

**Arbeidsnotat nr. 34/02**

**Størrelse og lønnsomhet i den internasjonale  
olje- og gassindustrien**

av

**Petter Osmundsen, Klaus Mohn,  
Magne Emhjellen og Flemming Helgeland**

SNF-prosjekt nr. 7220

”Gassmarkeder, menneskelig kapital og selskapsstrategier”

Prosjektet er finansiert av Norges forskningsråd

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS  
BERGEN, JUNI 2002**

ISSN 0803-4028

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale  
med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo.  
Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale  
og i strid med åndsverkloven er straffbart  
og kan medføre erstatningsansvar.

# Størrelse og lønnsomhet i den internasjonale olje- og gassindustrien <sup>1</sup>

Av

Petter Osmundsen\*, Klaus Mohn\*\*, Magne Emhjellen\*\*\*, og Flemming Helgeland\*\*\*\*

\* Høgskolen i Stavanger / SNF (NHH)

\*\* Statoil ASA

\*\*\* Petoro ASA

\*\*\*\* ChevronTexaco Inc.

## Sammendrag

*I flere bransjer har vi sett en serie av fusjoner og oppkjøp. I den internasjonale olje- og gassindustrien har denne aktiviteten gitt oss nye selskaper som ExxonMobil og TotalFinaElf, BP og Amoco er smeltet sammen og la siden under seg Atlantic Richfield (ARCO), ChevronTexaco er etablert og ConocoPhillips arbeider for tiden med samme sak. Saga ble i sin tid kjøpt opp av Norsk Hydro og Statoil, og Shell har nylig kjøpt Enterprise og Pennzoil-Quaker. Med utgangspunkt i aksjemarkedets prinsipper for selskapsanalyse og verdi-vurdering drøfter artikkelen hvilke økonomiske krefter som har drevet denne konsolideringsprosessen.*

## Om forfatterne

Petter Osmundsen er siviløkonom fra NHH (1989) og har doktorgrad fra samme sted (1994) innen kontrakts- og insentivteori, anvendt på petroleumssektoren. Han hadde forskningsopphold ved MIT og Harvard i 92/93. Var forsker ved Institutt for Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF) i perioden 94-98 og førsteamanuensis ved NHH 97-98. Er nå professor i petroleumsøkonomi ved Høgskolen i Stavanger og vitenskapelig rådgiver ved SNF (NHH).

Klaus Mohn, Cand. Oecon. NHH 1991, Forskningsavdelingen SSB 1992-1994, makroanalytiker DnB Markets 1994-1996, makroøkonom Statoil Kapitalforvaltning 1997-2000. Er i dag rådgiver i sekretariatet for Statoils konsernledelse.

Magne Emhjellen har en MBA i finans fra SanDiego State University (1987) og en doktorgrad (PhD) fra University of New South Wales, Sydney Australia (1999) innen verdisettingsteori, anvendt på petroleumssektoren. Han har hatt ulike stillinger i Statoil i perioden 1988-90 og 1992-2000, blant annet fagleder innenfor økonomisk analyse. I perioden 1990-1992 var han finansanalytiker i Orkla Finans. Han var førsteamanuensis i bedriftsøkonomi ved Høgskolen i Stavanger fra 2000-2002 og er nå senior rådgiver i Petoro AS.

Flemming Helgeland er Siviløkonom fra NHH. Han er Manager of Planning, Budgets & Financial Analysis, ChevronTexaco, Southerne Africa Business Unit (i Angola). Var tidligere Director of Finance, Norsk Chevron. Før det var han General Manager Finance, Saga Petroleum UK, og Finance Manager, Whitecliff ASA.

---

<sup>1</sup> Vi vil få takke Trond Bjørnenak, Kjell Agnar Dragvik, Arnold Drange, Harald Espedal, Kristian Falnes, Frøystein Gjesdal, Morten Halleraker, Odd Rune Heggheim, Atle Johnsen, Morten Lindbäck, Kjell Løvås, og Arnstein Wigestrånd for konstruktive kommentarer og innspill. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Høgskolen i Stavanger, Seksjon for Petroleumsøkonomi, Postboks 8002, 4068 Stavanger. Tel: (47) 51 83 15 68, Fax: (47) 51 83 17 50, Email: [Petter.Osmundsen@tn.his.no](mailto:Petter.Osmundsen@tn.his.no), Internet: <http://www.snf.no/Ansatt/Osmundsen.htm>

## 1. Innledning

De største vertikalt integrerte oljeselskapene, de såkalte *supermajors*, viser bedre resultater enn mindre oljeselskaper på sentrale finansielle indikatorer og markedsmultipler. Noen sentrale måltall som finansanalytikerne benytter er avkastning på sysselsatt kapital, P/E-tall og EV/EBITDA. Vi presenterer og forklarer ulike måltall, og illustrerer hvordan disse varierer med selskapsstørrelse. Deretter diskuterer vi årsaker til variasjon i finansielle indikatorer, og knytter dette til konsolideringsprosessen i oljebransjen.

## 2. Rentabilitet

Rentabilitet viser avkastningen på kapitalen som skytes inn i et selskap. Et sentralt resultatmålingsbegrep er definert som følger <sup>2</sup>:

$RoACE = Return\ on\ average\ capital\ employed = Avkastning\ på\ gjennomsnittlig\ sysselsatt\ kapital = (\text{Årsresultat} + \text{Etter skatt netto rentekostnader}) / (\text{total kapital} - \text{rentefri gjeld})$

