

SNF-RAPPORT NR. 21/02

**Verdsetting av oljeselskaper –
Implikasjoner for selskapsatferd**

av

Petter Osmundsen

SNF prosjekt nr. 7220
Gassmarkeder, menneskelig kapital og selskapsstrategier
Prosjektet er finansiert av Norges forskningsråd

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

© 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.

ISBN 82-491-0209-6
ISSN 0803-4036

Verdsetting av oljeselskaper

– Implikasjoner for selskapsatferd¹

Av
Petter Osmundsen²

Høgskolen i Stavanger / Samfunns- og næringslivsforskning AS (SNF/NHH)

Sammendrag

Rapporten går igjennom styringssignaler som aksjemarkedet gir til børsnoterte selskaper, og relaterer dette til agentteori. Oljeselskaper benyttes som case. Markedet responderer på finansielle signaler fra selskapene. Markedsresponsen på ulike finansielle indikatorer representerer et implisitt insentivskjema for bedriftene. Insentivskjemat beskrives og selskapenes tilpasning diskuteres. Rapporten drøfter i tillegg betydningen av oppkjøpstrusler, samt privat versus offentlig eierskap.

¹ Jeg vil få takke Terje Sørenes, Trond Bjørnenak, Kjell Agnar Dragvik, Arnold Drange, Magne Emhjellen, Harald Espedal, Frøystein Gjesdal, Morten Halleraker, Odd Rune Heggheim, Flemming Helgeland, Atle Johnsen, Morten E. Lindbäck, Kjell Løvås, Klaus Mohn, og Arnstein O. Wigestrang for konstruktive kommentarer og innspill.

² Høgskolen i Stavanger, Seksjon for Petroleumsøkonomi, Po Box 2557 Ullandhaug, 4091 Stavanger.
Tel: (47) 51 83 15 68, Fax: (47) 51 83 17 50, Email: Petter.Osmundsen@tn.his.no,
Internet: <http://www.snf.no/Ansatt/Osmundsen.htm>

INNHALDSFORTEGNELSE:

1.	Innledning	1
2.	Generell problemstilling, agentteori	1
3.	Eva og VBM	4
4.	Praksis	5
5.	Regnskap og lønnsomhetsmål	6
6.	Rentabilitet	7
7.	Avskrivninger og lønnsomhet	14
8.	Verdsetting	17
9	Beregning av vekstrate	19
10.	Kobling mellom aksjekurs og inntjening per aksje	19
11.	Kontantstrømtilnærminger	22
12.	Vekstantagelser i oljenæringen	29
13.	Relativ verdsetting	32
14.	Usikkerhet i petroleumsnæringen	33
15.	Er oljeselskapene kortsiktige?	33
16.	Signalisering og insentiver til økt utvinningsgrad	37
17.	Lønnsomhetskrav	41
18.	Svingninger i aksjekurser og aktivitetsnivå	43
19.	Risikostyring	46
20.	Litteratur	48

1. Innledning

Skjerpet konkurranse om kapital og sviktende lønnsomhet i oljeindustrien det siste tiåret har medført at aksjemarkedet nå krever økende kapitaldisiplin og løpende avkastning fra oljeselskapene. Spesielt gjelder dette for modne utvinningsområder der vekstmulighetene anses som begrensede. Norsk sokkel befinner seg etter hvert i denne kategorien. Hvilke konsekvenser har dette for selskapenes atferd på norsk sokkel? Spørsmålet har fått økt aktualitet gjennom børsintroduksjonen av Statoil. Børsnoterte selskaper mottar styrings-signaler fra markedet gjennom daglige kursnoteringer. Noen av momentene som ble trukket frem ved delprivatiseringen av Statoil var at dette skulle gi større kostnadseffektivitet (disiplinere), og beskytte investorene mot ulønnsomme investeringer. Børsnotering kan også bidra til å forhindre at selskap i betydelig grad legger vekt på andre forhold enn de rent forretningsmessige.

Er det slik at børsnoterte selskaper er mindre langsiktige? Er avkastningskravet og kravet til materialitet (finansielt volum) høyere? Hvilke implikasjoner har disse forholdene for marginale prosjekter og innsats for økt utvinningsgrad? Dette er en del av en mer overordnet problemstilling: hva betyr aksjemarkedets metoder for verdsetting for oljeselskapenes tilpasning på kort og lang sikt.

