomsnittet for peers er soliditetsgraden over perioden nokså lik i forhold til BWO. MODEC hadde den sterkeste soliditeten i begynnelsen av perioden, men de har hatt en negativ utvikling fra 2011 til 2014.

Tabell 5.5 - Soliditetsgrad	2014	2013	2012	2011	2010
BWO	0,31	0,34	0,33	0,32	0,37
SBM	0,28	0,30	0,24	0,26	0,42
MODEC	0,27	0,33	0,44	0,52	0,42

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

5.3.3 Rentedekningsgrad

Rentedekningsgraden måler hvor godt selskapet klarer å dekke netto finanskostnader og vises i tabell 5.6. BWO har hatt en positiv utvikling over perioden. Grunnen er at EBIT har økt hvert år i perioden, mens netto finanskostnader har holdt seg på samme nivå. Økningen i EBIT kan forklares i selskapets strategiske forbedringer og inntektsøkninger over perioden (se kapittel 5.2.3). Sammenlignet med peers forekommer negative verdier for MODEC fordi finansinntektene er større en finanskostnadene. Det vil si at EBIT uten problem dekker nettofinanskostnader.

Tabell 5.6 - Rentedekningsgrad	2014	2013	2012	2011	2010
BWO	4,13	2,95	1,45	0,11	-0,36
SBM	4,37	1,68	0,58	6,94	4,37
MODEC	-3,97	-0,67	-1,11	0,50	22,00

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM / MODEC / BWO, Årsrapporter

Ut i fra regnskapsanalysen kan vi se at BWO er mest sammenlignbar med SBM, da selskapene har like trender. MODEC har motsatt trend spesielt i EKR, TKR, PM og TKO. Noe av grunnen til forskjellene, er at MODEC har liten flåteverdi og høye inntekter og kostnader med liten PM. I tillegg har MODEC høye finansielle inntekter og eiendeler.

6 SWOT

Tabell 6.1 - SWOT	Muligheter	Trusler
Oljepris	Største bidragsyter til energi	Lav oljepris og store fluktueringer
E&P og FPSO marked	Langsiktig mange potensielle prosjekter	Kortsiktig nedgang i investeringer
Kontraktsdekning		Vanskeligere for å forhandle nye kontrakter og forlengelser
Byggeprosessen (Nybygg/Ombygging)		
Flåte		
Geografi		Lokale reguleringer i Brasil, Mexico og Vest-Afrika
Finansiell		Capex mtp omplassering av Azurite og BW Athena
Mannskap		
Rivalisering i markedet		Høy rivalisering

Tabell 6.1	Styrker	Svakheter
Oljepris		
E&P og FPSO marked		
Kontraktsdekning	Delvis beskyttet av lav breakeven pris	Fast kontraktsdekning er lav på lang sikt i forhold til peers.
Byggeprosessen (Nybygg/Ombygging)	Forbedringer fra FPSO 1.0 - 2.0	
Flåte	Pionér i markedet	
Geografi	Russland og Nordsjøen	
Finansiell	Gode forhold til banker, og tilgang på kapital	
Mannskap	99% oppetid, FPSO 1.0 - 2.0	
Rivalisering i markedet		

Kilde: Utarbeidet av forfatter

7 Prognose

Vi vil i prognosen bruke en analyseperiode på fem år frem i tid, som er den eksplisitte prognoseperioden. Videre vil vi estimere en konstantvekst ut over dette i terminalverdien. Hovedinntektene til BWO er dagratene på hver enkel FPSO. Selskapet guider meglerhus på årlig EBITDA for hver FPSO. I prognostiseringen av fremtidig fri kontantstrøm vil vi bruke estimerte EBITDA, som vi har fått i samtale med RS Platou (2015) (se tabell 7.1). Vi har vært i kontakt med BWO, og informasjonen selskapet gir ut til meglerhusene er det nærmeste man kommer dagratene. Dette er fordi de faktiske dagratene er konfidensielle. Vi vil ta for oss hver enkelt FPSO som ikke har fast kontrakt frem til 2019. For FPSO-ene som er på fast kontrakt ut analyseperioden, vil EBITDA være gitt. Dette er fordi leaseinntektene vil være de samme ut hele den faste kontraktsperioden uansett oljepris (se tabell 7.2). Dersom opsjonene blir utøvd, vil det ikke være noen endring i EBITDA (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015). Historisk har sannsynligheten for bruk av opsjoner på de faste kontraktene vært 80-90% (CMD, 2014). Kontraktene som ble utvidet i 2014 og 2015 (se kapittel 4.2.3.3), var på FPSO-ene Berge Helene, Umuroa og ABO. Kontraktene ble henholdsvis forlenget ut 2017, 2016 og 2016. De respektive FPSO-ene har fortsatt opsjoner til og med 2021, 2022 og 2023 (Kvartalsrapport Q4, 2014). Dette gjenspeiler usikkerheten i markedet, da opsjonene er relativt korte i forhold til faktisk mulige opsjoner. Det viser i tillegg at oljeselskapene bruker opsjoner. Som nevnt i kapittel 3.2.1.3 er det mer lønnsomt for oljeselskapene å utøve opsjoner enn å sette inn en ny FPSO på feltet. På FPSO-ene der den faste kontrakten går ut i løpet av analyseperioden, vil vi estimere en forventet verdi av EBITDA på opsjonene. Verdien blir estimert ut ifra sannsynligheten for utøvelse av opsjonen og hva oljeselskapene hadde som ”break-even-pris” da kontrakten ble inngått. Oljeselskapene benytter seg av lavere ”break-even-pris” enn det oljeprisen var da FPSO-ene begynte å produsere olje (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015). Vi har forutsatt en sikkerhetsmargin på 25% nedgang i oljeprisen. Som diskutert i kapittel 4.1.1 forventer vi en økning av prisen i løpet av analyseperioden. Derfor vil det være større sannsynlighet for utøvelse av opsjonene i forhold til ”break-even-pris” (se kapittel 4.2.2.3). Resultatene blir oppsummert i tabell 7.2.

7.1 EBITDA estimering og fremtidig fri kontantstrøm

7.1.1 Abo, Espoir Ivoirien og Cidade de São Mateus

Den faste kontrakten på Abo er ut 2016. Da den begynte å produsere i 2003, var oljeprisen på ca US\$ 35, og vi estimerte en "break-even-pris" på US\$ 26,25. Espoir Ivoirien er på fast kontrakt til og med 2017. Oljeprisen var US\$ 26 da den begynte å produsere i 2002 og vi får en "break-even-pris" på US\$ 19,5. Grunnet ulykken på Cidade de São Mateus, vil den ikke være i drift i 2015 og bidrar med null EBITDA. Forsikringsutbetalingen kommer i etterkant av etterforskningen. Vi forventer at den er tilbake i produksjon i 2016 med full inntjening (se kapittel 4.2.2.1). Den faste kontrakten er til og med 2018 og "break-even-prisen" er US\$ 35,25. Da "break-even-prisen" er veldig lav på kontraktene, har vi estimert en forventet EBITDA verdi på opsjonene for FPSO-ene på 95% (se tabell 7.1). Selv om oljeprisen forblir i det lave senarioet (se kapittel 4.1.1), vil disse kontraktene med høy sannsynlighet være lønnsom.

7.1.2 Polvo, Umuroa og Sendje Berge

Den 1.4.2015 ble kontrakten til Polvo utvidet ut 2016 (Årsrapport, 2014). "Break-even-prisen" er estimert til US\$ 48,75 og med fornyelsen i 2015 forventer vi høy sannsynlighet for bruk av opsjoner i resten av perioden. Umuroa har kontrakt til og med 2016 og begynte produksjonen samtidig som Polvo. Derfor anser vi sannsynligheten for å være lik Polvo. Den faste kontrakten på Sendje Berge går ut i 2018. "Break-even-prisen" i 2005 er estimert til å være US\$ 43,5. Vi forventer en sannsynlighet for utøvelse av opsjoner på 90% i perioden for disse FPSO-ene (se tabell 7.1).

7.1.3 Berge Helene og BW Pioneer

Både Berge Helene og BW Pioneer har kontrakt ut 2017. Henholdsvis begynte FPSO-ene å produsere i 2006 og 2012, derav ulik "break-even-pris". Estimert var "break-even-prisen" for Berge Helene US\$ 58,5 og BW Pioneer US\$ 78,75. Siden "break-even-prisen" her er noe nærmere forventet oljepris, estimerte vi sannsynligheten for utøvelse av opsjonene på FPSO-ene til å være 80% og 60% (se tabell 7.1).

7.1.4 BW Athena

BW Athena har kontrakt ut 2015, og kontrakten er begjært terminert. Det er laget en ny kontrakt om å fortsette produksjon med 60 dagers gjensidig oppsigelse. Her vil produksjonen fortsette dersom det gir begge parter en positiv kontantstrøm (BW Offshore, 2015). Vi ser på sannsynligheten for bruk av opsjoner som lav med tanke på høy ”break-even-pris” og den nye kontrakten. Siden opsjonsutsiktene er veldig usikre, forutsetter vi at BW Athena vil omplasseres i løpet av perioden da det er mange muligheter i FPSO-markedet (se kapittel 4.1.2). Vi legger inn en forventet sannsynlighet på 40% av EBITDA i resten av perioden (se tabell 7.1). Inkludert i estimatet er det lagt inn en investering på US\$ 100m for omplassering (se kapittel 4.2.3.1). BW Athena er en robust kandidat for omplassering, da den er liten og kan gå på små felt (Pareto Securities, 2015).

FPSO	Sannsynlighet	Oljepris	Break-even	EBITDA	Forventet EBITDA
POLVO	90 %	65	48,75	10	9
BW ATHENA	40 %	80	60	51	20,4
ABO	95 %	35	26,25	18	17,1
UMUROA	90 %	65	48,75	10	9
ESPOIR IVOIRIEN	95 %	26	19,5	11	10,45
BERGE HELENE	85 %	78	58,5	31	26,35
BW PIONEER	70 %	105	78,75	90	63
SENDJE BERGE	90 %	58	43,5	55	49,5
CIDADE DE SÃO MATEUS	95 %	47	35,25	60	57

Kilde: Utarbeidet av forfatter / RS Platou, 2015

7.1.5 Azurite

Den faste kontrakten til Azurite var opprinnelig ut 2016. Kontrakten ble terminert fra 1 mai 2014 og BWO har mottatt kompensasjon for resterende kontraktinntekter ut 2016 (Årsrapport, 2014). Den ligger foreløpig på et verft i Singapore i påvente av omplassering. Azurite bidrar med negativ EBITDA i 2015. Det er interesse i markedet for Azurite og nye kontrakter vurderes fortløpende (Intervju, Commercial Analyst BW Offshore, 2015). Vi forutsetter at FPSO-en blir omplassert til 2017 med investering på US\$ 200m (se kapittel 4.2.3.1) i 2016 (se tabell 7.2).

7.1.6 Peregrino og P-63

Peregrino er FPSO-en BWO opererer for Statoil. Den faste kontrakten er ut 2018 og vi forventer at opsjonen blir utøvd siden opsjonsperioden er til og med 2033. P-63 opererer

BWO for Petrobras. Etter 2016 vil Petrobras overta FPSO-en og BWO vil ikke ha noe mer med den å gjøre (se tabell 7.2).

7.1.7 Catcher

I mars 2014 fikk BWO tildelt kontrakt til Catcher FPSO for Premier Oil på Catcher oljefeltet i Storbritannia (BW Offshore, 2014). I forkant av kontraktstildelingen utførte selskapet en grundig FEED over ett og et halvt år og brukte US\$ 14m. Dette har vært med på å øke sannsynligheten for å få kontrakten (se kapittel 4.2.1). Den faste kontrakten er fra 2017 – 2024, med opsjoner til 2042. På Catcher-feltet ble BWO foretrukket over Bluewater og Teekay Petrojarl (2b1stconsulting, 2013). Den totale investeringen i prosjektet er på US\$ 1200m (CMD, 2014). Vi har delt investeringen over tre år fra 2015 til 2017 og fordelt det på skrog, ”topside” og moringssystem. Henholdsvis US\$ 500m, US\$ 500m og US\$ 200m. Når Catcher begynner å produsere, forventes det en EBITDA på US\$ 180m (Kolstø, 2014). Den begynner produksjon etter første kvartal i 2017, derfor har vi redusert EBITDA med 25% (se tabell 7.2).