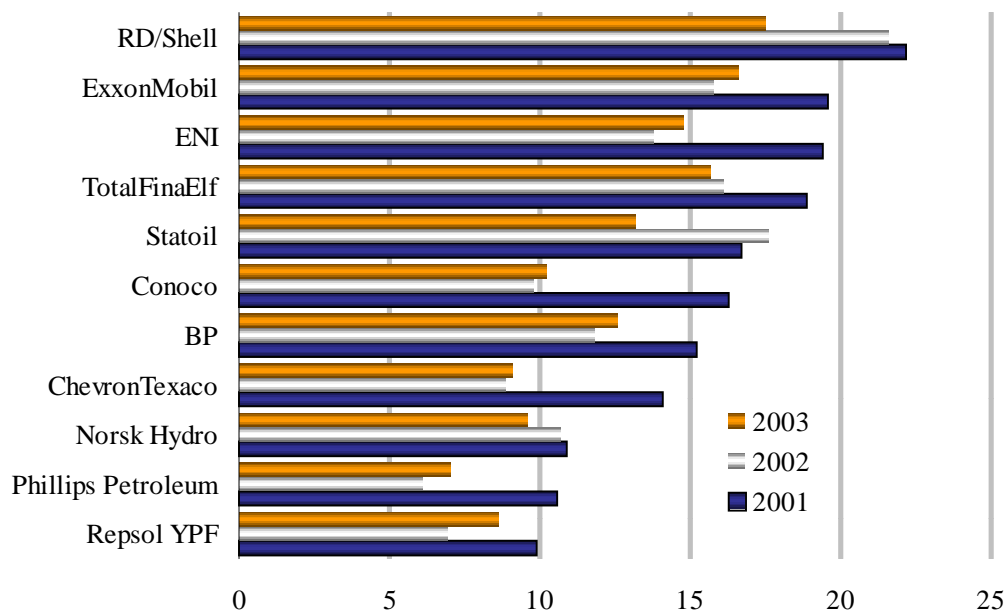
Kapitalbinding inngår i nevneren på formelen, og i telleren finner vi inntekten på den samme kapitalen. Avkastningen over brøkstreken skal være avkastningen på den kapitalen som inngår under brøkstreken. Derfor er det resultat før rentekostnader som inngår i telleren i beregning av totalrentabilitet (RoACE). Drifts- og finanskostnader blandes ofte sammen, se Gjesdal og Johnsen (1999). Leverandører yter for eksempel ofte kreditt til foretaket. Dette inngår oftest ikke på posten renteutgifter, men er heller bakt inn i innkjøpskostnaden fra leverandør (blir driftskostnad i stedet for finanskostnad). Resultat etter renteinntekter undervurderer dermed verdiskapningen på total kapitalen fordi noen av kreditorene allerede har fått sin andel. Det blir med andre ord ikke konsistens mellom avkastning og kapitalstørrelse i rentabilitetsbegrepet. Dette korrigeres ved at den delen av gjelden som allerede har fått betalt ("rentefri gjeld") trekkes fra i nevneren ved beregningen. Rentefri gjeld er leverandørgjeld, offentlig skatte- og avgiftskreditter, utsatt skatt, gjeld til ansatte, forskudd fra kunder og pensjonsforpliktelser. Kapitalbegrepet man da står igjen med betegnes sysselsatt

---

<sup>2</sup> I formlene ser vi for enkelhets skyld vekk fra minoritetsinteresser.

kapital (*capital employed*).<sup>3</sup> I olje- og gassindustrien skal man være spesielt oppmerksom på utsatt skatt, på grunn av en relativt lang effektiv kredittid og høye skattesatser.

Figur 1 viser avkastning på sysselsatt kapital (RoACE) for et utvalg av sentrale oljeselskaper, for år 2000 og 1. kvartal 2001. Merk at de største selskapene viser best lønnsomhet målt ved denne indikatoren.



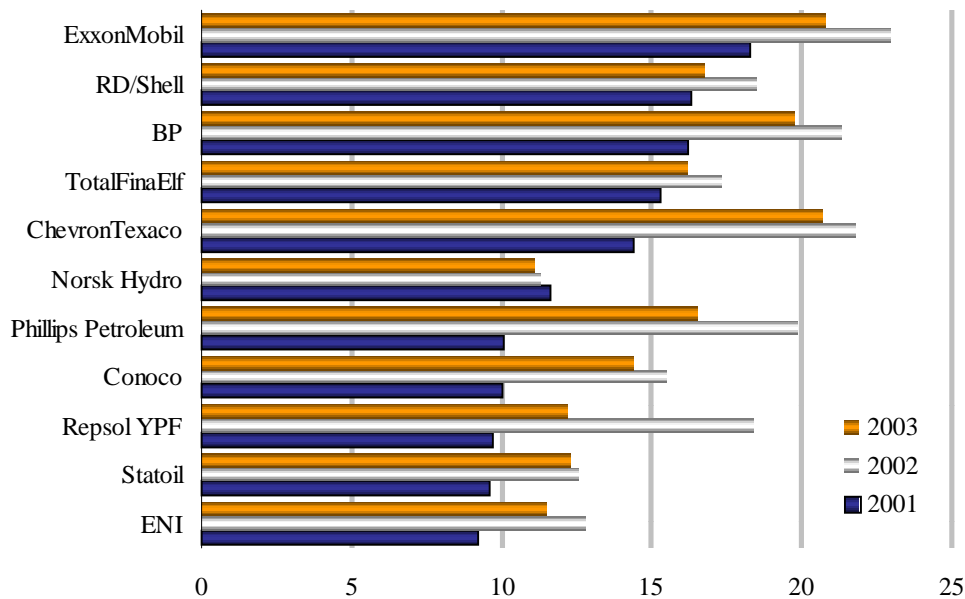
Figur 1: RoACE for oljeselskaper, 2001-2003

Kilde: UBS Warburg, *Global Integrated Oils Analyser*, April 2002.

### 3. Markedsmultipler

Sentralt i aksjeanalyse er begrepet **price-earnings ratio**, eller *P/E*-tall. *P/E* måler forholdet mellom selskapets markedsverdi og den årlige inntjeningen. Et høyt *P/E*-tall indikerer (1) at aksjemarkedet mener at selskapet har gode vekstmuligheter, (2) at aksjen har en sikker inntjening, dvs at aksjonærenes avkastningskrav er relativt lavt, eller en kombinasjon av (1) og (2). De største transnasjonale oljeselskapene opererer med *P/E*-tall i størrelsesorden 15 til 20, se Figur 2.

<sup>3</sup> I henhold til Gjesdal og Johnsen (1999) er begrepet sysselsatt kapital kanskje ikke så dekkende, rentefri kapital er også sysselsatt i bedriften. Den rentefrie kreditten er heller ikke gratis (det gjelder kun for offentlige skatte-kreditter og utsatt skatt), men den gir ikke opphav til finanskostnader i regnskapsmessig forstand. Derimot vil en implisitt rentekostnad ofte være belastet i driftsresultatet, for eksempel i form av høyere innkjøpskostnader ved leverandørkreditt og lavere salgspriser ved forskuddsbetaling fra kunder.



Figur 2: P/E-tall for ulike oljeselskaper, resultat-tall for 2001-2003.  
Kilde: UBS Warburg, *Global Integrated Oils Analyser*, April 2002.

UBS Warburg (2002) opererer med P/E-tallet for Statoil i 2002 på 12,6. For Norsk Hydro var tilsvarende P/E-tall 11,3. Med 23,0 for ExxonMobil er dermed forskjellen mellom de norske og de store internasjonale oljeselskapene med andre ord meget stor. Forskjellene speiler aksjemarkedets forventninger om avkastning i ulike selskaper. En enkel måte å beregne dette på er å omsette P/E-tallene til de implisitte forventningene til vekst i inntjening per aksje (*earnings per share*, EPS) som disse tilsvarer i en evig vekst prisingsmodell. I henhold til Nunn (2001) tilsvarer dette negativ vekstforventing for Norsk Hydro på  $-1,1$  prosent per år og positive vekstanslag på  $3,5$  prosent for RD Shell og  $4,2$  prosent for ExxonMobil.<sup>4</sup> Helt sammenlignbare tall finnes ikke for Statoil, men den implisitte vekstforutsetningen vil antagelig ligge noe høyere enn for Norsk Hydro.