2. Generell problemstilling, agentteori

Hvilke styringssignaler gir markedet? Tanken er at børsnotering skal disiplinere selskapet til å maksimere eierinntektene. Underforstått må det ved offentlig eierskap være en oppfatning av at selskaper ikke ivaretar eiernes interesser på en optimal måte. Men også i private, børs-noterte selskaper er det en vanlig oppfatning at ledelsen ikke alltid fremmer eiernes interesser. Lederne kan ha sin egen agenda, og eiernes mål om avkastning kan av ledelsen bli oppfattet som en restriksjon snarere enn en målsetting. På dette området er det gjort mye forskning (*corporate finance*), se for eksempel Baker m. fl. (1988), McMillan (1992), og Milgrom og Roberts (1992). Et sentralt begrep som brukes er agentproblemer. Spredt eierskap gir skille mellom eierskap og kontroll, og svekkede kontrollmuligheter for eierne.

Eierne kan ses på som en prinsippal som setter ut en styringsjobb til en leder, kalt agent. Agenten står for den daglige driften av selskapet, og henter inn oppdatert informasjon og

spesialkunnskap. Eierne på sin side er opptatt av å overvåke og kontrollere ledelsen. Dette skjer ved at generalforsamlingen oppretter en bedriftsforsamling, som igjen utnevner et styre. Styrets kontroll med ledelsen er imidlertid ikke perfekt. De har ikke tid til å føre en effektiv kontroll med selskapet, og har heller ikke tilgang til den informasjon som vil gjøre dette mulig. Ofte er det også slik at administrasjonen har innflytelse på styrets sammensetning, og at direktører sitter i hverandres styreverv (balanserende styreverv). Opsjonsavtaler og fallskjermer som ikke er blitt forelagt styrebehandling illustrerer med tydelighet at forholdet har empirisk relevans.

Det er en tendens til at styrets innflytelse reduseres over tid.³ Intervjuundersøkelser med styremedlemmer viser at disse mener de har liten innflytelse på driften. Det er også slik at store eiere konsulteres direkte i viktige forretnings spørsmål, dvs. at man går utenom styret. Store og aktive eiere i et selskap anses derfor som viktig for effektiv kontroll. Separasjon mellom eierskap og kontroll har man når styringssystemene ikke fungerer, og ledelsen til dels står fritt til å forfølge sin egen agenda. Dette er ikke en uvanlig situasjon i mange bedrifter, ikke minst i oljenæringen. Norsk Hydro, Statoil og mange av de store oljeselskapene - eksempelvis Shell og Exxon - er kjennetegnet ved spredt eierskap og mange institusjonelle investorer. I Norsk Hydro og Statoil er riktignok staten en stor eier, men den utøver ikke et aktivt eierskap.⁴ Spredt eierskap gir små muligheter for å organisere eierinteressene, og ledelsen får relativt fritt spillerom. Enkelte kategorier av institusjonelle investorer, eksempelvis livselskaper og pensjonskasser, er ofte passive porteføljeinvestorer og blander seg ikke opp i driften av selskapene de investerer i. Styrerepresentasjon unngås ofte slik at man ikke skal havne i innsideposisjon. Det er imidlertid balanserende faktorer i dette bildet. Enkelte institusjonelle investorer er aktive eiere. Oppkjøpstrusselen representerer også en sterk disiplinerende faktor for en del av oljeselskapene. Sannsynligheten for oppkjøp kan være betydelig i et selskap med spredt eierskap. Oppkjøpstrusselen er imidlertid ikke reell for Norsk Hydro og Statoil, pga. statens blokkerende eierandel. Den er etter hvert også mindre for rene private oljeselskaper, på grunn av den betydelige konsolideringen som har skjedd i de senere år. Markedskonsentrasjonen er nå så høy i en del markedssegmenter at konkurransemyndighetene i ulike land vil kunne gripe inn mot ytterligere oppkjøp.

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,

³ Se Greve (1995).

⁴ For en diskusjon av statens eierrolle, se Hagen, Ekern, Johnsen og Pedersen (1992).

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.⁵ 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.

