

NORGES HANDELSHØYSKOLE
Bergen, våren 2006

Utredning i fordypnings-/spesialfagsområdet: Finansiering og finansiell økonomi
Veileder: Førsteamanuensis Knut Boye



OFFSHORE-BOREBRANSJEN

OG VERDSETTELSE AV

OCEAN RIG ASA

av

Henrik Trulsen

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

Sammendrag

Offshore-borebransjen er i denne utredningen definert som all virksomhet med mobile offshoreenheter, plattformboring og andre relaterte tjenester som brønnoperasjoner og engineering i tilknytning til boring. Utredningen går først i dybden på hele offshore-borebransjen. Jeg ser blant annet på konkurranseforhold i bransjen samtidig som jeg blant annet analyserer andre makroøkonomiske faktorer som påvirker offshore-borebransjen.

Etter at offshore-borebransjen er grundig analysert ser jeg nærmere på Ocean Rig ASA. Dette er et lite og ungt selskap med en god posisjon innenfor segmentet for boreoperasjoner på dypt vann. Ocean Rig eier og opererer to halvt nedsenkbare borerigger. I tillegg til at jeg ser på selskapets historiske prestasjoner blir Ocean Rigs strategi og risikoforhold grundig drøftet før jeg går i gang med selve verdsettelsen.

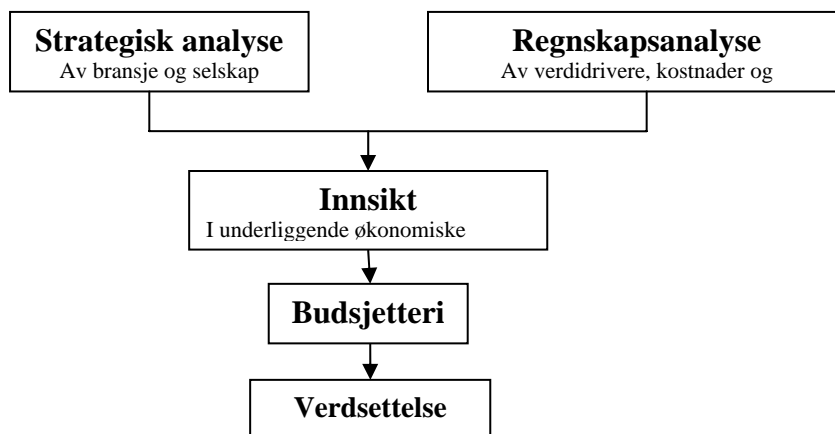
Verdsettelsen er i første rekke basert på Discounted Cash Flow, men verifiseres også ved hjelp av multiplikatorer. Sensitivitetsanalyser blir også gjennomført, disse viser at det er vanskelig å sette en bestemt verdi på et selskap. Derfor angir jeg et verdiintervall som jeg mener er fornuftig. Basert på de analysene jeg har gjennomført anser jeg selskapet som undervurdert ved Oslo Børs. Derfor vil jeg også gi en kjøpsanbefaling på aksjen.

Forord

Valget av å se nærmere på offshore-borebransjen i denne utredningen samt å verdsette et boreselskap er tatt på bakgrunn av en generell interesse i petroleumssektoren. En verddivurdering gir meg mulighet til å benytte de kunnskapene jeg har tilegnet med gjennom siviløkonomstudiet ved NHH. Omveltningene vi har sett i offshore-borebransjen det siste halvåret har fremtvunget en endring av verdstilleseobjekt til Ocean Rig ASA fra Smedvig ASA som opprinnelig var planen. Skiftet skyldes at jeg ønsket å utføre en regnskapsanalyse i forbindelse med verdsettelsen. Når Smedvig ble innlemmet i det ferske selskapet SeaDrill, ble en slik analyse betraktelig vanskeligjort.

I tillegg til en begrunnet verdsettelse har jeg ønsket å skrive en utredning som tilfører en leser uten kjennskap til offshore-borebransjen en forståelse for hele bransjen. Derfor blir også segmenter uten betydning for Ocean Rig behandlet. Det er lagt stor vekt på å illustrere sentrale elementer med figurer og tabeller gjennom hele utredningen. For å få fullt utbytte av utredningen kreves imidlertid en generelt god forståelse av økonomi og økonomiske begreper.

For å kunne verdsette Ocean Rig er denne utredningen er bygd opp rundt et overordnet rammeverk bestående av fem hovedelementer. Dette rammeverket er basert på finansiell og strategisk litteratur, samt diverse forelesninger gitt ved NHH. Denne oppbygningen gir utredningen en hensiktsmessig struktur.



Figur I Rammeverk for utredningen

Begrenset med tid og ressurser har ført til jeg ikke har hatt mulighet til å undersøke enkelte områder med ønsket dybde. Likevel mener jeg at helheten av oppgaven er god, og at jeg har nådd målene i en tilfredsstillende grad.

Innholdsfortegnelse

1 Offshore-borebransjen

1

1.1 Innledning.....	1
1.2 Industridefinisjon	1
1.3 Utvikling i bransjen	1
1.4 Konkurransanalyse	2
1.4.1 Faren for substitutter	3
1.4.2 Faren for nyetableringer	3
1.4.3 Leverandørers forhandlingsmakt	4
1.4.4 Kunders forhandlingsmakt	5
1.4.5 Rivalisering blant nåværende konkurrenter	5
1.4.6 Konklusjon.....	6
1.5 Makroanalyse	6
1.5.1 Politiske og lovmessige forhold.....	7
1.5.2 Økonomiske forhold	7
1.5.2.1 Oljeprisen.....	8
1.5.2.2 Rentenivå og inflasjon.....	12
1.5.2.3 Valutakurser	13
1.5.2.4 Generelle makroøkonomiske utsikter.....	14
1.5.3 Sosiokulturelle forhold	15
1.5.4 Teknologiske forhold	15
1.5.5 Samfunnsmessige forhold	15
1.5.6 Konklusjon.....	16
1.6 Analyse av segmentene innen markedet	16
1.6.1 Markedet for tenderrigger.....	16
1.6.2 Markedet for jack-up rigger	17
1.6.3 Markedet for halvt nedsenkbare rigger.....	18
1.6.4 Markedet for boreskip	19
1.6.5 Markedet for boreoperasjoner på dypt vann.....	20
1.7 Analyse av de ulike geografiske områdene.....	22
1.7.1 Nord-Atlanterhavet	22
1.7.2 Norge	22
1.7.3 Sør Amerika	23
1.7.4 Mexicogolfen	24
1.7.5 Vest- og Sør-Afrika.....	25
1.7.6 Stillehavet	25
1.7.7 Resten av verden.....	26
1.8 Generelle fremtidsutsikter	27
1.8.1 Kortsiktige fremtidsutsikter	27
1.8.2 Generelle og mer langsiktige fremtidsutsikter	27

2 Ocean Rig

29

2.1 Innledning.....	29
2.2 Presentasjon av Ocean rig	29
2.3 Ocean Rigs strategi.....	29
2.4 Ocean Rigs operasjoner.....	30

2.5 Internanalyse	30
2.5.1 Dypvannsriggene	31
2.5.2 Menneskelig kapitalt	31
2.6 Ocean Rigs forretningsstrategi	32

3 Regnskapsanalyse

33

3.1 Innledning	33
3.2 NOPLAT	34
3.3 Invested Capital	34
3.4 Verdidriver	36
3.4.1 Beregning av ROIC	36
3.4.2 ROIC tre	36
3.4.3 Free Cash flow	37
3.4.4 Dagraten og operasjonsdager	39
3.5 Kostnadsanalyse	40
3.5.1 Lønns og andre personalkostnader	40
3.5.2 Andre operasjons og driftskostnader	41

4 Risikoanalyse

42

4.1 Innledning	42
4.2 Forretningsrisiko	43
4.3 Finansiell risiko	44
4.3.1 Finansieringsrisiko og likviditet	44
4.3.2 Renterisiko	44
4.3.3 Inflasjonsrisiko	45
4.3.4 Valutakursrisiko	45
4.3.5 Motpartsrisiko	45
4.3.6 Konklusjon	46
4.4 Finansieringsstrategi	46
4.4.1 Gearing	46
4.4.2 Utbyttepolitikk	47
4.4.3 Notert på børs	47
4.4.4 Sammenheng mellom den finansielle strategien og forretningsstrategien ..	48

5 Kapitalkostnad

50

5.1 Innledning	50
5.2 Egenkapitalkostnad	50
5.2.1 Risikofri rente	51
5.2.2 Markedets forventede risikopremie	51
5.2.3 Ocean Rigs beta	52
5.2.4 Ocean Rigs avkastningskrav til egenkapitalen	53
5.3 Gjeldens kapitalkostnad	54
5.4 WACC	54
5.4.1 Miller-Modigliani-hypotesen	55
5.4.2 Ocean Rigs kapitalstruktur og WACC	56

6 Verdsettelse ved Discounted Cash Flow 57

6.1 Innledning.....	57
6.2 Grunnprinsippene bak DCF	57
6.3 Budsjetteringsforutsetninger	59
6.3.1 Dagratenes og operasjonsdager	59
6.3.2 Driftskostnadene.....	60
6.3.3 Arbeidskapitalen.....	60
6.3.4 Rigger, maskiner og utstyr	60
6.3.5 Vekst etter budsjetteringsperioden	61
6.3.6 Fremførbare underskudd og fremtidig skatt	61
6.4 Beregning av free cash flow to firm.....	61
6.5 Verdsettelse av Ocean Rig	61
6.6 Sensitivitetsanalyse	62
6.6.1 Hovedscenariet for dagratene	63
6.6.2 Pessimistisk scenario for dagratene.....	63
6.6.3 Optimistisk scenario for dagraten.....	64
6.6.4 Konklusjon	65
6.7 Kritikk av modellen.....	65

7 Verdsettelse med bruk av multiplikatorer 67

7.1 Innledning.....	67
7.2 Grunnprinsippene bak multiplikatorer	67
7.3 Sammenlignbare selskaper og valg av multiplikatorer	68
7.4 Verdsettelsen av Ocean Rig	69

8 Rimelighetsvurdering og konklusjon 70

9 Referanser 71

Appendiks 73

1 Offshore-borebransjen

1.1 Innledning

I dette kapittelet vil offshore-borebransjen bli presentert. Jeg vil se nærmere på utviklingen i bransjen rent generelt, bransjens struktur, konkurranseforhold og analysere andre faktorer i offshore-borebransjen. Porters Five Forces modell og en PESTE analyse blir benyttet i en bransjeorientert eksternanalyse. Avslutningsvis ser jeg nærmere på segmentene og de geografiske områdene i boremarkedet. Dette vil samlet sett gi en dypere forståelse av hva som påvirker bransjens prestasjoner og lønnsomhet og gjør det mulig å danne seg et bilde av bransjens generelle lønnsomhetspotensial. Se appendiks for illustrasjon av de ulike konseptene for offshore-boring.

1.2 Bransjedefinisjon

En bransje kan defineres som en gruppe selskaper som tilbyr produkter og tjenester som er nære substitutt til hverandre (Hill & Jones, 2004). Jeg definerer offshore-borebransjen som all virksomhet med mobile offshoreenheter, plattformboring og andre relaterte tjenester som brønnoperasjoner og engineering i tilknytning til boring. Virksomhet med mobile enheter omfatter boreoperasjoner i forbindelse med produksjon og leting etter olje og naturgass.

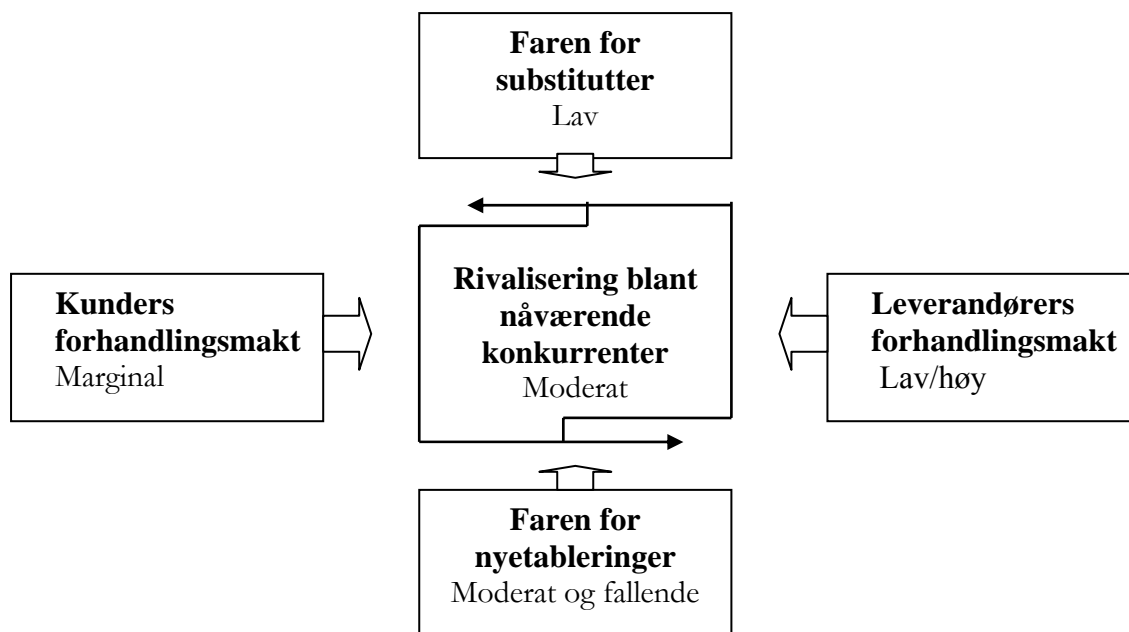
1.3 Utvikling i bransjen

Offshore-borebransjen er en moden bransje preget av store sykliske svingninger og et globalt konkurransemiljø. Utviklingen i bransjen har gått sin gang siden den første offshorebrønnen ble boret helt på slutten av 1800-tallet. Bransjen har opplevd flere store svingninger fra full til svært lav kapasitetsutnyttelse. Som et resultat av disse svingningene har dagratene borebransjen mottar for enhetene og tjenestene sine variert enormt. Dagratene oljeselskapene betaler reguleres av tilbud og etterspørsel i markedet, som igjen påvirkes av for eksempel oljeprisen. Nedgangstidene i bransjen har generelt sett vart lengre enn oppgangstidene, det har ført til at de mobile boreenhetene er bygget over relativt korte oppgangsperioder. Endringer i oljeselskapenes behov og teknologisk utvikling har ført til store forskjeller i design og utstyrsspesifikasjoner i de ulike byggeperiodene. Derfor er det ulike generasjoner halvt nedsenkbare rigger i markedet med forskjellig vanndybde- og operasjonskapasitet.

Offshore-borebransjen er relativt fragmentert. Det er et fåtall store amerikanske aktører i bransjen, som Transocean, GlobalSantaFe, Nobel Corporation, og en rekke mindre europeiske og asiatiske aktører. En forholdsvis stor del av disse selskapene er norskbaserte, noen av disse er nyetablerte mens andre er langt mer etablerte. Flertallet av disse er noterte på Oslo Børs, der finner blant annet Ocean Rig, Seadrill, Awilco Offshore, Eastern Drilling og Fred. Olsen Energy. Som en følge av høy oljepris og økt etterspørsel fra oljeselskapene har offshore-boremarkedet styrket seg kraftig den siste tiden, og byggeaktiviteten har økt. I det styrkede marked har vi sett nyetableringer i forbindelse med nybygging. Seadrills oppkjøp av Smedvig kan indikere starten på en ventet konsolidering i bransjen.

1.4 Konkurransanalyse

Porters sin Five Forces modell vil bli benyttet for å analysere konkurransen i bransjen for offshoreboring. Modellen er en dynamisk tilnærming for å analysere bransjens struktur basert på fem konkurransekrefter som påvirker konkurransesituasjonen i bransjen: faren for nyetableringer, faren for substitutter, kunders forhandlingsmakt, leverandørers forhandlingsmakt og rivalisering blant nåværende konkurrenter (Porter, 1980).



Figur 1.1. Porters Five forces i offshore borebransjen
(Kilde: Porter, 1980)

1.4.1 Faren for substitutter

Til tross for en kraftig teknologisk utvikling er faren for substitutter i offshore-borebransjen lav. Boreoperasjoner offshore krever kraftig og kapitalintensivt utstyr for å tåle de naturkreftene de blir utsatt for. Som et ledd i den teknologiske utviklingen oppstår den nye generasjoner med rigger. Disse generasjonene skiller seg fra hverandre på basis av ulike kapasitetsbegrensninger i forhold til blant annet vanddybde og lasteevne. En ny generasjon er ikke et substitutt til den foregående siden oljeselskapene har ulike behov når det gjelder vanddybdekapasitet, lasteevne og andre forhold som skiller generasjonene. Andre teknologiske nyvinninger har blant annet resultert i doble boretårn. Disse tårnene effektiviserer boreprosessen, siden enkelte operasjoner kan utføres samtidig. Introduksjonen av doble boretårn kan dreier seg om operasjonsforbedringer fremfor substitusjon.

Undervannsløsningene man har sett den senere tid dreier seg om produksjonsleddet. Disse løsningene krever boring og vedlikehold på lik linje med konvensjonelle produksjonsfasiliteter. Derfor representerer slike løsninger heller en mulighet for videreutvikling siden flere og tidligere utilgjengelige felt kan bygges ut. I fremtiden kan det tenkes at olje og gass som energikilder erstattes av mer miljøvennlige energikilder. En slik substitusjon vil kun få konsekvenser for etterspørselen i bransjen. Samlet sett anser jeg faren for at man vil se særlig grad av substitusjon i offshore-borebransjen som svært liten.

1.4.2 Faren for nyetableringer

Etablering i offshore-boremarkedet krever sterke finansielle muskler, stor grad av teknologisk kunnskap og erfaring, god kjennskap til markedet og gode relasjoner til oljeselskapene. Er finansieringen på plass, blir kritisk element det operasjonelle på alle nivåer, fra markedsføring til teknologi og sikre operasjoner. Dette er faktorer som gjør at etableringsbarrierene er høye for et fullt ut integrert boreselskap med en komplett driftsorganisasjon. Nyetablerte selskaper uten driftsorganisasjon står imidlertid bak mye av nybyggingsaktiviteten i bransjen. Siden vi vet at etableringsbarrierene er høye danner disse selskapene grunnlag for oppkjøpsaktivitet, enten ved at de selv kjøper selskaper med driftsorganisasjoner eller at de selv blir kjøpt opp.

Når dagratene stiger over et nivå som oljeselskapene anser for å være urimelig vil de gjennom langsiktige kontrakter og finansiering relativt raskt kunne etablere nye konkurrenter i et segment. Dette kan for eksempel skje i dypvannsegmentet, ved at selskaper som opererer i andre segmenter blir motivert av oljeselskapene for gå inn i dette segmentet. Selv om

nybyggingskostnader på 550 millioner USD per enhet gjør etableringsbarrierene formidable, kan mektige kunder gjennom langsiktige kontrakter få nye selskaper inn på markedet. De reelle etableringsbarrierene er derfor moderate og fallende nå som dagratene stiger kraftig.

Utgangsbarrierene er relativt lave. Det er lett å gå ut av markedet siden hoveddelen av selskapenes verdi er relatert til fysiske eiendeler som kan omsettes i et relativt likvid marked. En avvikling kan imidlertid føre med seg en temmelig stor økonomisk nedside, da bransjen er utsatt for massive sykliske svingninger som gjør at verdien på eiendelene varierer kraftig. Verdien av en rigg reflekter nåverdien av dens fremtidige kontantstrøm, og når ratene riggen oppnår synker, fører det til at verdien av enheten faller.

I gode tider er det ikke unaturlig at man ser nyetableringer. Når tilstrekkelig kapital er reist for å få i gang byggeaktivitet, vil markedet ha tilpasset seg denne etableringen. Dette fordi en etablering basert på nybygging lett lar seg prognostisere siden aktørene følger nøye med på nybyggingsaktivitet. Konkurransen i de fleste segmentene i offshore-borebransjen er gjennomsliktig og rimelig høy. En nyetablering vil derfor ikke være i stand til å endre prisdynamikken. Overføring av eksisterende rigger fra et selskap til et annet, ny eller gammel, vil av den grunn ha marginal betydning for dagratene i markedet. Indikatoren for endringer i samlet tilbud er som nevnt innsikten i nybyggingsaktiviteten.

1.4.3 Leverandørers forhandlingsmakt

De fysiske leverandørene til offshore-bransjen er hovedsakelig skipsveft med en viss grad av spesialisering for offshore-boremarkedet, og selskaper som leverer spesialisert utstyr og tjenester til bransjen.

Forhandlingsmakten til skipsverftene er for tiden økende, nå som nybyggingsaktiviteten har økt betraktelig og kapasiteten begynner å bli sprengt. Dette ser man ved at leveringstidene øker og prisene for nybyggene stiger. Alle slike kontrakter blir lagt ut på anbud slik at flere verft konkurrerer om kontrakten. Store kostnadsoverskridelser og spesifikasjonsendringer på for eksempel Bideford Dolphin og West Navigator viser at verft til en viss grad kan skvise sine oppdragsgivere. Siden verftene mente overskridelsen fult og helt skyltes spesifikasjonsendringene ut fra de opprinnelige kontraktene ble kostnadsoverskridelsene i disse tilfellene overveltet på kjøperen. Basert på asymmetrisk informasjon om hva

overskridelsen skyldes vil verftene kunne tenkes å overføre kostnader som er urelaterte til spesifikasjonsendringen over på kjøperen.

Andre leverandørene av utstyr og tjenester har en varierende forhandlingsmakt. De leverandørene som leverer det mest spesialiserte produktene har høyest forhandlingsmakt.

De finansielle leverandørene er mektige. Kapitalintensiteten og risikoen i bransjen gjør at disse leverandørene er veldig krevende til finansiell struktur og sunnhet når de vurderer å tilby kapital til boreselskapene.

1.4.4 Kunders forhandlingsmakt

Offshore-borebransjens kunder er i all hovedsak oljeselskapene. Markedet er preget av et henholdsvis stort antall olje- og offshore-boreselskaper av varierende størrelse. Prisen/dagratene for rigger og andre relaterte operasjoner avgjøres primært av tilbudet og etterspørselen i markedet. Presset i markedet øker for tiden som følge av at det ikke er ledig kapasitet å oppdrive i markedet for mobile enheter. Et slikt presset marked reduserer oljeselskapenes makt.

Vi har sett konsolidering blant store oljeselskaper som kan ha økt deres forhandlingsmakt. Samtidig har vi sett kraftig fremvekst av mindre oljeselskaper som vil være kandidater til operatørskap på mindre og modne felt. Samlet kan kundenes makt betraktes som marginal, når det nå også er ventet en konsolidering i boremarkedet.

1.4.5 Rivalisering blant nåværende konkurrenter

Offshore-boremarkedet er et modent marked som er segmentert basert på teknologi, naturgitte krav og begrensinger som klima og vanddybde. Segmentenes bredde og antall aktører varierer. De ulike segment overlapper hverandre imidlertid, fordi ulike enheter kan utføre mange av de samme operasjonene. Sett under ett er offshore-borebransjen som nevnt relativt fragmentert. Siden segmentene i stor grad overlapper hverandre er graden av konkurranse høy, og dagratene er for det meste gitt i markedet. Det er imidlertid mer lukkede segmenter der antallet konkurrenter er lavt og rivaliseringen tilsvarende lavere.

Konkurransen mellom de ulike geografiske områdene i markedet er også velfungerende siden rigger og personell lett kan flyttes mellom disse områdene. Historien har vist at borebransjen

er en meget syklisk bransje der lønnsomheten er svært varierende. Graden av rivalisering blant nåværende konkurrenter varierer mellom segmentene og svinger med syklusene i bransjen. Når behovet blant oljeselskapene stiger, reduseres rivaliseringen i bransjen siden utnyttelsesgraden og lønnsomheten øker. Graden av rivalisering blant nåværende konkurrenter kan betraktes som moderat.

1.4.6 Konklusjon

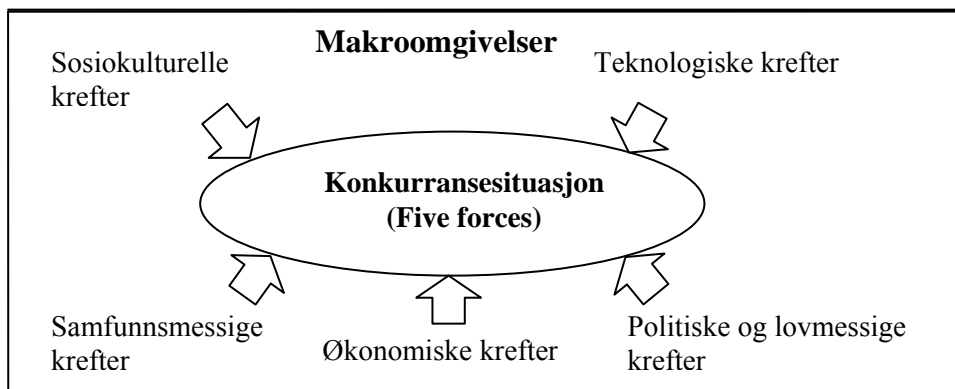
Analysen av konkurransedynamikken i offshore-borebransjen har vist at bransjen i et historisk perspektiv er svært rivaliserende basert på høye investeringskostnader, kompleksiteten i bransjen og de enorme variasjoner i lønnsomheten. Senere i dette kapittelet vil vi se at dagratene to år tilbake i tid lå på halt andre nivåer enn dagens. Rivaliseringen er imidlertid fallende nå som utnyttelsesgraden er høy og dagratene stiger. Vissheten om at situasjonen kan endre seg rimelig fort gjør at offshore-borebransjen må karakteriseres som en risikofull bransje hvor lønnsomheten svinger veldig. Analysen viser også at det er muligheter og trusler innfor offshore-boremarkedet, disse vil bli behandlet videre i dette kapitelet.

1.5 Makroanalyse

Endrede forhold og faktorer i offshore-borebransjens makroomgivelser vil kunne påvirke konkurransesituasjonen og dermed også verdiskapningen i bransjen. Verdien av Ocean Rig og andre offshore-boreselskaper blir påvirket av to hovedfaktorer; Makrofaktorer som påvirker det generelle aksjekursnivået i bransjen gjennom påvirkning av konkurransekraftene, og selskapsspesifikke faktorer som alene påvirker Ocean Rig verdi. Det er imidlertid vanskelig å identifisere hvilke makrofaktorer som har størst påvirkning på den generelle markedsverdien til offshore-selskapene. Mye undersøkelsesarbeid har vært gjennomført for å finne hvilke faktorer som har størst påvirkningskraft. Dette er svært avansert analysearbeid som jeg ikke vil begi meg ut på her.

Det vil imidlertid være interessant å se nærmere på krefter som vil kunne endre konkurransesituasjonen i bransjen og derigjennom forstå hvilken innvirkning det vil ha på verdiene i bransjen. Jeg vil i dette avsnittet drøfte bransjens makroomgivelser basert på PESTE-rammeverket presentert i ”Strategic Management – An Integrated Approach” av Charles W. L. Hill og Gareth R. Jones (2004). Da ser vi i et vidt perspektiv nærmere på; Politiske og lovmessige (Political), økonomiske (Economic), sosiokulturelle (Social),

teknologiske (Technological) og samfunnsmessige (Environment) krefter som kan tenkes å påvirke miljøet der bedriftene i bransjen er tilhørende.



Figur 1.2 Makroomgivelsernes rolle
(Kilde: Hill & Jones, 2004)

1.5.1 Politiske og lovmessige forhold

Offshore-borebransjen og olje- og gassektoren generelt er i stor utstrekning regulert gjennom internasjonale og nasjonale lover, regulativ og sertifiseringer. I Norge er det Oljedirektoratet (OD) og Petroleumstilsynet som i hovedsak ivaretar samfunnets interesser på den norske sokkelen. Disse institusjonene sikrer at aktørene i olje- og gassvirksomheten holder et høyt nivå for helse, miljø, sikkerhet og beredskap og gjennom dette også bidrar til å skape størst mulig verdier for samfunnet. Sertifisering av boreselskaperes enheter og kontroll av styringssystemene er også lovpålagt. Lignende systemer finner man i alle regionene der borebransjen opererer, det er imidlertid liten tvil om at systemet i Norge oppfattes som tøft.