Ved sammenligning av verdivurderingene av Statoil og Norsk Hydro finner vi relevante strukturelle forskjeller på (minst) to nivåer. For det første kan ikke Norsk Hydros regnes som et rendyrket internasjonalt olje- og gasselskap. For det andre er Norsk Hydros olje- (og energi-) virksomhet mindre fokusert enn Statoils samlede virksomhet. Begge disse forholdene kan gi opphav til forskjeller i verdivurderingen. Den første effekten hevdes av de aller fleste å gå i Norsk Hydros disfavør (konglomerat-rabatt). Hvordan verdivurderingen påvirkes av graden av vertikal integrasjon innenfor olje- og gassvirksomheten er mer uklart.

<sup>4</sup> Beregnet på bakgrunn av konsensusestimater for 2001-2005.

P/E-tallene har normalt negativ samvariasjon med oljeprisen. Dette bidrar til å dempe kursutslag ved varierende oljepris. Oljeselskapenes aksjekurser svinger dermed mindre enn variasjonene i løpende oljepriser isolert sett skulle tilsi. Dette har en rimelig forklaring. Anta at man er i et prisleie rundt langsiktig forventning, eksempelvis 17 dollar per fat. Dersom prisen da faller kraftig - til 10 dollar per fat - reduseres løpende inntjening dramatisk. Ved bruk av samme P/E-tall ved 17 som ved 10 dollar per fat, ville aksjene blitt nærmest verdiløse. Dette er ikke tilfelle, ettersom det da er forventninger om prisoppgang. Aksjemarkedet priser olje- og gasselskapene i hovedsak med utgangspunkt i langsiktige oljeprisforventninger. Slike prisforventninger tilsier høyere P/E-tall ved lav oljepris. De største oljeselskapene hadde P/E-tall rundt 50 ved forrige kraftige prisfall. Tilsvarende har vi lavere P/E-tall i dagens situasjon med høy oljepris, ettersom det ikke forventes at dette vil vare. Aksjene stiger ved økt oljepris, men det er ikke slik at de mangedobles. Selskapene sitter med langsiktige porteføljer der langsiktig prisforventning er sentral for verdsetting. Aksjemarkedet priser også oljeselskapene med stor vekt på langsiktige oljeprisforventninger. Ved utforming av verdsettinger av oljeselskap tar oftest analytikere utgangspunkt i langsiktig forventet prisnivå (*mid cycle conditions*).

Innvendinger mot P/E-tall er ikke bare at det er en enkel tommelfingerregel, men også at forholdstallet er basert på regnskapsdata. For å unngå forstyrrende elementer fra kalkulatoriske kostnader, velger i stedet mange analytikere et tilsvarende kontantstrømbasert forholdstall, nemlig EV/DACF, der

$EV = \text{Enterprise Value} = \text{markedsverdi av egenkapitalen pluss netto rentebærende gjeld, og}$   
 $DACF = \text{debt-adjusted cash flow (gjeldsjustert kontantstrøm)} = \text{post-tax cash flow} + \text{post-tax interest charge, hvor post tax cash flow} = \text{net income} + \text{depreciation} + \text{exploration charge} + \text{other non-cash items}$

EV brukes i stedet for markedskapitaliseringsverdi ettersom EV måler selskapets samlede markedsverdi, uavhengig av kapitalstruktur. Kontantstrømmen DACF erstatter her det regnskapsbaserte resultatmålet EPS. Også denne størrelsen gjeldskorrigeres, slik at vi får konsistens i teller og nevner.

UBS Warburg (2001) kommenterer eksplisitt sin bruk av forholdstall: "While we consider a wide range of ratios in evaluating companies, our key valuation metric is enterprise value to debt-adjusted cash flow (EV/DACF)." De sier videre at mens før-skatt størrelsen EBITDA (*earnings before interest, tax, depreciation and amortisation*) er mye brukt i andre

sektorer gir den lite veiledning i relativ verdsetting av oljeselskaper på grunn av store forskjeller i skattesatser: "We are less interested in how wealthy a company may make various governments".

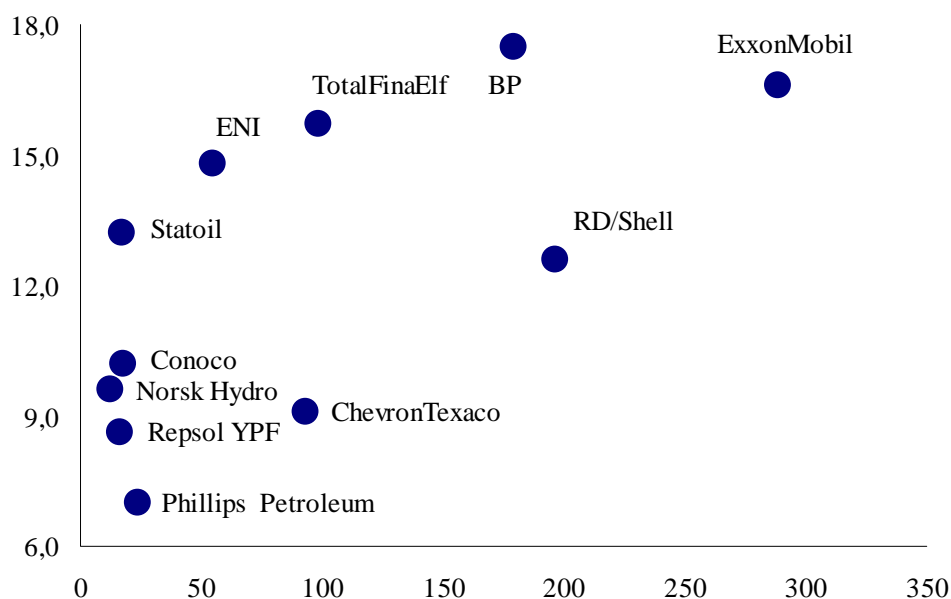
#### 4. Kausalitet

UBS Warburg (2001) påpeker en klar positiv sammenheng mellom EV/DACF og RoACE, dvs. at selskaper som har høy avkastning på sin sysselsatte kapital belønnes med en høyere markedsmultiplum. Med en slik sammenheng er det ikke rart at oljeselskapene er opptatt av sine RoACE-mål. At høy RoACE skulle tilsi en høy EV/DACF-multiplum synes ikke urimelig, selv om regnskapsmål har klare begrensninger som komparative indikatorer for lønnsomhet. Regnskapsmessige tilpasninger kan bare til en viss grad forskyve presentasjonen av en økonomisk realitet noen kvartaler, over tid vil faktisk lønnsomhet også speiles i regnskapene.