Aksjonærenes favorisering av fokuserte selskaper synes umiddelbart ikke å stemme 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 nedstrømselskaper. Markedet synes derfor å belønne vertikal integrasjon, men ikke horisontal integrasjon. Det finnes en del argumenter som støtter en forskjell i prising av fokuserte oppstrømselskaper 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 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 markedsmakt som følge av å være representert både oppstrøms og nedstrøms er også en nærliggende tanke når det gjelder markedsverdi. 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. Rene oppstrømselskaper, derimot, vil kunne bli tvunget til å selge seg ut av prosjekter på lav oljepris. Ved en målrettet politikk for risikostyring vil oppstrømselskaper imidlertid kunne redusere risikoen for å måtte gå ut av prosjekter når det er kjøpers marked.

⁵ *Stavanger Aftenblad*, 22. mars 2002.

Et vanlig agentproblem i modne næringer er at overskudd i for liten grad betales ut. Ledelsen finner det bekvemmelig å ha en stor kontantbeholdning og lav gjeldsgrad. En høyere gjeldsgrad vil generelt kunne være ønskelig sett fra eiernes side, ettersom faste rente- og avdragsbetalinger fremtvinger fokus på løpende inntjening. (Det kan argumenteres for at man kan oppnå samme effekt ved å knytte insentivsystemet i bedriften opp mot EVA, se neste avsnitt.) De sterke oljeprissvingningene og den sterkt svingende likviditetssituasjonen i oljebransjen taler imidlertid for en viss buffer i form av høyere egenkapital. I samme retning trekker det forhold at det kan være mye å tjene på motsyklisk handel i aktiva. For å realisere slike gevinster må man ha en sterk finansiell stilling når andre er svake.

3. EVA® og VBM

Økt fokus på aksjonærverdier er kjernen i EVA (Economic Value Added ⁶) og VBM (Value Based Management). Begrepene brukes ofte synonymt, men VBM er egentlig et bredere begrep for organisasjonskultur og styringssystemer der alle medlemmer i organisasjonen foretar beslutninger ut fra en forståelse for hvordan disse bidrar til selskapets verdi. EVA er et mer avgrenset begrep nærmere knyttet til implementering. EVA måler differansen, målt i penger, mellom avkastningen på selskapets kapital og kostnaden til denne kapitalen; se Johnsen (1999). Verd å få med seg er at EVA ivaretar kostnaden på *all* kapital, også egenkapitalen, dvs. at man måler residualinntekten (profitten). Én fordel med dette verdiskapningsbegrepet er blant annet at insentiver for ansatte på ulike nivåer i bedriften kan knyttes direkte til verdiskapning for aksjonærene. En annen fordel er at resultatmålet skaper samsvar mellom ledelsens og aksjonærenes interesser. Et problem med eksempelvis å bruke avkastning på sysselsatt kapital (RoACE) som mål på ledelsens prestasjoner er at dette kan belønne passivitet, ledelsen vil ikke initiere nyinvesteringer som leder til fall i RoACE. Men slike investeringer skal foretas dersom avkastningen er høyere enn kapitalavkastningskravet. Dette fanges opp av EVA-målet, der alle investeringer som overstiger avkastningskravet gir en økning i EVA.

VBM er blitt kritisert for å ignorere viktige interessenter i bedriftene utenom aksjonærene, eksempelvis ansatte, kunder, leverandører, og samfunnet (lokalsamfunn, natur, miljø osv.). Young og O'Byrne (2001) viser imidlertid til at selskaper som viser gode prestasjoner i aksjemarkedet nettopp har gode relasjoner til ansatte, myndigheter osv., og

⁶ EVA er et registrert varemerke tilhørende Stewart & Company.

selskapenes innsats for å rapportere en tredje bunnlinje som viser bidrag til samfunnet (corporate social reliability, CSR) viser bevissthet rundt slike spørsmål. Young og O'Byrne presiserer derimot at VBM ikke må forveksles med "stakeholder capitalism", der ulike interessentgrupper oppfattes å ha legitime krav på selskapet. I henhold til VBM vil aksjonærene alltid komme først, og "stakeholder capitalism" vurderes som å være mer fokusert på fordeling enn på verdiskapning.