Norske myndigheters regulering har blitt lagt merke til internasjonalt. Land der olje- og gassproduksjon er i utviklingsfasen har gitt uttrykk for at de ser på den norske modellen som interessant. Dette indikerer at man muligens kan vente seg lignende systemer som det norske også utenfor Norge.

1.5.2 Økonomiske forhold

De økonomiske forholdene har stor innvirkning på bransjen, men også individuelt på selskapene i forskjellig grad. Variasjonen for selskaperes del skyldes ulik tilpasning i markedet og effekter knyttet til for eksempel valutakursvariasjon. De ulike makroøkonomiske faktorene vil ha ulik virkning. Jeg kommer til å se nærmere på oljeprisen,

samt rentenivå og inflasjon, og valutakurser, før jeg samler disse i de mer generelle makroøkonomiske utsikter.

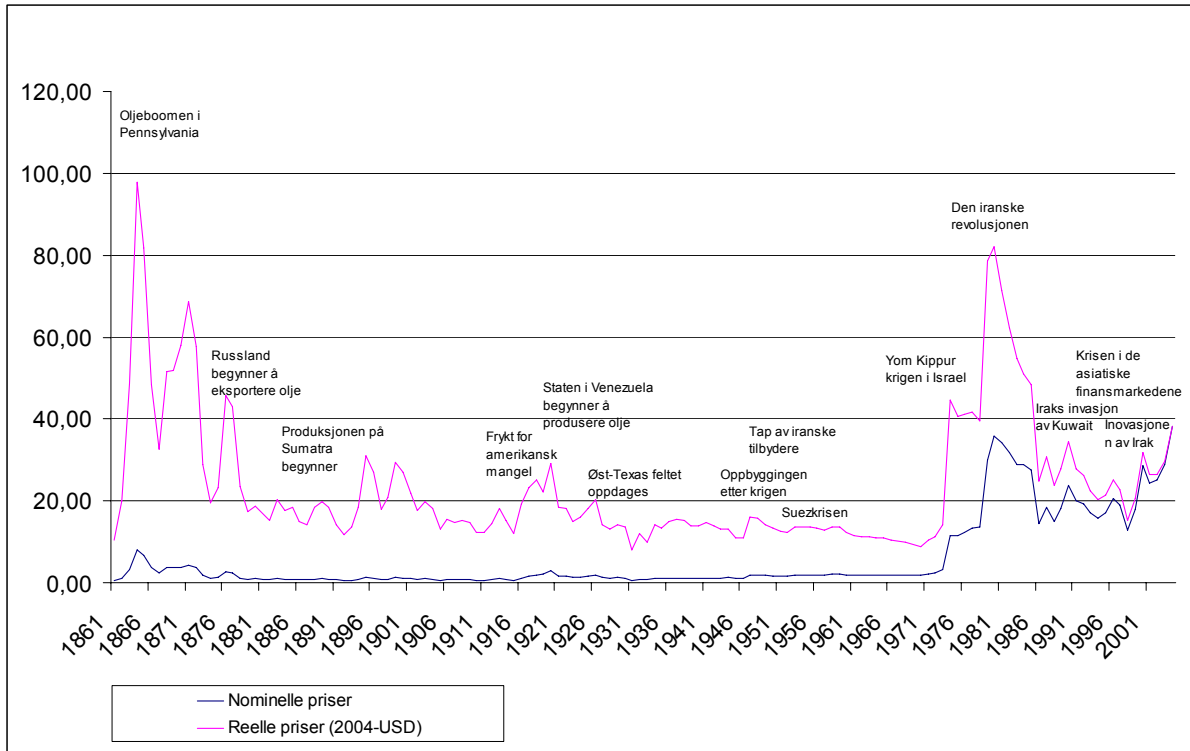
1.5.2.1 Oljeprisen

Prisen på olje har stor påvirkningskraft i verdensøkonomien. Oljeselskapenes inntjening og aktivitet er veldig avhengig av oljeprisen. Denne avhengigheten fører til at alle selskapene i offshore-borebransjen påvirkes indirekte av oljeprisen hver gang nye kontrakter skal inngås. Kontraktene i bransjen utformes slik at oljeprisnivået kun har innvirkning på boreselskapene når nye kontrakter på ledige enheter inngås. Prisen på olje vil imidlertid til en viss grad også påvirke dagratene boreselskapene oppnår for bore og brønnoperasjoner på de faste installasjoner. Dette fordi oljeselskapene i tider med lav oljepris ofte velger å utsette boreprogrammene sine i påvente av høyere marginer. Som følge av et utsatt boreprogram vil boreselskapene kun få betalt for nødvendige boreoperasjoner og vedlikehold av eksisterende brønner.

Endringer i oljeprisen gir i tillegg til den indirekte virkningen også en separat tidsforsinkelse for boreselskapene. Tidsforsinkelsen skyldes at kontraktene selskapene har med oljeselskapene er langsiktige, dagratene og forventet kontantstrøm fra hver kontrakt er dermed tidsmessig atskilt fra endring i oljeprisen. Prisen på olje påvirker igjen tilbuds- og etterspørselforholdene i markedet. Det betyr at det tar tid før en økning i oljeprisen gjenspeiles for fullt i dagratene oljeselskapene betaler. Bak oljeselskapenes investeringsbeslutninger ligger det svært mye tidkrevende prosjektarbeid. Oljeselskapene må først endre sine prisestimer, deretter vil nye investeringsbeslutninger bli tatt. Først etter denne beslutningen vil nye kontrakter bli inngått med den aktøren som har ledig kapasitet.

For selskaper med få rigger vil tidsforsinkelsene bli lenger, siden det går lengre tid mellom hver gang de får en ledig rigg på markedet. Selskapene vil også ha ulik strategi i forhold til kontraktsinngåelse særlig med tanke på varighet. Dette gjelder både boreselskapene og oljeselskapene, og resulterer i varierende virkning av oljeprisen. Den indirekte virkingen og tidsforsinkelsen bransjen er utsatt for gjør at det er de langsiktige trendene i oljeprisen som er avgjørende for verdiene og konkurransen i markedet. Jeg vil derfor forsøke å drøfte forventet fremtidig utvikling i oljeprisen.

Det vil imidlertid først være nyttig å se på hvilke faktorer som har hatt størst historisk innvirkning på oljeprisen. I diagrammet på neste side, publisert av BP, kan vi se hvilke historiske begivenheter som har hatt størst påvirkning på oljeprisen. Se appendiks for mer detaljert diagrammer over hendelser og produksjonsendringer fra 2001 til 2005 og OPECs kapasitetsutvikling.



Figur 1.3 Nominell og reell spotpris på råolje opp mot historiske begivenheter
(Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2004)

Det er også interessant å se nærmere på fremtidige forventninger til oljeprisen. Slike forventninger ser man blant annet i finanspressen. Disse prisforventningene spriker imidlertid veldig. DnB Nor Markets forventer et fall og spår en pris på rundt 50 dollar, Handelsbanken Capital Markets tror imidlertid på en økt pris som kan nå nivåer opp mot 80 dollar fatet i løpet av året. Investeringsbanken Merrill Lynch tror på en gjennomsnittlig oljepris for nordsjøolje på 56 dollar, i 2007 tror meglerhuset at oljeprisen vil falle gjennomsnittlig ti dollar til 46 dollar. Investeringsbanken forventer en langsiktig oljepris på 41 dollar fatet fra 2008 og utover. Alle disse estimatene ble gjengitt i Dagens Næringsliv i løpet av en uke og illustrerer hvor vanskelig det er å modellere fremtidig oljepris. Jeg vil derfor være forsiktig med å komme med slike prognoser selv. Jeg vil heller presenter noen av de ulike krefter som påvirker tilbud og etterspørsel av olje før jeg går gjennom å tre fremtidige scenarier presentert i World Energy Outlook 2005 fra IEA (International Energy Agency).

Litt forenklet kan vi si at tilbudet på kort sikt i markedet avgjøres av produksjonskapasitet i oljeutvinningen og eventuelle produksjonsbegrensninger som blir satt av for eksempel OPEC. På lengre sikt avgjøres tilbudet av investeringsavgjørelser i forbindelse med påviste oljereserver og leteaktivitet som igjen fører til økt kapasitet og eventuelt mer reserver. Som nevnt har oljeselskapene en tendens til å utsette slike investeringsbeslutninger i påvente av et bedre marked. Nå som oljeprisene er høye øker dette oljeselskaperens investeringslyst. Andre faktorer i makromiljøet vil også påvirke tilbudet, ny teknologi har for eksempel gjort det mulig å utvinne langt mer enn først antatt ved de fleste utbygde felt.

Etterspørselen i markedet avgjøres av en rekke faktorer. Økonomisk vekst, teknologiske fremskritt, kapasitetsbegrensninger i leddene frem til endelig konsum og en rekke andre faktorer av politisk og mer generell art påvirker etterspørselen på kort og langt sikt. Jeg velger å ikke gå i dybden på hver faktor her og ser kun overfladisk på et fåtall. Teknologisk vekst vil kunne tenkes å trekke etterspørselen i begge retninger. I nær fremtid er det naturlig å tro at utviklingen trekker etterspørselen opp, mens på lengre sikt kan det tenkes at etterspørselen reduseres etter hvert som andre energikilder overtar. Lagerbeholdning og raffinerikapasitet påvirker også etterspørselen. Værprognoser vil kunne påvirke etterspørselen på kort sikt. Oljeprisnivå har motsatt effekt på etterspørselen i markedet i forhold til tilbudet. Høy pris vil medføre at konsumentene substituerer bort olje som energikilde.

Gjennomgangen av tilbuds- og etterspørselsforholdene i oljemarkedet er noe stilisert. Mengden av påvirkningsfaktorer og usikkerhet rundt disse illustrerer hvorfor det er vanskelig å spå fremtidig oljepris, særlig når disse også påvirker hverandre både direkte og indirekte. Forskjellige spådommer om fremtidig oljepris avhenger altså av hvilke forutsener og antagelser man tar basert på de overbevisninger man måtte ha.

IEA sine scenarier bygger på at de forventer at verdens energibehov vil fortsette å øke stabilt de neste 25 årene. Basisscenariet bygger på at verdens myndigheter holder seg til dagens politikk, det vil i følge IEA føre til at verdens energibehov i 2030 er 50 % høyere enn i dag. Over 60 % av denne økningen vil være fra olje og gass, og 80 % av energibehovet vil være dekket ved disse energikildene. Dette scenariet vil imidlertid lede til en rekke bekymringer, særlig med tanke på klima og regional energiavhengighet. Den kraftige økningen vil føre til konsum- og importregioner blir betraktelig mer avhengig av import fra et fåtall store

eksportørland. Avhengighet fører til usikkerhet rundt energileveransene og kan lede til volatile priser. Oljeavhengighet har også sikkerhetspolitiske virkninger noe amerikanerne i det siste har gitt uttrykk for.

Alternativsenariet fra IEA bygger på at kraftige politiske krefter vil styre verdens energibehov i en annen retning. De fleste medlemslandene i OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) har erklært at de ønsker å ta i bruk virkemidler for å gjøre noe med det økende konsumet av fossile brennstoff og utslipp av drivhusgasser. Flere land kan forventes å følge etter. Hvis prisene holder seg høye, er en slik politikk mer sannsynlig. Implementering av en slik politikk kan bremse veksten i etterspørselen etter fossile brennstoff og de tilknyttede utslippene vil bli redusert i forhold til basissenarioet. Det globale energibehovet vil selv under alternativsenariet være 37 % høyere enn dagens, og importavhengigheten vil fremdeles øke betraktelig.

Det knytter seg imidlertid stor usikkerhet til om de nødvendige investeringer i oppstrømsleddet for olje og gass vil bli gjennomført. Et scenario der investeringene utsettes vil i følge IEA drive de internasjonale prisene for olje og gass opp siden produksjonen ikke er nok til å dekke etterspørselen. Høyere energipriser og påfølgende lavere økonomisk vekst vil kvele energipriser i alle regioner og derfor redusere behovet for olje og gass sammenlignet med basissenarioet. Dagens ustabilitet i markedet og oljeprisen det siste året demonstrer hvor viktig tilstrekkelige investeringer i oppstrøms- og nedstrømskapasitet for å kunne håndtere økt globalt behov.

I basissenariet antar IEA en oljepris på 35 USD per fat råolje i 2010 (2004-dollar), etter hvert som ny produksjons- og raffinerikapasitet kommer på plass. Det er videre forventet at prisen vil stige til 37 USD i 2020 og 39 USD i 2030, nominelt tilsvarer det en pris på 65 USD (2 % inflasjon i gjennomsnitt). Disse tallene er noe oppjustert fra tidligere års rapporter og peker i retning av at vi kan forvente at oljeprisen vil fortsette å være rimelig høy. Olje vil beholde sin plass som den viktigste energikilden. IEA forutsetter at mangelen på kostnadseffektive substitutt for oljebaserte biler vil gjøre oljeetterspørselen stabil. Etterspørselen etter naturgass vil vokse raskere, hovedsaklig drevet av elektriske generatorer i forbindelse med for eksempel kraftverk. Gass vil i 2015 overta kulls posisjon som verdens nest største primærkilde for energi.

Verdens energiressurser er tilstrekkelig til å møte den forventede veksten i etterspørselen lagt til grunn i basissenariet. Det er liten tvil om at veksten vil føre med seg en betydelig økning i letevirksomhet både offshore og onshore. Det er knyttet stor usikkerhet til et eksakt kostnadsanslag for letingen og utbygging de neste tiårene, men IEA har estimert at de samlede kostnadene i sektoren fra 2004 til 2030 vil ligge rundt 17 trillioner USD (2004-dollar). IEA påpeker også at prognosene reiser en rekke bekymringer. Veksten i etterspørselen innebærer at halvparten av investeringen må skje i utviklingsland og dessuten er det usikkert om raffineriene vil ha nødvendig destilleringskapasitet. Disse problemstillingene behandler jeg ikke videre og forutsetter at de lar seg løse, bare nevner dem siden de potensielt vil ha en betydelig innvirkning på oljeprisen.

Legger man IEA sine prognoser for basissenariet til grunn, er det mye som tyder på at offshore-borebransjen går gode tider i møte siden mye kan trekke i retning av en langvarig høy oljepris. Det er også verdt å merke seg at hvis politiske miljøhensyn får større betydning, så vil det også lede til økt etterspørsel etter olje.

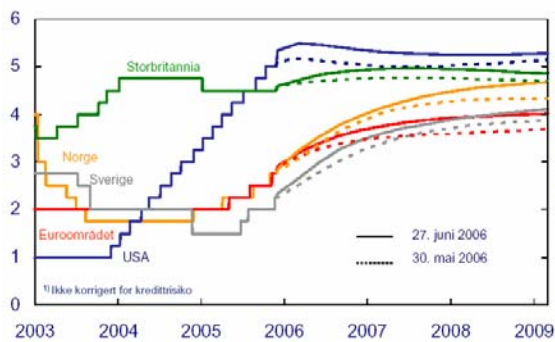
1.5.2.2 Rentenivå og inflasjon

Inflasjon og rente er nært tilknyttet hverandre, en nominell rente inkluderer inflasjon mens en reel rente ekskluderer prisstigningen. Disse faktorene vil påvirke bransjen, men vil ikke være av like avgjørende betydning som oljeprisen. Av grunn blir disse faktorene behandlet litt løst, samtidig som de vil bli belyst ut fra et norsk perspektiv. Det norske perspektivet skyldes at det bak mange selskapene i bransjen der det skjer mest står norske krefter, og at forfatteren har mest kjennskap til de norske forholdene.

Norges Bank er pålagt å styre Norges pengepolitikk etter et operativt inflasjonsmål på 2,5 %. Det er samtidig et ønske om at pengepolitikken skal bidra til å stabilisere utviklingen i produksjon og sysselsetting. Stabiliseringshensynet gjør at banken må ta en rekke hensyn utover inflasjonen når renten fastsettes, valutakurs, utenlandske renter, vekst i gjelden til selskaper og privatpersoner er noen av hensynene som må tas. Renten på bankenes innskudd i Norges Bank (foliorenten), kalt styringsrenten, er det viktigste virkemiddelet i pengepolitikken.

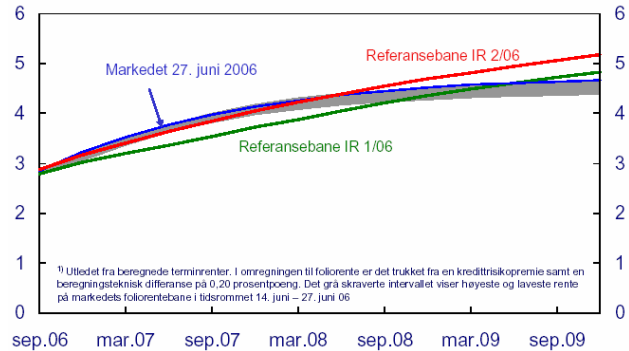
Norges bank valgte ved siste rentemøte den 29. juni å holde styringsrenten fast på 2,75 %. Renten er i første halvår av 2006 økt to ganger med 0,25 prosentpoeng. Banken gav signaler

om ytterligere rentehopp fremt til fremleggelsen av neste inflasjonsrapport 1. november. I siste inflasjonsrapport ble det skissert at hvis inflasjonsutviklingen holder seg på dagens nivå, så vil vi se en styringsrente i intervallet mellom 2,75 % og 3,75 % ved utgangen av året. Ledende makroøkonomer er enige om at renten skal opp, men er innbyrdes uenig om når det vil skje. Økt rente vil også være betinget av hva som skjer med rentene internasjonalt siden Norge har en flytende valutakurspolitikk. Figurene under viser forventet fremtidig renteutvikling.



De fremtidige forventningene er basert på rentene FRA- (Forward Rate Agreement) og futurekontrakter justert for anslått differanse mellom tremåneders pengemarkedsrente og styringsrente

Figur 1.4 Faktisk og forventet utvikling i styringsrente (Kilde: Norges Bank, 2006)



Referansebanen er prognostisert av Norges Bank og gir en rimelig avveining mellom hensynene i pengepolitikken

Figur 1.5 Norges Banks og markedets rentebaner (Kilde: Norges Bank, 2006)

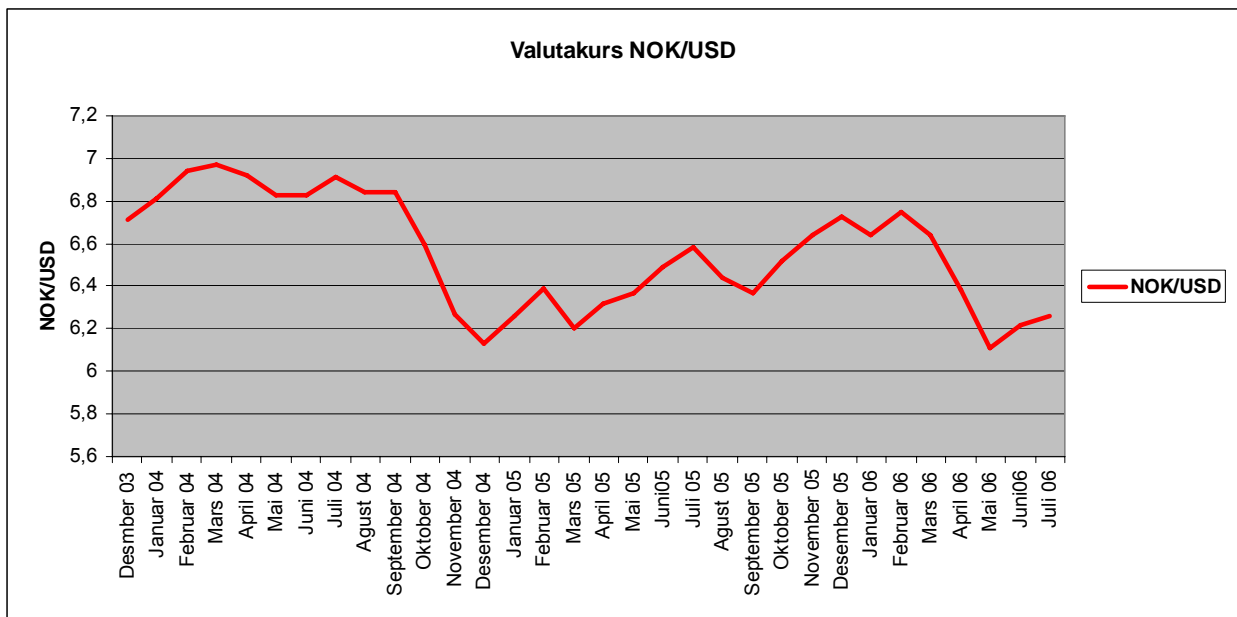
Vi ser fra diagrammene at renteforventningene peker oppover. Dette indikerer at den kortsiktige rente vil stige. Det er i tråd med hva de fleste venter seg, og som er signalisert av ulike sentralbanker. Ut fra referansebanen og markedets forventninger ser vi at renten vil nærme seg et mer normalt nivå i løpet av en treårs periode.

Fremtidig rentenivået vil påvirke finansieringskostnadene til boreselskapene. Inflasjonen vil i hovedsak påvirke boreselskapenes driftskostnader, siden inntektene avgjøres av de kontraktsfestede dagratene som i liten grad påvirkes av inflasjonen.

1.5.2.3 Valutakurser

Figuren på neste side viser at NOK/USD-kursen har vært ganske volatil de siste årene. Bransjen inntekter er i USD, den norske delen av bransjen har i varierende grad kostnadselementer i NOK. Transaksjonseksposering er allikevel lav siden valutagevinster og

tap stort sett oppveier hverandre ved fornuftig risikostyring. Samtidig er det i lite grad behov for å overføre kontantene til NOK. Markedsverdien på selskapenes enheter er gitt i dollar, slik at ved eventuelle salg eller kjøp vil dollarkursen ha en betydning. For å vurdere dollarkursenes betydning må hvert enkelt tilfelle betraktes hver for seg. Prediktering av fremtidige trend i valutakursen vil kunne ha en viss betydning. Det eneste som imidlertid er helt sikkert når det gjelder valutakurser er at de er umulige å predikere. Kursene påvirkes av svært mange faktorer, som renteforskjeller mellom land, inflasjon, økonomisk vekst og økonomisk politikk.



Figur 1.6 Empirisk valutakurs mellom NOK og USD basert på månedlige gjennomsnitt frem til juli 2006 (Kilde: SSB)

1.5.2.4 Generelle makroøkonomiske utsikter

Utsiktene i internasjonal økonomi vurderes som gode. Den økonomiske politikken er ifølge Norges Bank innrettet mot å øke aktiviteten i mange land. Det bidrar til å motvirke utslagene av at oljeprisen har økt. Imidlertid er det viktig å være klar over at utviklingen kan bli svakere enn anslått. Som det ble påpekt i IEA sine analyser, så er det fare for negative virkningene av høy oljepris. Den økonomisk vekst kan bli lavere og vi kan få høyere inflasjon. De store ubalansene i verden både økonomisk og politisk kan føre til brå korreksjoner som vil redusere veksten på kort og mellomlangt sikt. En flytende kinesisk Yuan vil føre til brå endring i styrkeforholdet mot USD og vil således kunne ha kraftige virkninger også utover valutamarkedene. Politiske uroligheter og usikkerhet vil også kunne ha stor påvirkningskraft.

1.5.3 Sosiokulturelle krefter

Sosiokulturelle krefter dreier seg om hvordan endringer i sosial sikkerhet og verdier i samfunnet påvirker en bransje og vil i denne sammenheng ikke være interessant å drøfte.

1.5.4 Teknologiske krefter

Som nevnt tidligere har det funnet sted en betydelig teknologisk utvikling i bransjen på bakgrunn av oljeselskaperens behov. Utvikling av produksjonsteknologi har gjort at det mulig å produsere olje og gass på felt over en lengre tidshorisont enn antatt i utgangspunktet. Det har bidratt til økt aktivitet for boreselskapene. De teknologiske nyvinningene har i tillegg oppstått ut fra et ønske om operasjonsforbedring og har blant annet resultert i utvikling av boreenheter med utstyr for doble boreoperasjoner på dypt vann. Enhetene med doble boretårn kan som jeg har vært inne på tidligere utføre to elementer av en boreoperasjon samtidig. Dermed blir tidsbrukene ved boring kraftig redusert og oljeselskapene vil kunne få en tidligere produksjonsstart. En fremskjøvet produksjonsstart vil ha en positiv effekt på oljeselskaperens kontantstrøm. Per i dag er det åtte slike enheter i verden levert rundt årtusenskiftet (Smedvig, november 2005), men flere er under bygging. Ocean Rigs enheter er ikke utrustet med slikt utstyr.

De teknologiske nyvinningene man har sett i bransjen har ikke ført til at mobile enheter har blitt ubrukelige over natten. Den store kapitalbindingen hver enhet medfører har resultert i at omfattende oppgraderinger blir gjennomført for å holde enhetene konkurransedyktige. Det er et konstant oppgraderingspress i bransjen for å holde enhetene oppdatert teknologisk og operasjonelt. Dette kommer i tillegg til generelt vedlikehold som til enhver tid må gjennomføres.

1.5.5 Samfunnsmessige forhold

Dette er forhold som inkluderer svært mye og blir ikke drøftet utdypende her. Det kan imidlertid være interessant å se litt nærmere på problemstillingene rundt rekruttering og demografi. De aktørene som har nybygg underveis vil være avhengig av kvalifisert arbeidskraft for å bemanne disse. Samtidig nærmer en stor andel av nåværende arbeidskraft seg alderen for pensjonering. Stort behov for arbeidskraft fører til at aktørene i bransjen står overfor store utfordringer i forhold til rekruttering av den arbeidskraften de vil ha behov for i fremtiden.

1.5.6 Konklusjon

Riktig posisjonering i forhold til krefter i makromiljøet, særlig de økonomiske, vil være viktig for aktørene i bransjen. Deltagelse i bygging når det er forsvarlig og teknologisk utvikling er sentralt for å tilpasse seg de behovene som oppstår på bakgrunn av faktorer i makromiljøet. Det er samtidig viktig å fokusere på politiske og samfunnsmessige forhold for å være forberedt på fremtidig utvikling og dekke fremtidige behov.

1.6 Analyse av segmentene innen markedet

Jeg vil kort analysere de ulike segmentene i boremarkedet. Fokuset blir lagt på markedsstørrelse og grad av konkurranse i de ulike segmentene. Jeg innleder med en oversikt av de to største segmentene globalt. I tillegg har vi det langt mindre segmentet for tenderrigger.

	Flytere				Jack-up'er				Andre aktiviteter	Passiv flåte	Totalt			
	TT	E	T	UG %	TT	E	T	UG %			TT	E	T	UG %
Nåværende	189	163	164	99	376	342	348	98	3	50	565	505	512	99
Forrige måned	189	160	161	99	374	333	337	99	4	61	563	492	498	99
6 måneder siden	189	158	160	99	371	330	330	100	3	67	560	488	490	100
12 måneder siden	188	154	157	98	369	335	338	99	3	59	557	489	495	99

Flytere inkluderer både halvt nedsenkbare rigger og boreskip

Andre aktiviteter konkurransedyktige mobile boreenheter som driver med ikke-boreaktiviteter

Passiv flåte enheter ute for kortere eller lengre perioder, og rigger på verksted, eller på vei fra et geografisk område til et annet

E - Etterspørsel konkurransedyktige mobile boreenhet under kontrakt for leting eller produksjon

T - Aktivt tilbud alle konkurransedyktige mobile boreenheter som er tilbudt aktivt på markedet

TT - Totalt tilbud, dvs. passiv flåte pluss aktivt tilbudt flåte

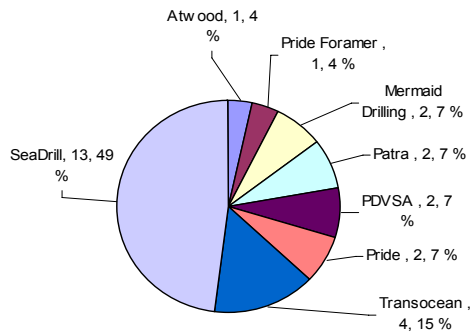
UG % Aktiv utnyttelsesgrad (Etterspørsel/Aktivt tilbud)

Tabell 1.1 Nåværende og historisk aktivitet i markedet for mobile boreenheter
(Kilde: R.S. Platou Offshore)

Selv på verdensbasis er antallet rigger relativt lite, det indikerer en høy grad av gjennomsiktighet i bransjen. De følgende sektordiagrammene viser antall enheter de ulike selskapene har i de ulike segmentene. Antall enheter inkluderer nåværende både passive og aktive, enheter under bygging og de fleste opsjoner på nybygg. I tillegg er det enheter i såkalte lukkede områder tatt med. Antall enheter og prosent av segmentet står bak selskapsnavnene.