Mer kontroversielt, når det gjelder kausalitet, er sammenhengen mellom selskapsstørrelse og lønnsomhet. -Hva kommer først? Analyserapporter fra investeringsbankene - eksempelvis UBS Warburg - inkluderer ofte et diagram som viser en positiv sammenheng mellom selskapsstørrelse og lønnsomhet.<sup>5</sup> Diagrammet fremkommer med å kryssplote lønnsomhet mot selskapsstørrelse for selskapene i et diagram for et gitt år, og deretter estimerer en rett linje som gir best føyning til datamaterialet. Fra diagrammene å dømme - der ulike selskapers sammenheng mellom markedsverdi og RoACE er merket av - synes ikke sammenhengen helt entydig. Det er derfor for det første ikke åpenbart om det i det hele tatt eksisterer en positiv korrelasjon mellom lønnsomhet og størrelsen på selskapene. Selv om sammenhengen skulle holde i et enkeltår, er det ikke sikkert den er stabil over tid. HSBC (2001) kritiserer den vante oppfatningen av kausalitet mellom størrelse og lønnsomhet. Med investeringsbankens egne fremskrivninger, se Figur 3, er det ikke være en slik klar sammenheng mellom markedsverdi (størrelse) og lønnsomhet (RoACE).

---

<sup>5</sup> Strengt tatt etablerer imidlertid ikke analytikerne med dette en statistisk signifikant sammenheng mellom selskapsstørrelse og lønnsomhet. De viser bare indikasjoner på positiv korrelasjon i et diagram. Korrelasjon er et symmetrisk begrep, og kan ikke uten videre forklare årsakssammenhenger. I tillegg kan det være andre underliggende variabler som forklarer den aktuelle sammenhengen. Sagt på en annen måte, en modell med bare én forklaringsfaktor vil kunne være feilspesifisert, og det er behov for mer realistiske modeller.



Figur 3: Størrelse og lønnsomhet, Markedsverdi (mrd. USD) og RoACE (gjsn. 2001-2003)  
Kilde: UBS Warburg, *Global Integrated Oils Analyser*, April 2002.

Det kan være mange årsaker til at store oljeselskaper er mer lønnsomme enn mindre, og som derfor kan forklare den betydelige forskjellen i prising. Aktuelle forklaringsfaktorer er større vekstpotensial i porteføljen og større tillit til at ledelsen og organisasjonen vil kunne omsette reserver i lønnsomhet. Selskapsstørrelse kan også ha betydning for lisenstildeling. Størrelse og omdømme har eksempelvis gjort at operatøroppgavene i de mest lovende blokkene i Vest-Afrika og Kaspi-området har gått til de største oljeselskapene. Det er her snakk om krevende utbygginger av store felt i områder der det mangler vesentlig infrastruktur. Dette går i favør av selskaper med betydelig teknisk og kommersiell kapasitet.<sup>6</sup> Størrelse gjør det mulig å ha større bredde innen teknisk og økonomisk ekspertise. Størrelse gjør det også mulig å gå tungt inn i enkeltprosjekter og områder – og dermed dra fordel av stordriftsfordeler på prosjekt- og områdenivå – uten at dette innebærer for sterk risikoeksponering. Store internasjonale

<sup>6</sup> Det er imidlertid mange usikkerhetsfaktorer her, eksempelvis når det gjelder beskatning, reguleringer (ressursregulering i Angola gir forsinket utbygging), og transport- og markedsføringsløsninger (Kaspihavet og Sentral-Asia), så endelig lønnsomhet av disse feltene er ennå meget usikker.



selskaper har også større muligheter for skatteplanlegging og -tilpasning. Fortjeneste kan flyttes til land der beskatningen er gunstigst. Vertikal integrasjon og global risikospredning antas dessuten ofte å gi lave kapitalkostnader. Markedsmakt nedstrøms kan også være gunstig for lønnsomheten. Høy tillit og god lisenstildeling, global tilstedeværelse, tålmodighet og høy kapitaldisiplin, kan gi visse muligheter for fløteskumming, dvs. at de største selskapene forsøker å plukke ut og satse på de beste feltene og geologiske områdene i de enkelte utvinningsland. I tillegg er det sannsynlig at størrelse i mange tilfeller gir fortrinn i forhold til politisk innflytelse når det gjelder både tildelinger og rammevilkår.

Når dette er sagt, kan det være greit å minne om at størrelse – i hvert fall i andre næringer – også kan ha sine klare ulemper. Manglende fokusering og spesialisering er nærliggende å peke på. Koordineringskostnadene vokser også normalt med selskapenes størrelse og geografiske utbredelse. Store bedrifter har lett for å bli byråkratiske, noe som kan medføre at en del beslutningsrelevant informasjon ikke når beslutningsfatterne, og som kan svekke evnen til å reagere raskt på nye forretningsmuligheter. Disse ulempene er muligens mindre i oljebransjen enn i mange andre næringer. Etersom bransjen er langsiktig og prosjektene ofte er store, er ikke dynamikk og fleksibilitet like viktig som i en del andre næringer. Derimot virker det noe overraskende at aktiva i oppkjøpende selskap, som gjerne er priset til en P/E på 8, over natten spretter opp til samme P/E som oppkjøpende selskap (eksempelvis 18). Denne store tiltroen til store selskapers ressursforvaltning har hittil gitt visse muligheter til *financial engineering* gjennom selskapsomforming.

UBS Warburg (februar 2001) la til grunn at daværende høye oljepriser ikke kunne opprettholdes i lengden, men at det gjerne ville ta minst tolv måneder før prisene igjen ble lik "mid-cycle level" på 17 dollar per fat.<sup>7</sup> (Andre investeringsbanker har lignende prisforventninger på lang sikt - som faller sammen med langsiktig forwardpris - men har ulike forutsetninger med hensyn til gjenopprettingstid.) Det er dette prisleiet som legges til grunn i prognosene for 2003-05. De beregner også sensitiviteten i resultatene for ulike oljeselskap overfor oljeprisendringer. De store integrerte oljeselskapene er mindre utsatt på grunn av stor grad av vertikal integrasjon (nedstrømsvirksomhet som har olje og gass som input) og høy soliditet (lav gjeldsgrad). Men det er altså graden av vertikal integrasjon som er utslagsgivende for risikoeksponeringen, og ikke størrelse som sådan. I forhold til finanst teori og kapitalverdimodellen betyr dette at vertikal integrasjon gir en lavere systematisk risiko

---

<sup>7</sup> Ulike begivenheter medførte imidlertid at et høyt prisnivå fortsatt er opprettholdt.