7.1.8 Fremtidige investeringer

På lang sikt er det mange potensielle prosjekter (se kapittel 4.1.2). Derfor har vi i prognosen forutsatt at BWO vil få tildelt nye prosjekter der de enten skal bygge en ny FPSO eller utføre en ombygging i fremtiden. Gjennomsnittlig har investeringer i FPSO-er vært US\$ 300m (Årsrapport, 2010-2014). Fordi Catcher-prosjektet vil øke fremtidige investeringer, forventer vi at investeringer i terminalåret vil ligge høyere en det historiske gjennomsnittet. I tillegg legger vi til grunn Upstream Capital Cost Index (UCCI). Det er en indeks som viser prosentvis økning i investeringer i E&P bransjen fra 2010 til 2014. Gjennomsnittlig har økningen vært 2,66% hvert år over perioden og det er et godt mål på hvordan veksten i investeringer vil være i FPSO-markedet (se vedlegg 7.1). Fremtidige investeringer i nye prosjekter vil påløpe i 2019 og være på US\$ 342m. Estimater er utregnet med utgangspunkt i gjennomsnittlige historiske investeringer og årlig vekst i UCCI over perioden. Vi forventer at selskapets investeringer vil holde seg på dette nivået i fremtiden (se tabell 7.2).

BWO har utført FEED på forskjellige oljefelt som foreløpig er satt på vent på grunn av lav oljepris. Dersom oljeprisen stiger, forventer vi at selskapet vil ta en del av disse kontraktene. Eksempler på felt som BWO har vurdert, er Leviathan (se kapittel 4.2.4.1), Ayatsil og Kudu.

Ayatsil-oljefeltet, som opereres av PEMEX er foreløpig satt på vent. BWO har vært favoritter til dette prosjektet og kan ha en fordel i kontraktstildelingen ved at de allerede er på kontrakt for PEMEX med Yuum K'ak'Náab (2b1stconsulting, 2013).

7.1.9 Avskrivninger

BWO har fra 2014 økt eierandelen i Petroleo Nautipa fra 50-100%. I 2015 forventer vi at avskrivningene holder seg på samme nivå som i 2014, da flåteverdien økes noe. Avskrivningene reduseres i 2016 og jevnt fremover i tid fordi, den totale flåteverdien eksklusiv nyinvesteringer reduseres. I 2017 vil Catcher starte produksjonen, dermed vil avskrivningene øke. Siden Catcher er en ny FPSO, forventer vi en levetid på 30 år og bruker lineære avskrivninger. I tillegg vil omplasseringene av Athena og Azurite øke avskrivningene noe. Totalt sett vil avskrivningene ha en topp i 2017 og deretter reduseres (se vedlegg 7.2 og Tabell 7.2).

7.1.10 Skatt

Vi bruker tidligere estimert marginalsatt på 27% i prognosen (se kapittel 5.1.1.5).

7.1.11 Arbeidskapital

Arbeidskapitalen setter vi til 25% av EBITDA, fordi det er dette nivået den har lagt på historisk. DNB Markets beregner faktisk arbeidskapital til å være 23% i 2013, 26% i 2014. Estimert for 2015 ligger verdien på 25%. Vi vil derfor bruke gjennomsnittlig verdi på 25% for resten av analyseperioden (DNB Markets, 2015).

7.1.12 Andre poster

Fordi vi bruker EBITDA til å prognostisere fri kontantstrøm, blir det vanskelig å vise til endringer i postene andre inntekter, andre kostnader, administrasjonskostnader, konstruksjonskontraktinntekter og finansielle leieinntekter. Dette er på grunn av at de inkluderes i EBITDA estimatene. Andre inntekter og kostnader er hovedsakelig FEED og disse postene nulles ut (se kapittel 4.2.1). Administrasjonskostnadene inkluderes i EBITDA-estimatene og har historisk vært rundt 6 % av totale inntekter. Konstruksjonskontraktinntekter blir fjernet fra 2014 fordi BWO ikke lenger vil gjøre slike prosjekter (CMD, 2014).

7.1.13 Goodwill

Vi forutsetter ikke endringer i goodwill, da det er lite sannsynlig at BWO kommer til å gjøre noen oppkjøp av andre firmaer i analyseperioden. Med investeringene vi har lagt til grunn i prognosen har selskapet ikke kapital til å foreta oppkjøp.

7.1.14 Terminalverdi

Vi forutsetter at BWO når stabil vekst i den eksplisitte perioden fordi betaen er nær én, gjeldskostnaden er stabil, selskapet er en av de største aktørene i markedet og har stabile inntekter i fremtiden (Damodaran, 2012). Derfor vil vi bruke stabil vekst i terminalverdien. I følge Damodaran (2012) kan man bruke risikofri rente på 2,17% (se kapittel 8.1.1) som en proxy for terminalveksten, fordi den tar for seg forventet inflasjon og realrente. En mye brukt metode er å se på fremtidig vekst i brutto nasjonal produkt (BNP) i det globale markedet. I følge Conference Board (2015) vil gjennomsnittlig vekst i BNP i det globale markedet være 2,7%. Videre har vi valgt å bruke ett gjennomsnitt av metodene og da får vi en estimert terminalvekst på 2,43% (se tabell 9.1).

Tabell 7.2 - Fri kontantstrøm						
US\$ Millioner	Fast kontrakt periode	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E
POLVO	2007-2016	10	10	9,0	9,0	9,0
BW ATHENA	2012-2015	51	20,4	20,4	20,4	20,4
ABO	2003-2016	18	18	17,1	17,1	17,1
UMUROA	2007-2016	10	10	9,0	9,0	9,0
ESPOIR IVOIRIEN	2002-2017	11	11	11	10,5	10,5
BERGE HELENE	2006-2017	31	31	31	24,8	24,8
BW PIONEER	2012-2017	90	90	90	54,0	54,0
SENDJE BERGE	2005-2018	55	55	55	55	49,5
CIDADE DE SÃO MATEUS	2009-2018	0	60	60	60	57,0
BELOKAMENKA	2004-2019	5	5	5	5	5
BW CIDADE DE SÃO VICENTE	2009-2019	22	22	22	22	22
PETRÓLEO NAUTIPA	2002-2020	18	18	18	18	18
YÜUM K'AK'NÁAB	2007-2022	10	10	10	10	10
BW JOKO TOLE	2012-2022	60	60	60	60	60
CATCHER	2017-2024			135	180	180
P-63	2013-2016	4	4			
PEREGRINO	2013-2018	4	4	4	4	4
AZURITE		-4	0	45	45	45
Opsjoner						
TOTAL EBITDA		395,00	428,40	601,50	603,75	595,25
Avskrivning		223,00	210,00	247,00	240,00	230,00
EBIT		172,00	218,40	354,50	363,75	365,25
Skatt		46,44	58,97	95,72	98,21	98,62
NOPLAT		125,56	159,43	258,79	265,54	266,63
Avskrivning		223,00	210,00	247,00	240,00	230,00
Endring i arbeidskapital		-41,25	8,35	43,28	0,56	-2,13
Investering Azurite			-200,00			
Investering Athena				-100,00		
Investering nybygg/ombygg						-342,00
Investering Catcher		-500,00	-500,00	-200,00		
Fri Kontantstrøm		-192,69	-322,22	249,06	506,10	152,51

Kilde: Utarbeidet av forfatter / RS Platou, 2015

8 Avkastningskrav

I dette kapitlet vil vi vise hvordan vi kommer frem til avkastningskravet. Egenkapital- og gjeldskostnaden vil bli kommentert hver for seg. Resultatene sammen med selskapets kapitalstruktur utgjør avkastningskravet WACC.

8.1 Egenkapitalkostnad

For å regne ut egenkapitalkostnaden bruker vi CAPM. Modellen har en del forutsetninger som ikke er realistiske, men siden det ikke finnes noen alternativ modell som er praktisk anvendbar bruker vi denne (Kaldestad & Møller, 2012). Nedenfor vil vi ta for oss egenkapitalkostnaden, og resultatene blir oppsummert i tabell 8.4.

8.1.1 Risikofri rente

Risikofri rente som blir brukt skal være like lang som levetiden på selskapet. Siden kontantstrømmen skal bli sett på som ”evig”, bør man da bruke 30 års statsobligasjoner. Dette velger vi ikke å bruke på grunn av høy likviditetsrisiko. Derfor bruker vi 10 års amerikanske statsobligasjoner på grunn av at disse blir sett på som veldig sikre og har en AAA rating (Damodaran, 2015). En annen grunn for å bruke amerikanske statsobligasjoner, er at vi slipper inflasjon- og valutarisiko siden kontantstrømmen er i US\$ (Petersen & Plenborg, 2012). Den 31.12.2014 var 10 år amerikanske statsobligasjoner på 2,17%.

8.1.2 Beta

For å finne et estimat på BWOs beta har vi valgt å bruke et gjennomsnitt av flere metoder. Vi vil bruke regresjonsanalyse, beta fra peers, industribeta og fundamentalbeta. Dette gjør vi for å redusere enkeltmetodenes svakheter og dermed få et bedre betaestimat.

8.1.2.1 Regresjonsbeta

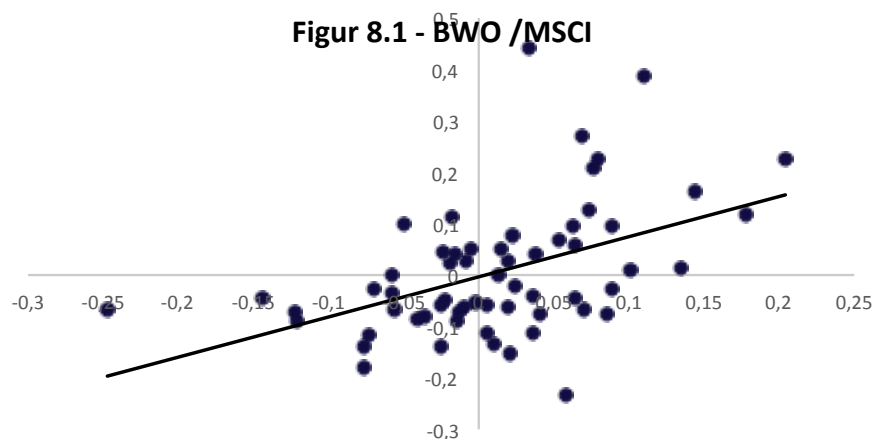
Vi har gjort en regresjonsanalyse på historisk data for BWO og peers. Her har vi valgt å bruke historisk avkastning på fem år, som utgjør 60 månedlige observasjoner. Dette er fordi det reduserer skjevheter i perioder der aksjen ikke handles (Damodaran, 2012). Vi lastet ned månedlige data fra Oslo Børs, Morgan Stanley Capital International (MSCI) World Index,

Tokyo Stock Exchange (TSE) og Amsterdam Stock Exchange (AEX) til og med 31.12.2014. Resultatene fra regresjonen kan sees i vedlegg 8.1.