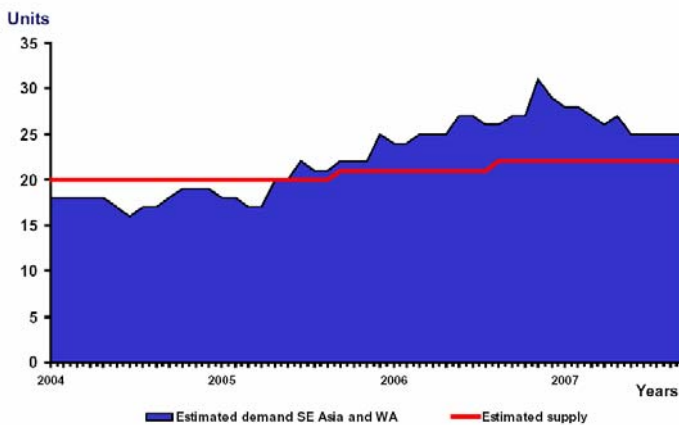
1.6.1 Markedet for tenderrigger

Tenderrigger tilbyr boretenester til brønnhodeplattformer. Historisk har disse operasjonene vært begrenset til grunt vann. Introduksjonen av halvt nedsenkbare enheter og forankring har ført til at vanddybde kapasiteten har økt betraktelig. Markedet består av få aktører, der noen er relativt store, SeaDrill er den klart største aktøren. Det indikerer at forhandlingsmakten til spillerne er høyere enn det som er vanlig i boremarkedet som helhet.



Figur 1.7 Tenderrigg segmentets størrelse og fordeling
(Kilde: ODS-Petrodata)

Tenderrigger er enklere å operere enn andre rigger og leverer kostnadseffektive boreløsninger. Imidlertid generer tenderrigger en langt lavere dagrater enn de andre segmentene på grunn av operasjonelle begrensninger. Diagrammet under illustrerer at aktiviteten i segmentet har økt, og at fremtidsutsiktene er lyse.



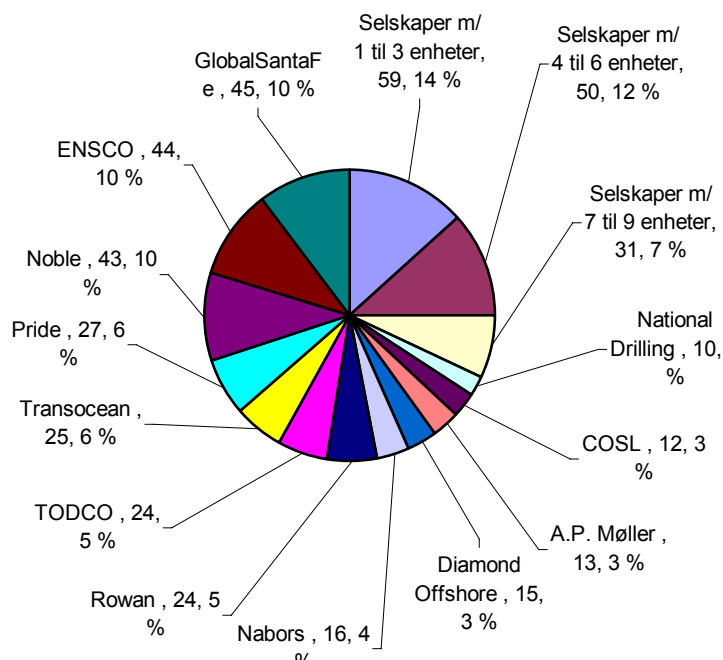
Figur 1.8 Markedet for tenderrigger
(Kilde: SeaDrill)

1.6.2 Markedet for jack-up rigger

Jack-up markedet er det klart største i bransjen og er ganske fragmentert. De tre største har 10 % av markedet hver, mens resten er fortelt på mange aktører. Dette segmentet er preget av gamle enheter med lav vanddybdekapasitet. I følge Fearnley Offshore er gjennomsnittsalderen over 21 år og kun 40 enheter av dagen 374 enheter er bygd de siste 20 årene. Data fra ODS-Petrodata viser at bygingsaktiviteten har økt betraktelig, 39 enheter er under bygging. I tillegg er det 10 nybyggingsopsjoner i markedet. Enhetene som er på vei inn på markedet får

en gjennomgående høyere vanddybdekapasitet, flere kan bore på opp mot en vanddybde på 122 meter.

Dagens høye utnyttelsesgrad tyder på at boreselskapene har en høy forhandlingsmakt overfor oljeselskapene. Stadig økende dagrater gjør at jack-up rigger per i dag er et meget lønnsomt. Den høye nybyggingsaktiviteten blir sannsynligvis oppveid av utfasing av eldre enheter og vil av den grunn ikke ødelegge markedet. På basis av fremtidige prognoser virker byggingen fornuftig, men situasjonen kan imidlertid snu fort. Historien har vist at lavere oljepris fører til reduserte dagrater og lavere utnyttelse.



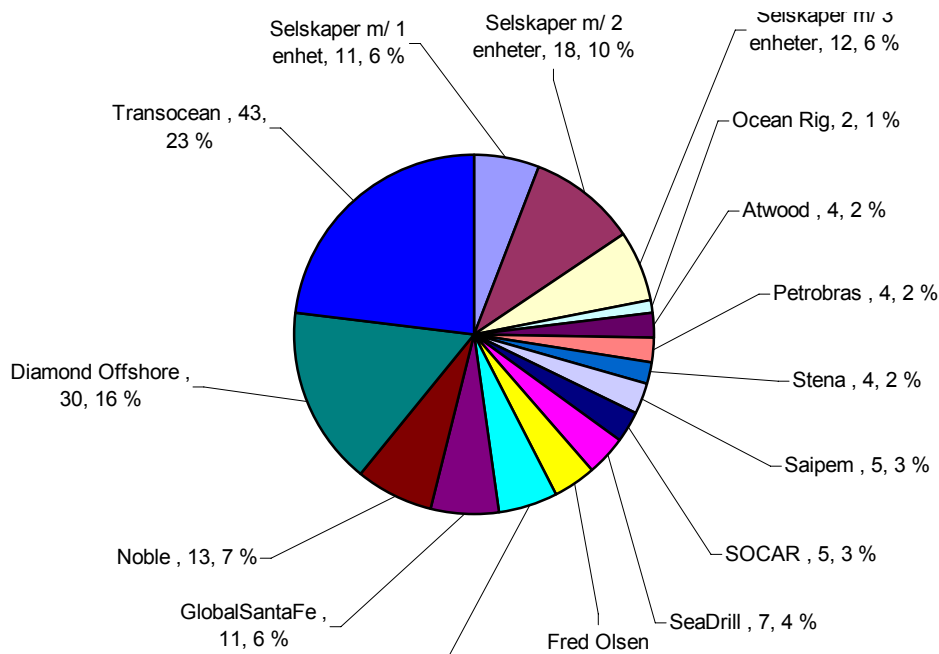
Figur 1.9 Jack-up rigg segmentets størrelse og fordeling
(Kilde: ODS-Petrodata)

1.6.3 Markedet for halvt nedsenkbare rigger

Markedet for halvt nedsenkbare rigger er et stort segment, men ulikheter mellom forskjellige generasjoner deler opp markedet i mindre deler slik situasjonen er i dag. Denne inndeling gjør at de ulike generasjonene som oftest konkurrerer seg imellom. Når markedet er svakt, vil imidlertid de mer avanserte enhetene konkurrere direkte med de eldre generasjonene. De oppnår likevel en noe høyere dagrate grunnet bedre produktivitet. De enhetene som har utstyr

som muliggjør doble operasjoner vil også oppnå høyere dagrater på grunn av bedre produktivitet.

Det er mange aktører i markedet, men i forhold til Jack-up segmentet er det færre aktører. Samtidig er riggene mindre fordelt slik at de fire største aktørene har over 50 % av markedet. Basert på forholdsvis lavere antall aktører, de ulike generasjonene og dagens høye utnyttelsesgrad er konkurransen mellom aktørene lavere enn hva den er i markedet for jack-up rigger. Byggingsaktiviteten er også stor i dette segmentet, 11 enheter er under bygging, mens det er 10 nybyggingsopsjoner i markedet. Denne byggingen er imidlertid godt fundert i forventet etterspørsel nå de nærmeste årene. Dette tyder på høyere dagrater jevnt over for alle generasjonene de nærmeste årene.



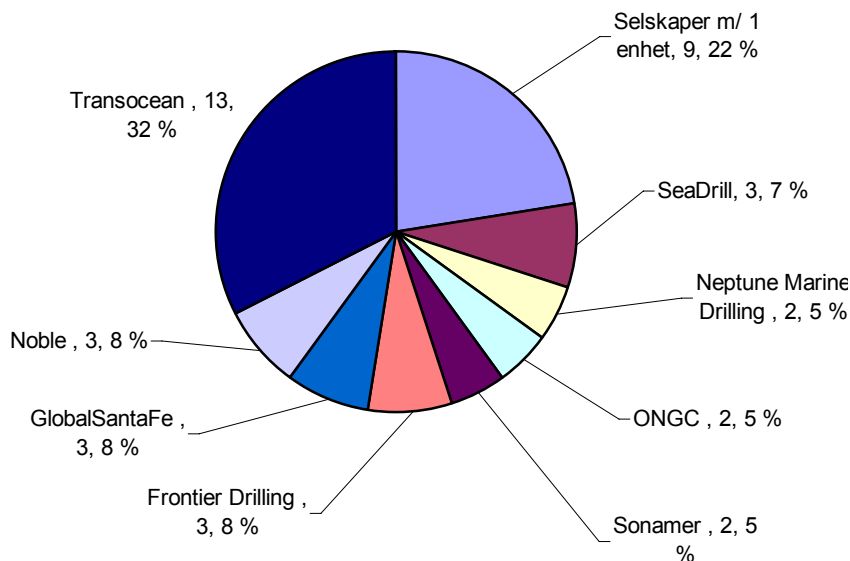
Figur 1.10 Segmentet for halvt nedsenkbare riggers størrelse og fordeling
(Kilde: ODS-Petrodata)

1.6.4 Markedet for boreskip

Markedet for boreskip er relativt lite og i høy grad teknisk avansert. Det finnes imidlertid to typer skip, skip som ankrer opp på feltene og skip som er dynamisk posisjonert over feltet. Den nyere delen av flåten er dynamisk posisjonert og kan dermed operere på svært dypt vann i urolige farevann. Et problem i segmentet har historisk sett vært høye kostnadsoverskridelser og forsinkelser under bygging. Dette har ført til lav lønnsomhet. Mye tyder imidlertid på at dette er i ferd med å snu nå som etterspørselen har økt og dagratene er høye. Problemene under bygging kan karakteriseres som vanskeligheter i begynnelsen av et produkts livssyklus.

Boreskip ble av mange regnet som et svært lovende marked etter hvert som oljeselskapene må ut på dypere vann for å utvinne olje og gass.

Kun tre skip er for tiden under bygging, den lave byggeaktiviteten indikerer således at aktørene er skeptiske til det videre potensialet i segmentet. Byggingen må også ses i sammenheng med at de halvt nedsenkbare enhetene som bygges nå, kalt 6. generasjonsrigger, har samme vanddybdekapasitet som dagens boreskip. En stor del av 5. og flertallet av de nye 6. generasjonsriggene konkurrerer og vil konkurrere direkte med boreskipene. Dette medfører at dagratene for skip og rigger med lik kapasitet kan være identiske. Boreskipene for dypt vann kan karakteriseres som en nisje innen segmentet for boreoperasjoner på dypt vann. Faktorene som avgjør hvilken dagrate et boreskip oppnår i konkurranse med et annet eller en rigg er lastekapasiteten og produktiviteten basert på design og installert utstyr. Også her vil mulighet for doble operasjoner gi høyere rater.

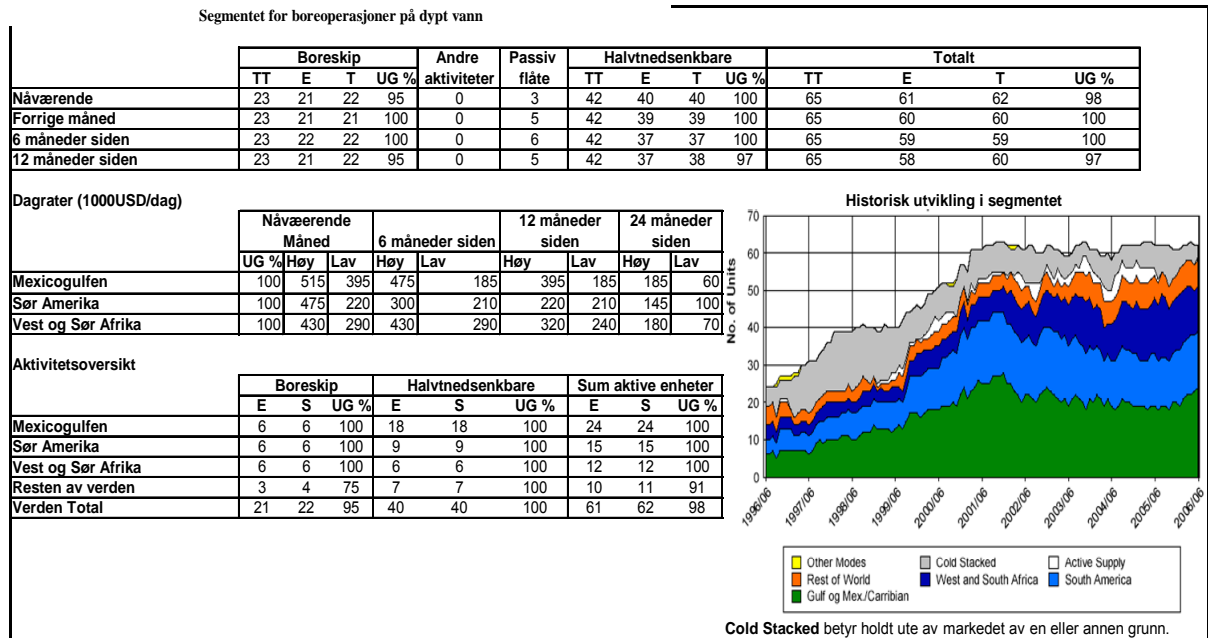


Figur 1.11 Boreskip segmentets størrelse og fordeling
(Kilde: ODS-Petrodata)

2.6.5 Markedet for boeroperasjoner på dypt vann

Stadig mer av verdens oljereserver ligger på dypt vann. Det har gjort at vi ser en kontinuerlig tilførsel av enheter som kan utføre boreoperasjoner på dypt vann, enten i form av nybygg eller oppgraderinger. Dypt vann defineres i denne sammenheng som vanddybde på over 1524 meter

(5000 fot). Såkalte dynamisk posisjonerte boreskip og halvt nedsenkbare rigger kan bore på slike dyp. Figuren under viser at dette segmentet utviklet seg kraftig på grunnlag av forbedret teknologi og behov. Fremtidsutviklingen i olje og gass sektoren tyder på at dette vil være et lovende marked, derfor er som nevnt det store flertallet av mobile som bygges i dag designes for slike dyp.



Figur 1.12 Utvikling, aktivitet og dagratene segmentet for boreoperasjoner på dypt vann
(Kilde: R.S. Platou)

Som vi ser av figuren over har dagratene i segmentet steget kraftig det siste året. Dagratene har økt med mellom 30 og 116 % det siste året, så markedet er brennhett. Enhetene er nå i gjennomsnitt sikret arbeid godt inn i 2010. Tabellen under viser en oversikt over de siste kontraktsinngåelsene, og vi ser at dagratene har klatret opp mot og passert 500.000 USD ved et par anledninger.

Navn	Eier	Kontraktsinngåelse	Dagrate i 1000 USD	Operatør	Start	Kontraktslengde
Deepwater Discovery	Transocean	Feb 06	475	Total	2. kvartal 08	3 år
Discover Enterprise	Transocean	Feb 06	520	BP	1. kvartal 08	3 år
Discover Clear Leader	Transocean	Mar 06	450	Chevron	2. kvartal 08	5 år
Discover Deep Seas	Transocean	Mar 06	430	Chevron	1. kvartal 08	3 år
Cajun Express	Transocean	Mar 06	460	Chevron	3. kvartal 07	3 år
Development Driller II	GSF	Mar 06	391	BP	2. kvartal 09	7 år
Deepwater Frontier	Transocean	Mar 06	477	Reliance	4. kvartal 09	3 år
GSF Jack Ryan	GSF	Apr 06	425	Total	2. kvartal 09	4 år
Stena Drillmax I	Stena	Apr 06	485	Repsol	1. kvartal 09	3 år
Transocean TBN	Transocean	Juni 06	475	Hydro	3. kvartal 09	4 år
Saipem 10000	Saipem	Juli 06	360	Eni	2. kvartal 09	3 år
Stena Drillmax II	Stena	Juli 06	525	Chevron	3. kvartal 08	3 år

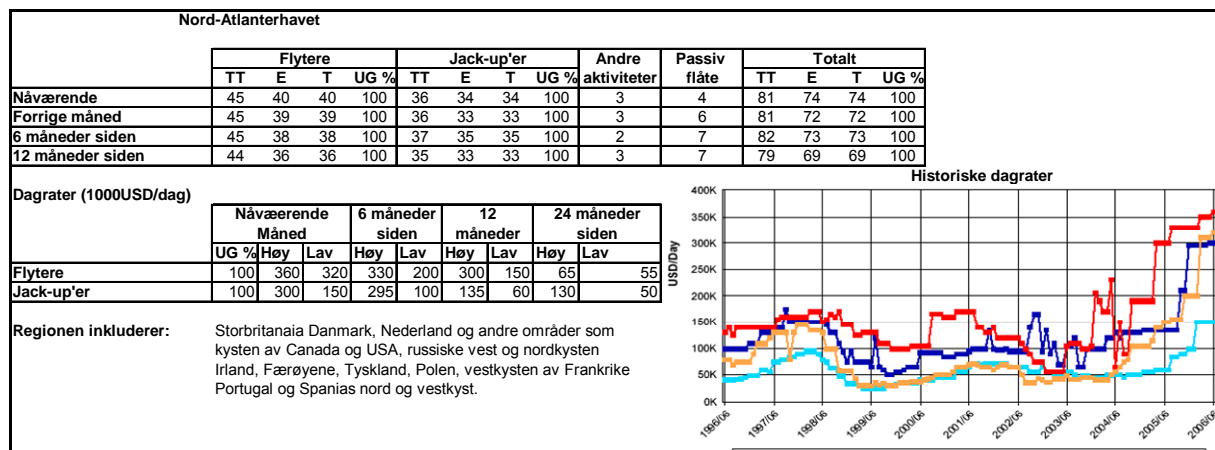
Tabell 1.2 Kontraktsinngåelser i dypvannssegmentet det siste halvåret
(Kilde: R.S. Platou Offshore)

1.7 Analyse av de ulike geografiske områdene

Denne analysen er hovedsakelig basert på data fra R.S. Platou Offshore. De følgende figurene viser utvikling, aktivitet og dagrater i de forskjellige geografiske områdene og gir et bilde på fremtidig utvikling. Tallene for de høyeste og laveste dagratene gjengir henholdsvis den høyeste og laveste dagraten en enhet i operasjon mottar. Kontrakter som ikke er påstartet er holdt utenfor, disse er imidlertid inkludert i de historiske dagratene.

1.7.1 Nord-Atlanterhavet

Figuren under viser at den aktive flåten av flytere, det vil si boreskip og halvt nedsenkbare rigger og jack-up'er fullt utnyttet. Dagraterne har steget kraftig de 2 siste årene i begge segmentene. Operatørene signerer kontrakter for 2007 og 2008 med rekordhøye dagrater. Ocean Rigs Leiv Eiriksson har signert en toårskontrakt med Shell for operasjoner på britisk og norsk sektor, dagraten er 465.000 USD på britisk side. En rigg er mobilisert inn i regionen den siste måneden. Men ingen flytere vil være tilgjengelig før tredje kvartal i 2007, slik at markedet vil fortsette å være ekstremt stramt. Rowan har sikret sin Jack-up under bygging, som ikke står ferdig før i 2009, en kontrakt med en dagrate på 175.000 USD. Samlet sett virker altså markedet svært lovende.

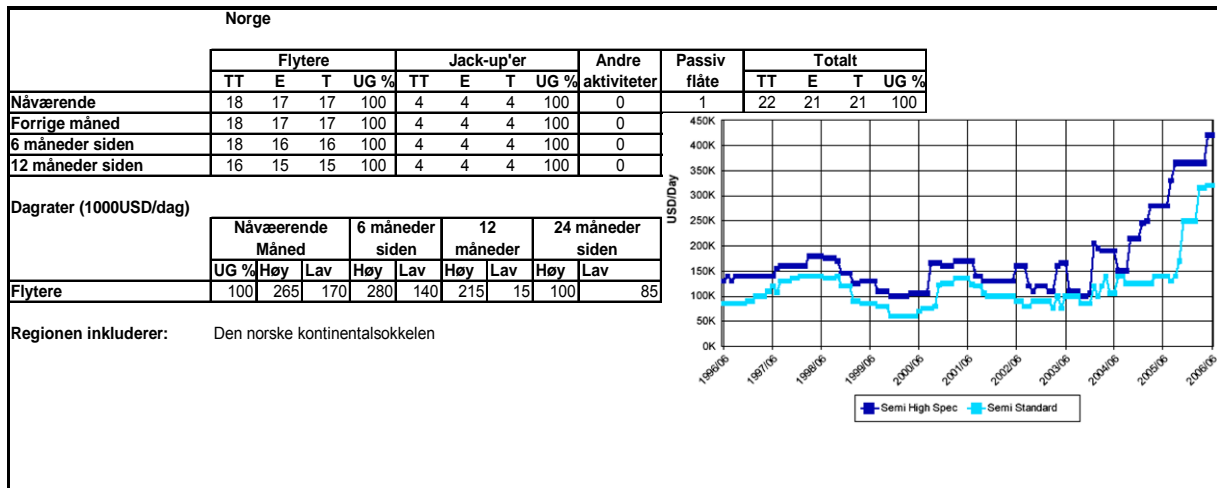


Figur 1.13 Utvikling, aktivitet og dagrater i det Nord-Atlanterhavet
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.2 Norge

Markedet på den norske kontinentalsokkelen ser ut til å være veldig sterkt og stabilt, med høye dagrater for begge segmentene. De halvt nedsenkbare riggene har i gjennomsnitt kontrakter til begynnelsen av 2009. Den nevnte kontrakten med Shell gir Ocean Rig en

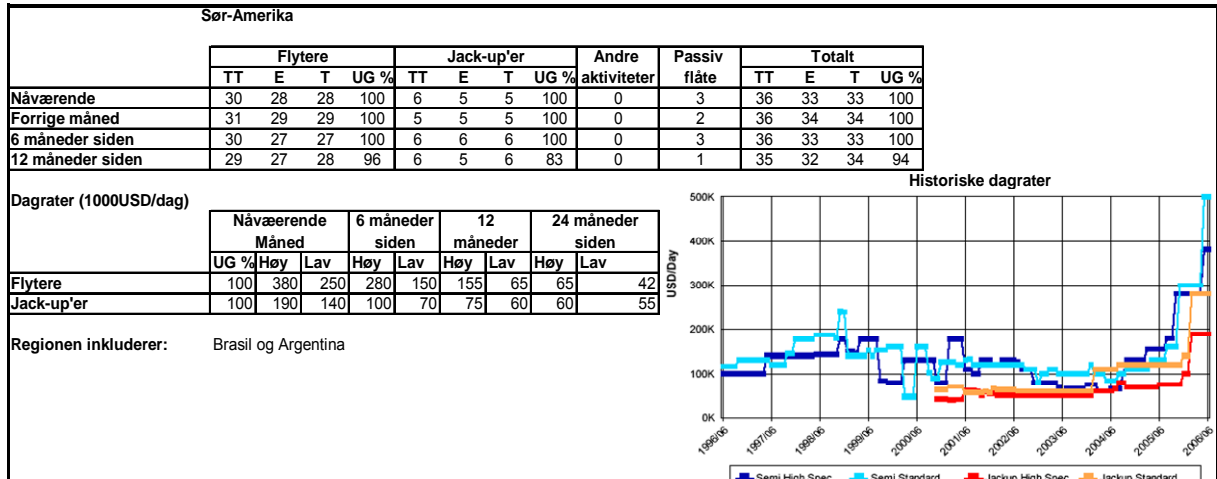
dagrate på 480.000 USD på norsk sokkel. En jack-up fra 1986 er rapportert å få 210.000 USD for en to år lang operasjon fra oktober 2006 og SeaDrills West Epsilon (1993) får 330.000 USD fra og med november 2006. Dette vitner om et hett marked også for Jack-up'er. På norsk sokkel ser også markedet svært lovende ut for både boreskip og halvt nedsenkbare rigger nå som man vet at oljeselskapene ser på områdene lenger nord i norskehavet.



Figur 1.14 Utvikling, aktivitet og dagrater i det norske markedet
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.3 Sør-Amerika

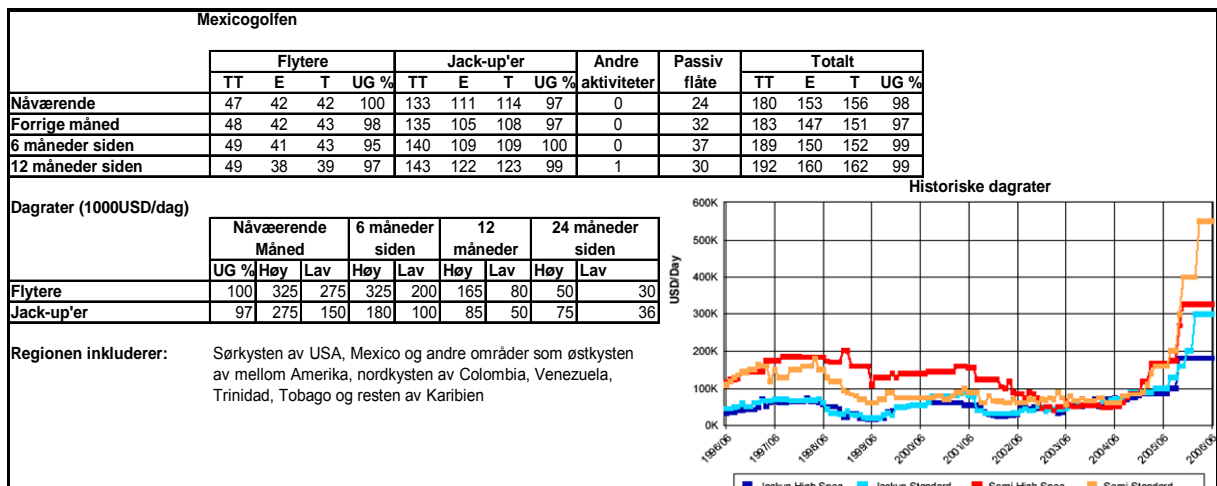
Utnyttelsesgraden i det søramerikanske markedet har bedret seg betraktelig det siste året. Det brasilianske oljeselskapet Petrobras har imidlertid sikret seg rigger de neste årene til lave dagrater og lange kontrakter. Dette illustrerer ulike aktørers forskjellige strategi ved kontraktsinngåelse. De siste kontraktene har vært på langt høyere nivåer, og etter hvert som utnyttelsesgraden har økt så har dagratene steget kraftig. Når kontraktene til Petrobras etter hvert går ut vil mye forhandlingsmakt være overført til boreoperatørene. Flere nye kontrakter skal være nært forestående. Petrobras som er den store operatøren i området, har imidlertid hatt tradisjon for å favorisere lokale selskaper. Det gjør at markedet er ikke er så attraktivt for internasjonale boreselskaper.