(lavere beta) reflektert med et lavere avkastningskrav som derfor gir høyere verdi for disse selskapene. Disse faktorene henger imidlertid sammen. De største selskapene har i snitt en relativt sett større nedstrømsvirksomhet enn de små selskapene. Eksempelvis er flere av de største selskapene nettkjøpere av gass på Kontinentet. For mindre selskap er gjerne hovedfokus på oppstrømssiden. Med begrenset finansiell kapasitet kan det være formålstjenlig å fokusere hovedaktiviteten mot enkelte deler av verdikjeden. Finansteori argumenterer med at investorer, via sine aksjeporteføljer, kan diversifisere billigere enn selskaper (lavere transaksjonskostnader). Når man fokuserer bare på transaksjonskostnadene er dette sikkert tilfelle for både horisontal og vertikal integrasjon. Men for vertikal diversifisering kan det derimot være synergieffekter som aksjonærene ikke kan klare å duplisere (slike synergieffekter vil man i mindre grad forvente ved horisontal integrasjon). Dette kan være samvirkeeffekter som gir økt forventet kontantstrøm for det integrerte vertikale selskapet, relativt til summen av kontantstrømmer fra en tilsvarende portefølje basert på enkelt-selskaper.

HSBC mener at størrelse vil få mindre betydning i årene fremover. De foretar en kritisk gjennomgang av de tradisjonelle argumentene. Selv om analysen nok kunne vært grundigere, vises vilje og evne til å stille spørsmål ved tradisjonelle sannheter. Største fordelene med analysen er at den systematisk dekomponerer ulike påståtte fordeler med store oljeselskaper. Rask spredning av kunnskap gjennom konsulenter vil eksempelvis redusere konkurransefordeler, ifølge HSBC. Funn- og utbyggingskostnader varierer ikke systematisk med selskapsstørrelse. De er heller ikke overbevist om at BP og Exxon etter fusjonene vil være i stand til å gjennomføre oppstrømsprosjekter som ville vært for store for dem å gjennomføre hver for seg, og påpeker at de ikke kan se en aktivitetsvekst i etterkant av fusjonene. De fremhever også at Total, før fusjonen med Fina og Elf, ville satse 10 milliarder USD på et svært prosjekt i Saudi-Arabia, selv om selskapet var betydelig mindre enn de største. Underinvestering og mangel på egengenerert (organisk) vekst i reserver og produksjon gjør at HSBC tviler på at de største oljeselskapene greier å levere veksten de har lovet. De viser blant annet til at den årlige veksten i sysselsatt kapital har vært mindre enn 1 prosent de siste 10 årene. Lønnsomhet nedstrøms er i henhold til HSBC knyttet til regional konsentrasjon, ikke selskapets globale størrelse. De stiller også spørsmål ved om BP og Exxon har lavere kapitalkostnader nå enn før fusjonene, og viser til at Repsol YPF har lavere kapitalkostnad på grunn av høyere gjeldsgrad og at Norsk Hydro har samme kapitalkostnad som de største selskapene pga. skattefradrag mot den norske særbeskatningen av petroleumsvirksomhet.

Analysen til HSBC reiser mange interessante spørsmål, og det er sunt å riste litt i vante forestillinger. Det kan imidlertid også være på sin plass med enkelte motforestillinger. Prosjektet i Saudi Arabia kan muligens være kjennetegnet med betydelig lavere risiko (og med tilsvarende mindre oppsidemuligheter) – både teknisk og kontraktsmessig – enn prosjektene i Angola og Kaspi-området. Reell vekst i sysselsatt kapital har antagelig vært høyere enn bokført vekst på 1 prosent per år, tatt i betraktning at selskapene har forsøkt å redusere den bokførte sysselsatte kapital for å forbedre RoACE. En sammenligning av kapitalkostnader må, for å være meningsfull, gjøres med utgangspunkt i samme gjeldsgrad og samme skattesystem. Eksempelvis har de utenlandske selskapene på norsk sokkel over tid vært bedre i stand enn de norske selskapene til å utnytte rentefradraget mot særskatten på norsk sokkel, ettersom deres virksomhet på norsk sokkel har vært organisert som datterselskap, der man står friere i fastsettelsen av gjeldsgrad. Regional konsentrasjon nedstrøms vil også være vanskeligere å oppnå for et lite enn for et stort selskap, ettersom risikoen ville kunne bli for stor pga. mindre diversifikasjon.

På dette området synes det å være rom for empirisk forskning. For å etablere en kausal sammenheng vil det ikke være nok å påvise positiv samvariasjon (positiv korrelasjon), ettersom denne kan skyldes andre underliggende variabler (modellen er i så fall feilspesifisert). Korrelasjoner viser ikke kausalitet, vi vet ikke hva som er årsak og hva som er virkning. Gir størrelse lønnsomhet eller er det de lønnsomme selskapene som blir store? Antall observasjoner som typisk anvendes er uansett for lavt til å gjøre en økonometrisk analyse. Prisingmessig er det derimot tilstrekkelig at sentrale markedsaktører tror på en slik sammenheng.<sup>8</sup> Markedets oppfatning vil nok i relativt stor grad avhenge av tidligere erfaringer og av om det er et intuitivt resonnement som ligger til grunn.

Empiriske undersøkelser har begrenset prediksjonskraft i det omskiftelige aksjemarkedet. Analyse av historien kan likevel være en viktig kilde til lærdom, til etablering av generelle sammenhenger. Hva er det for eksempel som gjør at aksjemarkedet tror at de største oljeselskapene vil levere en vekst i resultatet på rundt 4 prosent i overskuelig fremtid mens man samtidig predikerer et svakt fall i resultatene til Norsk Hydro? Eksisterende portefølje og evner til å få nye konsesjoner er åpenbart viktig, og er til dels objektive kriterier. I tillegg kommer sentrale subjektive kriterier knyttet til tilliten i markedet. Man skulle her tro at tillit er noe man erverver over tid, ved stadig å holde det man lover markedet. Det interessant i denne