Tabell 8.1 - Regresjonsbeta	BWO/OSE	BWO/MSCI	MODEC/TSE	SBM/AEX
β	0,94	0,78	1,19	1,43
R ²	0,12	0,22	0,37	0,29
Intercept	0,001	-0,004	-0,004	-0,006
T-stat	2,88	4,10	5,94	4,82

Kilde: Utarbeidet av forfatter / OSE / MSCI / TSE / AEX

Vi valgte å bruke BWO/MSCI som regresjonsbeta og ekskludere BWO/OSE fra gjennomsnittet. Dette er fordi Oslo Børs er høyt vektet av olje- og gasssektoren og at vi ikke kan ha to regresjonsbetaer for BWO. Som vi kan se i tabell 8.1, fikk vi en egenkapitalbeta på 0,78. Dette er noe lavere enn estimatet på 0,94. Vi forventet at BWOs beta ble lavere på verdensindeksen enn på Oslo Børs på grunn av mindre samspill med olje- og gasssektoren. Nedenfor i figur 8.1 kan vi se regresjonslinjen og forholdet mellom månedlig avkastning for BWO og MSCI.



Kilde: Utarbeidet av forfatter / MSCI / BWO

8.1.2.2 Beta peers

Ved å bruke regresjonsbetaene oppgitt i tabell 8.1 for SBM og MODEC, regnet vi ut en gjennomsnittlig unlevered beta for peers (Damodaran, 2012). Den gjennomsnittlige regresjonsbetaen for peers blir unlevered med gjennomsnittlig markedsverdi av gjeld delt på egenkapital for peers, for å eliminere effekten av kapitalstruktur. Deretter estimerte vi levered beta for BWO ved å bruke selskapets markedsverdi av gjeld og egenkapital noe som gav en beta 1,47 (se tabell 8.2). Levered beta for BWO blir en del høyere enn regresjonsbetaen. Forskjellen ligger i høyere gjennomsnittlig regresjonsbeta og lavere kapitalstruktur for peers.

Tabell 8.2	BWO	MODEC	SBM	Gjennomsnitt
Regresjons Beta	0,78	1,19	1,43	1,31
MV Egenkapital	695,1	959,3	2041,2	
MV Gjeld	1830	1858	5228	
Gjeld/Egenkapital	2,63	1,94	2,56	2,25
Skatt	27 %	28 %	30 %	29 %
Unlevered	0,50			
Levered	1,47			

Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO / MODEC / SBM, 2014

8.1.2.3 Industribeta

For å finne industribeta har vi valgt å bruke Damodaran (2015) sine beregninger. Metoden han bruker er et snitt av betaen til alle selskapene i samme sektor. Betaen i olje og gass (E&P) er 1.27 og basert på 392 selskaper over hele verden. Svakheten med denne metoden er at ikke alle selskapene kan sammenlignes med BWO og at det derfor er en del støy.

8.1.2.4 Fundamentalbeta

Metoden benytter BWO sin risikoprofil for å estimere beta (Petersen & Plenborg, 2012). Den deler selskapet sin risiko i operasjonell og finansiell risiko. Vi har fulgt oppsettet i Petersen & Plenborg (2012), for å finne den fundamentale betaen. I denne analysen har vi gått ut i fra den strategiske analysen og rangert de ulike risikofaktorene fra lav til høy. Ut i fra analysen ble den operasjonelle risikoen ansett som høy og den finansielle risikoen som middels. Dette gir i følge Petersen & Plenborg (2012 s.262) en egenkapitalbeta i intervallet 1,15-1,4. Vi velger å sette fundamentalbetaen til 1.3 (se vedlegg 8.2).

8.1.3 Markeds- og landrisikopremie

I oppgaven valgte vi å bruke historisk premie. I følge Damodaran (2015) er den historiske risikopremien 5,75% for det amerikanske markedet. I følge Fernandez (2014) som bruker spørreundersøkelse ligger risikopremien på 5,4% for det amerikanske markedet. Da BWO er eksponert for risiko i de ulike landene de opererer i, valgte vi å estimere en justert risikopremie. Dette er fordi det bedre gjenspeiler risikoen BWO har ved å operere i mange forskjellige områder. For å få med risikopremien knyttet til landene BWO opererer i, bruker vi Damodarans tabell for risikopremie i en rekke land. Risikopremiene er regnet ut fra de ulike landenes obligasjonsrating (Damodaran, 2015). Vi regnet ut et gjennomsnitt av

risikopremiene fordelt på de regionene BWO opererer i. Ut i fra dette vektet vi gjennomsnittet på hvor mye inntekter BWO har i regionene (Damodaran, 2012). Den vektete gjennomsnittlige markedets risikopremie er 8,10% (se tabell 8.3). Vi forventer at markedets risikopremie holder seg stabil i fremtiden fordi BWO vil i stor grad fortsette å operere i de samme geografiske områdene. Ved bruk av CAPM ender vi på en egenkapitalkostnad på 11,93%, som vi kan se i tabell 8.4.

Tabell 8.3 - Risikopremie Total Risikopremie	
Usa	5,75 %
Mexico	7,55 %
Brasil	8,60 %
Gjennomsnitt	7,30 %
Nigeria	11,55 %
Elfenbenkysten	12,50 %
Kongo	11,15 %
UK	6,35 %
Russland	8,60 %
Norge	5,75 %
Gjennomsnitt	9,32 %
Singapore	5,75 %
Indonesia	9,05 %
New Zealand	5,75 %
Gjennomsnitt	6,85 %
Vektet gjennomsnitt	8,10 %

Kilde: Utarbeidet av forfatter / Damodaran

8.1.4 Likviditet- og småselskapspremie

BWO er notert på Oslo Børs og blir i gjennomsnitt omsatt for NOK 9m daglig (Oslo Børs, 2015). I følge PWC (2014) er det ikke nødvendig med småselskapspremie, da markedsverdien av BWO er over NOK 5000m. På bakgrunn av dette velger vi ikke å legge til en likviditet- eller småselskapspremie.

Tabell 8.4 - Egenkapitalkostnad	
Risikofri rente	2,17 %
Beta	1,20
Markedets risikopremie	8,10 %
Egenkapitalkostnad	11,93 %
BWO/MSCI	0,78
Fundamentalbeta	1,3
Industribeta	1,27
Beta peers	1,47
Gjennomsnittlig beta	1,20

Kilde: Utarbeidet av forfatter

8.2 Gjeldskostnad

For å estimere BWOs gjeldskostnad, har vi kalkulert YTM på utestående lån og obligasjoner. Deretter vektet vi YTM i forhold til størrelsen på gjelden og kom frem til en gjeldskostnad for selskapet på 7,32% (se vedlegg 8.3 og tabell 8.5). I tillegg kalkulerte vi en syntetisk rating, basert på Damodaran (2015) sin fremgangsmåte, for å sammenligne med YTM. Man tar gjennomsnittlig EBIT delt på rentekostnad over fem år. Deretter leser man av rentedekningsgraden i Damodaran (2015) sin tabell, som gir en syntetisk rating på B. Etter at man har funnet ratingen, legger man til risikofri rente og vi får en estimert gjeldskostnad på 7,11%. Vi velger å bruke 7,32% som gjeldskostnad siden dette er det nærmeste vi kommer den reelle lånekostnaden (Titman & Martin, 2014). Sammenlignet med den syntetiske ratingen er estimatene like.

8.3 WACC

Markedsverdi av egenkapital regner vi ut ved å ta antall utestående aksjer multiplisert med aksjepris. Da får vi en markedsverdi på NOK 5167m. Verdien i NOK blir så regnet om til US\$ med en valutakurs på US\$/NOK 7,43. Dette gir en verdi i US\$ på 695m per 31.12.2014. Markedsverdien av gjelden er US\$ 1830,2m som er virkelig verdi av selskapets utestående gjeld og obligasjoner (se vedlegg 8.3). Selskapets kapitalstruktur er med markedsverdien av egenkapital og gjeld, henholdsvis 27,53% og 72,247%. Vi forventer at kapitalstrukturen holdes stabil i fremtiden. Ut ifra våre estimerte verdier er BWOs WACC 7,16%, som vist i tabell 8.5. Selskapet selv oppgir i Årsrapporten (2014) at de bruker en WACC på 7%.

Tabell 8.5 - WACC	
MV egenkapital	695,1
MV gjeld	1830,2
Totalkapital	2525,3
Vekt egenkapital	27,53 %
Vekt gjeld	72,47 %
Gjeldskostnad	7,32 %
Egenkapitalkostnad	11,93 %
Skatt	27 %
WACC	7,16 %
Kilde: Utarbeidet av forfatter	

9 Verdivurdering

9.1 Verdivurdering ved bruk av den diskonterte kontantstrømmodellen

BWO sin frie kontantstrøm til totalkapitalen forklares i prognosen og vises i tabell 7.2. Den frie kontantstrømmen er negativ i 2015 og 2016. Dette er på grunn av investeringene selskapet har i forbindelse med Catcher-prosjektet og omplassering av Azurite. Kontantstrømmen i 2017-2019 er veldig drevet av Catchers EBITDA-bidrag og den vil være med på å sikre kontantstrømmen i fremtiden.

Nåverdien av BWO sin frie kontantstrøm estimeres til US\$ 233,71m ved å bruke en diskonteringsrente (WACC) på 7,16% (se tabell 8.5). Terminalverdien estimeres til US\$ 2337,19m. Totalkapitalen er i følge våre estimater US\$ 2570,90m. For å finne verdien av egenkapitalen trekker vi fra markedsverdien av gjelden. Da blir markedsverdien av egenkapitalen US\$ 740,9m. Med 688 006 004 aksjer utestående og en valutakurs på US\$/NOK 7,43 blir aksjeprisen NOK 8,00. Resultatene vises i tabell 9.1. Aksjeprisen på Oslo Børs den 31.12.2014 var NOK 7,51. Dette indikerer en hold-anbefaling på BWO aksjen. I prognosen har vi benyttet oss av informasjon utover 31.12.2014 og som er inkludert i BWO sin årsrapport 2014. Årsrapporten kom ut den 30.3.2015. Da kvartalsrapporten Q4 (2014) kom ut den 16.2.2014 hadde markedet samme informasjon som oss og aksjeprisen var NOK 7,20.

Terminalverdien utgjør 91% av den estimerte totalkapitalen. Kontantstrømmen i den eksplisitte perioden utgjør dermed 9%. Dette kan forklares i høye investeringer i analyseperioden og den estimerte veksten i terminalverdien. Siden terminalverdien utgjør så mye av totalkapitalen, vil forholdene som påvirker dette analyseres i sensitivitetsanalysen.

Tabell 9.1 - Verdivurdering	2015E	2016E	2017E	2018E	2019E	2020E
Fri Kontantstrøm (US\$ Millioner)	-192,69	-322,22	249,06	506,10	152,51	
Diskonteringsrente (WACC) 7,16%						
Terminal vekst 2,43%						
Diskontert fri kontantstrøm	-179,82	-280,60	202,40	383,80	107,93	
Total nåverdi fri kontantstrøm	233,71					
Terminal verdi						3302,61
Nåverdi terminalverdi	2337,19					
Totalkapital	2570,90					
Verdi av gjeld	1830					
Verdi av egenkapital	740,90					
Aksjer utestående	688,01					
Aksjepris US\$	1,08					
US\$/NOK	7,43					
Aksjepris NOK	8,00					

Kilde: Utarbeidet av forfatter

9.2 Multiplikatoranalyse

Vi vil supplere resultatet av den diskonterte kontantstrømmodellen med multiplikatoranalyser. Multiplikatorene vi har valgt å ta for oss er EV/EBITDA, P/E og P/B. Tabell 9.2 presenterer multiplikatorene for peers, industrigjennomsnittet i E&P bransjen fra Damodaran (2015) og BWO. Vi valgte å inkludere BWO sine multiplikatorer i tabell 9.2 slik at man lettere kan se forskjellene. Multiplikatorene fra Damodaran (2015) inkluderer 392 selskaper i E&P og gir et bredt bilde på markedet. Beregningene i tabell 9.2 kan sees i vedlegg 9.1.