Figur 1.15 Utvikling, aktivitet og dagrater i det søramerikanske markedet
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.4 Mexicogolfen

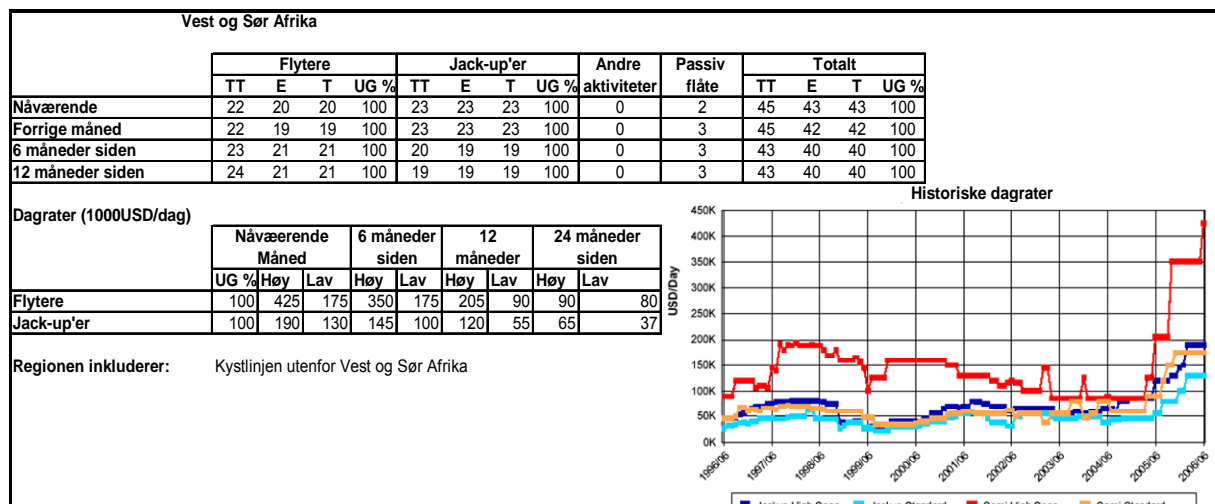
Aktiviteten i regionen er stor, utnyttelsesgraden av de tilbudte flyterne har bedret seg betraktelig det siste året. Dagraterne har nådd rekordnivåer. Vi har sett kontraktinngåelser på mellom 300.000 og 480.000 USD per dag den siste måneden. Dette tyder på et svært godt marked. Samtidig ser vi at det er et stort antall passive enheter i markedet, de fleste av disse er gamle og i ferd med å bli utrangert. Lavere utnyttelsesgrad i jack-up markedet skyldes at orkansesongen nærmer seg, det har ført til at flere enheter er mobilisert ut av regionen. Samlet sett ser markedet i Mexicogolfen svært lovende ut.



Figur 1.16 Utvikling, aktivitet og dagrater i Mexicogolfen
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.5 Vest- og Sør-Afrika

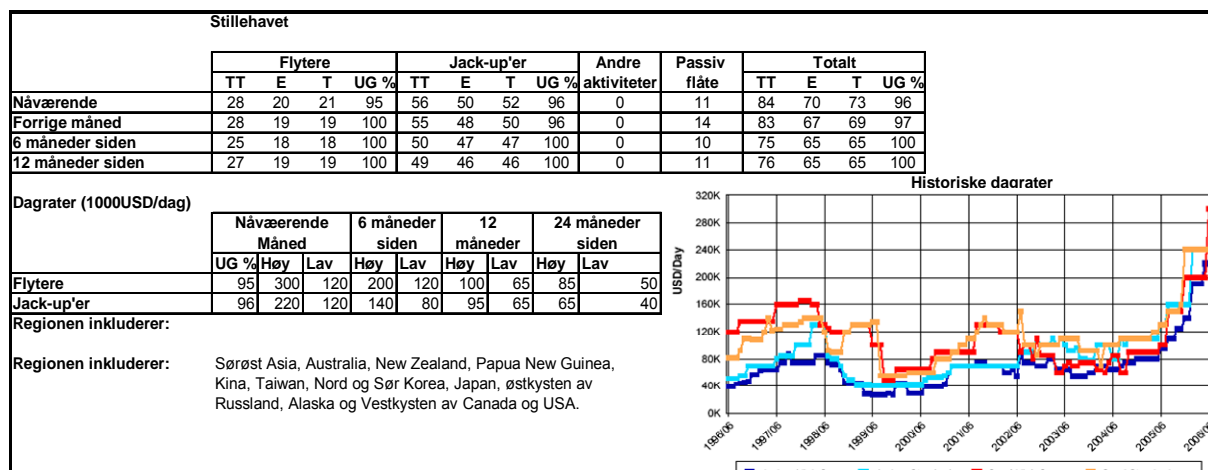
Det har vært full utnyttelsesgrad i markedet utenfor Vest-Afrika det siste året. Markedet for flytere er stramt. En ytterligere mobilisering av noen enheter i løpet av 2006 vil hjelpe noe. Men samtidig er det ventet en økning i etterspørselen og noen operatører blir presset til å utsette sine prosjekter. Dagraterne for både flytere og jack-up'er øker som en følge av et stadig strammere marked. Dypvannsflytere får mer enn 400.000 USD per dag, mens høy spesifikasjons jack-up'er får opp mot 200.000 USD per dag. I 2006 vil det ikke være noe ledig kapasitet i flytermarkedet. Det trange markedet gjør at denne regionen er en av de mest lovende regionene, samtidig er det viktig å vurdere faren for politiske uroligheter i denne delen av verden.



Figur 1.17 Utvikling, aktivitet og dagrater i Vest og Sør Afrika
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.6 Stillehavet

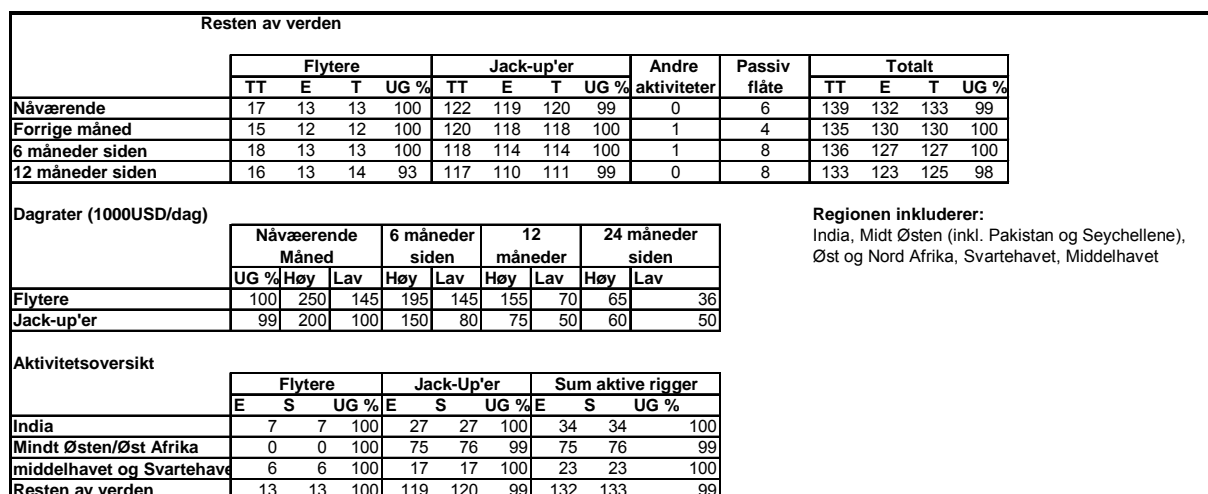
Begge segmentene i regionene opererer med full utnyttelse av den aktive flåten. Samtidig bygger det seg opp udekket etterspørsel og det igjen fører til at dagratene stiger. Det har vært observert en økning på over 50 % i dagraten det siste halvåret. Halvt nedsenkbare rigger i den nedre delen av markedet går for 200.000 USD eller mer. Dypvannsrigger oppnår dagrater på oppimot 435.000 USD. Den samlede bildet for flytere i Stillehavet viser økt etterspørsel for både boreskip og rigger. Underdekningen har ført til reaktivering av flere boreskip, som vil lette noe på trykket i markedet Jack-up markedet er fullt sysselsatt til godt inn i 2007. To nybygde jack-up'er er mobilisert inn i regionen.. Markedet er med andre ord svært lyst sett fra boreselskapenes side.



Figur 1.18 Utvikling, aktivitet og dagrater i Stillehavet
(Kilde: R.S. Platou)

1.7.7 Resten av verden

Aktiviteten i resten av verden er også stor og markedet har blitt trangere med stadig høyere dagrater. Denne trenden vil også fortsett siden to rigger er mobilisert til andre regioner. Etterspørselsoverskuddet er ventet å bli på mer er 15 rigger i løpet av 2007. Tilbudet vil bli noe styrket etter hvert som to eldre rigger mobiliseres, men det vil hjelpe lite siden etterspørselen i november er ventet å være 16 enheter. Rigger og Jack-up'er operer nå med dagrater på henholdsvis 250.000 og 200.000 USD. En ytterligere harmonisering med de andre geografiske områdene vil finne sted, siden det er relativt enkelt å mobilisere enheten til andre regioner.



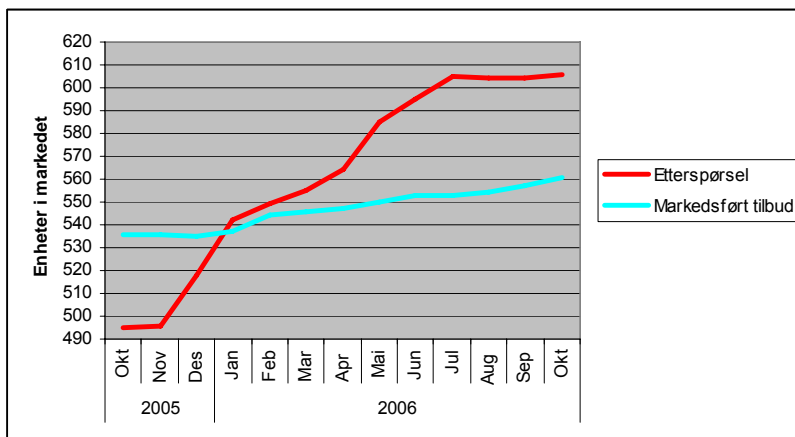
Figur 1.19 Utvikling, aktivitet og dagrater i resten av verden
(Kilde: R.S. Platou)

1.8 Fremtidsutsikter

2005 var et godt år for offshore-borebransjen. 2006 frem til i dag har vært enda bedre for bransjen. Dagråtene har økt betraktelig samtidig som alle markedene venter økt etterspørsel og full utnyttelse. Oljeprisen har vært høy og det førte til at aktiviteten økte. Jeg vil nå samle trådene og se nærmere på hva fremtiden forventes å bli for bransjen både på kort og langt sikt.

1.8.1 Kortsiktige fremtidsutsikter

I et kortsiktig tidsperspektiv på et år har man nok informasjon til prognostisere fremtidige tilbuds- og etterspørselsforhold. Jeg kommer kun til å se nærmere på forholdene i markedet for mobile enheter under ett. Potensialet i de ulike segmentene og de geografiske områdene ble kommentert når disse ble analysert. Figuren under viser at det er ventet en ganske stor underdekket etterspørsel i markedet i løpet av året. Figuren bekrefter at den delen av bransjen som får ledig kapasitet har et betydelig potensial for å øke fortjenesten sin. Det som kommer til av markedsført tilbud er en blanding av nye og aktiverte enheter. Vi vil dermed ikke se en svekkelse i løpet av dette året siden det er svært få nybygg som kommer ut på markedet.



Figur 1.20 Forventet utvikling i det verdensmarkedet for mobile enheter
(Kilde: ODS-Petrodata)

1.8.2 Generelle og mer langsiktige fremtidsutsikter

Oljeselskapenes investeringer relatert til leting og produksjon av olje og gass er etterspørselsdriveren for offshoreboreselskapene. Investeringsnivået avhenger av global etterspørsel etter olje og gass, tilgjengelige investeringsmuligheter, olje selskapenes finansielle ressurser og olje- og gassreservene disse selskapene sitter på. Oljeprisen er som nevnt av avgjørende betydning for oljeselskapenes investeringsvilje. De gjengitte prognosene fra IEA viser at vi kan gå ut fra en fortsatt høy oljepris også i fremtiden.

I en rapport fra britiske Douglas-Westwood ble det estimert at det fra 2001 til 2005 har vært brukt 160 milliarder USD på boreoperasjoner på grunt vann. I samme tidsperiode har det vært brukt 33 milliarder USD på dypvannsboring. Over de neste fem årene frem til 2010 er det ventet at disse tallene kommer opp i henholdsvis 195 og 65 milliarder USD. Gitt denne økningen så er også de langsiktige fremtidsutsiktene for offshore-borebransjen svært lyse ut. Tabell 1.2 bekrefter at en nærmest dobling av markedet for dypvannsboring kan forventes, siden det inngås kontrakt med ekstremt gode dagrater for enheter som først blir ledig i 2008 og 2009. Det er dypvannssegmentet som vil være det relevante markedet i den påfølgende verdsettelsen.

2 Ocean Rig

2.1 Innledning

I dette kapittelet ser jeg nærmere Ocean Rig som selskap. Det vil bli lagt vekt på selskapets uttrykte strategi og dets operasjoner. For å se nærmere på eventuelle konkurransefortrinn vil en internanalyse bli gjennomført. Avslutningsvis vil selskapets forretningsstrategi bli utdypet.

2.2 Presentasjon av Ocean Rig

Ocean Rig er et lite og ungt selskap i offshore-borebransjen med god posisjon i segmentet for boreoperasjoner på dypt vann. Selskapet har sitt hovedkontor i Stavanger og hadde ved utgangen av 2005 360 ansatt i selskapet (Årsrapport 2005). Ocean Rig ble etablert i 1996 og fikk levert sin første rigg, Leiv Eiriksson, i 2001. Året etter fikk selskapet levert sin andre og siste rigg, Eirik Raude.

2.3 Ocean Rigs strategi

Ocean Rigs strategi er å skape maksimal verdi for selskapets aksjonærer ved å utvikle selskapet som en uavhengig dypvannskontraktør på verdensbasis ved å utnytte selskapets posisjon som eier og operatør to av verdens for tiden mest moderne halvt nedsenkbare rigger. Ocean Rigs målsetning er å bli den foretrukne borekontraktøren i værharde og dypvannsregioner verden over.

For å kunne bli den foretrukne leverandøren ønsker Ocean Rig å levere utmerkede prestasjoner som overstiger klientenes forventinger til operasjonell effektivitet og sikkerhetsstandarder. Videre ønsker selskapet å tilby integrerte engineering tjenester relatert til dypvannsboring samt løsninger for undervannsproduksjon. For å skaffe en solid plattform for fermtidige strategiske og industrielle transaksjoner leter Ocean Rig etter lavrisikotransaksjoner som kan øke kapasiteten og dermed skape verdi. Selskapets forsøk på å overta kontrollen i Eastern Drilling ASA i april 2006 er et eksempel på en kapasitetsøkning som Ocean Rig mente innebar lav risiko. Selskapet oppnådd imidlertid ikke aksept for sitt betingede tilbud om å kjøpe 50 % av aksjene i Eastern Drilling, og transaksjonen ble ikke gjennomført.

2.4 Ocean Rigs operasjoner

Begge riggene til Ocean Rig er nå i operasjon. Leiv Eiriksson har nylig påbegynt en ettårs forlengelse av kontrakten med Total utenfor vestkysten av Afrika. Riggen var inne til femårs klassifikasjon og vedlikehold i løpet av andre kvartal, det medførte at Leiv Eiriksson fikk 45 dager uten dagrate. Riggen oppnår nå en dagrate på 370.000 USD etter kontraktsforlengelsen, mot 287.000 USD under den opprinnelig kontrakten. Når kontrakten med Total opphører går riggen inn i en toårs kontrakt med Shell i Nordsjøen. Riggen får da en dagrate på 480.000 USD når riggene operer på norsk sokkel, mens den får 465.000 USD når den operer på britisk side. Eirik Raude avsluttet nylig sin kontrakt med Statoil, der riggen oppnådde en dagrate på 230.000 USD. Riggen borer nå for ExxonMobil utenfor Newfoundland til en dagrate på 400.000 USD, men vil også bli benyttet for boring i den meksikanske bukten.

Rigg	2005		2006		2007		2008		2009		2010	
Leiv Eiriksson	BP	EX	Total - Angola/Kongo		Total - 1 års forlengelse		Shell - Nordsjøen - 2 år		Shell - 1 år			
Eirik Raude	Statoil - Norge		ExxonMobil - 2 år									

Forventet kontraktslengde
 Kundens opsjon for forlengelse

Tabell 2.1 Kontraksstatus for Ocean Rigs halvt nedsenkbare rigger
(Kilde: Ocean Rig)

2.5 Internanalyse

Formålet med en internanalyse er å kartlegge Ocean Rigs konkurransefortrinn. Et selskap har et konkurransefortrinn over sine rivaler når det oppnår høyere avkastning enn gjennomsnittet i markedet. Kildene til konkurransefortrinn kan være kostnadsstruktur, innovasjon, kvalitet og kundeorientering (Hill & Jones, 2004). Jeg har ikke hatt anledning til å sammenligne Ocean Rigs avkastning med gjennomsnittet i bransjen. Ocean Rig har to relativt nye dypvannsrigger som vil generere gode dagrater. Jeg antar derfor at selskapet i løpet av en rimelig nær tidsperiode oppnår høyere avkastning enn gjennomsnittet i bransjen.

I min internanalyse har jeg valgt å bruke et ressursbasert perspektiv. Perspektivet baserer seg på at selskaper består av ett sett med ressurser og at selskapene konkurrerer med ulike ressurser. Disse ressursene kan bare delvis flyttes på eller kopieres. Dermed stammer konkurransefortrinn fra verdifulle ressurser som ikke kan kopieres så lett. I ressursanalysen vil jeg benytte meg av VRIO-rammeverket. Da undersøker man hvorvidt ressursene er *verdifulle* (Valuable), *sjeldne* (Rare), *ikke imiterbar* (Inimitable) og om *organisatoriske* (Organizational)

prosesser er tilstede for å ta vare på ressursen (Barnley & Hesterly, 2005). Analysen av de viktigste ressursene er sammenfattet i tabellen på neste side og utdypet i de påfølgende avsnittene.

Ressurs	Verdifull	Sjelden	Vanskelig å imitere	Støttet av organisasjonen	Konkurransemessige implikasjoner	Økonomiske implikasjoner
Dypvannsriggene	Ja	Ja	Nei	Ja	Midlertidig konkurransefortrinn	Over normal
Menneskelig kapital	Ja	Ja	Ja	Ja	Varig konkurransefortinn	Over normal

Tabell 2.2 Ressursbasert internanalyse

2.5.1 Dypvannsriggene

Leiv Eiriksson og Eirik Raude er Ocean Rigs viktigste ressurs. Riggene muliggjør kostnadseffektive løsninger for lete- og produksjonsboring på svært dypt vann og i værharde omgivelser og er dermed *verdifulle* for selskapet. Flere andre selskaper kontrollerer boreskip og rigger for dypt vann, men ser man på dagens og forventet fremtidig etterspørsel er slike dypvannsenheter relativt *sjeldne*. Teknologien og designet på slike enheter er imidlertid mulig å *imitere* for eksisterende og nye konkurrenter. Riggene er støttet opp av *organisasjonen* gjennom et godt utviklet management system. De to halvt nedsenkbare riggene er kilde til et midlertidig konkurransefortrinn.

2.5.2 Menneskelig kapital

Kvalifiserte og dyktige medarbeidere er avgjørende for å operere de avanserte riggene til Ocean Rig og utgjør dermed en viktig ressurs for selskapet. Den menneskelige kapitalen bidrar til sikre og effektive boretjenester for oljeselskapene og må anses som *verdiful*. Andre kontraktører i dypvannssegmentet har også en kvalifisert menneskelig kapital. En slik ressurs kan imidlertid anses som relativt *sjelden* siden flere selskaper har hatt problemer med operasjoner på dypt vann noe som kan skyldes manglende teknisk ekspertise og kvalifisert besetning. Den humane operasjonskompetansen Ocean Rig har opparbeidet gjennom operasjoner på dypt vann utenfor Afrika, Canada og i Barentshavet vil kunne være vanskelig å *imitere* for nye konkurrenter i dypvannssegmentet.

Menneskene er den første av Ocean Rigs tre kjerneverdier, de to andre er produktet og lønnsomhet. Jeg vil komme tilbake til disse kjerneverdiene i neste avsnitt der jeg utdyper

forretningsstrategien til selskapet. Valget av å sette menneskene som den viktigste kjerneverdien illustrerer at *organisasjonen* erkjenner at den menneskelige kapitalen er avgjørende for deres suksess. Den interne kompetansen i Ocean Rig vil kunne være et varig konkurransefortrinn gitt at Ocean Rig klarer å beholde nøkkelarbeidere på alle plan. Siden konkurransen i arbeidsmarkedet øker i takt med de gode tidene vil kostnadene forbundet med å holde på nøkkelpersonalet med stor sannsynlighet øke.

2.6 Ocean Rigs forretningsstrategi

Et selskaps forretningsstrategi dreier seg om hvordan selskapet ønsker å skape verdi for kundene sine. Det skiller normalt mellom fem ulike generiske strategier. Disse generiske strategiene er uavhengig av hva bedriften driver med og uavhengig av omgivelsene rundt selskapet (STR 210, våren 2005).

I offshore-borebransjen eksisterer det enkelte kostnadmessige stordriftsfordeler. Stordriftsfordelene kan i stor grad hentes ut i den landbaserte administrasjonen, hvor flere rigger kan dele på markedsføringskostnadene og andre kostnader relatert til for eksempel reservedelslager. Ocean Rigs som en så liten aktør vil ikke kunne dra nytte av disse stordriftsfordelene og kan derfor ikke satse på en strategi som innebærer kostnadslederskap. Ocean Rigs tre kjerneverdier; menneskene, produkt og lønnsomhet, indikerer derimot at selskapet har valgt en differensieringsstrategi. Siden selskapet kun satser på dypvannsegmentet har Ocean Rig en fokusert differensieringsstrategi. Det innebærer at selskapet ønsker å skape verdi gjennom kvalitet, innovasjon og kundeorientering, dette er også uttrykt i selskapets andre kjerneverdi. Ocean Rigs tredje kjerneverdi, lønnsomhet, er en selvfølge i alle selskaper. Det er imidlertid fornuftig å ha lønnsomhet med i kjerneverdiene siden kostnadsfokus er viktig selv for et selskap som satser på differensiering.

Jeg anser Ocean Rigs fokuserte differensieringsstrategi som et veloverveid og svært fornuftig valg gitt selskapets posisjon i offshore-borebransjen. Jeg har liten informasjon om interne prosesser og vil ikke gå nærmere inn på selskapets strategiske valg på funksjonsnivå, men forutsetter at disse valgene støtter opp den overordnede forretningsstrategien.

3 Regnskapsanalyse

3.1 Innledning

Et viktig steg i verdsettelsen av Ocean Rig er å analysere selskapets historiske prestasjoner. En forståelse av tidligere prestasjoner er et nødvendig perspektiv for utvikling og evaluering av fremtidige prestasjoner. Sentrale verdidrivere varierer fra bransje til bransje, men avkastningen på kapitalen og investeringsnivået vil ha størst betydning på utviklingen i inntjeningen i alle bransjer. Return on invested capital (ROIC) blir betraktet som den viktigste verdidriveren. Avkastningsmålet ROIC er definert som Net Operating Profit Less Adjusted Tax dividert på invested capital ($ROIC = NOPLAT / Invested\ Capital$). NOPLAT er driftsresultatet justert for skatt, mens invested capital tilsvarende den investerte kapitalen som er nødvendig for driften.

De ulike elementene som inngår i ROIC vil bli definert hver for seg før jeg vurderer selve avkastningsmålet. Store deler av analysen baserer seg på boken "Valuation" av Tim Koller, Marc Goedhart og David Wessels. Ocean Rigs Free Cash Flow i perioden fra 2001 til 2005 vil bli vurdert. Dagrater og operasjonsdager er viktige inntektskomponenter i disse verdidriverne og vil derfor bli behandlet. Kostnadene er også sentrale for en forståelse av fremtidige prestasjoner og vil bli nærmere analysert i en kostnadsanalyse.

Årsrapportene til Ocean Rig fra 2001 til og med 2004 er basert på den norske regnskapsloven og god regnskapsskikk. Årsrapporten fra 2005 bygger imidlertid på IFRS (International Financial Reporting Standards). Omleggingen fører til et litt mer komplisert bilde siden IFRS er mer balanseorientert, mens den norske innfallsvinkelen er mer resultatorientert. Ulikhetene er synliggjort ved at tallene for 2004 er oppgitt under begge standardene. For Ocean Rigs del har IFRS størst innvirkning på de bokførte verdiene av riggene som skal gjenspeile markedsverdiene. En korrigering av de balanseførte verdiene og tilhørende avskrivninger for 2001 til 2003 er vanskelig å gjennomføre. Leseren bør derfor være observant når det gjelder de ulike standardene.

3.2 NOPLAT

NOPLAT representerer den total inntekt fra driften som er tilgjengelig til alle investorene. Alle de følgende tallene er kalkulert på basis av Ocean Rigs historiske resultatregnskap og balanser. Disse er tilgjengelig i fullstendig form i appendikset.

Tallene fra 2001 til 2003 var i de opprinnelige årsrapportene oppgitt i NOK. I årsrapporten for 2004 er tallene for 2002 og 2003 overført til dollar. Regnskaps og balansetallene for 2001 er kalkulert på basis av, henholdsvis gjennomsnittlig- og sluttkurs det året (Oppgitt i årsrapporten for 2003). NOPLAT beregningene tar utgangspunkt i driftsresultatet før renter, skatt og avskrivninger av goodwill (EBITA). Siden Ocean Rig ikke har goodwill som skal avskrives tilsvarer dette driftsresultatet før renter og skatt (EBIT). Hadde selskapet ikke hatt fremførbare underskudd, ville man kun tatt hensyn til den inntektskatten som har kontantmessig innvirkningen. Det betyr at man hadde trukket fra skatten på EBITA og korrigert for endringen i utsatt satt for å komme frem til NOPLAT.

Free cash-flow	Tall i USD 1000				Tall i USD 1000 (IFRS)	
	2001	2002	2003	2004	2004	2005
Driftsinntekter	1 172	68 569	103 010	88 563	88 563	195 403
Driftskostnader	(51 311)	(69 160)	(53 060)	(88 983)	(89 463)	(111 989)
Avskrivninger	(28 384)	(20 561)	(225 048)	(48 119)	(44 102)	7 004
EBIT/EBITA	(78 522)	(21 152)	(175 098)	(48 539)	(45 002)	90 418
Skatt på EBIT	-	-	-	-	-	-
Endring utsatt skatt	-	-	-	-	-	-
NOPLAT	(78 522)	(21 152)	(175 098)	(48 539)	(45 002)	90 418

Tabell 3.1. Beregning av NOPLAT
(Kilde: Årsrapporter)

Ocean Rig oppnår ikke positiv NOPLAT før i 2005. Det skyldes lave inntekter i årene før 2005, effekten av økte inntekter blir ytterligere forsterket av en reversering av tidligere nedskrivning.

3.3 Invested Capital

Invested capital tilsvarer den kapitalen som er investert i operasjonen av selskapet. Invested capital er summen av driftsavhengig arbeidskapital, anleggsmidler, immaterielle eiendeler som goodwill og andre langsiktige driftsmidler korrigert for eventuell langsiktig driftsforpliktelse. Invested capital til Ocean Rig i 2001 ble beregnet som slik:

	Kortsiktige driftsmidler	100.857
–	Kortsiktig driftsforpliktelser	<u>36.011</u>
=	Driftsavhengig arbeidskapital	64.855
+	Rigger, maskiner og utstyr	400.171
+	Andre langsiktige driftsmidler	<u>14.572</u>
=	Invested capital	432.574

Kortsiktige driftsmidler inkluderer alle eiendeler som brukes eller er nødvendig for å drifte selskapet, som kontanter, fordringer og lagerbeholdning. Kortsiktige driftsforpliktelser inkluderer de forpliktelsene som er relatert til den pågående driften av selskapet. For de påfølgende årene etter 2001 har jeg korrigert for ”overskuddscash”. Å vurdere hvor mye som var overskuddscash i 2001 blir vanskelig siden selskapet ikke hadde ordinær drift, men en enhet under bygging og en under testing.