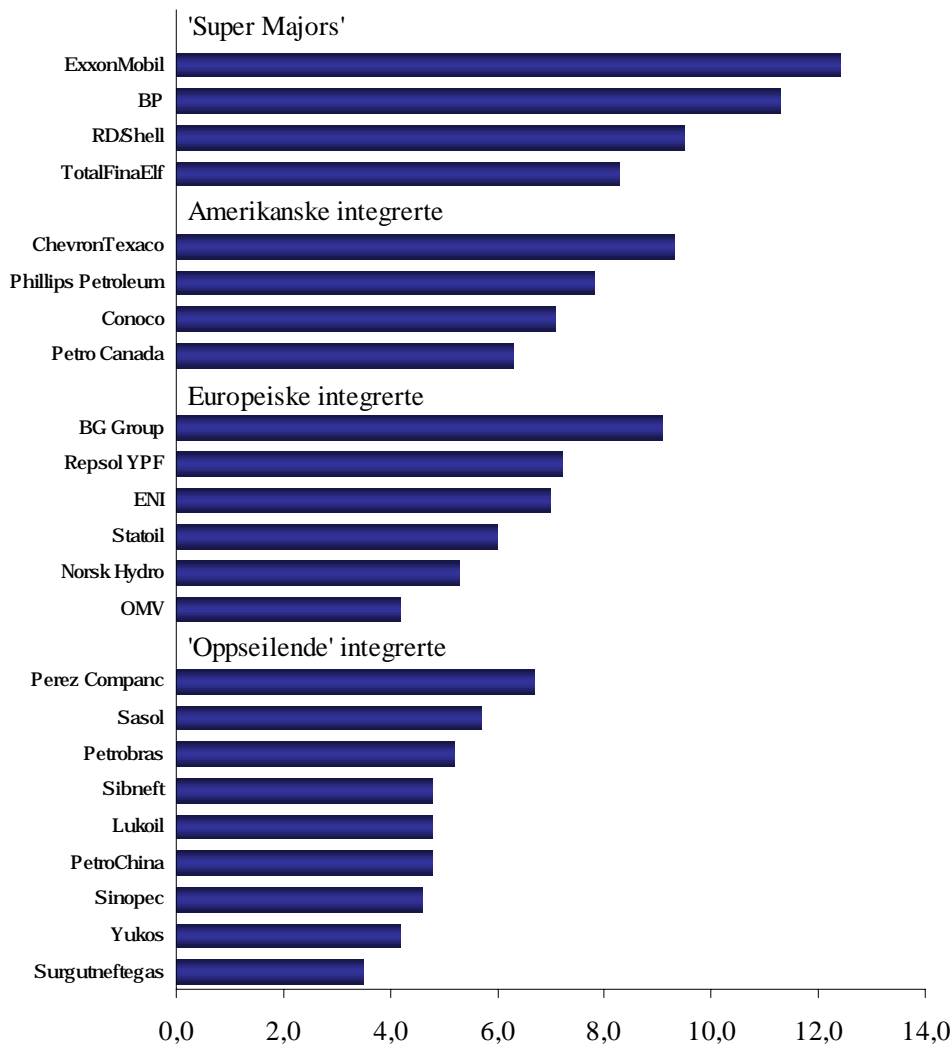
---

<sup>8</sup> Det vil ikke uten videre dermed si at en økonometrisk analyse er uinteressant, ettersom markedsoppfatninger som det ikke er reelt empirisk belegg for lett kan endre seg over tid. Statistisk signifikante relasjoner kan gi grunnlag for mer stabile prognoser.

sammenheng er at selskaper som nå nyter stor tillit, ikke alltid har overholdt sine løfter om lønnsomhet og vekst. De største integrerte oljeselskapene lovde eksempelvis i 1996 en årlig resultatvekst på 5 prosent frem til 2000, mens fasiten ble mindre enn 2 prosent vekst.

## 5. Sammenligningsgrunnlag

Verdsetting ved bruk av markedsmultipler er selvsagt svært avhengig av hvilke selskaper man velger å sammenligne med (referansegruppe eller *peer group*). Dette er tydelig fra Figur 4, der markedsmultiplene varierer systematisk med følgende fire kategorier: 1) de største internasjonale oljeselskapene, 2) Amerikanske integrerte oljeselskaper, 3) Europeiske integrerte oljeselskaper, og 4) Oppseilende integrerte oljeselskaper



Figur 3: EV/DACF (2003-estimat) for varierende utvalg av oljeselskaper.

Kilde: UBS Warburg, *Global Integrated Oils Analyser*, April 2002.

Igjen er det slik at de største selskapene har høyest markedsmultiplene. Valg av *peer group* er et skjønnsbasert element der praksis varierer, men utgangspunktet er ideelt sett å finne en gruppe selskaper som kan danne en relevant sammenligningsbakgrunn. Vi ser av figuren at EV/EBIDA multiplene for ulike oljeselskaper varierer meget sterkt. Som vi tidligere så gjelder dette også for P/E-multipler. Valg av referansegruppe kan dermed få sterke utslag for verdsettelsen. Ved sammenligning med store europeiske oppstrømsselskaper fant eksempelvis Warburg Dillon Read (1999) at verdien på Statoil var 94 milliarder kroner, mens verdien ble hele 186 milliarder dersom man brukte samme verdsettingsbrøk som for *global majors* (mellomliggende verdsettingskategorier, i stigende rekkefølge, var andre norske selskaper, europeiske integrerte oljeselskaper, og amerikanske integrerte oljeselskaper). I dette ligger det åpenbare insentiver for selskapene til å påvirke hvilken referansegruppe man havner i. Mulighetene for å påvirke klassifiseringen er imidlertid begrenset i praksis.

## 6. Relativ verdsetting

Det er et åpenbart problem knyttet til verdsetting basert på selskapsammenligninger. Denne tilnærmingen bestemmer bare relativ verdsetting, og ikke absoluttnivået. Derfor trenger man tilleggskriterier. Ved å bruke flere kriterier kan man unngå å treffe feil på bransjenivået. En slik bommert – eller boble – var nettopp det man så i telekom-bransjen. Ved prising av ett selskap tok man gjerne utgangspunkt i pris/salgs-forholdet til det selskapet i bransjen som var høyest priset. Ettersom de fleste alltid kunne vise til et selskap som var høyere priset, lå det an til en prisspiral.