Tabell 9.2	EV/EBITDA	P/E	P/B
SBM	7,85	3,13	0,65
MODEC	7,69	21,29	1,21
Gjennomsnitt Peers	7,77	12,21	0,93
Damodaran (E&P)	5,09	17,72	1,35
BWO	4,85	3,71	0,58

Kilde: Utarbeidet av forfatter / SBM, MODEC, BWO, 2014 / Damodaran

9.2.1 EV/EBITDA

EV/EBITDA multiplikatoren multipliseres med BWOs EBITDA for å estimere verdien av totalkapitalen. Vi trekker fra markedsverdien av gjelden, deler på antall aksjer og får en aksjepris i forhold til peers på NOK 23,90 og E&P på NOK 8,84. Resultatet i forhold til peers virker veldig høyt. Dette er fordi selskapene har lav EBITDA i forhold til EV. I forhold til E&P er resultatet nokså likt som i den diskonterte kontantstrømmodellen.

9.2.2 P/E

P/E multiplikatoren multipliseres med BWOs årsresultat for å estimere verdien av egenkapitalen. Resultatet for peers og E&P er en aksjepris på henholdsvis NOK 24,68 og NOK 35,82. Estimert for peers trekkes veldig opp av MODEC, som har et veldig lavt årsresultat i forhold til verdien av egenkapitalen. Dersom vi kun sammenligner med SBM, får vi en aksjepris på NOK 6,33. Dette resultatet er nærmere resultatet vi fikk i den diskonterte kontantstrømmodellen. Det er vanskelig å trekke noen konklusjon av resultatene da estimatene varierer veldig.

9.2.3 P/B

P/B multiplikatoren multipliseres med selskapets bokførte egenkapital for å estimere markedsverdien av egenkapitalen. Estimert verdi på egenkapitalen er i forhold til peers på NOK 12,00 og E&P på NOK 17,74. Gjennomsnittet for peers trekkes også her opp av MODEC. P/B-multiplikatoren indikerer at aksjen er underpriset, men vi synes allikevel at estimatene er høye i forhold til den estimerte aksjeprisen. Dersom vi kun sammenligner BWO med SBM er aksjeprisestimatet NOK 8,39. Dette er mer i tråd med estimatet fra den diskonterte kontantstrømmodellen.

9.2.4 Konklusjon multiplikatoranalyse

Resultatene fra multiplikatoranalysene indikerer både for gjennomsnittet av peers og E&P at BWO er underpriset i forhold til resultatet av den diskonterte kontantstrømmodellen (se tabell 9.1). Dette indikerer en kjøpsanbefaling på BWO aksjen. Som vi ser i regnskapsanalysen er SBM mest lik BWO og dette fører til at MODEC fordreier multiplikatorene noe i forhold til peers (se kapittel 5). Dersom BWO bare sammenlignes med multiplikatorene til SBM er resultatene nok så like som resultatene av den diskonterte kontantstrømmodellen. Multiplikatorene P/E og P/B tar ikke hensyn til kapitalstruktur, vekst, risiko og regnskapsprinsipper, og dette kan gjøre estimatene mindre presise. Fordi det er stor spredning i multiplikatorestimatene, vil vi ikke legge stor vekt på analysen i handelsanbefalingen.

10 Sensitivitetsanalyse

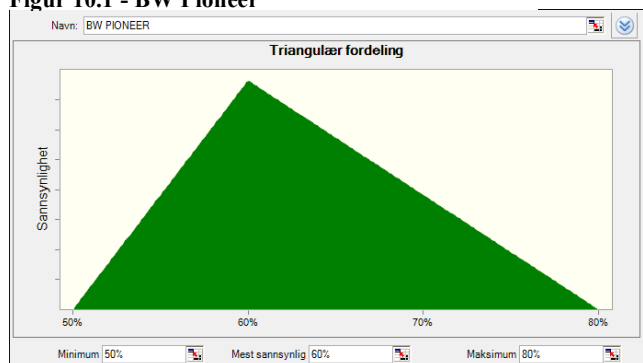
10.1 Monte Carlo-simulering

I dette kapitlet skal vi estimere usikkerheten til de viktigste variablene i den diskonterte kontantstrømmen. Med Monte Carlo-simuleringen kan vi se hvordan utslaget i aksjeprisen blir med endringer i variabler som vekst i terminalåret, sannsynlighetene for opsjoner, avkastningskrav og fremtidige investeringer. Monte Carlo-simuleringen gjøres ved bruk av ”Oracle Crystal Ball”, som er et Excel-tillegg. I simuleringen defineres variablene som til slutt vil påvirke aksjeprisen. Med gitt forventningsverdi og sannsynlighetsfordeling på variablene, simuleres scenarioene 100 000 ganger og man kommer frem til den ”mest sannsynlige” aksjeprisen for BWO.

Simuleringen tar utgangspunkt i verdivurderingen gjennomført i kapittel 9.1 (Base case). Vi anser scenarioet base case som mest sannsynlig. Variablene som kan endre seg i kontantstrømmen påvirker aksjeprisen i ulik grad. Derfor forutsetter vi minimums- og maksimumsverdier i forhold til verdiene estimert i base case. Variablene gis enten en normalfordelt, triangulær eller uniform distribusjon i forhold til hvordan vi anser forventningsverdi og sannsynlighetsfordeling.

Endringen i EBITDA påvirkes bare i forhold til sannsynligheten for bruk av opsjoner. Eksempelvis estimeres opsjonene til BW Pioneer med en triangulær distribusjon. Med en forventningsverdi for bruk av opsjon på 60%, har fordelingen en minimums- og maksimumsverdi på henholdsvis 50% og 80%, som vist i figur 10.1. Vi forutsatte disse verdiene fordi vi forventer en høyere oljepris i 2018 og større sannsynlighet for at opsjonen blir utøvd (se kapittel 7).

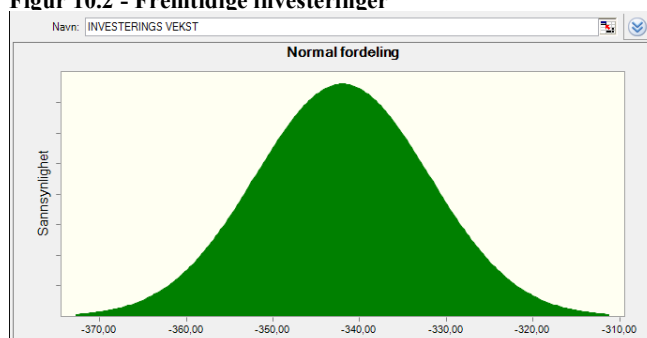
Figur 10.1 - BW Pioneer



Kilde: Utarbeidet av forfatter / Oracle Crystal Ball

Fremtidige investeringer har stor påvirkning på kontantstrømmen. Her har vi lagt til grunn en normalfordelt distribusjon med minimums- og maksimumsverdi på US\$ 310m og US\$ 370m. Dette tilsvarer en endring på US\$ 10m per standardavvik. Som forklart i prognosen, forventer vi at fremtidige investeringer skal holde seg på samme

Figur 10.2 - Fremtidige investeringer



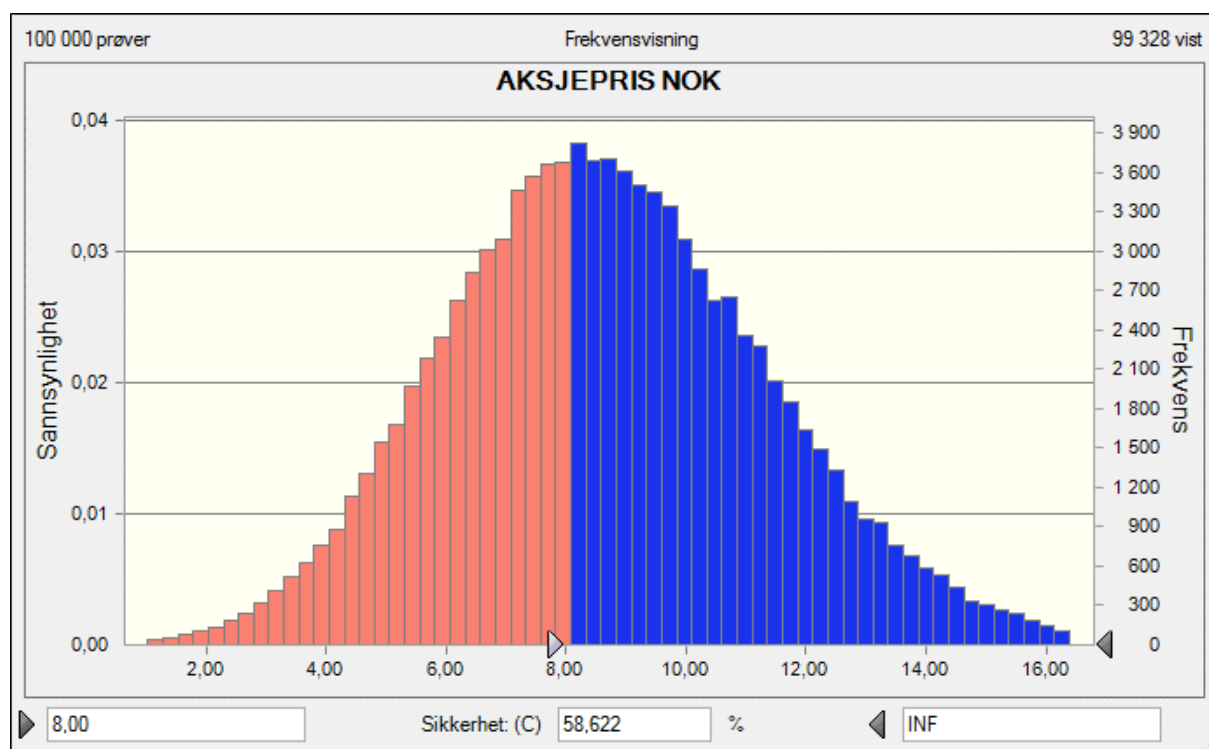
Kilde: Utarbeidet av forfatter / Oracle Crystal Ball

nivå i fremtiden. På grunn av dette vil ikke denne verdien endre seg mye (se kapittel 7.1.8). Ekstreme minimums- og maksimumsverdier vil i dette tilfellet undergrave prognosens treffsikkerhet.

Som nevnt tidligere i kapittel 8, forventer vi at WACC ikke vil endre seg mye. Dette er grunnet kapitalstruktur og beta nær én. En historisk lav risikofri rente kan føre til en økning i WACC dersom renten øker. Derfor har vi valgt en normalfordelt distribusjon som endrer seg 0,2% per standardavvik. Vi har lagt til grunn en venstrehaleskjev normalfordelt distribusjon i terminal vekst med 0,2% per standardavvik, fordi den ikke skal overstige forventet vekst i BNP.

I følge Monte Carlo-simuleringen, er den mest sannsynlige aksjeprisen NOK 8,58. Med en sikkerhet på 80 % kan vi si at aksjeprisen vil ligge mellom NOK 5,29 – 12,27. Det er 58,62 % sjanse for at aksjeprisen blir NOK 8 eller høyere (se figur 10.3). Standardavviket er på 2,44 med en kurtose på 3,06. Høy kurtose forteller om større sannsynlighet for ekstreme tilfeller og vi er veldig nær normalfordeling kurtose på 3.