Korrigerings for overskuddscash gjøres fordi slike kontanter ikke er nødvendig for kjerneoperasjonene. Unødvendige kontanter utelates fra beregningen av invested capital siden de representerer liten risiko og gir tilhørende lav avkastningen. Dette er også konsistent med beregningen av NOPLAT der renteinntekter ble utelatt. To prosent regnes tradisjonelt som en god indikasjon på nødvendig kontantandel i forhold til omsetningen (Koller, Goedhart, Wessels, 2005). Selskaper i bransjer med kontantstrømvolatilitet har imidlertid høyere kontantbeholdninger (Opler, Pinkowitz, Stulz and & Williamson, 1999). For å finne en kontantandel som virker fornuftig for Ocean Rig har jeg analysert de historiske kontantandelene til Smedvig, Odfjell og Fred.Olsen Energy. Jeg har utelatt de årene der andel var større enn 30 prosent da disse verdiene skyldtes andre forhold enn de rent driftsmessige. Jeg kom frem til en gjennomsnittlig kontantandel på 20,6 %. Denne andelen virker noe høy, men blir benyttet for de årene Ocean Rig hadde en høyere andel. I 2005 hadde selskapet imidlertid en andel på 18,2 %, denne andelen virker mer realistisk og vil bli 2005 og de påfølgende årene. Det beløpet som eventuelt blir vurdert som overskuddscash blir lagt til de finansielle eiendelene.

Den beskrevne fremgangsmåten gir følgende invested capital i den historiske perioden:

	Tall i USD 1000				Tall i USD 1000 (IFRS)	
	2001	2002	2003	2004	2004	2005
Invested Capital	432 574	1 182 873	1 118 826	1 063 730	984 970	1 039 143

Tabell 3.2. Ocean Rigs invested capital
(Kilde: Årsrapporter)

3.4 Verdidriverne

Nå som NOPLAT og invested capital er definert og beregnet kan vi beregne verdidriverne; return on invested capital (ROIC) og free cash flow to firm (FCFF). I dette avsnittet vil jeg også se nærmere på dagrater og operasjonsdager som verdidrivere.

3.4.1 Beregning av ROIC

ROIC er definert som NOPLAT dividert med invested capital. NOPLAT skapes gjennom hele perioden, mens kapitalen måles i slutten av perioden. For å justere for tidsulikheten i telleren og nevneren benytter jeg gjennomsnittlig invested capital. En gjennomsnittlig tilnærming er en akseptabel måte å løse feilestimeringen som eller ville oppstått. Ocean Rig får da følgende invested capital og ROIC:

	Tall i USD 1000				Tall i USD 1000 (IFRS)	
	2001	2002	2003	2004	2004	2005
Gjennomsnittlig Invested Capital		807 723	1 150 849	1 091 278	1 051 898	1 012 056
ROIC		-2,6 %	-15,2 %	-4,4 %	-4,3 %	8,9 %

Tabell 3.3. Ocean Rigs ROIC i den historiske perioden
(Kilde: Årsrapporter)

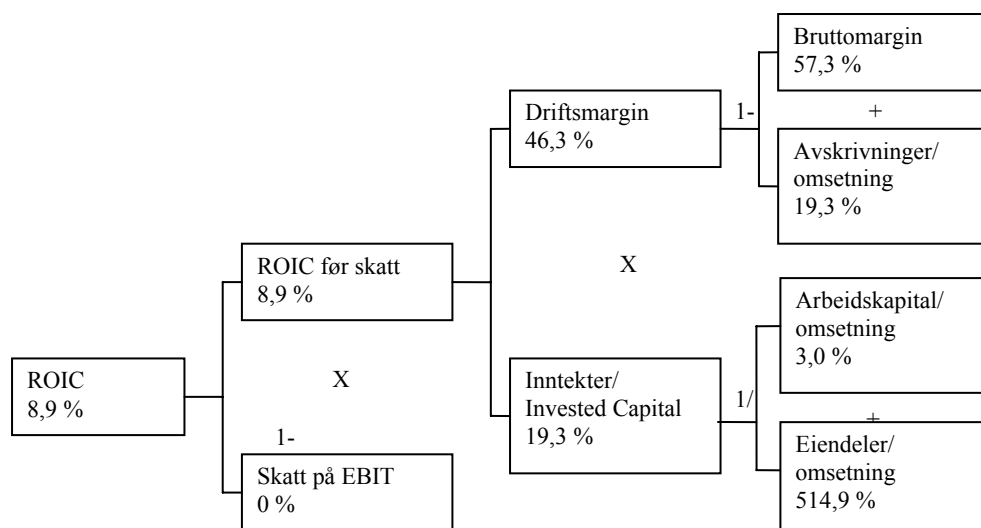
Det er viktig å merke seg at gjennomsnittlig invested capital for 2004 under IFRS ikke er helt korrekt siden gjennomsnittet er basert på en snitt av to forskjellige standarder og dermed er ROIC noe feilberegnet. 2005 var det eneste året med positiv NOPLAT. Derfor er dette det eneste året Ocean Rig oppnår positiv avkastningen på kapitalen som er investert i driften.

3.4.2 ROIC tre

ROIC kan dekomponeres slik at man får større innsikt i selskapets prestasjoner. ROIC kan defineres slik:

$$\text{ROIC} = (1 - \text{Skatt på EBIT}) \times \frac{\text{EBITA}}{\text{Omsetning}} \times \frac{\text{Omsetning}}{\text{Invested Capital}}$$

Dette forholdet viser at et selskaps ROIC er drevet av dets evne til å maksimere lønnsomheten (driftsmarginen), optimalisere kapitaleffektiviteten eller minimere skattene. Disse komponentene kan dekomponeres videre slik at hvert kostnads- og kapitalelement kan sammenlignes med omsetningen. Sammenhengen mellom de ulike elementene illustreres gjerne i et ROIC tre.



Figur 3.1. Ocean Rigs ROIC tre for 2005
(Kilde: Årsrapporter)

Dekomponering av ROIC	IFRS					
	2002	2003	2004	2004*	2005	
ROIC	-2,6 %	-15,2 %	-4,4 %	-4,3 %	8,9 %	
ROIC før skatt	-2,6 %	-15,2 %	-4,4 %	-4,3 %	8,9 %	
Skatteprosent på EBIT	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	
EBIT/Inntekter	-30,8 %	-170,0 %	-54,8 %	-50,8 %	46,3 %	
Inntekter/investert capital	8,5 %	9,0 %	8,1 %	8,4 %	19,3 %	
COGS/Inntekter	100,9 %	51,5 %	100,5 %	101,0 %	57,3 %	
Avskrivninger/Omsetning	30,0 %	218,5 %	54,3 %	49,8 %	-3,6 %	
Driftskapital/omsetning	8,6 %	0,2 %	-6,6 %	-7,1 %	3,0 %	
Langsiktige eiendeler/omsetning	1169,3 %	1117,0 %	1238,9 %	1194,9 %	514,9 %	

Tabell 3.4. Dekomponering av ROIC i den historiske perioden
(Kilde: Årsrapporter)

Det kan trekkes svært mye ut av en slik ROIC oppsplitting. Man ser blant annet at Ocean Rig har økt kapitaleffektiviteten sin betraktelig fra 2004 til 2005. Denne økningen skyldes i stor grad langt høyere omsetning. Reverseringen av tidligere års nedskrivninger hadde en positiv effekt på driftsmarginen for 2005 siden de andre driftskostnadene varierer lite fra år til år.

3.4.3 Free Cash Flow

Free Cash Flow for Firm (FCFF) er den virkelig kontantstrømmen som skapes av selskapet. Denne kontantstrømmen er tilgjengelig for alle selskapets investorer, både kreditorer og

aksjonærer. Disse tilbyr selskapet kapital, og har derfor krav på den avkastningen selskapet oppnår på den investerte kapitalen. Selskapets kapitalstruktur har i liten grad innvirkning FCFF. En lav egenkapitalandel vil imidlertid påvirke FCFF, siden lønnsomme prosjekter kanskje må droppes, kunder flykter, høyere kostnader som følge av at selskapet får redusert kreditt og kredittid hos leverandør osv. Antar man at Miller-Modigliani-hypotesen gjelder så vil ikke kapitalstrukturen påvirke avkastningskravet og dermed også verdien av kontantstrømmene. Denne hypotesen vil bli utdypet i kapittel 5. Free cash flow er definert som:

$$\text{FCFF} = \text{NOPLAT} + \text{Ikke kontantmessige operasjonskostnader} - \text{Investeringer i investert kapital}$$

$$\text{FCFF} = \text{Brutto kontantstrøm (NOPLAT + avskrivninger)} - \text{Brutto investeringer}$$

Tabellen under viser Ocean Rigs FCFF i den historiske perioden.

	Tall i USD 1000			Tall i USD 1000 (IFRS)	
	2002	2003	2004	2004	2005
Free cash-flow					
NOPLAT	(21 152)	(175 098)	(48 539)	(45 002)	90 418
Avskrivninger	20 561	225 048	48 119	44 102	(7 004)
Lete utgifter			22 583	22 583	
Brutto kontantstrøm (EBITDA)	(591)	49 950	22 163	21 683	83 414
Økning/(reduksjon) i arbeidskapital	(29 731)	15 050	(23 340)	(23 339)	(32 426)
Anleggsinvesteringer	(356 509)	(150 722)	(16 797)	(16 797)	(6 831)
Brutto investeringer	(386 240)	(135 672)	(40 137)	(40 136)	(39 257)
Fri Cash Flow	(386 831)	(85 722)	(17 974)	(18 453)	44 157

Tabell 3.5. Ocean Rigs free cash flow i den historiske perioden
(Kilde: Årsrapporter)

Anleggsinvesteringene for 2004 under IFRS er satt til å tilsvare dem for 2004 uten IFRS. Denne tilnærmingen skyldes at jeg som nevnt tidligere ikke har IFRS-verdiene for årene før 2004. Anleggsinvesteringene vil ikke variere på basis av regnskapsmessige standarder. Forskjellen i arbeidskapital skyldes at markedsverdi på finansielle investeringer er oppgitt som en del av omløpsmidlene i IFRS balansen for 2004. Disse siden det er antatt å ikke være nødvendig for driften er det ekskludert fra arbeidskapitalen. Årsrapporten for 2004 oppgir imidlertid ingen informasjon om disse, derfor er de inkludert i driftsavhengige omløpsmidler.

Den følgende listen forklarer de elementene av free cash flow som ikke har blitt definert tidligere.

Avskrivninger

Avskrivninger inkluderer alle ikke-kontantmessige kostnader som er trukket fra i EBIT (Earnings Before Interests and Taxes)

Brutto kontantstrøm

Brutto kontantstrøm eller EBITDA (Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization) er den totale kontantstrømmen som skapes av selskapet. En andel av dette beløpet tilfaller långiverne. Etter at långiverne har fått sitt kan EBITDA reinvesteres i selskapet for vedlikehold og vekst, og/eller betales i form av utbytte til aksjonærene.

Endring i arbeidskapital

Endring i arbeidskapital er det beløpet selskapet binder opp eller får frigitt i form av driftskapital i løpet av perioden. Driftskapital er tidligere definert under beregningen av invested capital.

Anleggsinvesteringer

Anleggsinvesteringer inkluderer utgifter til erstatning og nye maskiner og utstyr. Anleggsinvesteringer kalkuleres ut fra balansen og resultatregnskapet ved at man tar endringen i balanseført verdi av rigger, maskiner og utstyr og legger til avskrivningene.

Bruttoinvesteringer

Bruttoinvesteringer er summen av selskapets utgifter til ny kapital og inkluderer endring i driftskapital, anleggsinvesteringer og andre eiendeler.

3.4.4 Dagraten og operasjonsdagene

Dagraten og antall dager et boreselskap opererer riggene sine vil i all hovedsak drive inntektene til selskapet. Dager med operasjon fermkommer av inntjenings effektiviteten til riggene, mens dagratene er gitt i kontraktene med oljeselskapene. Dagraten vil imidlertid variere litt mellom kvartalene. Variasjonen skyldes at riggen kan være under mobilisering eller standby og vil da normalt få litt lavere rater. Dessuten er kontraktene til en viss grad insentivbaserte, slik at oppnådd dagrate under boreoperasjoner kan variere litt. Tabellen under illustrere sammenhengen mellom dagratene, inntjeningsdager og inntekter de 6 siste kvartalene.

	2005				2005	2006	
	1. kv	2. kv	3. kv	4. kv		1. kv	2. kv
Driftsinntekter	46,2	48,9	50,5	49,9	195,5	50,5	37,3
Operasjonskostnader	-25,6	-31,9	-27,3	-26,7	-111,5	-26,7	-29
EBITDA	20,6	17	23,2	23,2	84	23,8	8,3
Avskrivninger	-14,1	-13,8	-13,6	48,7	7,2	-13,4	-13,2
EBITA/EBIT	6,5	3,2	9,6	71,9	91,2	10,4	-4,9
Inntjenings effektivitet Leiv Eiriksson	97 %	91 %	86 %	90 %	91 %	94 %	50 %
Inntjenings effektivitet Eirik Raude	82 %	95 %	99 %	98 %	95 %	97 %	98 %
Dagrater i 1000 USD							
Leiv Eiriksson	249	265	279	265	264	303	304
Eirik Raude	332	312	312	310	311	285	263
Dager med inntjening							
Leiv Eiriksson	87	83	79	83	332	85	46
Eirik Raude	74	86	91	90	347	87	89

Tabell 3.6. Ocean Rigs dagrater og inntjeningsdager de 6 siste kvartalene
(Kilde: Årsrapporter)

Tabellen på forrige side viser hvor viktig dagrater og dager med inntjening er for inntektene og følgelig også for kontantstrømmen selskapet oppnår. Vi ser at driftsinntektene i annet kvartal ble kraftig påvirket av få dager med inntjening for Leiv Eiriksson som skyldtes 5-års klassifisering og vedlikehold.

Dagratene og inntjenings effektivitets avgjørende betydning gjør at det er viktig å ta hensyn til disse parameterne i forventningene til fremtidige kontantstrømmer.

3.5 Kostnadsanalyse

Kostnadene til Ocean Rig er i all hovedsak er forbundet operasjonen av selskapets to rigger. Disse driftskostnadene er inndelt i henholdsvis, lønns og andre personalkostnader og andre operasjons og driftskostnader. Disse kostnadspostene vil bli analysert hver for seg slik at vi får et grunnlag for fremtidige antagelser.

3.5.1 Lønns og andre personalkostnader

Disse kostnadene består av ordinær lønn til mannskap på riggene og andre ansatte, arbeidsgiveravgift, pensjonskostnader og andre personell kostnader. Tabellen på neste side viser hvordan lønns og personalkostandene i har utviklet seg for Ocean Rig i den historiske perioden.

		Tall i M USD				
		2002	2003	2004	2004*	2005
Lønns og andre personalkostnader		20,6	17,1	24,8	25,3	65,5
% endring		68 %	-17 %	45 %	48 %	159 %
Lønns og andre personalkostnader/Omsetning		30,0 %	16,6 %	28,0 %	28,5 %	33,5 %
Gjennomsnitt	27,3 %					
Standardavvik	6,4 %					
Daglige lønns og andre personalkostnader per rigg i 2005	89,685					

Tabell 3.7. Lønns og andre personalkostnader
(Kilde: Årsrapporter)

Kostnadene forbundet med de ansatte har i gjennomsnitt utgjort 27,3 % av driftsinntektene, det har imidlertid hvert en ganske kraftig stigning fra bunnivået i 2003 og frem til 2005. Økningen fra 2004 til 2005 skyldes at Eirik Raude hadde et verkstedsopphold i 2004. Riggene ble oppgradert for Barentshavet noe som sammen med mobilisering og lignende resulterte i at den kun hadde fulle personalkostnader i 7,5 måneder. De andre personalkostnadene økte i samme periode fra 6,7 M USD til 19,6 M USD, godt over dobling av disse kostnadene kan ikke bare henføres til at selskapet hadde redusert aktivitet i 2004. Selskapet gir ingen forklaring til hvorfor denne posten har hatt en så kraftig økning, men det kan muligens skyldes selskapets opsjonsprogram til ledelse og styre.

Lønns og personalkostanden til et boreselskap varierer i utgangspunktet lite i forhold til inntektene, jeg velger derfor å betrakte dem rimelig faste. De totale lønns og personalkostnadene på 65,47 millioner USD tilsvarer 89.685 USD per dag per rigg.

3.5.2 Andre operasjons og driftskostnader

Denne kostnadsposten inkluderer kostnader til forsikringer og markedsføring av riggene, juridisk, regnskapsmessig og annen rådgivning. Disse kostnadene inkluderer andre operasjonskostnader for riggene i tillegg til "management fees" til det interne management-selskapet som operer riggene. I tillegg er også utgifter til reiser inkludert i denne posten.

Tabellen under viser hvordan andre operasjons og driftskostnader har utviklet seg.

		Tall i M USD				
		2002	2003	2004	2004*	2005
Andre operasjons og driftskostnader		48,6	36,0	41,6	41,6	46,5
% endring		124 %	-26 %	16 %	16 %	12 %
Andre operasjons og driftskostnader/Omsetning		70,9 %	34,9 %	47,0 %	47,0 %	23,8 %
Gjennomsnitt	44,7 %					
Standardavvik	17,5 %					
Gjennomsnitt eskl. 2002	38,2 %					
Standardavvik eskl. 2002	11,1 %					
Daglige andre operasjons og administrasjonskostnader per rigg i 2005	63,725					

Tabell 3.8. Andre operasjons og driftskostnader
(Kilde: Årsrapporter)

Hvis vi ser bort fra 2002 har disse kostnadene i gjennomsnitt utgjort 38,2 % av driftsinntektene, variasjonen har imidlertid vært høy og standardavvik er på 11,1 %. Denne variasjonen skyldes i stor grad inntektsvariasjonen Ocean Rig har vært utsatt for. Som vi ser har kostnadene vært rimelig ligget rimelig stabile rundt og over 40 M USD. Stigningen fra 2004 til 2005 skyldes økte utgifter i forbindelse med revisjon og innføring av IFRS og full drift for Eirik Raude. Dessuten engasjerte selskapet Morgan Stanley som strategisk og finansiell rådgiver og økte dermed konsulentutgiftene sine betraktelig. En stor porsjon av de andre driftkostnadene på 46,52 millioner USD kan betraktes som rimelig faste, det tilsvarer 63.725 USD dagen per rigg.

4 Risikoanalyse

4.1 Innledning

Alle aspekter rundt et selskap påvirkes av risiko. Derfor vil det være nyttig å få et bilde av risikoen forbundet med Ocean Rig. Risiko kan ganske enkelt defineres som enhver usikkerhet som påvirker et selskap (Mun, 2004). I dette kapitlet skal vi se nærmere på Ocean Rigs forretnings og finansielle risiko i tillegg til selskapets finansielle strategi. De ulike risikoelementene vil bli drøftet og belyst.

4.2 Forretningsrisiko

Forretningsrisiko er den usikkerheten som er knyttet til selskapets kontantstrøm. Det er to ulike dimensjoner forbundet med forretningsrisiko, henholdsvis drifts og salgsrisiko. Driftsrisiko dreier seg om feil eller uheldige hendelser i forbindelse med driften. Salgsrisikoen er den usikkerheten som er forbundet med fremtidig omsetning.

For å vurdere Ocean Rigs forretningsrisiko er det fornuftig å se selskapets degree of operating leverage (DOL). DOL tar hensyn til både salgs- og driftsrisiko og beregnes slik:

$$\text{DOL} = \frac{\% \text{ endring i EBIT}}{\% \text{ endring i salg}}$$

Dette forholdstallet sier noe om hvor sensitiv Ocean Rigs EBIT vil være relativt til en endring i selskapets omsetning, alt annet uendret. Tabellen under viser at Ocean Rig s DOL varierer svært kraftig.

	2003	2004	2005
Prosentvis endring i EBIT	-828 %	74 %	301 %
Prosentvis endring i omsetning	50 %	-14 %	121 %
Degree of Operating Leverage	-1648 %	-530 %	249 %

Tabell 4.1. Ocean Rigs Degree of Operation Leverage
(Kilde: Årsrapporter)

Svært varierende DOL skyldes at Ocean Rig har relativt faste operasjonskostnader, mens omsetningen har svingt kraftig i perioden på grunn av variasjon i oppnådde dagratene. En så høy DOL indikerer at det er stor risiko forbundet med fremtidige kontantstrømmer siden en liten endring i omsetningen kan resultere i en stor prosentvis endring i kontantstrømmen.

Samtidig er det viktig å være klar over at 2003 var det første året Ocean Rig hadde begge enhetene sine i operasjon gjennom hele året.

Økt forutsigbarhet i fremtidige dagrater vil være med på å redusere forretningsrisikoen betraktelig for et selskap som Ocean Rig. En strategi der man forsøker å tegne langsiktige kontrakter for riggene sine med låste dagrater vil redusere forretningsrisikoen. Ocean Rigs to rigger har per i dag en gjennomsnittlig gjenstående kontraktslengde på 3 år. Kontraktslengden reduserer forretningsrisikoen noe. Det er derimot vanskelig å si noe om hva det konkrete nivået for de fremtidige dagrater, og jeg vurderer derfor Ocean Rigs forretningsrisikoen som høy. Jeg anser også Ocean Rigs forretningsrisiko som noe høyere enn gjennomsnittet i bransjen siden selskapet er en liten aktør med lavere flåtefleksibilitet enn bransjen generelt.

4.3 Finansiell risiko

Finansiell risiko er usikkerheten forbundet med om selskapet vil ha tilstrekkelig kontantstrøm for å kunne møte sine finansielle forpliktelser. Den finansielle risikoen til et selskap tar hensyn alle risikokilder som selskapet er eksponert for i sin finansielle drift.

4.3.1 Finansieringsrisiko og likviditet

Ethvert selskap har som et overordnet mål å sørge for en konstant tilførsel av tilstrekkelig finansiering til alle nødvendige operasjoner og prosjekter. Finansieringsrisikoen er sannsynligheten for utilstrekkelig overholdelse av kort- og langsiktige forpliktelser på grunn av manglende likviditet. Slik manglende likviditet kan føre til at gode prosjekter ikke blir gjennomført eller at diverse interessenter blir skadelidende. Slike interessenter vil typisk kunne være aksjonærer, kreditorer, ansatte, leverandører og kunder. Jeg vurderer Ocean Rig som lite utsatt for finansieringsrisiko slik situasjonen i selskapet er nå. Ocean Rig har nå godt med betalingsmidler og lyse utsikter til en fremtidig god kontantstrøm. Finansieringsrisikoen til selskapet har imidlertid vært høy de foregående årene når selskapet gikk med underskudd selv når begge enhetene opererte.

4.3.2 Renterisiko

Ocean Rig er eksponert for renterisiko. Selskapet har det siste året økt gjeldsgraden sin og har per i dag en bokført gjeld på 703 M USD (2. kvartal 2006). Store deler av selskapets gjeld har en flytende rente. Ledelsen i selskapet har gitt uttrykk for at de ønsker å øke gjelden ytterligere for å finansiere tilbakekjøp av aksjer. En renteøkning på ett prosentpoeng med dagens gjeld

vil føre til en økning i de årlige rentekostnadene på 7 M USD. En høyere rente er sannsynlig i dagens rentemarked og en økning gjeldsandelen vil føre til en økt renterisiko for Ocean Rig. Økt gjeld har kun en viss betydning for renterisikoen siden markedet selskapet opererer i er lysere en på mange år.

4.3.3 Inflasjonsrisiko

Borekontraktører som Ocean Rig krever kompensasjon for uventet inflasjon når de signerer en kontrakt. Inflasjonsrisikoen er derfor marginal. Inflasjonsrisiko er derfor irrelevant.

4.3.4 Valutakursrisiko

Ocean Rigs transaksjonseksponeering er lav, siden nesten alle Ocean Rigs kontantstrømmelementer er i USD. Lav transaksjonseksponeering skyldes at valutatap og gevinster kjøres mot hverandre og at det er lite behov for å overføre kontantene til NOK. Ocean Rig kan sammenlignes med et hvilket som helst amerikansk selskap som mottar og betaler alle sine fordringer i sin egen valuta. Ikke-amerikanske investorer er imidlertid eksponert for valutakurser. Overføringsrisikoen for amerikanske investorer er derimot lav siden fremtidige utbytter sannsynligvis vil bli betalt i USD. Tar man hensyn til begge disse investorgruppene er overføringsrisikoen moderat.

4.3.5 Motpartsrisiko

Motpartsrisiko er definert som risikoen forbundet med at motparten i en kontrakt ikke klarer å møte sine forpliktelser. Ocean Rig inngår bare finansielle kontrakter med forhåndgodkjente aktører med god kreditt-rating. Selskapet har påvirkningskraft med hensyn til vilkårene og lengden på slike kontrakter og motpartsrisikoen er derfor lav for Ocean Rigs kunder. Motpartsrisikoen er imidlertid høyere når vi ser på selskapets leverandører, prosjekter kan få kostnadsoverskridelser eller forsinkelser. En forsinket levering av kritisk utstyr får konsekvenser for Ocean Rig, siden selskapet blir straffet med færre operasjonsdager. I et dårligere marked kan det tenkes at Ocean Rig blir presset til å ta høyere motpartsrisiko også på kundesiden. Økt motpartsrisiko vil også være mer aktuelt etter hvert som stadig flere mindre oljeselskaper også trenger boretjenester. Totalt sett vurderer jeg Ocean Rigs risiko forbundet med kunder og leverandører som rimelig høy. Problemer med leverandørleveranser førte til dager uten operasjon for Leiv Eiriksson bekrefter at selskapet er utsatt for en god porsjon slik motpartsrisiko.

4.3.6 Konklusjon

Selv om gjelden er forholdsvis høy har selskapet har relativt lav finansiell risiko slik situasjonen er i dagens offshoremarked.

4.4 Finansieringsstrategi

Finansieringsstrategi dreier seg om å konstant utnytte alle tilgjengelige kapitalkilder så effektivt som mulig i henhold til forretningsstrategien.

4.4.1 Gearing

Gearing er forhold mellom totale forpliktelser og egenkapital. Under visse forutsetninger påvirker ikke gearing avkastning på et selskaps eiendeler eller dets avkastningskrav til totalkapitalen. Se avsnitt 5.4 for utdypninger rundt betydningen av økt gjeld for avkastning og avkastningskrav. Gjelden tas opp og investeres fordi selskapet forventer å oppnå en del høyere avkastning på investeringen enn rentene som forbundet lånet. Gearing tillater dermed en høyere potensiell avkastning for aksjonærene enn hva som ellers ville vært mulig. Det potensielle tapet øker imidlertid også med gearing siden gjelden må tilbakebetales uansett hva som skjer. For å påta seg høyere risiko krever aksjonærene betalt i form av høyere avkastning. Jeg har i tabellen under beregnet Ocean Rigs historiske gearing basert på de bokførte verdiene.