Vil noe slik kunne være mulig i den mer etablerte oljebransjen? –Enron er vel her et aktuelt eksempel på at finansmarkedet kan la seg lure også innen energisektoren. Produktspekteret til Enron er imidlertid ikke representativt for oljebransjen. Generelt er det mye som taler for at man i denne bransjen har langt bedre forutsetninger for å kunne beregne verdier, med tilgang til data vedrørende produksjon, reserver, prisanslag m.v. Olje- og gasselskaperes aksjer er da også relativt forsiktig priset. I følge UBS Warburg (2002) var P/E-tallet for Statoil i april 9,6 (med ekstraordinære salgsgevinster tatt ut av inntjeningen). For Norsk Hydro (som vel og merke er et konglomerat) var tilsvarende P/E-tall rundt 11,6. Bak slike P/E-tall ligger det ikke forventninger om særlig vekst. Med P/E-tall rundt 15 for *supermajors*, er det imidlertid implisitte vekstforventninger. Dersom man eksempelvis legger til grunn en uendelig horisont og en diskonteringsrente på 10 prosent, er den implisitte *perma-*

nente vekstforventningen på 3,3 prosent per år. Realismen i dette anslaget må måles opp mot forventet markedsvekst, produksjonsveksten i OPEC versus non-OPEC, og et anslag på hvilken andel super-majors kan få av OPEC-veksten. Dersom super-majors ikke erverver en betydelig andel i OPECs produksjonsvekst, og dersom veksten i energikonsumet ikke øker så mye, vil de største selskapene måtte øke sin produksjon på bekostning av sine konkurrenter. Alle selskapene kan i så fall ikke innfri vekstanslagene. Dette er i tråd med utviklingen i forrige tiår, da de største oljeselskapene ikke klarte å innfri forventede produksjonsøkninger. Ved eventuell innfrielse av realistiske eller pessimistiske forventninger kan det dermed ligge en liten prisboble i enkelte av dagens kurser.

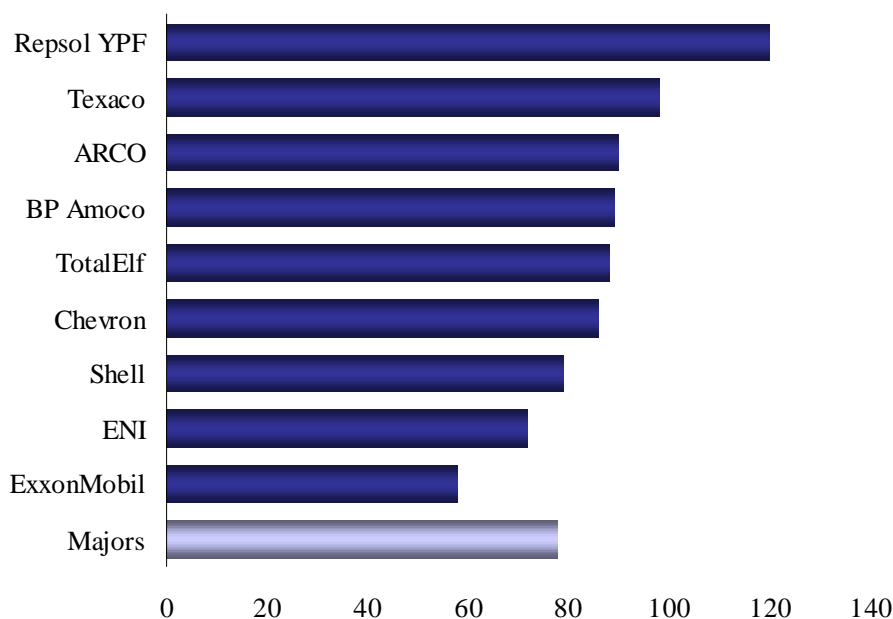
## **7. Vekstantagelser i oljenæringen**

Dagens aksjekurser speiler investorenes forventninger til fremtidig drifts- og investeringsytelse. Vekstaksjer selges til høye P/E-multipler fordi investorene er villige til å betale nå for ekstraordinær avkastning på investeringer som ennå ikke er foretatt.

Et sentralt spørsmål i vår kontekst er hvordan petroleumsbransjen oppfattes av investorene. Er dette en moden bransje eller en vekstbransje? Mye tyder på at markedet oppfatter oljebransjen som en moden bransje med begrensede vekstmuligheter. UBS Warburg (2001) påpeker at på 90-tallet var det kostnadsutt (gjennom restrukturering og teknologiske fremskritt) som lå bak en gjennomsnittlig resultatvekst på 8 prosent per år. Omfattende konsolidering i 1998-00 ga ytterligere mulighet til å kutte dupliserende indirekte kostnader. Potensialet for ytterligere kostnadsutt anses nå som begrenset ("...there has to be a point at which continued rationalisation requires companies to cut into muscle rather than fat.").

Kostnadsøkninger anses som mer sannsynlig enn reduksjoner, og det forventes en mer moderat resultatvekst fremover, 5-6% i perioden 2000-05. UBS Warburg mener at selskapene selv har erkjent at videre resultatvekst ikke kan baseres på ytterligere kostnadsutt og at de i stedet har volumvekst som hovedfokus, med spesiell vekt på oppstrømssiden. (her kan det tilføyes at dersom alle de store selskapene forfølger en volumstrategi vil det kunne gi negative prisutslag.) For integrerte oljeselskaper forventes en vekst på 4,5% per år i perioden 2000-05, mot magre 1,2% i den foregående femårsperioden. Selskapene må levere disse volummålene dersom de skal opprettholde en resultatvekst på 8 prosent. UBS Warburg påpeker at selskapene erfaringsvis har mindre direkte kontroll over volumveksten enn over kostnadsutt. De frykter at volummålene - i likhet med tidligere - kan være for ambisiøse, eventuelt

at selskapene svekker sin kapitaldisiplin for å sikre volumtallene. Frykten underbygges med at gjennomsnittlig gjeldsgrad har falt fra 25 prosent til 5 prosent, og at det kan være fristende for selskapene å bruke kontantoverskudd til å fremme volummål. Markedet kan være skeptisk til selskaper med stor inntjening, faren er at det investeres i virksomhet med lav avkastning (imperiebygging), eller at man legger seg til et høyt kostnadsnivå (*goldplating- eller ”forylling”*). For å troverdig signalisere at selskapene ikke overinvesterer eller blir ineffektive av å ha god tilgang på frie midler, har de største oljeselskapene gjennomført omfattende tilbakekjøp av egne aksjer. Reinvesteringsandelen har vært relativt lav de senere år, se Figur 5.



Figur 5: Prosentvis andel av kontantstrøm reinvestert (*capex / cash earnings*), 1995-99.  
Kilde: HSBC, Sector Report, Integrated Oil and Gas, , februar 2001.

Det vanligste for selskaper som ønsker å betale ut midler til aksjonærene er å gjøre dette i form av utbytte. En alternativ og stadig mer utbredt – og ekvivalent – metode er gjenkjøp av egne aksjer. Oljeselskapene har stått for de klart største tilbakekjøpene de senere årene (Brealey og Myers, 2001), og flere av de store olje- og gasselskapene har offentliggjort spesifikke programmer for tilbakekjøp av egne aksjer også for årene som kommer. Investorene er for tiden positive til oljeselskapenes tilbakekjøp av aksjer, ettersom man er engstelig for at overskudds-likviditeten skal flomme ut i nye prosjekter med for svak lønnsomhet.