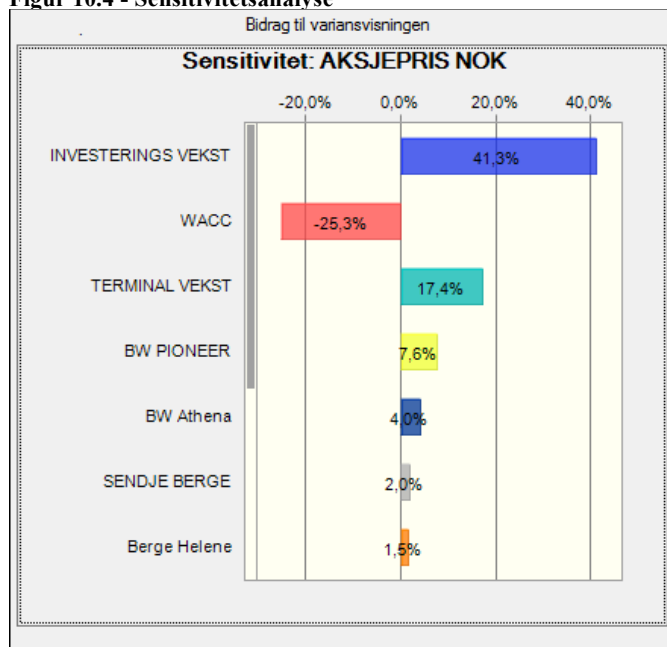
Figur 10.3 - Monte Carlo-simulering



Kilde: Utarbeidet av forfatter / Oracle Crystal Ball

I figur 10.4 kan man se hvor mye de utvalgte variablene bidrar til endring i aksjeprisen. Fremtidig investeringer er den verdien som bidrar med størst varians i aksjeprisen. Etter det er det endring i WACC og terminal vekst. Det er naturlig at disse variablene har størst varians til aksjeprisen, fordi den største delen av prisen kommer fra terminalbeløpet. Opsjonen for BW Pioneer har nokså stort påvirkning på aksjeprisen, fordi det er den FPSO-en som bidrar med høyest EBITDA før

Figur 10.4 - Sensitivitetsanalyse



Kilde: Utarbeidet av forfatter / Oracle Crystal Ball

Catcher starter produksjon. Sensitivitetsanalysen viser at det er stor usikkerhet i den diskonterte kontantstrømmen. Mye av aksjeprisen kommer fra eksterne og ukontrollerbare forhold som BWO ikke er med på å styre.

11 Vurdering av viktige forutsetninger

Forutsetningene vi har tatt under arbeidet med oppgaven anser vi som gode med grunnlag i den informasjonen vi har tilgjengelig. Når dette er sagt er det allikevel usikkerhet med tanke på forutsetningene vi har lagt til grunn i prognostiseringen. Investeringer og bruk av opsjoner i estimeringen av fremtidig kontantstrøm har stor påvirkning på verdivurderingen. Vi har måttet ta en del skjønsmessige vurderinger ved å se på mulighetene i FPSO-markedet i forhold til usikkerheten i oljeprisen. Siden BWO er på Oslo Børs, har selskapet informasjonsplikt til det offentlige. En ekstern analytiker har allikevel ikke tilgang på fullstendig informasjon om detaljer i regnskapsposter, strategi og fremtidsutsikter. Derfor er det en del usikkerhet i våre estimater.

Det er stor usikkerhet knyttet til terminalverdien, da den utgjør 91% av totalkapitalen. Estimater er basert på forventninger om fremtiden, noe som påvirker resultatet av verdivurderingen. Aksjeprisen vil derfor være veldig sensitiv for endringer som påvirker terminalverdien, noe som vises i sensitivitetsanalysen.

Avkastningskravet er estimert på historiske data, noe som kan gjøre at risikobildet er usikkert fordi det kan endre seg i fremtiden. Vi ser også av sensitivitetsanalysen at endring i WACC gir stort utslag på resultatet av verdivurderingen. Det er en risiko for at gjeldskostnaden kan øke dersom kapitalstrukturen ikke holdes innenfor långivernes krav. Dette kan føre til høyere WACC og risiko.

Forutsetningene vi tok angående omplassering av BW Athena og Azurite i løpet av analyseperioden, vil være preget av usikkerhet. Det er vanskelig å vite hva som faktisk skjer med disse basert på den informasjonen vi har tilgjengelig. Det vil være en sannsynlighet for at FPSO-ene eventuelt blir solgt eller blir liggende uten kontrakt over en lengre periode.

Dersom det oppstår problemer med Catcher-prosjektet, vil det kunne ha store konsekvenser for aksjeprisen. Faktorene som kan skape problemer er kostnadsoverskridelser, forsinkelser eller problemer under produksjon. Dette vil kunne påvirke kontantstrømmen mye da Catcher har størst EBITDA-bidrag. Dette er momenter som selskapet er veldig bevisst på, men det vil alltid være en risiko (se kapittel 4.2.1).

12 Konklusjon

Målet med oppgaven var å besvare problemstillingen og gi en handelsanbefaling til en privat investor.

”Hva er egenkapitalverdien for en privat investor i BW Offshore 31.12.2014 sammenlignet med verdien på Oslo Børs?”

Basert på vår verdivurdering med den diskonterte kontantstrømmodellen, estimerte vi en aksjepris på NOK 8,00. Ut ifra en markedspris på NOK 7,51 vil vi gi en handelsanbefaling på hold av BWO-aksjen.

Multiplikatoranalysen indikerer at BWO aksjen er underpriset sammenlignet med den diskonterte kontantstrømmodellen. Derfor vil vi gi en kjøpsanbefaling på BWO-aksjen. Multiplikatorestimatene varierer mye i forhold til hverandre. På grunn av dette velger vi å ikke legge mye vekt på analysen.

I følge Monte Carlo-simuleringen er den mest sannsynlige aksjeprisen NOK 8,58. Simuleringen estimerer at aksjeprisen vil bli NOK 8,00 eller høyere, med en sannsynlighet på 58,62%. Ut ifra markedsprisen vil vi gi en handelsanbefaling på hold av BWO aksjen.

Basert på en totalvurdering av den diskonterte kontantstrømmodellen, multiplikatoranalysen, sensitivitetsanalysen og forutsetningene diskutert i kapittel 11, vil vi gi en handelsanbefaling til en privat investor på hold av BWO-aksjen.

13 Bibliografi

Arnold, G. (2005). *The handbook of corporate finance*. Pearson Education Limited.

Arntzen, T. (2000). Internasjonal Skatteplanlegging. *Magma*.

Barney, J. (1991). Firm Resources and Sustained Competitive Advantage. *Journal of Management*, 1991 vol 17, No 1, 99-120.

Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. John Wiley & Sons.

Damodaran, A. (2005). Dealing with Cash, Cross Holdings and Other Non-Operating Assets: Approaches and Implications. *Stern School of Business*.

Fisher, I. (1907). THE RATE OF INTEREST: Its Nature Determination and Relation to Economic Phenomena. *The Macmillan Company*.

Goedhart, M., Koller, T., Wessels, D. (2005). The right role for multiples in valuation. *McKinsey*.

Kaldestad, Y., & Møller, B. (2012). *Verdivurdering*. Revisorforeningen.no.

Løwendahl, B., & Wenstøp, F. (2004). *Grunnbok i Strategi*. Damm.

Mu, X., Ye, H. (2015). Small Trends and Big Cycles in Crude Oil Prices. *Energy Journal*, Vol. 36 Issue 1, p49-72. 24p.

Penman, S. (2013). *Financial Statement Analysis and Security Valuation*. McGraw-Hill.

Petersen, C., & Plenborg, T. (2012). *Financial Statement Analysis*. Pearson Education Limited.

Porter, M. E. (1979). How Competitive Forces Shape Strategy. *Harvard Business Review* 57, no. 2 (March–April 1979): 137–145.

Roos, G., Krogh, G., Roos, J., Fernström, L. (2005). *Strategi en innføring*. Fagbokforlaget.

Titman, S., & Martin, J. (2014). *Valuation: The Art and Science of Corporate Investment Decisions*. Pearson Education Limited.

Analytiske rapporter

DNB Markets. (2015). BW Offshore Q4 Results Review.

DNB Markets. (2015). Økonomiske utsikter - Internasjonal stagnasjon og et norsk oljeeventyr på hell? Utsikter for 2015 og årene fremover.

ExxonMobil. (2014). The Outlook for Energy ExxonMobil: A View to 2040.

Fernandez, P., Linares, P., Acin, I. (2014). Market Risk Premium used in 88 countries in 2014. IESE Business School

International Energy Agency. (2014). Key World Energy Statistics.

Pareto Securities. (2014). 21th Annual Oil & Offshore Conference.

Pareto Securities. (2015). BW Offshore Quaterly Review.

Pareto Securities. (2015). Pareto Oil Market Outlook.

Pareto JGO Shipbrokers. (2014). Subsea Market Update.

PWC. (2014). Risikopremien i det norske markedet 2013 og 2014.

RS Platou. (2015). The Platou Report 2015.

Årsrapporter og kvartalsrapporter

BW Offshore. (2012). BW001 Prospectus - Registration Document. Hentet 6.3.2015 fra http://www.bwoffshore.com/globalassets/documents/ir-documents/debt/bwo01_prospectus_rd.pdf?amp;epslanguage=no

BW Offshore. (2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009). Årsrapport. Hentet 9.2.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/reports-and-presentations/>

BW Offshore. (2014). Capital Markets Day. Hentet 2.3.2015 fra <http://hugin.info/136844/R/1792336/616902.pdf>

BW Offshore. (2014). Capital Markets Day (Webcast). Hentet 2.3.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/Q4-2013-Webcast1/>
<http://embed.smartcomtv.no/68937E24-FC11-43F3-8CF7-04230E5D1258/ab05afbcdc76bd64fc9a95b711230a0d>

BW Offshore. (2014). Kvartalsrapport: Q4. Hentet 16.2.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/reports-and-presentations/>

BW Offshore. (2014). Kvartalsrapport Q4 (Webcast). Hentet 16.2.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/Q2-2014-Webcast11/>
<http://embed.smartcomtv.no/68937E24-FC11-43F3-8CF7-04230E5D1258/ab05afbcdc76bd64fc9a95b711230a0d>

BW Offshore. (2014). Shipowners Experience and Requirements in Procurement and Building process. Hentet 29.5.2015 fra http://www.innovasjon Norge.no/Global/Arrangementer/BWOFFSHORE_PRESENTATION_NBAS_March2014.pdf

MODEC. (2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009). Årsrapport. Hentet 11.2.2015 fra <http://www.modec.com/ir/report/result.html>

MODEC. (2014). Kvartalsrapport: 2014 Financial results. Hentet 16.2.2015 fra http://www.modec.com/up_pdf/2014_yearend_analystpresentation_en.pdf

SMB Offshore. (2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009). Årsrapport. Hentet 17.2.2015 fra <http://www.sbmoffshore.com/investor-relations-centre/financial-information/annual-reports/>

SBM Offshore. 2014). Kvartalsrapport: Fiscal Year 2014. Hentet 4.2.2015 fra http://www.sbmoffshore.com/wp-content/uploads/2015/02/SBM-Offshore-FY14-Earnings-Presentation_-PDF-Full.pdf

Avisartikler

Kolstø, J. (2014, 1. april). Mener gigantkontrakt viser strammere marked, *Dagens Næringsliv*. Hentet 29.4.2015 fra <http://www.dn.no/nyheter/energi/finans/2014/04/01/BW-Offshore/mener-gigantkontrakt-viser-strammere-marked>

Qvale, P. (2014, 10. desember). Dette feltet er en av de viktigste grunnene til at oljeprisen stuper, *Teknisk Ukeblad*. Hentet 3.2.2015 fra <http://www.tu.no/petroleum/2014/12/10/dette-feltet-er-en-av-de-viktigste-grunnene-til-at-oljeprisen-stuper>

Qvale, P., Lygre, E. (2014, 11. desember). Her ser du hvorfor oljeprisen faller, *Teknisk Ukeblad*. Hentet 3.2.2015 fra <http://www.tu.no/petroleum/2014/12/11/her-ser-du-hvorfor-oljeprisen-faller>

Internettkilder

Amsterdam Stock Exchange. (2015). Hentet 23.3.2015 fra <http://www.aex.nl/products/equities/NL0000360618-XAMS>

Bluewater. (2015). Hentet 20.1.2015 fra <http://www.bluewater.com/fleet-operations/what-is-an-fpso/>

BW Group. (2015). Hentet 26.1.2015 fra <http://www.bwgroup.net/about-us/history/a-new-identity>

BW Offshore. (2015).