Bokførte verdier	Tall i millioner USD									
	2001	2002	2003	2004	2005				2006	
					1.kv	2.kv	3.kv	4.kv	1.kv	2.kv
Gjeld	598	594	622	650	635	628	608	605	589	823
Egenkapital	311	631	527	490	424	404	403	465	477	441
Gjeld/(Egenkapital + gjeld)	0,66	0,48	0,54	0,57	0,60	0,61	0,60	0,57	0,55	0,65

Tabell 4.2. Bokført gjeld over total egenkapital og gjeld i den historiske perioden
(Kilde: Kvartals og årsrapporter)

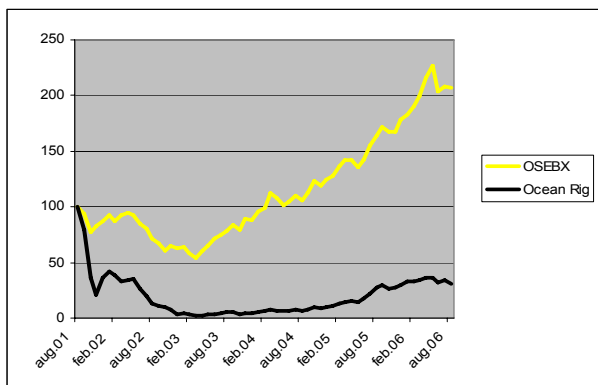
Som vi ser har gearingen variert en del. Reduksjonen i 2002 skyldes en kapitalutvidelse. Siden Ocean Rig fikk underskudd i både 2003 og 2004 økte gearingen disse årene. Gearingen stabiliserte seg derimot i løpet av 2005, fordi selskapet leverte positive resultater. Som vi ser økte gjelden ganske kraftig fra første til andre kvartal i år. Denne økningen er et ledd i at selskapet ønsker å endre kapitalstrukturen sin. Fra selskapets side har det vært antydning av fremtidig gjeld på mellom 1 og 1,2 milliarder USD, dette vil øke finansieringsrisikoen forbundet med selskapet. En fremtidig gjeld rundt det antydede nivået er imidlertid langt bedre fundert i virkeligheten enn hva nivået fra 2001 var.

4.4.2 Utbyttepolitikk

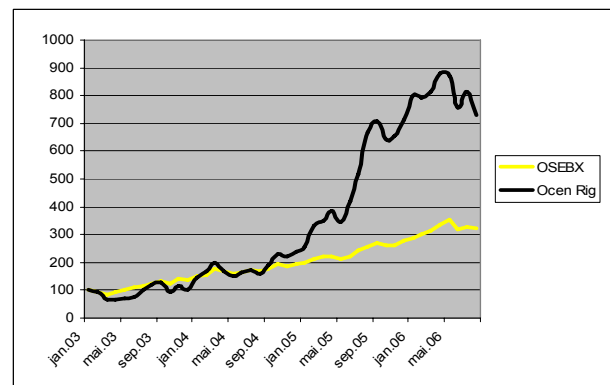
Ocean Rig har så langt i selskapets historie ikke betalt ut utbytte. Dette skyldes at selskapet først oppnådde et positivt resultat i 2005 og har derfor hatt behov for å holde tilbake verdiskapningen. Selskapet har gitt uttrykk for at kombinasjonen av låneopptak og gode markedsutsikter vil føre til kapitaldistribusjon til aksjonærene i form av tilbakekjøp og utbytte.

4.4.3 Notert på børs

Hovedgrunnen for å være notert på børs er at det bidrar til økt verdi for aksjonærene blant annet på grunn av likviditet i aksjen. Børsnotering gir selskaper også bedre tilgang til kapital. Notering på børs påvirker imidlertid strategien til et selskap både finansielt og forretningsmessig. Markedsaktører særlig på kjøper siden verdsetter selskaper basert på tilgjengelig informasjon. Derfor er det veldig viktig å gi markedet tilstrekkelig og korrekt informasjon. Tilstrekkelig informasjon er særlig viktig for selskaper som tar et mer langsiktig perspektiv. Ocean Rig har valgt en slik strategi og ønsker å bli vurdert ut fra et langsiktig perspektiv siden det nå ser svært lyst ut for selskapet. Utviklingen i selskapets aksjekurs etter notering på børs og ut 2002 var katastrofal for aksjonærene. Grafene under Sammenligner Ocean Rig utvikling på børsen med hovedindeksen i henholdsvis perioden fra august 2001 og frem til i dag og fra januar 2003 frem til i dag.



Figur 4.1. Ocean Rig og hovedindeksens utvikling fra august 2001 til i dag
(Kilde: Oslo Børs)



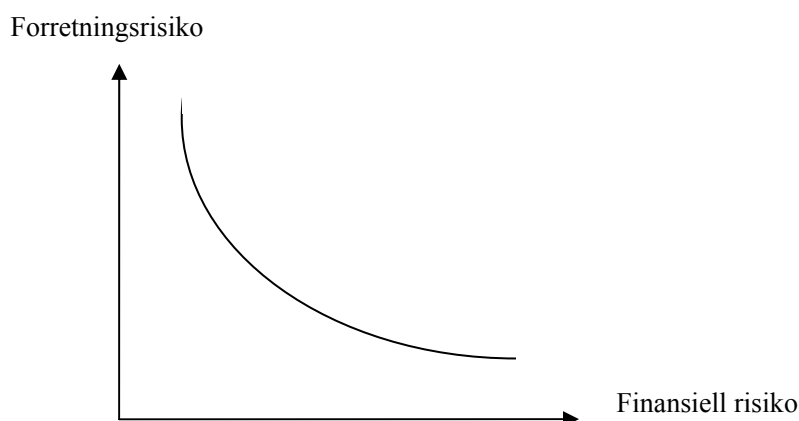
Figur 4.2. Ocean Rig og hovedindeksens utvikling fra januar 2004 til i dag
(Kilde: Oslo Børs)

Figur 4.1 illustrerer Ocean Rigs katastrofale utvikling de fem siste årene. Figur 4.2 viser imidlertid at Ocean Rig har hatt en kraftig positiv utvikling i forhold til OSEBX siden inngangen til 2005. Dette skyldes i stor grad en generell oppgang for offshore relaterte aksjer, men også at Ocean Rig har viste evne til å tjene penger. Selskapet har dessuten gjennomført en refinansiering av gjelden.

4.4.4 Sammenheng mellom den finansielle strategien og forretningsstrategi

Som nevnt i forrige avsnitt er det svært viktig for langsiktig suksess at selskaper påser at det er sammenheng mellom den finansielle og forretningsmessige strategien. Samlet sett er dette nå tilfelle for Ocean Rig. Finansieringen i selskapet er strukturert slik at selskapet kan begynne å betale utbytte samtidig nå som kontantstrømmene øker med økte dagrater. Samtidig vil den finansielle strategien tillate en sunn finansiering av nødvendige investeringer. Ledelsen ønsker å øke gearingen noe, men dette vil ha liten effekt på den finansielle risiko.

Figuren på neste side illustrerer det typiske forholdet mellom forretnings og finansiell strategi. Når den forretningsrisikoen er høy vil den finansielle strategien tilpasses slik at den gir lav finansiell risiko og motsatt.



Figur 4.3. Empiriske sammenhengen mellom finansiell og forretningsrisiko
(Kilde: Bodie, Kane, and Marcus, 2005)

Ocean Rig har høy forretningsrisiko derfor mye av den finansielle strategien basert på å redusere den finansielle risikoen så mye som mulig. Det plasserer Ocean Rig langs den øvre delen kurven. Etter hvert som forretningsrisikoen reduserer i takt med mer forutsigbarhet i kontantstrømmene på grunnlag av positive utsikter og nye kontrakter vil den finansielle risikoen kunne økes noe. Økning i finansiell risiko som følge av økt gearing vil forsvares av den reduserte driftsrisikoen og selskapet vil opprettholde en forsvarlig risikoprofil.

5 Kapitalkostnad

5.1 Innledning

For å kunne verdsette et selskap ved hjelp av diskontert kontantstrøm trenger man et avkastningskrav. Dette avkastningskravet tilsvarer den avkastningen selskapets investorer krever og blir derfor referert til som selskapets kapitalkostnad. Det er svært viktig at det er konsistens mellom komponentene i kapitalkostnaden og kontantstrømmen. Når man diskonterer selskapets FCF, må avkastningskravet reflekterere alle investorenes nødvendige avkastning. Selskapets Weighted Average Cost of Capital (WACC) tar hensyn til de ulike investorenes avkastningskrav. WACC defineres slik:

$$\text{WACC} = \frac{D}{V} k_g (1 - s_m) + \frac{E}{V} k_e$$

hvor D/V = Forholdet mellom rentebærende gjeld og selskapsverdien basert på markedsverdier

E/V = Forholdet mellom egenkapitale og selskapsverdien

k_g = Gjeldens kapitalkostnad

k_e = Egenkapitalkostnad

s_m = Selskapets marginale skattesats

De ulike elementene av WACC vil bli definert før vi beregne Ocean Rigs WACC.

5.2 Egenkapitalkostnad

For å estimere selskapers avkastningskrav til egenkapitalen benytter man seg av asset-pricing modeller som tar hensyn til forventet avkastning og risiko. Forventet avkastning lar seg ikke observere, og må derfor estimeres. Jeg vil benytte meg av Capital Asset Pricing Modell (CAPM) som er den vanligste asset-pricing modellen. CAPM bygger på at forventet avkastning på et hvilket som helst finansaktiva tilsvarer risikofri rente pluss verdipapirets beta multiplisert med markedets risikopremie. Denne sammenhengen uttrykkes slik:

$$E(R_i) = r_f(1 - s) + \beta_i [E(R_m) - r_f(1 - s)]$$

hvor $E(R_i)$ = Forventet avkastning på aktivumet
 r_f = Risikofri rente
 s = Skattesats
 β_i = Aktivumets sensitivitet overfor markedet
 $E(R_m)$ = Forventet markedsavkastning

Risikofri rente og markedets risikopremie, definert som forskjellen mellom forventet avkastning i markedet og risikofri rente, er felles for alle selskaper i CAPM. Det er kun beta som varierer mellom selskaper. Beta gir uttrykk for den markedsrelaterte risikoen. Markedsrelatert eller systematisk risiko er knyttet til generelle markedsbevegelser. Slike markedsbevegelser skyldes makrostørrelser og generelle konjunkturutsikter. Den bedriftsspesifikke eller usystematiske risikoen er den risikoen som er knyttet til et enkelt selskaps aksje. Denne usystematiske risikoen kan elimineres ved fornuftig diversifikasjon og derfor får man ikke betalt for å påta seg slik risiko.

CAPM bygger på at en veldiversifisert investor har diversifisert bort all usystematisk risiko og sitter derfor kun igjen med den systematiske risikoen i markedet. Jeg går ikke mer dybden i teorien rundt CAPM, men fokuserer i stedet på implementering av modellen for Ocean Rig.

5.2.1 Risikofri rente

Det er flere alternative valg for å finne den risikofrie renten som skal benyttes i CAPM, det vanligste er å benytte seg av renten på lange statsobligasjoner. Renten på de norske 10 års statsobligasjonene er nå 4,24 % (Oslo Børs, 7.8.2006). Et langsiktig rentenivå på rett over 4 % anses for å være lavt. Jeg velger derfor å benytte historisk risikofri realrente tillagt en forventet pristigning. Den risikofri realrenten varierer litt ut fra hvor langt tidsperspektiv man benytter. Basert på et langt tidsperspektiv har realavkastningen ligget på ca. 2 % (FIE 424, 2005) tillagt en forventet pristigning på 2,5 % gir det en nominell risikofri rente på 4,5 %. Risikofri avkastning blir beskattet med 28 % prosent på investors hender. Dermed sitter investor igjen med en risikofri avkastning på 3,24 % etter skatt.

5.2.2 Markedets forventede risikopremie

Forventet risikopremie i markedet er svært vanskelig å modellere og det er ingen modell som er generelt akseptert og benyttet. Basert på historiske avkastningstall kan man anta

aksjeinvesteringer har 4 til 5 prosentpoeng høyere avkastning enn risikofrirente (Boye, 2002). 4 prosentpoeng høyere avkastning for aksjeinvesteringer gir en markedspremie på 5,26 % etter skatt ($4\% + 4,5\% * 0,28$). En forventet markedsavkastning på 5-6 % virker fornuftig når man også tar hensyn til de norske skattereglene og jeg benytter dermed en forventet risikopremie på 5,26 %.

5.2.3 Ocean Rigs beta

Ifølge CAPM er et aktivums forventede avkastning drevet av dets betaverdi. Betaverdien er et mål på hvordan aktivumet og markedet beveger seg i forhold til hverandre. For å estimere Ocean Rigs beta vil jeg benytte meg av regresjonsanalyser. Jeg vil benytte meg av markedsmodellen slik at betaverdien er gitt ved følgende regresjon:

$$R_i = \alpha + \beta * R_m + \varepsilon$$

Avkastningen på Ocean Rigs aksje (R_i) blir her stilt opp mot markedets avkastning (R_m).

Som et mål på markedets avkastning har jeg i analysene mine benyttet meg av både OSEBX (Hovedindeksen på Oslo Børs) og MSCI World (Morgan Stanley Capital International for verden). OSEBX er en vektet og utbyttejustert indeks som inneholder et representativt utvalg av alle noterte aksjer på Oslo børs. MSCI world er en vektet og utbyttejustert indeks som inkluderer aksjer fra alle utviklede markeder. Per i dag inkluderer denne 23 land. Regresjoner av månedlig avkastning til Ocean Rig mot de to indeksene i ulike perioder gav følgende betaverdier.

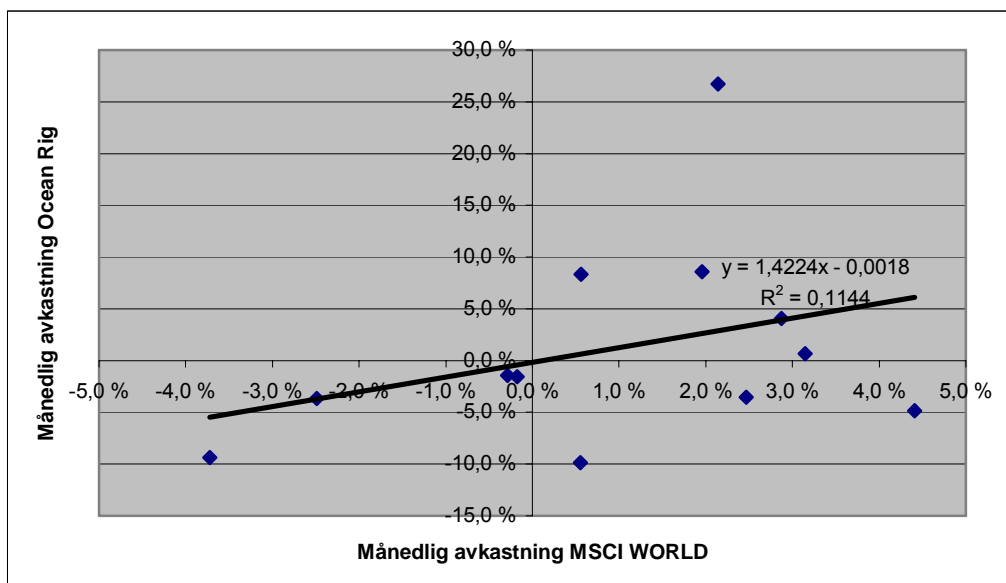
Periode	β -verdi ved regresjon mot OSEBX	β -verdi ved regresjon mot MSCI world
2001 - 2006	2,1	2,1
Jan 2002 - 2006	1,99	1,46
2003 - 2006	2,23	2,52
2005 - 2006	1,31	1,42

Tabell 5.1. Ocean Rigs Betaverdier basert på regresjoner mot OSEBX og MSCI World i ulike tidsperioder (Kilde: Oslo Børs, Morgan Stanley Capital International)

Månedlige data benyttes fordi empiriske problemer vil oppstå hvis man benytter en tettere frekvens for beregning av avkastning (Valuation, 2005). Tabellen viser at betaverdien varierer forholdsvis kraftig ut fra hvilken periode og indeks som benyttes. Ideell periodelengde på avkastningstallene er normalt fem år, dvs. 60 observasjoner. En indeks som OSEBX er ganske

kraftig vektet innen olje og gass det gjør at en regresjon basert på indeksen gir heller et estimat på Ocean Rigs sensitivitet i forhold til disse sektorene fremfor å måle markedets systematiske risiko. Derfor vil regresjoner basert på MSCI world være et bedre estimat på den systematiske risikoen.

Mye har forandret seg for Ocean Rig siden 2001 både med tanke på generelle markedsutsikter og forhold innad i selskapet. I juni 2005 gjennomførte Ocean Rig en refinansiering som reduserte selskapets gjennomsnittlige rentekostnad med tre prosentpoeng samtidig som løpetiden på gjelden økte med to år. En slik transaksjon fører med seg en redusert risiko for selskapets aksjonærer. En periode som inkluderer situasjonen før refinansieringen baser seg på kapitalstruktur som ikke lenger er tilfellet. Tabell 4.2 viste at egenkapitalandelen har økt radikalt de siste årene og gamle avkastningsobservasjoner er dermed ikke relevante. Jeg mener derfor at en beta på 1,4 er mest korrekt siden vi da utelater perioden med den gamle kapitalstrukturen samtidig som regresjonen er basert på veldiversifisert indeks. Figuren under plottes de 12 månedlige avkastningene til Ocean Rig og MSCI world indeksen.



Figur 5.1. Ocean Rigs avkastning versus avkastningen MSCI world fra august 2005 til juli 2006 (Kilde: Oslo Børs, Morgan Stanley Capital International)

5.2.4 Ocean Rigs avkastningskrav til egenkapitalen

Basert på forutsetningene over gir CAPM følgende avkastningskrav egenkapitalen:

$$3,24 \% + 1,4 * 5,26 \% = 10,6 \%$$

5.3 Gjeldens kapitalkostnad

Som følge av den nevnte refinansieringen av gjelden i 2005 oppgav Ocean Rig at de fikk redusert den gjennomsnittlige lånekostnaden fra 9 % til 6 % samtidig som gjennomsnittlig løpetid var økt til 5 år. Tabellen under viser at rentene har steget en del det siste året.

	04.08.2006	07.07.2006	04.08.2005
3 Måneders LIBOR	5,47 %	5,10 %	3,73 %
USD 10-year Treasury	4,90 %	5,13 %	4,32 %

Tabell 5.2. Utvikling i 3 måneders LIBOR og USD 10-year Treasury
(Kilde: Yahoo Finance)

Ocean Rig utstedet et obligasjonslån på 350 M USD i april 2006. Kupongrenten på dette lånet ble satt til 3-måneders LIBOR (London Interbank Offered Rate) tillagt 4 % p.a. slik at lånekostnaden for dette lånet tilsvarer opp mot 9,5 % med dagens rentenivå. Ocean Rigs langsiktige lånekostnader påvirkes av at 10-års amerikanske statsobligasjoner de siste månedene er handlet til rundt 5 prosent mot 4,3 % for 1 år siden. På bakgrunn av en fremtidig høyere lånekostnad og den nye låneavtalen antar jeg at Ocean Rig vil oppnå en fremtidig gjennomsnittlig lånekostnad på rundt 8 %, dvs. 5,76 % etter skatt.

5.4 WACC

Kapitalkostnadene til gjelden og egenkapitalen kan kombineres slik at vi kommer frem til et veid avkastningskrav for selskapets aksjonærer og kreditorer. For å komme frem til et slikt avkastningskrav benyttes gjelds- og egenkapitalandelen. Disse andelene av selskapets totale kapital basert på markedsverdiene. Markedsverdiene benyttes i det vektete avkastningskravet (WACC) siden kravet representerer den forventede avkastningen på en alternativ investering med identisk risiko. Selskapet kan tilbakeføre kapitalen til investorene fremfor å reinvestere kapitalen i selskapet. For å tilbakeføre kapitalen uten å endre kapitalstrukturen må selskapet betale ned gjeld og kjøpe tilbake egne aksjer til markedsverdien i et forhold som tilsvarer gjeldsandelen. De bokførte verdiene er dermed irrelevant når selskapet eventuelt ønsker å tilbakeføre kapital utenom utbytte, siden tilbakeføringen må skje til markedspris.

I min beregning av Ocean Rigs WACC har jeg forutsatt at Miller-Modigliani-hypotesen gjelder. Før vi ser nærmere på Ocean Rigs kapitalstruktur og beregner WACC vil jeg se nærmere på hva Miller-Modigliani-hypotesen innebærer.

5.4.1 Miller-Modigliani-hypotesen

Miller og Modigliani fant at markedsverdien av et selskap bestemmes av dets inntjeningssevne og risikoen som tilknyttet de underliggende eiendelene. Denne verdien er uavhengig av hvordan virksomheten har valgt å finansiere sine investeringer eller hvordan den fordeler sine utbytter. Avkastingskravet for totalkapitalen er dermed uavhengig av kapitalstrukturen.

Visse forutsetninger må imidlertid være gjeldene for at vi skal kunne anta uavhengighet mellom avkastningskrav og finansiering. For det første må kontantstrømmen til totalkapitalen være totalt uavhengig av finansieringen. Videre må man kunne anta et nøytralt skattesystem og ingen agentkostnader mellom eiere og ledelsen. Det er også en forutsetning at aksjonærene kan kopiere enhver gjeldsgrad selskapet kan velge. Det kan ikke være noen transaksjonskostnader forbundet ved en slik kopiering, dvs. lånebetingelsen er de samme for både selskap og aksjonærer.

Det norske skattesystemet har tradisjonelt vært tilnærmet nøytralt, men ved inngangen til 2006 ble det innført dobbelt beskatning av aksjeinntekter som tilfaller private skatteyttere. Reguleringen vil imidlertid ha liten betydning fordi aksjer i liten grad er eid av personlige skatteyttere (FIE 424, høsten 2005). Høy gjeld kan medføre begrenset handlefrihet og økte kostnader i forbindelse med økt sannsynlighet for konkurs. Svært høy gjeld vil derfor kunne påvirke kontantoverskuddene. Slik de norske skattereglene er i dag kan vi samlet sett anta at finansieringen ikke er av avgjørende betydning for selskapsverdi, bortsett når gjeldsandelen er høy.

5.4.2 Ocean Rigs kapitalstruktur og WACC

Ocean Rig hadde en markedsverdi på 1343 M USD og en gjeld på 703 M USD ved inngangen til 3 kvartal i år. Dette gir en gjeldsandel på 0,34. Basert på forutsetningen ovenfor vil en gjeldsandel på 0,34 gi følgende WACC:

$$5,8 \% * 0,34 + 10,6 \% * 0,66 = 8,96 \%$$

En WACC på 9 % er et rimelig avkastningskrav slik situasjonen er i dagens marked.

Ocean Rig har opplyst at de i tillegg til å kjøpe tilbake 10 % av utestående aksjer også ønsker å starte utbytteutbetalinger basert på refinansiering av eksisterende gjeld og en god

kontantstrøm (Børsmelding 28.6.2006). En endret kapitalstruktur vil imidlertid ikke ha innvirkning på avkastningskravet til totalkapitalen, gitt at Miller-Modigliani-hypotesen gjelder. Gevinsten ved økt gjeldsandel vil bli oppveid en økning i avkastningskravet til egenkapitalen, sidne aksjonærene vil ha betalt for den økte risikoen gjelden påfører dem. Jeg forutsetter at gjelden ikke så høy at den får de nevnte kontantstrømkonsekvensene.

6 Verdsettelse ved Discounted Cash Flow

6.1 Innledning

Formålet med denne utredningen ved siden av å kartlegge offshore-borebransjen er å finne markedsverdien til Ocean Rig ASAs aksjekapital. Denne markedsverdien kan finnes ved hjelp av flere modeller. Den første verdsettelsesmodellen jeg vil benytte meg av er Discounted Cash Flow (DCF) basert på Koller, Goedhart & Wessels (2005), Boye (2002) og Iannotta (2006).

6.2 Grunnprinsippene bak DCF

DCF benytter seg av publiserte regnskapstall, der historiske resultatregnskap og balanser benyttes for å finne diverse kritiske finansielle forholdstall. Disse historiske forholdstallene benyttes som er utgangspunkt for å kunne ta antagelser om de samme forholdene i fremtiden.

Formålet med modellen er å verdsette selskapet antatt at det drives videre. Aktiva siden i balansen verdsettes imidlertid først, denne verdien kalles gjerne selskapsverdien (Enterprise Value = EV) eller sysselsatt kapital. For å finne verdien på selskapets egenkapital blir nettoverdien av de finansielle posisjoner trukket fra EV. Den rentebærende gjelden inkluderer ikke utsatt skatt og leverandørgjeld. Fordelene med slik kreditt betales ikke i form av renter og blir tatt hensyn til i kontantstrømmen gjennom driftskapitalen. De finansielle eiendelene som trekkes fra den rentebærende gjelden. Å verdsette selskapets totale verdi før man trekker fra gjelden kan virke som en indirekte måte for å finne selskapets egenkapitalverdi. De fleste anbefaler imidlertid denne indirekte metoden siden den leder til mindre potensielle feilkilder i verdsettelsesprosessen.

Verdien av aktivasisiden er verdien av driften tillagt verdien på finansielle eiendeler. Normalt benytter man den bokførte verdien av de finansielle eiendelen. Med mindre det er grunn til å tro at markedsverdien av disse er endret i betydelig grad siden forrige balansen ble rapportert sist. Som kommentert i kapittel 3 er overskuddskontanter inkludert i finansaktiva. Grunnen til at balanseverdiene kan benyttes er at forventet avkastning tilsvarer avkastningskravet.

Operasjonene til det selskap, dvs. den totale aktivasisiden minus finansaktivaene, blir verdsatt ved å neddiskontere bedriftens forventede kontantstrøm med et avkastningskrav til totalkapitalen (WACC). Dette avkastningskravet tar hensyn til kostnaden for de ulike formene for finansiering som selskapet har benyttet og vekter disse i forhold til markedsverdiene.

Verdien av et selskap kan på basis av kontantoverskuddene beregnes slik:

$$\text{Verdi} = \sum_{T=1}^{\infty} \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t}$$

$$CF_t = \text{Forventet kontantstrøm (FCFF) til selskapet i periode } t$$

Siden det er hensiktsløst å budsjettere kontantstrømmene inn i evigheten verdsettes gjerne aktivasisden i to deler. I verdsettelsen av Ocean Rig er FCFF fra driften budsjettert i 8 år i den eksplisitte budsjetteringsperioden. I budsjetteringsperioden budsjetteres kontantstrømmene på basis av de forutsetningene som tas. Sluttverdien i den eksplisitte perioden er basert på den første kontantstrømmen etter denne perioden Tiden etter denne budsjetteringsperioden er antatt å være karakterisert av en stabil utvikling.. Denne perioden er så fjern at det er vanskelig å si noe fornuftig om utviklingen i denne og man gjør kun antagelser om fremtidig vekst i kontantstrømmene. Et selskaps EV kan dermed skrives slik:

$$EV_0 = \sum_{T=1}^T \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t} + \frac{V_T}{(1 + WACC)^T}$$

$$V_T = \text{Sluttverdien av selskapet det siste året i budsjetteringsperioden}$$

$$= \frac{CF_{t+1}}{(WACC - g)}$$

$$g = \text{Forventet årlig vekst i FCFF i all fremtid etter utløpet av eksplisitt periode}$$

Verdien på tidspunkt T kalkuleres ved hjelp av Gordons formel for evig vekst. I denne perioden er FCFF gitt ut fra et konstant scenario definert av de budsjetterte regnskapene og balansene. Dette er egentlig en av styrkene med modellen siden den på en fornuftig måte tar hensyn til usikkerheten knyttet til fremtiden. De finansielle regnskapene er beregnet nominelt, slik at FCFF diskonteres med et nominelt avkastningskrav.

DCF modellen inneholder en del komponenter som vil bli diskutert i de følgende punktene. Grunnen til at DCF er så mye benyttet er at den kombinerer tre ulike oppgaver på en bra måte. Først av alt baserer den seg på finansielle budsjetter. Å komme frem til korrekte anslag for disse er imidlertid ikke enkelt, siden budsjettering av anleggsinvesteringene kan medføre en del vanskeligheter. Basert på Valuation har jeg benyttet en forenklet metode som vil bli kommentert når jeg behandler anleggsinvesteringen. DCF gir for det andre FCFF basert på de

finansielle budsjettene, dette er forholdsvis enkelt. Den tredje oppgaven DCF løser er at den beregner nåverdien av kontantstrømmene. Dette er enkelt når man først har faktorene som skal til, men hvorvidt disse reflekterer virkeligheten kan diskuteres. Dette er imidlertid et emne som er diskutert ganske inngående i Corporate Finance litteraturen

6.3 Budsjetteringsforutsetninger

De forutsetningene som tas i budsjetteringen er basert på den innsikten som er opparbeidet gjennom hele denne utredningen. De strategiske analysene av offshore-borebransjen og Ocean Rig danner sammen med regnskapsanalysen grunnlaget for å kunne si noe om fremtidige forventninger. Siden jeg forutsetter at Miller-Modigliani gjelder trenger vi ikke å ta hensyn til fremtidig finansieringsantagelser. Og vi trenger derfor kun å budsjettere kontantstrømmen til total kapitalen, FCFF. Jeg vil budsjettere individuelle kontantstrømmer for andre halvår 2006 frem til og med 2013. Sluttverdien i år 2013 vil være gitt på basis av kontantstrømmen i 2014 og Gordons formel. Jeg vil videre i dette avsnittet gå gjennom de forutsetningene jeg tar for i bergningen av FCFF.