## 8. Konglomeratrabatt

Tidligere var en vanlig konsekvens av spredt eierskap og manglende eierkontroll at ledelsen utviklet konglomerater, gjennom å gå inn på forretningsområder der bedriften ikke hadde komparative fortrinn. Agentteorien forklarer dette ved at vekst gir ledelsen mer makt, status og innflytelse. Empiri viser også at toppledelsenes avlønning ofte varierer mer med selskapets størrelse enn med selskapets resultat. Aksjonærene, derimot, ønsker seg ofte fokuserte selskaper, og foretrekker å foreta diversifisering på egen hånd gjennom å bygge opp porteføljer bestående av fokuserte selskaper fra ulike næringer. Dette er en av årsakene som oppgis for Norsk Hydros lave P/E-tall (konglomeratrabatt). På den annen side er gjerne konglomerater store selskaper, noe som i andre sammenhenger trekkes frem som et argument for en høy markedsmultippel. Dette gjelder imidlertid for fokuserte, vertikalt integrerte selskaper med klare synergier. Markedsoppfatningen av konglomerater er derimot generelt at disse er vanskeligere å styre og følge opp, og at de dermed har lavere avkastning. For Norsk Hydro spesielt oppfattes ikke lettmetaller, landbruk og olje å være en naturlig kombinasjon av virksomhetsområder. I henhold til Hans Erik Jacobsen i First Securities er Hydro-aksjen priset 100 kroner lavere som samlet selskap enn hva aksjen hadde vært verdsatt fordelt på tre selskaper, ett innen hvert forretningsområde.<sup>9</sup> Med andre ord en konglomeratrabatt på 100 kroner. På denne bakgrunn er det ikke overraskende at ledelsen i Norsk Hydro uttaler at det kan være aktuelt å dele opp selskapet.

## 9. Vertikal integrasjon

Aksjonærenes favorisering av fokuserte selskaper synes umiddelbart ikke å samstemme med det faktum at integrerte oljeselskaper prises langt høyere enn spesialiserte oppstrøms oljeselskaper av tilsvarende størrelse. Aksjonærene kunne jo selv alternativt kjøpt både rene oppstrøms- og nedstrøms-selskaper. Markedet synes derfor å belønne vertikal integrasjon, men ikke horisontal integrasjon. Det finnes en del argumenter som støtter en forskjell i prising av fokuserte oppstrøms-selskaper og fullt integrerte oljeselskaper. Felles for argumentene er at det er vanskelig å verifisere det økonomiske innholdet i disse. Markedet har også variert over tid i relativ prising av integrerte og fokuserte oljeselskaper. Ett argument som trekkes frem for å

---

<sup>9</sup> *Stavanger Aftenblad*, 22. mars 2002.



forklare fordelene med å være representert i hele verdikjeden for petroleum er at man da sikrer seg en andel av grunnrenten, ettersom denne erfaringsvis flytter seg opp og ned i verdikjeden over tid. Økt markedsrett som følge av å være representert både oppstrøms og nedstrøms er også en nærliggende tanke når det gjelder markedsrett. Et vertikalt integrert oljeselskap har også bedre muligheter for utnytte selvfinansierende motsyklisk handel i aktiva: gå ut av nedstrømsaktivitet og inn i oppstrømsaktivitet når oljeprisen er lav, og motsatt når oljeprisen er høy. Inntektene fra nedstrømsaktiviteten - på samme måten som inntekter fra rørtariffer - er derfor verdifulle for oljeselskaper ettersom de genererer en jevn og delvis utjevnende inntektsstrøm som kan benyttes til oppstrømsinvesteringer. Rene oppstrømselskaper, derimot, vil kunne bli tvunget til å selge seg ut av prosjekter på lav oljepris (jr. Saga i 1999). Ved en målrettet politikk for risikostyring vil oppstrømselskaper imidlertid kunne redusere risikoen for å måtte gå ut av prosjekter når det er kjøpers marked.

## **10. Konklusjon**

De største transnasjonale oljeselskapene er mer lønnsomme og er høyere priset enn mindre oljeselskap. Årsakene til dette er mange. Selskapsstørrelse kan eksempelvis ha betydning for lisenstildeling. Størrelse, omdømme, samt en betydelige tekniske og kommersielle kapasitet har gjort at operatøroppgavene i de mest lovende blokkene i Vest-Afrika og Kaspioområdet har gått til de største oljeselskapene. Størrelse gjør det mulig å ha større bredde innen teknisk og økonomisk ekspertise. Størrelse gjør det også mulig å gå tungt inn i enkeltprosjekter og områder – og dermed dra fordel av stordriftsfordeler på prosjekt- og områdenivå – uten at dette innebærer for sterk risikoeksponering. Vertikal integrasjon og global risikospredning antas også ofte å gi lave kapitalkostnader. Markedsrett nedstrøms kan også være gunstig for lønnsomheten. Høy tillit og god lisenstildeling, global tilstedeværelse, tålmodighet og høy kapitaldisiplin, kan gi visse muligheter for fløteskumming, dvs. at de største selskapene forsøker å plukke ut og satse på de beste feltene og geologiske områdene i de enkelte utvinningsland.

Ytterligere konsolidering i oljebransjen anses som vanskeligere enn før på grunn av reguleringer og offentlige inngrep. Antallet åpenbare oppkjøpskandidater er også redusert. I henhold til BPs konsernsjef, Lord John Browne, er perioden med store fusjoner (*mega-*

mergers) over i oljenæringen.<sup>10</sup> Det er ikke så mange store selskaper igjen å fusjonere med, med unntak av supermajors, og der er det ifølge Brown en grense både regulatorisk og ledelsesmessig. Derimot vil vi antagelig se ytterligere fusjoner og oppkjøp i mindre skala.

## Litteratur

Brealey, R.A., og S.C. Myers (2001), *Principles of Corporate Finance*, McGraw-Hill.

Gjesdal, F., og T. Johnsen (1999), *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*, Cappelen Akademiske Forlag.

HSBC(1991), Sector Report, Integrated Oil and Gas, *Exploding the Myth*, Februar 2001.

Lehman Brothers (2001), Global Equity Research, *Oil & Gas Quarterly Scoresheet*.

Nunn (2001), "Can we keep the stock market happy and still make sensible investment decisions?", innlegg på Seminar i Petroleumsøkonomi, Norsk Petroleumsforening (NPF), Solstrand, 10. oktober, 2001.

SchroderSolomonSmithBarney (2001), Oil Companies – International, "Norsk Hydro, worth a look", 11. september 2001.

UBS Warburg (2001), *The Global Integrated Oils Analyser*, februar 2001.

UBS Warburg (2002), *The Global Integrated Oils Analyser*, april 2002.

Warburg Dillon Read (1999), *Verdsetting av Statoil*.

---

<sup>10</sup> *Dagens Næringsliv*, 4. april 2002.