Hentet 28.1.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/About-us/History/>

Hentet 28.1.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/Our-business/>

Hentet 20.2.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/About-us/Offices/>

Hentet 4.3.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/Prosafe-Production/>

Hentet 10.3.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/Stock-information/top20/>

Hentet 20.3.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/ir/Financial-reporting/Debt-overview/>

Hentet 29.4.2015 fra <http://bwoffshore.com/media/press-releases/imported-press-releases2/2015/bw-offshore-contract-extension-for-bw-athena-/>

Hentet 13.5.2015 fra <http://www.bwoffshore.com/business/subsea-installation/>
<http://www.bwoffshore.com/business/technical/>

BW Offshore. (2014).

Hentet 12.3.2015 fra

<http://www.bwoffshore.com/News1/News/Steady-course-in-the-first-quarter/>

Hentet 16.3.2015 fra

<http://www.bwoffshore.com/News1/News/CatcherFPSO/>

BW Offshore. (2009). Hentet 12.3.2015 fra

http://www.bwoffshore.com/Global/Press%20room/WH4-2009_Pg4-7.pdf

Conference Board. (2015). Hentet 30.4.2015 fra

<https://www.conference-board.org/data/globaloutlook/index.cfm?id=27451>

Damodaran Online. (2015).

Hentet 24.3.2015 fra

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

Hentet 25.3.2015 fra

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

Hentet 26.3.2015 fra

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm

Hentet 25.4.2015 fra

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/valquestions/taxrate.htm

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/countrytaxrate.htm

Hentet 6.5.2015 fra

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/vebitda.html

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/pedata.html

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/pbvdata.html

DNV. (2014). Hentet 30.1.2015 fra

<http://www.dnv.no/tjenester/klassifikasjon/offshore/index.asp>

DNV. (2013). Hentet 5.2.2015 fra

http://www.dnv.com/industry/oil_gas/publications/updates/oil_and_gas_update/2013/02_2013/increased_fpso_activity_on_the_horizon.asp

DNV GL. (2014). Hentet 30.1.2015 fra

<https://www.dnvgl.com/news/dnv-gl-chosen-for-uk-catcher-fpso--3886>

Energy Information Administration. (2015).

Hentet 5.2.2015 fra <http://www.eia.gov/finance/markets/supply-opec.cfm>

Hentet 6.3.2015 fra http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_fut_s1_d.htm

E.ON. (2015). Hentet 2.2.2015 fra

<http://www.eon.com/en/business-areas/exploration-and-production/what-is-e-and-p.html>

EPCengineer. (2015). Hentet 13.3.2015 fra

<http://www.epcengineer.com/definition/556/feed-front-end-engineering-design>

FMC Technologies. (2015). Hentet 9.3.2015 fra

<http://www.fmctechnologies.com/en/SubseaSystems/Technologies/SubseaProcessingSystems.aspx>

International Organization for Standardization. (2015). Hentet 20.1.2015 fra

<http://www.iso.org/iso/home/standards/management-standards/iso14000.htm>

ITP-Interpipe. (2015). Hentet 12.2.2015 fra

<http://www.itp-interpipe.com/products/subsea-production-flowlines/subsea-production-flowlines.php>

MODEC. (2015). Hentet 12.3.2015 fra
<http://www.modec.com/about/glance/index.html>

Morgan Stanley Capital International World Index. (2015). Hentet 23.3.2015 fra
<http://finance.yahoo.com/q/hp?s=MSCI+Historical+Prices>

National Geographic Channel. (2015). Hentet 20.1.2015 fra
<http://natgeotv.com.au/tv/salvage-code-red/what-is-ship-breaking.aspx>

Offshore Energy Today (IMA). (2014). Hentet 25.3.2015 fra
<http://www.offshoreenergytoday.com/sbm-offshore-no-reason-for-fpso-bidding-ban-in-brazil/>

Offshore Magazine. (2014). Hentet 5.2.2015 fra
<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-74/issue-5/fpso-outlook/projected-requirements-for-fpsos-over-the-next-five-years.html>

Offshore Technology. (2014). Hentet 18.2.2015 fra
<http://www.offshore-technology.com/features/featureinstalling-the-worlds-deepest-fpso-and-gas-pipeline-4275698/>

OILPRO. (2014). Hentet 9.3.2015 fra
<http://oilpro.com/q/791/could-subsea-storage-make-fpsos-obsolete>

Oljedirektoratet. (2008). Hentet 20.2.2015 fra
<http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Production-licence--licence-to-explore-discover-and-produce-/>

Oslo Børs. (2015). Hentet 16.3.2015 fra
<http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/BWO.OSE/overview>
<http://www.oslobors.no/markedsaktivitet/#/details/BWO.OSE/data>

Rigzone. (2015). Hentet 20.1.2015 fra

https://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=299&c_id=12

Hentet 6.3.2015 fra

http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/135400/Jurong_Shipyard_Bags_696M_FPSO_Conversion_Deal_for_Brazils_Libra_Project

SBM Offshore. (2015). Hentet 3.2.2015 fra

http://www.sbmoffshore.com/wp-content/uploads/2013/09/SBMO-Glossary-Original_2045.pdf

Statoil. (2013). Hentet 20.2.2015 fra

http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2013/Pages/15May_Brazil.aspx

Statoil. (2012). Hentet 16.3.2015 fra

http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2012/Pages/12Jun_Peregrino_purchase.aspx

x

Teekay Offshore Partners L.P. (2015). Hentet 12.3.2015 fra

<http://www.teekayoffshore.com/Fleet/Fleet-Details-TOO/default.aspx>

Tokyo Stock Exchange. (2015). Hentet 23.3.2015 fra

<http://www2.tse.or.jp/tseHpFront/JJK020030Action.do;jsessionid=00B417903C1360944BFE1C6B6F6645593>

2b1st Consulting. (2013). Hentet 9.4.2015 fra

<http://www.2b1stconsulting.com/premier-oil-to-decide-soon-on-catcher-in-the-uk-north-sea/>

Hentet 13.4.2015 fra

<http://www.2b1stconsulting.com/pemex-to-go-for-fps0-to-develop-ayatsil-tek0l-in-gulf-of-mexico/>

14 Vedlegg

Vedlegg 5.1 - Omgruppert resultat- og balanseregnskap BWO

Reformulated income statement BWO	2014	2013	2012	2011	2010
Charter hire	1022,9	927,9	770,7	619,8	311,5
Construction contract revenue	0,0	23,0	56,6	184,2	162,5
Lease interest	14,6	15,9	17,2	18,3	19,3
Other income	32,9	15,6	64,9	24,0	56,0
Total operating revenues	1070,4	982,4	909,4	846,3	549,3
Operating expenses vessels	-466,9	-400,4	-351,7	-311,9	-186,0
Construction contract expenses	0,0	-42,8	-189,0	-155,9	-128,9
Other expenses	-36,6	-28,2	-65,5	-21,9	0,0
Administrative expenses	-61,2	-59,5	-54,0	-51,1	-66,0
Total operating expenses	-564,7	-530,9	-660,2	-540,8	-380,9
Special items					
Net gain/ (loss) on sale of tangible fixed assets	-0,2	-0,3	-1,3	18,6	0,0
Reversal of Impairment/ (Impairment)	0,0	0,0	75,0	-138,5	-85,0
Total special items	-0,2	-0,3	73,7	-119,9	-85,0
EBITDA	505,5	451,2	322,9	185,6	83,4
Depreciation and amortisation	223,0	-265,7	-226,8	-183,0	-90,1
EBIT	282,5	185,5	96,1	2,6	-6,7
Operating tax	55,2	54,3	44,4	57,6	24,2
NOPLAT	227,3	131,2	51,7	-55,0	-30,9
Tax reported	38,2	36,4	28,7	43,9	16,4
Tax benefit net interest	17,0	17,9	15,7	13,7	7,8
Tax on operating income	55,2	54,3	44,4	57,6	24,2
Weighted marginal tax	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Interest income	2,1	2,4	0,4	2,3	5,8
Interest expense	65,1	63,1	53,6	48,5	32,0
Net interest expense	63,0	60,7	53,2	46,2	26,2
Net currency exchange gain/(loss)					8,7
Interest income	2,1	2,4	0,4	2,3	5,8
Fair value gain/(loss) on financial instruments	7,1	3,7	12,1	30,6	9,5
Interest expense	65,1	63,1	53,6	48,5	32,0
Other financial expenses	2,0	4,4	0,8	3,1	18,8
Share of profit/ (loss) of associated companies	21,8	0,7	0,9	0,3	14,8
Currency hedges and other currency effects	7,2	4,8	0,9	6,7	1,3
Net financial expense	57,5	65,5	66,1	73,5	79,3
Financial tax (marginal)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Net financial expense after tax	42,0	46,2	46,5	51,7	55,7

Reformulated balance sheet BWO	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Operating assets						
Vessels	2747,7	2537,5	2700,1	2620,4	2749,9	1205,9
Property and other equipment	12,2	13,0	8,2	6,7	5,0	21,9
Finance lease receivables	140,9	158,2	174,1	188,6	203,9	214,0
Non current deposit	0,0	0,0	0,0	0,0	99,2	163,3
Deferred tax assets	4,6	2,1	1,5	0,2	21,3	0,0
Other non-current assets	14,1	3,5	6,8	0,1	0,0	0,5
Total non-current assets	2919,5	2714,3	2890,7	2816,0	3079,3	1605,6
Inventory	6,6	6,7	8,9	5,3	9,0	10,7
Trade and other receivables	307,1	285,8	212,7	159,0	136,1	128,4
Finance lease receivables	17,4	15,9	14,5	13,3	12,1	51,6
Operating cash	110,0	110,0	101,9	110,0	110,0	68,0
Assets classified as held for sale	0,0	0,0	0,0	185,0	7,1	0,0
Total current assets	441,1	418,4	338,0	472,6	274,3	258,7
Total operating assets	3360,6	3132,7	3228,7	3288,6	3353,6	1864,3
Operating liabilities						
Trade and other payables	263,0	190,1	231,7	216,7	267,2	219,4
Deferred tax liabilities	0,6	0,2	0,1	0,1	0,0	22,3
Provisions	0,0	0,0	14,0	14,0	44,4	0,0
Liabilities of assets held for sale	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	0,0
Income tax liabilities	35,6	31,2	20,5	16,9	14,7	15,4
Total operating liabilities	299,2	221,5	266,3	247,7	333,4	257,1
Net Operating assets	3061,4	2911,2	2962,4	3040,9	3020,2	1607,2
Financial Assets						
Goodwill	186,9	186,9	186,9	186,9	186,9	270,6
Other intangible assets	4,2	2,9	2,6	3,6	5,8	73,6
Investments in associates	4,7	4,6	3,9	3,1	2,7	185,0
Derivatives(non current)	1,1	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Derivatives(current)	6,0	0,0	1,3	0,8	0,0	0,0
Cash equivalents	105,0	25,5	0,0	133,6	118,2	0,0
Total financial assets	307,9	221,9	195,1	328,0	313,6	529,2
Financial liabilities						
Long term loan facilities	1433,7	1459,3	1548,0	1689,8	200,0	1080,3
Retirement benefits obligations	14,3	6,8	4,7	6,9	6,2	14,0
Other non-current liabilities	218,7	202,7	176,3	129,6	131,5	120,9
Derivatives (non current)	100,4	44,4	55,6	75,5	94,1	0,0
Derivatives(current)	33,1	5,7	11,8	16,3	0,0	0,0
Interstbearing short term debt	371,4	290,1	230,7	279,0	1528,9	0,3
Total financial liabilities	2171,6	2009,0	2027,1	2197,1	1960,7	1215,5
Net financial obligations	1863,7	1787,1	1832,0	1869,1	1647,1	686,3
Total shareholder equity	1197,7	1124,1	1130,4	1171,8	1373,1	920,9