6.3.1 Dagrater og operasjonsdager

Regnskapsanalysen viste at dagrater og antall dager med operasjon er avgjørende for driftsinntektene som Ocean Rig oppnår. Selskapets to rigger begynte på nye kontrakter tredje kvartal i år. Eirik Raude avslutter sin kontrakt andre kvartal 2008, mens Leiv Eiriksson blir ferdig med sin nåværende kontrakt allerede ved utgangen av andre kvartal neste år. Tabell 6.1 viser de dagratene og kontraktene jeg har lagt til grunn i budsjetteringsperioden.

	Dagrater i USD 1000
Kontrakt Eirik Raude frem tom. 2. kvartal 2008	400
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2008 tom 2. kvartal 2011	525
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2011 tom 2. kvartal 2014	410
Kontrakt Leiv Eiriksson frem tom. 2. kvartal 2007	370
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2007 tom. 3. kvartal 2010	530
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2010 tom. 3. kvartal 2012	475
Antatt Kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2012 tom. 2. kvartal 2014	410
Gjennomsnitt antatte kontrakter	470

Tabell 6.1 Nåværende og antatt fremtidig dagrate for Ocean Rigs to enheter

Antall dager med operasjon er like avgjørende for inntektene som dagratene. Jeg har antatt at riggene vil klare å oppnå en inntjenings effektivitet på 98 %. Dette er noe i overkant av hva Ocean Rig har prestert historisk, men vil være realistisk hvis vi forutsetter at selskapet

kontinuerlig har forbedret operasjonene sine. Leiv Eiriksson var inne til femårs klassifisering i andre kvartal 2006 og tapte hele 45 operasjonsdager. Neste år er det Eirik Raude som skal klassifiseres. Jeg har forutsatt at Ocean Rig har lært mye av klassifiseringen av Leiv Eiriksson og at de klarer fremtidige klassifiseringer på 20 dager. Det betyr at inntjeningseffektiviteten faller til 93 % de årene riggene må femårsklassifiseres.

6.3.2 Driftskostnadene

I kostnadsanalysen antok jeg at de ulike driftskostnadene var rimelig faste. Jeg har i budsjetteringen tatt utgangspunkt i at daglige lønns og presonalkostnadene er 89.685 USD per rigg og at de andre operasjons og driftskostnadene utgjør 63.725 USD per dag for hver av riggene. I første kvartal hadde imidlertid disse kostnadene økt med godt over 4 % fra tilsvarende kvartal året før. Jeg har derfor antatt at de daglige kostnadene har øker med 4 % fra 2005-nivået. Siden det som nevnt vil kunne ventes et stort press i arbeidsmarkedet der Ocean Rig henter sine medarbeidere forventer jeg at lønns- og driftskostnadene vil fortsette å stige med 4 % årlig. Jeg forutsetter også en årlig inflasjon i de andre operasjonskostnadene på 4 %, fordi andre leverandører vil kunne tenkes å øke prisene sine når de vet at det er gode tider i offshore-borebransjen.

6.3.3 Arbeidskapital

Som nevnt tidligere er driftsavhengige kontanter fra og med 2005 antatt å tilsvare 18,2 % av inntektene. De andre arbeidskapitalelementene er antatt å tilsvare gjennomsnittet av forholdet mellom elementet og inntektene i fra 2003 til 2006. Perioden før 2003 er utelatt siden vi mangler en oppsplitting av de kortsiktige elementene. De benyttede forholdene er gjengitt i appendiks.

6.3.4 Rigger, maskiner og utstyr

Avskrivningene er antatt å tilsvare dem i 2005. Det er vanskelig å si noe om hva de fremtidige anleggsinvesteringene vil ligge på, det vil blant annet avhenge av hva kundene krever og hvor mye de eventuelt dekker. Det eneste jeg har antatt når det gjelder anleggsinvesteringer er at investeringen i forbindelse med femårsklassifiseringen av Eirik Raude tilsvare den vi så i forbindelse med klassifiseringen av Leiv Eiriksson. Anleggsinvesteringen i første halvår av 2006 utgjorde 13,4 millioner USD. Jeg har derfor antatt at Ocean Rig vil måtte gjøre en

lignende investering i 2007. Når det gjelder avskrivningene har jeg forutsatt at de vil tilsvare nivået for 2005.

6.3.5 Vekst etter budsjetteringsperioden

I den stabile perioden etter budsjetteringsperioden har jeg antatt at kontantoverskuddene vil stige med 2,5 % årlig.

6.3.6 Fremførbare underskudd og fremtidig skatt

Som vi så i regnskapsanalysen hadde Ocean Rig i den historiske perioden kun levert et positivt resultat i 2005. Selskapet har derfor fremførbare underskudd som kan føres mot fremtidige positive resultater. Ved utgangen av 2005 hadde selskapet fremførbart underskudd på 753,07 millioner USD. Basert på de antagelsene jeg har gjort om fremtidige kontantstrømmen vil Ocean Rig ikke begynne å betale skatt før i 2010.

6.4 Beregning av free cash flow to firm

Tabellen under viser beregningen av FCFF i budsjetteringsperioden. Se også appendiks for total oversikt over fremgangsmåten basert på forutsetningene som er beskrevet over.

Free Cash Flow to Firm	1. halvår 2006	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e
Driftsinntekter	87 800	138846	296745	355990	377374	367537	328464	294868	289737
Driftskostnader	-55700	(58713)	(121128)	(126318)	(131012)	(136252)	(141702)	(147774)	(153265)
Avskrivninger	-26600	(26681)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)
EBIT/EBITA	5 500	53452	122255	176310	193000	177923	133399	93732	83110
Skattbar EBIT						(30 631)			
Skatt på EBIT	0	0	0	0	0	8 577	(37352)	(26245)	(23271)
Endring utsatt skatt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT	5 500	53452	122255	176310	193000	186499	96048	67487	59839
Avskrivninger	26600	26681	53362	53362	53362	53362	53362	53362	53362
Brutto kontantstrøm (EBITDA)	32 100	80133	175617	229672	246362	239861	149410	120849	113201
Økning/(reduksjon) i arbeidskapital	(32 170)	(941)	(16104)	(6043)	(2181)	1003	3985	3426	523
Anleggsvesteringer	(13 390)	(13390)	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash Flow to Firm	(13 460)	79 192	146 123	223 630	244 181	240 865	153 395	124 275	113 724

Tabell 6.2 Beregnede FCFF i budsjetteringsperioden

6.5 Verdsettelse av Ocean Rig

Den første kontantstrømmen jeg har budsjettert er for 2. halvår av 2006 det gjør at den første tidsperioden er lik en halv og ikke en slik modellen opprinnelig er oppbygd. Selskapet hadde ved utgangen av andre kvartal en betydelig andel betalingsmidler, disse er ikke tatt med i beregningen av FCFF for første halvår av 2006. Basert på forutsetningen om at kun 18,2 % av driftsinntektene tilsvare driftsnødvendig betalingsmidler utgjorde driftsnødvendige betalingsmidler 15,98 millioner USD i første halvår av 2006. Selskapet hadde en total inngående beholdning av betalingsmidler på 247,6 millioner USD dermed var overskuddet av

betalingsmidler på hele 231,62 millioner. Dette overskuddet er trukket fra den rentebærende gjelden slik at vi kommer frem til netto finansielle posisjoner.

Når jeg har overført markedsverdien jeg fant i USD til NOK antatt en dollarkurs på 6,25. Denne kursen var gjennomsnittet for juli nå i år. Siden kontantstrømmene tilbakeføres til juli syns jeg det var fornuftig å benytte meg av gjennomsnittet for den måneden. Som nevnt tidlige kjøper Ocean Rig tilbake egne aksjer i markedet og eide per 10. august 2006 6,7382 millioner aksjer av den totale aksjekapitalen på 189,304 millioner. Derfor har jeg antatt at totalt antall utestående aksjer utgjør 182,5658 millioner. Figuren under viser hvordan markedsverdien til Ocean Rig er beregnet, basert på en WACC på 9 %.

	Eksplisitt budsjetteringsperiode								Steady state periode
	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	2014e
Free Cash Flow to Firm	79 192	146 123	223 630	244 181	240 865	153 395	124 275	113 724	116 568
Sluttverdi								1 793 347	
FCFF 2013								1 888 898	
Nåverdi av FCFF	75852	128404	180286	180600	163438	95491	70976	989 714	
Enterprise Value	1 884 763								
Gjeld	(702 800)								
Overskudd av betalingsmidler	231 620								
Netto finansielle posisjoner	(471 180)								
Markedsverdi Egenkapital	1 413 583								
NOK/USD	6,25								
Markedsverdi i NOK 1000	8 834 896								
Markedsverdi per aksje NOK	48,4								

Figur 6.1 Ocean Rigs beregnede verdi basert på DCF

Som vi ser gir de forutsetningen jeg har antatt en verdi per aksje på 48 kroner. Dette er 22 % høyere en dagens kurs på 37,3 kroner. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til mange av faktorene som inngår i denne DCF-analysen. Endringer i disse vil ha ulikt effekt på den verdien som fremkommer av de diskonterte kontantstrømmene. For å kartlegge hvordan endringer i forutsetningene påvirker verdien vil jeg i neste avsnitt utføre en sensitivitetsanalyse

6.6 Sensitivitetsanalyse

Når skjønsmessige vurderinger er benyttet kan det være nyttig å se hvor store utslag det gir for verdien av selskapet dersom noen av disse forventningene blir endre. Jeg er spesielt ser nærmere på dagratene, avkastningskravet og antagelsen om fremtidig vekst etter budsjetteringsperioden. Den følgende sensitivitetsanalysen er strukturert rundt tre scenarier når det gjelder antagelsen om forventede fremtidige dagrater. De tidligere antatte dagratene danner grunnlaget for basisscenariet, i tillegg vil jeg analysere to andre fremtidige scenarier, et pessimistisk og et optimistisk.

6.6.1 Hovedscenariet for dagratene

Hovedscenariet baserer seg på de dagratene som er gitt tabell 6.1. Tabellen under viser hovedscenariets følsomhet for endringer i avkastningskrav og fremtidig vekst.

		WACC								
		8,00 %	8,25 %	8,50 %	8,75 %	9,00 %	9,25 %	9,50 %	9,75 %	10,00 %
Vekst (g) i stabil fase	0	44,7	43,2	41,7	40,3	39	37,7	36,5	35,4	34,3
	0,50 %	46,7	45	43,4	41,9	40,4	39,1	37,8	36,6	35,4
	1,00 %	48,9	47	45,3	43,6	42	40,6	39,2	37,9	36,6
	1,50 %	51,5	49,4	47,4	45,6	43,9	42,3	40,7	39,3	38
	2,00 %	54,5	52,1	49,9	47,9	46	44,2	42,5	41	39,5
	2,50 %	58	53,3	52,8	50,5	48,4	46,4	44,6	42,8	41,2
	3,00 %	62,3	59,1	56,3	53,6	51,2	49	46,9	45	43,2
	3,50 %	67,5	63,8	60,4	57,3	54,6	52	49,7	47,5	45,5
	4,00 %	74	69,5	65,4	61,8	58,6	55,6	52,9	50,4	48,1

Tabell 6.3 Sensitivitetsanalyse av hovedsenariet

I tabellen ser vi at verdien per aksje er sensitiv i forhold til endringer i både veksten og avkastningskravet. En vekst på mellom 1 og 3 % er mest realistisk og et avkastningskrav på mellom 8,75 og 9,75 % virker mest fornuftig basert på de betraktningene jeg har gjort i kapittel 4 og 5. Aksjeverdien er innenfor det mest sannsynlige intervallet høyere enn dagens aksjekurs. Det indiker at aksjen kan være noe underpriset i markedet eller at markedet legger andre fremtidige dagrate til grunn i sine analyser.

6.6.2 Pessimistisk scenario for dagratene

Det pessimistiske scenariet legger til de forventede fremtidige dagratene vil ha et gjennomsnitt på noe over 400.000 USD. Som nevnt tidligere er det mest realistisk å legge til grunn at de første kontraktene vil gi de høyeste dagratene. Tabellen under viser hvilke dagrater jeg har lagt til grunn i dette scenariet.

	Dagrater i USD 1000
Kontrakt Eirik Raude frem tom. 2. kvartal 2008	400
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2008 tom 2. kvartal 2011	435
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2011 tom 2. kvartal 2014	380
Kontrakt Leiv Eiriksson frem tom. 2. kvartal 2007	370
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2007 tom. 3. kvartal 2010	435
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2010 tom. 3. kvartal 2012	400
Antatt Kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2012 tom. 2. kvartal 2014	380
Gjennomsnitt antatte kontrakter	406

Tabell 6.4 Nåværende og antatt fremtidig dagrate for Ocean Rigs to enheter i det pessimistiske scenariet

De reduserte forventningen til fremtidige dagrater vil som vi ser av tabell 6.4 redusere verdien per aksje med nesten 15 % ut fra verdien i hovedscenariet. Min bergende verdien per aksje er fremdeles høyere enn den vi ser i markedet, det indikerer at markedet kan ha kalkulert med enda lavere dagrater eller at de gjør andre antagelser. Det realistiske intervallet som eventuelt indikerer en underprising i markedet er kraftig redusert. Veksten må nå ligge i intervallet mellom 1,5 og 3 %, avkastningskravet kan ikke bli høyere enn 9,25 %

		WACC								
		8,00 %	8,25 %	8,50 %	8,75 %	9,00 %	9,25 %	9,50 %	9,75 %	10,00 %
Vekst (g) i stabil fase	0	37,7	36,3	35	33,7	32,5	31,4	30,3	29,2	28,3
	0,50 %	39,5	38	36,5	35,1	33,8	32,6	31,4	30,3	29,3
	1,00 %	41,6	39,9	38,3	36,7	35,3	34	32,7	31,5	30,4
	1,50 %	44	42,1	40,3	38,6	37	35,5	34,2	32,9	31,6
	2,00 %	46,8	44,6	42,6	40,7	39	37,3	35,8	34,4	33
	2,50 %	50	47,5	45,3	43,1	41,2	39,4	37,7	36,1	34,6
	3,00 %	54	51,1	48,4	46	43,8	41,8	39,9	38,1	36,5
	3,50 %	58,8	55,4	52,3	49,5	46,9	44,6	42,4	40,4	38,6
	4,00 %	64,8	60,6	56,9	53,6	50,6	47,9	45,4	43,1	41

Tabell 6.5 Sensitivitetsanalyse av det pessimistiske scenariet

6.6.3 Optimistisk scenario for dagratene

I det optimistiske scenariet har jeg antatt at Ocean Rig vil kunne oppnå svært gode dagratene i budsjetteringsperioden. Jeg har lagt til grunn at selskapet vil kunne oppnå kontrakter som gir et gjennomsnitt på 500.000 USD per dag. Tabell 6.4 viser de ulike kontraktene jeg har lagt til grunn i verdiberegningen.

	Dagrater i USD 1000
Kontrakt Eirik Raude frem tom. 2. kvartal 2008	400
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2008 tom 2. kvartal 2011	550
Antatt kontrakt Eirik Raude fom. 3. kvartal 2011 tom 2. kvartal 2014	425
Kontrakt Leiv Eiriksson frem tom. 2. kvartal 2007	370
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2007 tom. 3. kvartal 2010	560
Antatt kontrakt Leiv Eiriksson fom. 3. kvartal 2010 tom. 3. kvartal 2012	540
Antatt Kontrakt Leiv Eirksson fom. 3. kvartal 2012 tom. 2. kvartal 2014	425
Gjennomsnitt antatte kontrakter	500

Tabell 6.6 Nåværende og antatt fremtidig dagrate for Ocean Rigs to enheter i det optimistiske scenariet

Økte forventninger til fremtidig dagrate vil som vi ser av tabell 6.7 føre til en betraktelig økt verdi per aksje. Verdiene er innenfor det realistiske intervallet er også betraktelig økt og alle verdiene unntatt verdien med nullvekst og et avkastningskrav på 10 % er høyere enn den verdien vi ser i markedet. En så stor fravikelse fra markedet indikerer at de optimistiske

antagelsene om dagratene er for høye. Det er viktig å være klar over at den dagraten på den siste kontrakten har en relativt stor betydning for sluttverdien i 2013 og dermed også for hele den samlede verdien.

		WACC								
		8,00 %	8,25 %	8,50 %	8,75 %	9,00 %	9,25 %	9,50 %	9,75 %	10,00 %
Vekst (g) i stabil fase	0	47,9	46,3	44,7	43,3	41,9	40,5	39,3	38,1	37
	0,50 %	49,9	48,1	46,5	44,9	43,4	41,9	40,6	39,3	38,1
	1,00 %	52,3	50,3	48,4	46,7	45,1	43,5	42,1	40,7	39,4
	1,50 %	54,9	52,7	50,7	48,8	47	45,3	43,7	42,2	40,8
	2,00 %	58,1	55,6	5,3	51,1	49,1	47,3	45,5	43,9	42,4
	2,50 %	61,8	58,9	56,3	53,9	51,7	49,6	47,7	45,9	44,2
	3,00 %	66,2	62,9	59,9	57,1	54,6	52,3	50,1	48,1	46,2
	3,50 %	71,6	67,7	64,2	61	58,1	55,4	53	50,7	48,6
	4,00 %	78,4	73,7	69,5	65,7	62,3	59,2	56,3	53,8	51,4

Tabell 6.5 Sensitivitetsanalyse av det optimistiske scenariet

6.6.4 Konklusjon

Etter å ha foretatt en detaljert kontantstrømanalyse kom jeg frem til en verdi i mitt hovedscenario på NOK 48,4 pr aksje den 14.08.2006. Etter at jeg har gjort en sensitivitetsanalyse, der jeg ser at spesielt dagratene spiller en avgjørende rolle for verdien, setter jeg følgende anslag på verdien av Ocean Rig:

Verdi Ocean Rig: NOK 42 – NOK 50 pr aksje

Dette er etter min vurdering et rimelig anslag på verdien av aksjen ut fra mine beregninger og forutsetninger. Verdiintervallet er godt over dagens markedspris på NOK 39,8. Aksjekursen har den siste måneden vært oppe å snust på intervallet mitt og jeg har derfor en sterk kjøpsanbefaling på aksjen.

6.7 Kritikk av modellen

Hovedkritikken av DCF-modellen dreier seg om at den bygger på altfor mange forutsetningen. Et svært rikt detaljnivå gjør at det er lett å legge vekt på feil detaljer. Dermed er også sannsynligheten for feil er stor ved bruk av modellen. Det blir også sagt at den som utformer modellen gjerne ikke ser det store bildet, på grunn av detaljene han er tvunget til å konsentrere seg om.

Sensitivitetsanalysen viste verdien av Ocean Rigs egenkapital i stor grad er avhengig av budsjetteringsforutsetningene som tas. Derfor er lite trolig at alle disse antagelsene er korrekte.

7 Verdsettelse med bruk av multiplikatorer

7.1 Innledning

Multiplikatorer benyttes i stor grad ved verdsettelse av selskaper. Verdivurdering ved hjelp av multiplikatorer er enkelt og kostnadseffektivt. Verdsettelse ved hjelp av multiplikatorer kalles gjerne for relativ verdsettelse siden man sammenligner standardiserte verdier med sammenlignbare selskaper. Multiplikatorer brukes gjerne for å verifisere resultater fra andre modeller. Verdsettelse med bruk av multiplikatorer vil gi meg et grunnlag for å si om den verdien jeg fant under kapittel 6 er en overvurdering fra min side. Min multiplikatorverdsettelse baserer seg i stor grad på forelesningsmaterialet i Investment Banking ved Università Bocconi.

7.2 Grunnprinsippene bak multiplikatorer

Multiplikatorer er en svært praktisk verdsettelsesmetode der man står mer fritt i forhold til hvordan man ønsker å utføre analysen. Hvilke multiplikatorer og hvilke tall disse skal være basert på avhenger ønsker og tilgjengelig informasjon. Det er imidlertid viktig at det er konsistens mellom telleren i multiplikatoren og den skaleringsfaktoren som benyttes når man bestemmer verdien på verdsettelsesobjektet. Det innebærer at skaleringsfaktoren er beregnet på samme måte i de sammenlignbare selskapene og i verdsettelsesobjektet.

Det er vanlig å dele multiplikatorer inn i tre hovedgrupper på grunnlag av om de er basert på inntekter, lønnsomhet, eller bokførte verdier. Disse gruppene er igjen inndelt i av selskaps- eller egenkapitalmultiplikatorer avhengig av om telleren er basert på EV-verdien eller egenkapitalverdien. I min analyse vil jeg benytte omtrent alle disse multiplikatorene, siden bruk av multiplikatorer er ganske praktisk og intuitiv vil jeg ikke gå mer i dybden på de her.

7.3 Sammenlignbare selskaper og valg av multiplikatorer

Tabell 7.1 viser de ulike selskapene jeg vil benytte meg av når jeg gjør den relative verdsettelsen av Ocean Rig. Jeg har valgt å se nærmere på 4 norske og 8 amerikanske boreselskaper. Disse er sammenlignbare med Ocean Rig. De amerikanske selskapene er de godt representert innen segmentet for halvt nedsenkbare. Alle de amerikanske selskapene er notert på New York Stock Exchange (NYSE).

	Selskap	Ticker
Norske	Fred.Olsen Energy	FOE
	SeaDrill	SDRL
	Prosafe	PRS
	Songa Offshore	SONG
Amerikanske	Transocean Inc	RIG
	GlobalSanatFe	GSF
	Noble Drilling corp	NE
	Diamond Offshore	DO
	Enesco International	ESV
	Pride Internatioanl	PDE
	Todco	THE
	Atwood Oceanics	ATW

Tabell 7.1 Selskapene som benyttes i den multiplikatoranalysen

Den følgende tabellen viser de multiplikatorene jeg vil benytte meg av. Disse er hensiktsmessige ut fra det datagrunnlaget jeg har samlet inn. Multiplikatorene vil bli beregnet på bakgrunn av henholdsvis årsrapporten for 2005 og første kvartalsrapporten i 2006.

	Selskap	Egenkapital
Inntektsmultiplikatoren	EV/driftsinntekter	
Inntjeningsmultiplikatorene	EV/EBIT	
	EV/EBITDA	
Bokverdimultiplikatorene	EV/BV(EV)	P/BV(E)

Tabell 7.2 Multiplikatorene analysen bygger på

7.4 Verdsettelsen ved multiplikatorer

Figuren på neste side oppsummerer verdiberegningen av Ocean Rigs egenkapital ved hjelp av multiplikatorer. En fullstendig presentasjon av hele modellen og datagrunnlaget finnes i appendiks. De gjennomsnittlige multiplikatorene i bransjen er beregnet ved vanlig gjennomsnitt og ved median. I multipliseringen med Ocean Rigs skaleringsfaktor har jeg tatt utgangspunkt i medianverdiene, det fordi medianberegningene korrigerer for de verdiene som skiller seg ut som høy eller lave. Ved beregningen av bransjemultiplikatorene gitt av selskapenes årsrapporter har jeg utelatt SeaDrill og Sogna Offshores multiplikatorer. Begge disse selskapene hadde lave inntekter og fikk dermed negative resultat. I beregningen for første kvartal har jeg kun utelatt Sogna Offshore, siden SeaDrills regnskaper reflekterer kjøpet av Smedvig.

Ved beregningen av Ocean Rigs egenkapital har jeg trukket de netto finansielle posisjoner vi fant at selskapet hadde i ved inngangen til tredje kvartal. Den gjennomsnittlige egenkapital er

basert på medianbergingene, slik at vi igjen korrigerer for verdeier som skiller seg ut. For å få sammenlignbare verdier har jeg lagt de samme forutsetningene for antall utestående aksjer og valutakurs til grunn som ved DCF-analysen. Som vi ser av figuren under har jeg kommet frem til en verdi per aksje på 52,4 NOK. Denne verdien indikerer at den verdien jeg kom frem til i kapittel 6 ikke var så urimelig.

				Ocean Rig (OCR)	
Multiplikatorer		Gjennomsnitt	Median	EV	Egenkapital
Årsrapport 2005	EV/driftsinntekter	6,5	6,9	1 347 930	876 750
	EV/EBIT	29,3	26,9	2 819 364	2 819 364
	EV/EBITDA	18,5	17,4	1 706 435	1 901 838
	EV/BV(EV)	2,9	2,9	2 785 195	2 890 180
	P/BV(E)	3,6	3,4		1 579 045
			Gjennomsnitt		2 164 731
		Median		2 245 815	1 901 838
1. kvartal 2006	EV/driftsinntekter	21,2	19,6	991 618	520 439
	EV/EBIT	77,3	50,5	525 126	525 126
	EV/EBITDA	49,7	40,6	965 632	1 161 035
	EV/BV(EV)	2,7	2,7	2 621 249	2 726 234
	P/BV(E)	3,4	3,0		1 447 906
			Gjennomsnitt		1 275 906
		Median		978 625	1 161 035

Gjennomsnittlig verdi for Ocean Rigs egenkapital i USD 1000	1 531 436
--	------------------

NOK/USD	6,25
Antall utestående aksjer	182 566

Markedsverdi for Ocean Rigs egenkapital i NOK 1000	9 571 477
Markedsverdi per aksje i NOK	52,4

Figur 7.1 Oppsummering av multiplikatorberegningen
(Kilder: Års- og kvartalsrapporter til de ulike selskapene)

8 Rimelighetsvurdering og konklusjon

Verdien jeg fant ved bruk av multiplikatorer indikerer at verdien jeg kom frem til i hovedscenario virker rimelig sammenlignet med de andre selskapene i bransjen. En aksjekurs på NOK 48,4 pr aksje er derfor et fornuftig estimat på dagens verdi av Ocean Rig.

Jeg har i denne utredningen benyttet en analytisk tilnærming i verdsettelsen av Ocean Rig. Jeg har først fått god oversikt over bransjen selskapet operer i. Gjennom analyser av selskapet har jeg opparbeidet meg en god innsikt i selskapet. Jeg har vært bevisst på å få frem ulike aspekter ved en verdsettelse. Slik at jeg har illustrert hvor vanskelig det er å sette enn eksakt verdi på et selskap. Mange vurderinger skal gjøres og sensitivitetsanalysen viser at det er forståelig at analytikere kommer frem til ulike verdier av det samme selskapet. Min hovedmålsetning med verdsettelsen har imidlertid ikke vært å finne frem til en bestemt verdi, men et intervall som jeg mener verdien bør ligge innenfor. Det intervallet jeg fant gjør at jeg per i dag den 14. august har en kjøpsanbefaling på aksjen.