Vedlegg 5.2 Omgruppert resultat- og balanseregnskap SBM

Reformulated income statement	2014	2013	2012	2011	2010
Revenue	5482,0	4803,0	3639,0	3157,0	3056,0
Other operating income	-186,0	28,0	130,0	2,0	2,2
Total operating revenues	5296,0	4831,0	3769,0	3159,0	3058,2
Cost of sales	4265,0	4319,0	3527,0	3318,0	2520,0
Selling and marketing expenses	44,0	34,0	50,0	47,0	45,0
General and administrative expenses	220,0	161,0	129,0	84,0	86,0
Research and development expenses	40,0	23,0	25,0	50,0	21,0
Total operating expenses	4569,0	4537,0	3731,0	3499,0	2672,0
EBIT	727,0	294,0	38,0	-340,0	386,2
Dep, amort and impairment	199,0	406,0	643,0	1154,0	326,0
EBITDA	926,0	700,0	681,0	814,0	712,2
Operating tax	65,8	109,8	61,7	64,9	44,9
NOPLAT	661,2	184,2	-23,7	-404,9	341,3
Tax reported	26,0	80,0	38,0	50,0	27,0
Tax benefit interest	39,8	29,8	23,7	14,9	17,9
Tax on operating income	65,8	109,8	61,7	64,9	44,9
Weighted average marginal tax	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Interest income	26,0	21,0	14,0	11,0	11,0
Interest expense	157,0	119,0	92,0	60,0	70,0
Net interest expense	131,0	98,0	78,0	49,0	59,0
Financial income	31,0	26,0	24,0	13,0	20,0
Financial expenses	196,0	126,0	102,0	63,0	103,0
Net financial expenses	165,0	100,0	78,0	50,0	83,0
Net financial expense after tax	114,8	69,6	54,3	34,8	57,8

Reformulated balance sheet	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Operating assets						
Property, plant and equipment	1923,0	2023,0	2414,0	2534,0	2942,0	2830,0
Finance lease receivables	3579,0	1522,0	948,0	963,0	221,0	377,0
Investment in associates	386,0	242,0	0,0	0,4	0,4	0,5
Deferred tax assets	63,0	25,0	41,0	10,0	16,0	13,0
Total non-current assets	5951,0	3812,0	3403,0	3507,4	3179,4	3220,5
Inventories	10,0	27,0	20,0	28,0	29,0	25,0
Trade and other receivables	1180,0	1218,0	876,0	996,0	724,0	681,0
Income tax receivable	4,0	10,0	0,0	0,4	3,0	3,0
Construction work-in-progress	3424,0	1733,0	1160,0	499,0	834,0	458,0
Operating Cash	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Assets held for sale	13,0	177,0	77,0	0,0	0,0	0,0
Total current assets	4741,0	3275,0	2243,0	1633,4	1700,0	1277,0
Total Operating Assets	10692,0	7087,0	5646,0	5140,8	4879,4	4497,5
Operating LIABILITIES						
Provisions non current	130,0	87,0	74,0	75,0	49,0	44,0
Deferred income	251,0	145,0	110,0	44,0	43,0	0,0
Deferred tax liabilities	11,0	34,0	1,0	2,0	1,0	1,0
Provisions current	139,0	64,0	235,0	31,0	30,0	0,0
Trade and other payables	1721,0	1501,0	1512,0	1248,0	864,0	1005,0
Income tax payable	60,0	54,0	49,0	11,0	12,0	8,0
Total operating liabilities	2312,0	1885,0	1981,0	1411,0	999,0	1058,0
Net Operating Assets	8380,0	5202,0	3665,0	3729,8	3880,4	3439,5
Financial assets						
Intangible assets	34,0	30,0	29,0	47,0	68,0	61,0
Derivative non current	1,0	54,0	11,0	10,0	31,0	0,0
Derivative current	25,0	98,0	26,0	29,0	95,0	61,0
Cash excess	365,0	90,0	605,0	64,0	1,0	36,0
Total Financial assets	425,0	272,0	671,0	150,0	195,0	158,0
Financial liabilities						
Loans and borrowings	4332,0	2514,0	1907,0	1532,0	1471,0	1282,0
Loans and borrowings current	895,0	376,0	624,0	600,0	284,0	328,0
Derivative non current	156,0	125,0	229,0	281,0	168,0	0,0
Other non current liabilities	70,0					
Derivative current	181,0	82,0	48,0	116,0	28,0	172,0
Total Financial liabilities	5634,0	3097,0	2808,0	2529,0	1951,0	1782,0
Net financial obligations	5209,0	2825,0	2137,0	2379,0	1756,0	1624,0
Total shareholder equity	3149,0	2135,0	1528,0	1350,8	2124,4	1815,5

Vedlegg 5.3 Omgruppert resultat- og balanseregnskap MODEC

Reformulated income statement	2014	2013	2012	2011	2010
Sales	3158,6	2414,0	2159,0	1672,0	1799,0
Other income	9,5	8,0	3,0	2,0	3,0
Total operating revenues	3168,1	2422,0	2162,0	1674,0	1802,0
COST OF SALES	2975,4	2256,0	2001,0	1574,0	1651,0
ADMINISTRATIVE EXPENSES	111,7	123,0	117,0	94,0	104,0
Total operating expenses	3087,1	2379,0	2118,0	1668,0	1755,0
Special items					
Net gain/loss on affiliates and subsidiaries	54,1	54,0	28,0	68,0	24,5
Net gain/loss PPE	-10,1	-1,9	0,0	0,0	2,9
Impairment loss PPE and intangible assets	-5,0	-22,0	0,0	-3,0	0,0
Provision of allowance for doubtful accounts	-1,9	-15,0	0,0	-4,0	0,0
Total special items	37,0	15,1	28,0	61,0	27,4
EBITDA	118,0	58,1	72,0	67,0	74,4
Depreciation and amortization	43,9	40,0	34,0	36,0	12,0
EBIT	74,2	18,1	38,0	31,0	62,4
Operating tax	71,2	42,1	36,0	13,2	25,5
NOPLAT	2,9	-24,0	2,0	17,8	36,9
Tax allocation					
Tax reported	76,0	46,5	39,0	16,0	28,5
Tax benefit interest	-4,8	-4,4	-3,0	-2,8	-3,0
Tax on operating income	71,2	42,1	36,0	13,2	25,5
Weighted average marginal tax rate	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Interest income	23,6	23,0	17,0	18,0	17,0
Interest expense	6,2	7,0	6,0	8,0	6,0
Net interest expense	-17,4	-16,0	-11,0	-10,0	-11,0
Interest income and dividend income	23,6	23,0	17,0	18,0	17,0
Foreign exchange gain, net	2,0	37,0	31,0	13,0	18,0
Interest expense	6,2	7,0	6,0	8,0	6,0
Commission fee	1,3	1,0			
Gain/Loss on revaluation of derivatives			5,0	5,0	5,0
Net financial expense	-18,1	-52,0	-37,0	8,0	2,0
Net financial expense after tax	-13,1	-37,6	-26,8	5,8	1,4

Reformulated balance sheet	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Operating assets						
Buildings and structures	0,0	1,2	1,4	0,8	1,8	1,6
Machinery and equipment	23,2	23,0	19,5	16,7	20,5	19,1
Vessel	118,0	337,8	289,6	289,6	290,6	9,5
Finance lease receivables	168,2	367,9	162,0	112,0	141,8	155,0
Construction in progress	0,0	5,0	10,0	0,0	0,8	0,0
Deferred tax assets non-current	0,0	33,0	50,0	44,0	17,0	17,9
Less- Accumulated depreciation	0,0	-200,0	-177,0	-153,0	-128,6	-13,8
Other investments	67,1	9,0	9,0	11,9	16,0	13,1
Total non-current assets	376,6	576,9	364,5	322,0	359,9	202,4
Operating cash	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Accounts receivable	1402,0	803,8	579,0	623,7	528,5	941,0
Allowance for bad debts	0,0	-15,0	0,0	0,0	-0,6	-0,6
Allowance for bad debts	0,0	-4,4	-4,7	-4,0	-0,4	-0,4
Bankrupt and substantially bankrupt claims	0,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inventories	49,5	34,8	76,0	29,7	10,7	9,0
Deferred tax assets non-current	0,0	33,8	30,0	29,8	36,7	38,3
Other current assets	124,3	72,6	69,0	69,0	95,0	35,0
Total current assets	1639,1	1050,6	859,3	858,2	780,0	1132,4
Total operating assets	2015,6	1627,5	1223,8	1180,2	1139,8	1334,8
Operating liabilities						
Accrued expenses	72,6	63,2	69,2	50,8	35,4	36,5
Income taxes payable	71,1	34,4	49,6	35,3	26,3	8,3
Provisions	57,0	30,4	29,0	25,0	40,2	25,6
Other current liabilities	51,7	13,0	16,7	11,0	48,0	27,2
Deferred tax liabilities	0,0	0,1	0,4	0,4	0,1	0,3
Advances received	38,9	14,5	99,0	19,6	9,4	21,8
Total operating liabilities	291,3	155,6	263,9	142,1	159,4	119,7
Net operating assets	1724,4	1472,0	959,9	1038,1	980,4	1215,1
Financial assets						
Intangible assets	65,0	70,0	78,0	82,7	83,6	78,9
Investment securities	312,0	251,9	158,0	140,0	151,5	159,5
Cash equivalents	145,6	96,8	275,0	112,7	38,7	232,0
Short-term loans receivable	342,2	0,0	43,0	80,0	383,8	22,2
Total financial assets	864,8	418,7	554,0	415,4	657,6	492,6
Financial liabilities						
Accounts payable – trade	1335,8	833,0	657,5	594,7	509,8	609,6
Short-term loans payable	49,8	90,0	13,0	25,7	210,9	295,0
Current portion of long-term loans payable	18,3	13,3	26,0	44,5	74,0	175,0
Long-term loans payable	126,9	148,2	41,5	67,6	99,8	146,0
Severance and retirement benefits for employees	1,6	1,6	2,0	2,0	2,0	1,6
Deferred tax liabilities	0,0	4,6	2,0	3,8	8,7	8,2
Long-term account payable	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	4,5
Other long-term liabilities	169,4	37,0	75,0	43,5	14,4	32,0
Total financial liabilities	1701,7	1127,7	817,0	781,8	923,3	1271,9
Net financial obligations	836,9	709,0	263,0	366,4	265,7	779,3

Vedlegg 5.4 Lønnsomhet- og risikoanalyse

DuPont Profitability analysis

$$ROE = \frac{NOPLAT}{AVG EQUITY}$$

$$RNOA = \frac{NOPLAT}{NOA}$$

$$FLEV = \frac{NFO}{CSE}$$

$$SPREAD = RNOA - NBC$$

$$NBC = \frac{NFE}{NFO}$$

$$PM = \frac{NOPLAT}{REVENUE}$$

$$ATO = \frac{REVENUE}{NOA}$$

Risk analysis

$$\text{Current Ratio} = \frac{\text{Current Assets}}{\text{Current Liabilities}}$$

$$\text{Solvency Ratio} = \frac{CSE}{TOTAL ASSETS}$$

$$\text{Interest Coverage Ratio} = \frac{EBIT}{NFE}$$

Vedlegg 5.5 Marginalskatt

Land	Antall FPSO	Vekt	Vektet skatt	2014
USA	1	0,05	0,021	40 %
Mexico	2	0,05	0,016	30 %
Brasil	5	0,26	0,066	25 %
Mauritania	1	0,05	0,013	25 %
Nigeria	2	0,11	0,032	30 %
Elfenbenkysten	1	0,05	0,013	25 %
Kongo	2	0,11	0,037	35 %
Storbritannia	1	0,05	0,011	21 %
Russland	1	0,05	0,011	20 %
Singapore	1	0,05	0,009	17 %
Norge	0	0,05	0,014	27 %
Indonesia	1	0,05	0,013	25 %
New Zealand	1	0,05	0,015	28 %
			Vektet marginalskatt	27 %

Kilde: Utarbeidet av forfatter / Damodaran, 2015

Vedlegg 5.6 Resultater lønnsomhetsanalyse

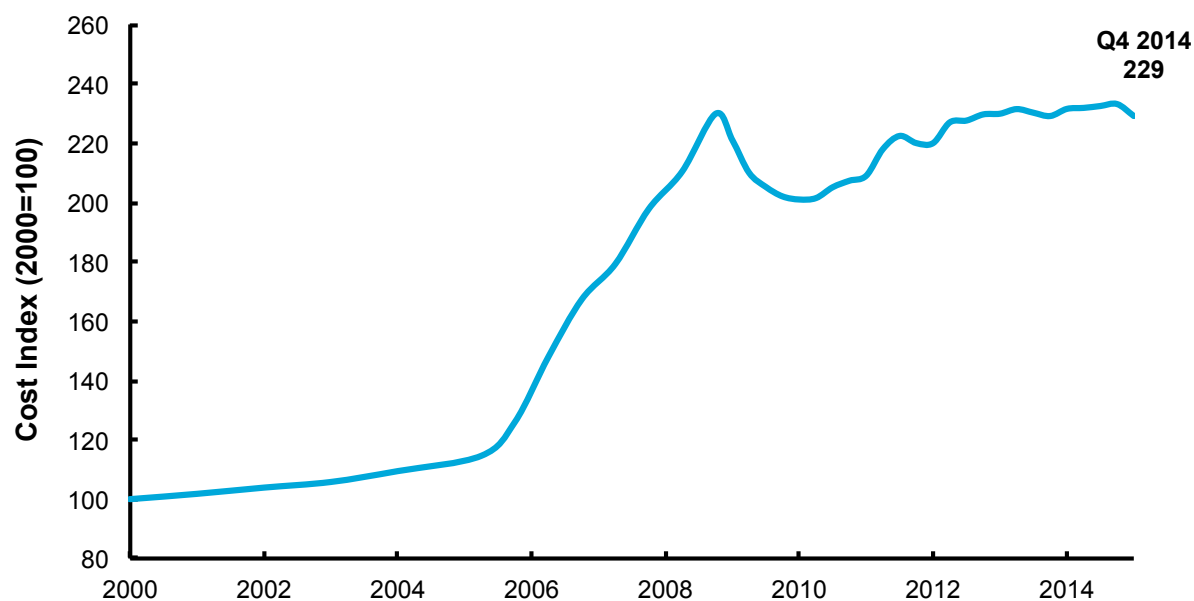
BWO	2014	2013	2012	2011	2010
EKR	19,58 %	11,64 %	4,49 %	-4,32 %	-2,69 %
TKR	7,61 %	4,47 %	1,72 %	-1,82 %	-1,34 %
Gjeldsgrad	1,57	1,61	1,61	1,38	1,02
Spredning	5,31 %	1,92 %	-0,79 %	-4,75 %	-6,11 %
NL	2,30 %	2,55 %	2,51 %	2,94 %	4,77 %
PM	21,23 %	13,35 %	5,68 %	-6,50 %	-5,63 %
TKO	0,36	0,33	0,30	0,28	0,24

SMB	2014	2013	2012	2011	2010
EKR	25,03 %	10,06 %	-1,65 %	-23,30 %	17,32 %
TKR	9,74 %	4,15 %	-0,64 %	-10,64 %	9,32 %
Gjeldsgrad	1,52	1,35	1,57	1,19	0,86
Spredning	6,88 %	1,35 %	-3,05 %	-12,32 %	5,91 %
NL	2,86 %	2,81 %	2,40 %	1,68 %	3,42 %
PM	12,48 %	3,81 %	-0,63 %	-12,82 %	11,16 %
TKO	0,78	1,09	1,02	0,83	0,84

MODEC	2014	2013	2012	2011	2010
EKR	0,35 %	-3,29 %	0,30 %	2,56 %	6,42 %
TKR	0,18 %	-1,97 %	0,20 %	1,76 %	3,36 %
Gjeldsgrad	0,92	0,67	0,46	0,46	0,91
Spredning	1,88 %	5,77 %	8,72 %	-0,07 %	3,09 %
NL	-1,70 %	-7,75 %	-8,51 %	1,83 %	0,28 %
PM	0,09 %	-0,99 %	0,09 %	1,06 %	2,05 %
TKO	1,98	1,99	2,16	1,66	1,64

Vedlegg 7.1 UCCI Index

Upstream Capital Cost Index



Source: IHS Energy

© 2015 IHS

Vedlegg 7.2 Avskrivninger

År	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Flåte	3605	3845	3792	3302	3025	2748
Avskrivning uten cathcer	180	190	200	210	223	223
Investeringer Catcher			200	500	500	
Investeringer/omplussing	300	0	100	200	0	
Avskrivning investeringer	50	50	47			
Avskrivning totalt	230	240	247	210	223	223
	Catcher	Azurite	Athena			
Investering	1200	200	100			
Levetid	30	30	30			
Lineær avskrivning	40	7	3			

Kilde: Utarbeidet av forfatter / Årsrapporter

Vedlegg 8.1 Regresjonsanalyse

Beta BWO/OSE

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,350621
R Square	0,122935
Adjusted R Square	0,108069
Standard Error	0,120882
Observations	61

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>significance F</i>
Regression	1	0,120842	0,120842	8,269803	0,0056
Residual	59	0,862137	0,014612		
Total	60	0,98298			

	<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	0,000705	0,01557	0,045309	0,964014	-0,03045	0,031862	-0,03045	0,031862
X Variable 1	0,941164	0,327279	2,875726	0,0056	0,286281	1,596048	0,286281	1,596048

Beta BWO/MSCI

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,471058
R Square	0,221896
Adjusted R Square	0,208708
Standard Error	0,113858
Observations	61

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>significance F</i>
Regression	1	0,218119	0,218119	16,82531	0,000127
Residual	59	0,764861	0,012964		
Total	60	0,98298			

	<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	-0,0035	0,014746	-0,23768	0,812955	-0,03301	0,026001	-0,03301	0,026001
X Variable 1	0,780987	0,190398	4,101867	0,000127	0,400001	1,161972	0,400001	1,161972

Beta MODEC/TSE

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,612044
R Square	0,374598
Adjusted R	0,363998
Standard Error	0,077951
Observations	61

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	0,214734	0,214734	35,33937	1,6E-07
Residual	59	0,358505	0,006076		
Total	60	0,573239			

	<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	-0,00429	0,010126	-0,42396	0,673138	-0,02456	0,015969	-0,02456	0,015969
X Variable 1	1,19054	0,200269	5,944693	1,6E-07	0,789802	1,591278	0,789802	1,591278

Beta SBM/AEX

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,535145
R Square	0,286381
Adjusted R Square	0,274077
Standard Error	0,092196
Observations	60

ANOVA

	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	0,197847	0,197847	23,27581	1,06E-05
Residual	58	0,493008	0,0085		
Total	59	0,690855			

	<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	-0,00644	0,011986	-0,53713	0,593234	-0,03043	0,017555	-0,03043	0,017555
X Variable 1	1,444411	0,299391	4,824501	1,06E-05	0,845115	2,043707	0,845115	2,043707

Vedlegg 8.2 Fundamentalbeta

Risikotype	Risikonivå	BWOs evne til å håndtere risikoen
Ekstern risiko		
Oljepris / FPSO market	Høy	Store svingninger i oljepris
Lokale reguleringer	Høy	Brasil, Mexico, Vest Afrika
Strategisk risiko		
Rivalisering mellom etablerte selskaper	Høy	Høy konkurranse
Kunder	Høy	Få kunder
Leverandører	Lav	Nedgang i ordrene til verftene
Substitutter	Middels	TLP, Semi og Spar
Trussel fra inntrengere	Lav	Kostnads og teknologi intensivt
Operasjonell risiko		
Ledelse	Lav	Stabil over tid
Flåten/kontrakt	Middels	Fornyelse av kontrakter
Kostnadsstruktur	Middels	FPSO 2.0
Finansrisiko		
Gjeldsgrad	Middels	Lik med peers
Tilgang til kapital	Middels	Godt forhold til bankene
Egenskaper ved lån		
Variabel rente	Middels	Sikringsstrategier
Forfallstidspunkt	Middels	Sikringsstrategier
Valuta	Middels	Sikringsstrategier
Total risiko	Høy =>	Beta 1,15-1,4

Kilde: Utarbeidet av forfatter / Petersen & Plenborg, 2012

Vedlegg 8.3 Gjeldskostnad

Lån	Markedspris M	Tid	Kvartalsvis rente	Betalinger per år	Kvartalsvise betalinger	Sluttverdi M	Kvartalsvise betalinger	YTM	Vekt	
USD 2400m term part	-1238,6	4år 3 mnd	2,2556 %	4	17	2400	54,13	7,32 %	0,6768	0,0496
Umuroa	-46,7	1 år 10 mnd	2,2556 %	4	7	130	2,93	20,06 %	0,0255	0,0051
BW joko tole	-161,7	4 år 6 mnd	2,7556 %	4	18	284,6	7,84	7,07 %	0,0884	0,0062
Catcher	-99	10 år 5 mnd	2,7556 %	4	39	99	2,73	2,76 %	0,0541	0,0015
Unsecured term (feb14)	-50	1 år	1,9288 %	4	4	50	0,96	1,93 %	0,0273	0,0005
BW001 NOK 500m	-66,9	3 år 3 mnd	5,8000 %	4	15	90	5,22	8,98 %	0,0366	0,0033
BW002 NOK 500m	-66,9	4år 3 mnd	5,6000 %	4	19	86,8	4,86	7,98 %	0,0366	0,0029
BW003 NOK 750m	-100,4	5 år 3 mnd	5,5000 %	4	21	125	6,88	7,37 %	0,0549	0,0040
Total	-1830,2								Gjeldskostnad	7,32 %

Kilde: Utarbeidet av forfatter / Årsrapport 2014 / Federal Reserve Economic Data

Vedlegg 9.1 Multiplikatoranalyse

	MV Egenkapital	MV Gjeld	EV	EBITDA	EV/EBITDA
SBM	2041	5228	7269	926	7,85
MODEC	959	1858	2818	366,32	7,69
Gjennomsnitt Peers					7,77
Damodaran (E&P)					5,09
BWO			2525	520,3	4,85

Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO / SMB / MODEC / Damodaran

BWO	2014
EBITDA	520,3

	EV Damodaran	EV Peers
	EBITDA	EBITDA
MV Totalkapital	2648,33	4043,19
MV Gjeld	1830,00	1830,00
MV Egenkapital	818,33	2213,19
Aksjer utestående	688,00	688,00
Aksjepris USD	1,19	3,22
USD/NOK	7,43	7,43
Aksjepris NOK	8,84	23,90

	PRICE	EARNINGS	BOOK EK	P/E	P/B
SBM	2041	652	3149	3,13	0,65
MODEC	959	45	795	21,29	1,21
Gjennomsnitt Peers				12,21	0,93
Damodaran				17,72	1,35
BWO	695	187,2	1198	3,71	0,58

Kilde: Utarbeidet av forfatter / BWO / SMB / MODEC / Damodaran

BWO	2014
Årsresultat	187,2
BV Egenkapital	1198

	MV Damodaran		MV Peers		SBM	
	Earnings	Book	Earnings	Book	E	B
MV Egenkapital	3317,18	1617,30	2285,73	1110,79	586,064341	776,553187
Aksjer Utestående	688,00	688,00	688,00	688,00	688,00	688,00
Aksjepris USD	4,82149	2,35073	3,32228812	1,61451591	0,85183771	1,12871103
USD/NOK	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Aksjepris NOK	35,82	17,47	24,68	12,00	6,33	8,39