9 Referanser

Litteratur

- C. Hill & G. Jones, *Strategic Management*, 6th edition (2004)
- T. Koller, M. Goedhart, D. Wessels, *Valuation*, 4th edition (2005)
- J. Barnley & W Hesterly, *Strategic Management and Competitive Advantage Concepts* (2005)
- J Mun, *Applied Risk Analysis*, (2004)
- Bodie, Zwi, A. Kane & Alan J. Marcus, *Investments*, 6th edition (2005)
- Brealey Myers, *Principles of Corporate Finance*, 7th edition (2003)

Rapporter og artikler

- Porter Michael, *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, (1980)
- IEA' Economic Analysis Division (EAD), *World Energy Outlook 2005*, (2006)
- Douglas-Westwood Limited, *The World Offshore Drilling Spend Forecast 2006-2010*, (2006)
- T. Opler, L. Pinkowitz, R. Stulz and R. Williamson, *Determinants and Implications of Corporate cash holdings*, (1999)
- K. Boye, *Avkastning og finasinvesteringer i det 20-århundret*, (2002)
- K. Boye, *Verdiberegning på grunnlag av kontantoverskudd og unormal avkastning*, (2002)
- R.S. Platou, *Månedlige statusrapporter*, (desember 2005 til juli 2006)
- ODS-Petrodata, *International Rig Report*, (2005)
- BP, *BP Statistical Review of World Energy 2006*, (2006)

Ocean Rigs års- og kvartalsrapporter i perioden fra 2001 til 2006-08-15

Årsrapportene for 2005 og kvartalsrapportene til de sammenlignbare selskapene i multiplikatoranalysen

Forelesningsserier

- Forelesningsnotater i FIE 424 (Verdsettelse og fusjoner) fra Knut Boyes forelesninger (2005)
- Forelesningsnotater i FIN 8042 (Investment Bankig) fra Giuliano Iannotta (2006)
- Forelesningsnotater i STR 210 (Foretaksstrategi og –etikk) (2004)

Andre kilder

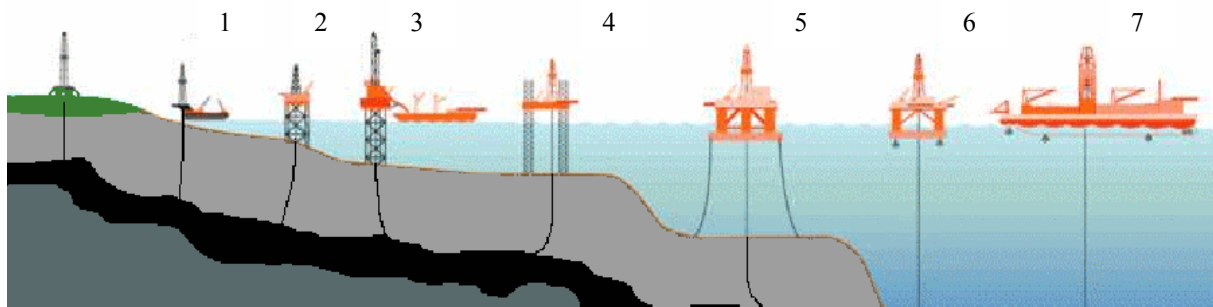
Smedvig ASAs roadshow til amerikanske investorer (november 2005)

Diverse artikler i Dagens Næringsliv, Aftenposten og Stavanger

Internett

Ocean Rig	www.ocean-rig.com
Oslo Børs	www.ose.no
Norges Bank	www.norgesbank.no
Oljedirektoratet	www.npd.no
Oilport	www.oilport.net
Offshore	www.offshore.no
WTRG Economics	www.wtrg.com
Morgan Stanley Capital International	www.msci.no
New York Stock Exchange	www.nyse.com
Bloomberg	www.bloomberg.com

Appendiks 1: Forklaring av bransjespesifikke konsepter



1: Enkel variant av tenderrigg

2: Fastmonterte boreenhet

3: Konvensjonelle tenderrigg

4: Jack-up rigg. Vanndybdekapasiteten til jack-up riggene avgjøres av lengden på benene som senkes ned på havbunnen. Jack-up rigger deles inn i ytterligere fire undergrupper:

- 200 fots rigger, dvs. rigger med en vanndybdekapasitet på mellom 0 til 200 fot. Disse betegnes også som standard rigger.
- 300 fots rigger, dvs. rigger med en vanndybdekapasitet på mellom 200 til 300 fot.
- Premium rigger, dvs. jack-up'er med en vanndybdekapasitet på mer enn 300 for
- Harsh rigg, dvs. jack-up'er som kan operere i værharde områder som Norge og østkysten av Canada

5: Halvt nedsenkbar rigg. Deles inn i seks generasjoner avhengig av når de er levert:

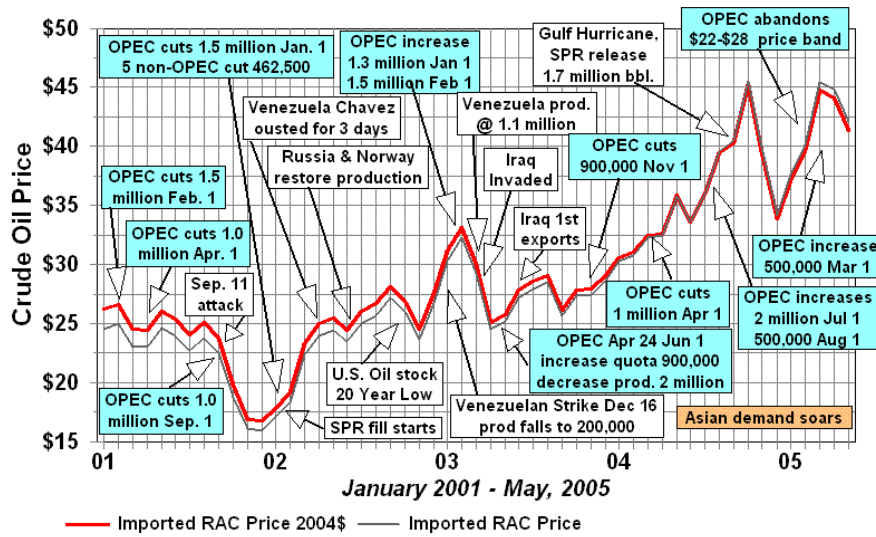
- | | |
|-----------------------------|--|
| 1. generasjon: opp til 1973 | 2. generasjon: 1973 – 1981 |
| 3. generasjon: 1981 – 1985 | 4. generasjon: 1986 – 1996 |
| 5. generasjon: 1997 - 2006 | 6. generasjon: De enhetene som bygges nå |
1. til og med 3. generasjon betegnes som standardrigger
4. og 5. generasjonsrigger betegnes som høyspesifikasjonsrigger

6: Halvt nedsenkbar rigg med *dynamisk posisjonering* over brønnen. Disse har derfor stor vanndybdekapasitet

7: Boreskip. To typer: Konvensjonell oppankring eller *dynamisk posisjonering*

Appendiks 2: Oljeprisutvikling og OPECs kapasitetsutvikling

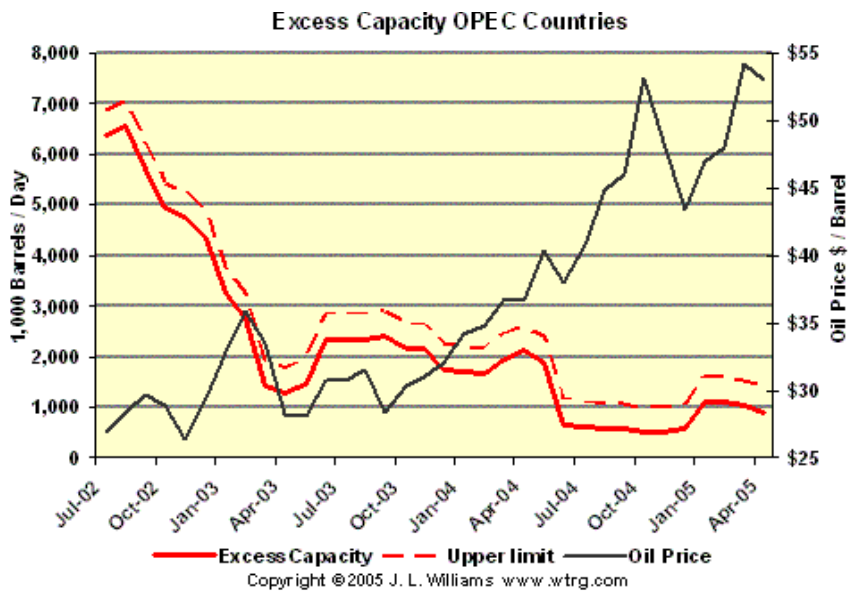
Råoljepris nominelt og reelt (2004-dollar)



(Kilde: EIA, WRTG Economics)

Oljeprisen påvirkes betraktelig av produksjonsendringer i tillegg til begivenheter av mer historisk karakter. Diagrammet belyser OPECs påvirkningskraft.

Oljepris og overkapasitet i OPEC landene



Diagrammet illustrerer tydelig at OPEC har svært liten påvirkningskraft over dagens høye oljepriser, siden det er svært lite igjen av overkapasiteten.

Appendiks 3: Historiske resultatregnskaper og balanser

TABELL 1. HISTORISKE RESULTATREGNSKAPER

Resultatregnskap	Tall i NOK 1000			
	2000	2001	2002	2003
Driftsinntekter	13 749	10 538	534 331	729 079
Lønn og andre personalkostnader	45 479	110 285	164 335	119 962
Andre operasjons og administrasjonskostnader	127 251	350 998	388 668	254 854
Operasjonelle driftskostnader		461 283	553 003	374 816
Avskrivninger og amortiseringer	3 821	255 171	160 586	1 588 868
Reversering av nedskrivninger				
Letekostnader				
Totale driftskostnader	176 551	716 454	713 589	1 963 684
Driftsresultat (EBIT)	(162 802)	(705 916)	(179 258)	(1 234 605)
Renteinntekter og andre finansinntekter	149 356	76 725	986 363	806 589
Renetkostnader og andre finanskostnader	(316 268)	(189 937)	(301 040)	(1 017 114)
Netto finansposter				
Resultat før skatt (EBT)	(329 714)	(819 128)	506 065	(1 445 130)
Skatt	(220)	(329)	(22)	
Resultat etter skatt	(329 934)	(819 457)	506 043	(1 445 130)

* IFRS

TABELL 2 HISTORISKE VALUTAKURSER

Valutakurser	2001	2002	2003
Årlig gjennomsnitt	8,99	6,97	7,08
Ved års slutt	9,01	7,51	6,68

TABELL 3. HISTORISKE BALANSER

Balanse	Tall i NOK 1000			
	2000	2001	2002	2003
Rigg under bygging	6 108 756	3 966 497		
Rigger, maskiner og utstyr	5 353	3 605 542	8 834 401	7 356 026
Forhåndsbetalt pensjon				
Markedsverdi finansielle instrumenter				
Langsiktige fordringer og andre langsiktige eiendeler	89 251	131 297	93 920	69 921
Sum anleggsmidler	6 203 360	7 703 336	8 928 321	7 425 947
Fordringer	16 754	61 323	86 725	42 951
Markedsverdi finansielle instrumenter				
Andre fordringer og forhåndsbetalte mobiliseringskostnader			33 585	51 115
Betalingsmidler	649 677	423 699	145 973	146 140
Sum omløpsmidler	666 431	485 022	266 283	240 206
Sum eiedeler	6 869 791	8 188 358	9 194 604	7 666 153
Aksjekapital	1 333 659	1 682 316	492 887	640 153
Annen egenkapital	1 841 747	1 120 972	4 243 830	2 875 089
Egenkapital	3 175 406	2 803 288	4 736 717	3 515 242
Pensjonsforpliktelser	1 221	1 088	591	
Konvertible obligasjoner og lån	500 000	1 052 500	996 143	931 985
Annen langsiktig gjeld	3 080 350	4 007 109	3 105 494	2 999 044
Sum langsiktig gjeld	3 581 571	5 060 697	4 102 228	3 931 029
Leverandørgjeld	39 434	89 552	59 199	44 194
Kortsiktige obligasjoner			84 322	26 700
Andre kortsiktige forpliktelser	73 380	234 821	212 138	147 988
Sum kortsiktig forpliktelser	112 814	324 373	355 659	218 882
Sum gjeld og egenkapital	6 869 791	8 188 358	9 194 604	7 666 153

TABELL 1. HISTORISKE RESULTATREGNSKAPER

Resultatregnskap	Tall i USD 1000						
	2001	2002	2003	2004	2004*	2005	1 halvår 2006
Driftsinntekter	1 172	68 569	103 010	88 563	88 563	195 403	87 800
Lønn og andre personalkostnader	12 268	20 552	17 063	24 796	25 276	65 470	
Andre operasjons- og administrasjonskostnader	39 043	48 608	35 997	41 604	41 604	46 519	
Operasjonelle driftskostnader	51 311	79 340	52 940	66 400	66 880	111 989	55 700
Avskrivninger og amortiseringer	28 384	20 561	225 048	48 119	44 102	53 362	26 600
Reversering av nedskrivninger						(60 366)	
Letekostnader				22 583	22 583		
Totale driftskostnader	79 695	89 721	278 108	137 102	133 565	104 985	82 300
Driftsresultat (EBIT)	(78 522)	(21 152)	(175 098)	(48 539)	(45 002)	90 418	5 500
Renteinntekter og andre finansinntekter	8 534	128 335	114 323	71 519	71 519	23 572	8 000
Renetkostnader og andre finanskostnader	(21 128)	(39 761)	(144 162)	(132 297)	(132 297)	(95 546)	(26 200)
Netto finansposter	(12 593)	88 574	(29 839)	(60 778)	(60 778)	(71 974)	(18 200)
Resultat før skatt (EBT)	(91 115)	67 422	(204 937)	(109 317)	(105 780)	18 444	(12 700)
Skatt	(37)	(3)		(1 266)	(1 266)	(4 575)	(3 000)
Resultat etter skatt	(91 152)	67 419	(204 937)	(110 583)	(107 046)	13 869	(15 700)

* IFRS

TABELL 2 HISTORISKE VALUTAKURSER

Valutakurser

Årlig gjennomsnitt
Ved års slutt

TABELL 3. HISTORISKE BALANSER

Balanse	Tall i USD 1000						
	2001	2002	2003	2004	2004*	2005	1 halvår 2006
Rigg under bygging	440 233						
Rigger, maskiner og utstyr	400 171	1 176 352	1 102 026	1 070 704	994 375	1 008 210	995 000
Forhåndsbetalt pensjon					1 680	2 332	
Markedsverdi finansielle instrumenter						1 080	
Langsiktige fordringer og andre langsiktige eiendeler	14 572	12 506	10 325	11 275	9 723	146	5 600
Sum anleggsmidler	854 976	1 188 858	1 112 351	1 081 979	1 005 778	1 011 768	1 000 600
Fordringer	6 806	11 548	6 435	8 773	8 773	16 608	17 200
Markedsverdi finansielle instrumenter					880		
Andre fordringer og forhåndsbetalte mobiliseringskostnader		4 472	7 657	8 872	7 992	5 938	
Betalingsmidler	47 025	19 437	21 894	51 067	51 067	35 564	247 600
Sum omløpsmidler	53 832	35 457	35 986	68 712	68 712	58 110	264 800
Sum eiendeler	908 808	1 224 315	1 148 337	1 150 691	1 074 490	1 069 878	1 265 400
Aksjekapital	186 717	65 631	97 565	129 468	129 468	138 631	144 500
Annen egenkapital	124 414	565 091	429 062	360 078	283 871	325 915	296 600
Egenkapital	311 131	630 721	526 627	489 546	413 339	464 546	441 100
Pensjonsforpliktelser	121	79			7	72	100
Konvertible obligasjoner og lån	116 815	132 642	139 623	8 670	8 670		
Annen langsiktig gjeld	444 740	413 515	449 250	563 572	563 572	494 534	702 800
Sum langsiktig gjeld	561 676	546 235	588 873	572 242	572 249	494 606	702 900
Leverandørgjeld	9 939	7 883	6 621	7 207	7 207	8 305	5 800
Kortsiktige obligasjoner		11 228	4 000				
Kortsiktig andel av langsiktige obligasjoner				23 100	23 100	70 000	75 000
Akkumulerte renter og andre finansielle kostnader			6 698	7 081	7 081	1 660	
Akkumulert kompensasjon for opsjonsprogrammet				14 814	14 814	3 460	
Tilbakeholdt skatt			2 411	4 584	4 584	10 177	
Avansert betaling fra kunder			1 138	22 312	22 312	4 493	
Investeringer i joint venture			1 072	1 059	1 059		
Akkumulerte operasjonskostnader for riggene			7 146	6 583	6 583	4 549	
Markedsverdi finansielle instrumenter						1 566	
Andre akkumulerte kostnader			3 751	2 163	2 162	6 516	
Andre kortsiktige forpliktelser	26 062	28 247					40 600
Sum kortsiktig forpliktelser	36 001	47 358	32 837	88 903	88 902	110 726	121 400
Sum gjeld og egenkapital	908 929	1 224 315	1 148 337	1 150 691	1 074 497	1 069 950	1 265 500

Appendiks 4: Verdsettelsesmodellen (DCF)

Inntektsdrivere	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	
Dagrater i USD 1000									
Eirik Raude	400	400	463	525	525	468	400	400	
Leiv Eiriksson	370	450	530	530	503	475	443	410	
Inntjeningseffektivitet									
Eirik Raude	98 %	93 %	98 %	98 %	98 %	98 %	93 %	98 %	
Leiv Eiriksson	98 %	98 %	98 %	98 %	98 %	93 %	98 %	98 %	
Dager	184	365	366	365	365	365	366	365	
Kostnader	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	
Kostnad i USD 1000									
Daglige lønns og andre personalkostnader per rigg	89,7								
Daglige andre operasjons og administrasjonskostnader per rigg	63,7								
Årlig kostnadsøkning									
Daglige lønns og andre personalkostnader per rigg	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	
Daglige lønns og andre personalkostnader per rigg	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	
Driftsresultat	1. halvår 2006	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e
Driftsinntekter	87 800	138 846	296 745	355 990	377 374	367 537	328 464	294 868	289 737
Lønn og andre personalkostnader		34 324	70 812	73 847	76 591	79 654	82 840	86 390	89 600
Andre operasjons og administrasjonskostnader		24 389	50 315	52 471	54 421	56 598	58 862	61 384	63 665
Operasjonelle driftskostnader	55 700	58 713	121 128	126 318	131 012	136 252	141 702	147 774	153 265
Avskrivninger og amortiseringer	26 600	26 681	53 362	53 362	53 362	53 362	53 362	53 362	53 362
Totale driftskostnader	82 300	85 394	174 490	179 680	184 374	189 614	195 064	201 136	206 627
Driftsresultat (EBIT)	5 500	53 452	122 255	176 310	193 000	177 923	133 399	93 732	83 110
Balanseposter	1. halvår 2006	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e
Rigger, maskiner og utstyr	995 000	968 319	928 347	874 985	821 623	768 261	714 899	661 537	608 175
Fordringer	17 200	11 410	24 385	29 253	31 010	30 202	26 991	24 231	23 809
Markedsverdi finansielle instrumenter		9 023	19 285	23 135	24 524	23 885	21 346	19 163	18 829
Andre fordringer og forhåndsbetalte mobiliseringskostnader		25 271	54 009	64 791	68 683	66 893	59 781	53 667	52 733
Betalingsmidler	15 980	45 703	97 678	117 179	124 218	120 980	108 119	97 060	95 371
Sum driftavhengige omløpsmidler	33 180	45 703	97 678	117 179	124 218	120 980	108 119	97 060	95 371
Leverandørgjeld	5 800	8 708	18 611	22 327	23 668	23 051	20 601	18 494	18 172
Akkumulerte renter og andre finansielle kostnader		7 103	15 181	18 212	19 305	18 802	16 803	15 085	14 822
Akkumulert kompensasjon for opsjonsprogrammet		12 842	27 446	32 925	34 903	33 993	30 379	27 272	26 797
Tilbakeholdt skatt		5 889	12 587	15 100	16 007	15 589	13 932	12 507	12 289
Avansert betaling fra kunder		13 236	28 287	33 935	35 973	35 035	31 311	28 108	27 619
Akkumulerte operasjonskostnader for riggene		7 728	16 517	19 815	21 005	20 457	18 283	16 413	16 127
Markedsverdi finansielle instrumenter		4 359	9 315	11 175	11 846	11 537	10 311	9 256	9 095
Andre akkumulerte kostnader									
Andre kortsiktige forpliktelser	40 600								
Sum driftsavhengige kortsiktige fordringer	46 400	59 865	127 944	153 488	162 707	158 466	141 619	127 134	124 922
Driftsavhengig arbeidskapital	(13 220)	(14 161)	(30 266)	(36 308)	(38 489)	(37 486)	(33 501)	(30 074)	(29 551)
Arbeidskapital/omsetning	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	
Betalingsmidler	18,2 %	18,2 %	18,2 %	18,2 %	18,2 %	18,2 %	18,2 %	18,2 %	
Fordringer	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	8,2 %	
Andre fordringer og mobiliseringskostnader	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	6,5 %	
Leverandørgjeld	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	6,3 %	
Akkumulerte renter og andre finansielle kostnader	5,1 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %	
Akkumulert kompensasjon for opsjonsprogrammet	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	9,2 %	
Tilbakeholdt skatt	4,2 %	4,2 %	4,2 %	4,2 %	4,2 %	4,2 %	4,2 %	4,2 %	
Avansert betaling fra kunder	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	9,5 %	
Akkumulerte operasjonskostnader for riggene	5,6 %	5,6 %	5,6 %	5,6 %	5,6 %	5,6 %	5,6 %	5,6 %	

Offshore-borebransjen og verdsettelse av Ocean Rig ASA

Fremførbare underskudd	1. halvår 2006	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e			
Inngående fremførbart underskudd	759 071	753 571	700 119	577 863	401 553	208 553			
Utgående fremførbart underskudd	753 571	700 119	577 863	401 553	208 553	30 631			
Skattesats	28 %								
Free Cash Flow to Firm	1. halvår 2006	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e
Driftsinntekter	87 800	138846	296745	355990	377374	367537	328464	294868	289737
Driftskostnader	-55700	(58713)	(121128)	(126318)	(131012)	(136252)	(141702)	(147774)	(153265)
Avskrivninger	-26600	(26681)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)	(53362)
EBIT/EBITA	5 500	53452	122255	176310	193000	177923	133399	93732	83110
Skattbar EBIT						(30 631)			
Skatt på EBIT	0	0	0	0	0	8 577	(37352)	(26245)	(23271)
Endring utsatt skatt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT	5 500	53452	122255	176310	193000	186499	96048	67487	59839
Avsrivninger	26600	26681	53362	53362	53362	53362	53362	53362	53362
Brutto kontantstrøm (EBITDA)	32 100	80133	175617	229672	246362	239861	149410	120849	113201
Økning/(reduksjon) i arbeidskapital	(32 170)	(941)	(16104)	(6043)	(2181)	1003	3985	3426	523
Anleggsinvesteringer	(13 390)		(13390)	0	0	0	0	0	0
Free Cash Flow to Firm	(13 460)	79 192	146 123	223 630	244 181	240 865	153 395	124 275	113 724

Discounted Cash Flow

WACC	9,00 %
Årlig vekst i steady state (g)	2,50 %
Antall utestående aksjer	182 566

	Eksplisitt budsjetteringsperiode								Steady state periode
	2. halvår 2006e	2007e	2008e	2009e	2010e	2011e	2012e	2013e	2014e
Free Cash Flow to Firm	79 192	146 123	223 630	244 181	240 865	153 395	124 275	113 724	116 568
Sluttverdi								1 793 347	
FCFF 2013								1 888 898	
Nåverdi av FCFF	75852	128404	180286	180600	163438	95491	70976	989 714	

Enterprise Value	1 884 763
Gjeld	(702 800)
Overskudd av betalingsmidler	231 620
Netto finansielle posisjoner	(471 180)
Markedsverdi Egenkapital	1 413 583
NOK/USD	6,25
Markedsverdi i NOK 1000	8 834 896
Markedsverdi per aksje NOK	48,4

Appendiks 5: Multiplikatormodellen

Norske boreselskap					Amerikanske boreselskaper										Ocean Rig (OCR)		
Variabler	Fred.Olsen Energy (FOE)	SeaDrill (SDRL)	Prosafe (PRS)	Songa Offshore (SONG)	Transocean Inc (RIG)	Global Santa Fe (GSF)	Noble Corp (NE)	Diamond Offshore (DO)	EnSCO International (ESV)	Pride International (PDE)	Todco (THE)	Atwood Oceanics (ATW)	Markedsverdi	Aksjekurs			
Markedsverdi	15 742	25 782	15 333	3 461	21 050	11 450	8 840	9 270	6 410	4 280	2 160	1 290	7 393,00	39			
aksjekurs	256	71	349	44,3	66,8	48,61	64,6	71,79	41,75	26,23	34,94	41,71	1 183	6,25			
NOK/USD		6,25	6,25	6,25									1 179 000				
Markedsverdi i M USD		4 125	2 453	554									1 179 000				
Markedsverdi i USD 1000		4 112 000	2 445 000	558 000									1 179 000				
Tall fra årsrapport 2005 tall i 1000 USD					Tall fra årsrapport 2005 tall i millioner USD										Netto finansielle posisjoner (471180)		
Driftsinntekter	262,68	26 639	236 300	1 207	2 892	2 264	1 382	1 221	1 047	2 033	534	176	195 403				
EBIT	268 708	(15416)	103 600	(4505)	720	464	375	374	412	325	102	32	104 400				
EBITDA	920 656	(2473)	150 900	(4498)	1 154	740	617	543	567	582	198	59	97 981				
Bokført gjeld	2687,401	176 750	363 000	154 044	1 197	551	1 138	978	475	1 187	17	54	494 534				
Bokført egenkapital	2950,588	800 201	435 000	60 568	7 982	4 958	2 732	1 853	2 533	2 259	496	362	464 546				
Tall fra 1. kvartalsrapport 2006 tall i millioner USD					Tall fra 1. kvartalsrapport 2006 tall i millioner USD										50 500		
Driftsinntekter	935,9	191 600	75 100	2 601	817	773	462	435	385	567	184	68	10 400				
EBIT	267,8	23 800	31 600	(3733,00)	221	277	190	203	202	130	45	19	23 800				
EBITDA	391,5	56 000	43 400	(3726,00)	322	284	250	252	245	195	68	26	23 800				
Bokført gjeld	3550,9	2 239 400	347 300	189 228	1 197	543	525	969	475	1 154	17	36	484 800				
Bokført egenkapital	3022,9	1 854 700	465 300	125 803	8 035	4 914	2 910	1 799	2 692	2 354	527	401	476 700				
Norske boreselskap					Amerikanske boreselskaper										Ocean Rig (OCR)		
Multiplikatorer	Fred.Olsen Energy (FOE)	SeaDrill (SDRL)	Prosafe (PRS)	Songa Offshore (SONG)	Transocean Inc (RIG)	Global Santa Fe (GSF)	Noble Corp (NE)	Diamond Offshore (DO)	EnSCO International (ESV)	Pride International (PDE)	Todco (THE)	Atwood Oceanics (ATW)	Gjennomsnitt	Median	EV	Egenkapital	
Årsrapport 2005	EV/driftsinntekter	5,46	161,00	9,51	589,93	7,69	5,30	7,22	6,39	6,58	2,69	4,07	6,45	6,90	1 347 930	876 750	
	EV/EBIT	58,58	-278,20	27,10	-158,06	30,92	25,84	26,61	27,37	16,72	16,81	21,26	29,29	26,85	2 819 364	2 819 364	
	EV/EBITDA	40,21	-1734,23	18,61	-158,30	19,27	16,22	16,18	18,86	12,15	9,39	10,97	18,47	17,42	1 706 435	1 901 838	
	EV/BV(EV)	3,27	4,39	3,52	3,32	2,42	2,18	2,58	3,62	2,29	1,59	4,25	2,89	2,90	2 785 195	2 890 180	
	P/BV(E)	5,34	5,14	5,62	9,21	2,64	2,31	3,24	5,00	2,53	1,89	4,36	3,65	3,40	1 579 045		
1. kvartal 2006	EV/driftsinntekter	16,82	33,15	37,18	287,28	27,22	15,51	20,27	23,56	17,88	9,58	11,86	21,15	19,64	2 164 731	2 013 435	
	EV/EBIT	58,78	266,87	88,36	-200,17	100,89	43,36	49,19	50,49	34,04	41,86	48,15	77,29	50,49	2 245 615	1 901 838	
	EV/EBITDA	40,21	113,42	64,34	-200,54	69,07	42,17	37,50	40,57	28,14	27,82	32,25	49,74	40,57	1 501 618	520 439	
	EV/BV(EV)	2,93	1,55	3,44	2,37	2,41	2,20	2,73	3,70	2,17	1,55	4,01	2,70	2,73	2 621 249	2 726 234	
	P/BV(E)	5,21	2,22	5,25	4,44	2,62	2,33	3,04	5,15	2,38	1,82	4,10	3,39	3,04	1 275 906	1 276 148	
													Gjennomsnitt Median		978 625	1 161 035	
Gjennomsnittlig verdi for Ocean Rigs egenkapital i USD 1000																1 531 436	
																NOK/USD	6,25
																Antall utestående aksjer	182 566
Markedsverdi for Ocean Rigs egenkapital i NOK 1000																9 571 477	
																Markedsverdi per aksje i NOK	52,4