4. Praksis

Oljeselskaper har typisk spredt eierskap og lav gjeldsgrad. Dette skulle i henhold til agentteorien tilsi myke budsjettsskranker for ledelsen et svakt fokus på verdiskapning. Kartet stemmer her imidlertid ikke helt med terrenget. Mange oljeselskaper, eksempelvis Shell og BP, kan vise til relativt høye P/E-tall. Kontanter ligger ikke uvirksomme, og midler brukes ikke på prosjekter med lav lønnsomhet. Når det er få lønnsomme prosjekter betales i stedet penger ut til aksjonærene gjennom utbytte eller gjennom tilbakekjøp av aksjer. De største oljeselskapene har praktisk talt ikke gjeld, kun omtrent 5 prosent (målt til markedsverdier).⁷ Grunnen til at man ikke ser store agentproblemer kan blant annet skyldes at det ligger disiplinerende krefter i form av oppkjøpstrusler for ledere som ikke forvalter selskapene på en lønnsom måte. En leders forretningsmessige suksess vil også normalt ha betydning for hans videre yrkeskarriere gjennom rykteeffekter. Eller sagt på en annen måte, økt aksjekurs vil øke hans eller hennes menneskelige kapital. En utvikling de senere år er også at lederne tildeles et betydelig antall aksjer eller opsjoner i egen bedrift, noe som bidrar til å etablere målforenlighet (samstemme målsettingene) mellom aksjonærer og ledelse.⁸ Aksjene og opsjonene noteres imidlertid for konsernet som helhet, og er således mer treffsikre for konsernsjefen (påvirkbarhetsprinsippet), enn for en leder av en norsk filial av et utenlandsk selskap. Resultatutviklingen i en norsk filial kan ikke ventes å gi store utslag på konsernets aksjekurs. Dette taler for mer disaggregerte insentivsystemer knyttes opp mot lokal EVA.

Er det skjedd en reell endring i Statoils styringssystem? Det er ikke uten videre åpenbart. Børsnoteringen er i første omgang begrenset til 18,2 prosent, fordelt på et meget stort antall aksjonærer, hvorav mange antagelig er institusjonelle investorer, eksempelvis

⁷ Dette fremheves av og til som en viktig faktor for suksess i oljebransjen. Når oljeprisen er lav kjøper man lisenser eller oljeselskap rimelig, fremfor selv å bygge ut. Dette favoriserer store selskaper med høy egenkapital.

⁸ Aksjer kan gi sterkere insentiver enn opsjoner, se Osmundsen og Torgriksen (2000). Årsaken er at lederen ved lav aksjekurs ofte vil få reforhandlet (satt ned) utøvelsesprisen i personalopsjoner (opsjonen er ved lav aksjekurs praktisk talt uten verdi og gir ikke tiltenkte insentiver); ikke-lineære insentiver er generelt ikke

investeringsfond. Noen av disse eierne er imidlertid aktive, og sammen med analytikernes oppmerksomhet og en svingende aksjekurs representerer dette en ny virkelighet for Statoil. Det er imidlertid ikke noen store aktive eiere som vil kunne få innflytelse på generalforsamlingen. Selskapets gjeldsgrad er satt til ca. 30 prosent (til markedsverdi). Dette gir betydelige renter og avdrag som må betjenes fortløpende, og innebærer et større press på inntjening enn for mange av de største oljeselskapene som har lavere gjeldsgrad. Derimot står ikke Statoil overfor en disiplinerende oppkjøpstrussel. Positivt er det at konsernsjefen i Statoil har et betydelig antall aksjer i selskapet ⁹, og da har interesse av å fremme aksjonærenes interesse både med tanke på sin privatøkonomi på kort sikt og sitt personlig omdømme.

Verdivurdering er ikke en ny situasjon for Statoil, de er årlig blitt evaluert av investeringsbanker. Det som er nytt er at Statoil nå blir undersøkt og gransket av analytikere, investorer og finanspresse fra dag til dag. Svingende aksjekurser som påvirker eiernes formue gir sterkere press på ledelsen enn mer uforpliktende verdsettinger utenfor markedet. Spørsmålet er om dette vil gi en endring av selskapets forretningsmessige og strategiske tilpasning. Noen faktorer tyder på at endringer i tilpasning – blant annet betydelige kostnadsreduksjoner - allerede er kommet gjennom forberedelsen til børsintroduksjon. Målsettingene i Statoils interne forbedringsprogram fra 1999 innebar en betydelig restrukturering av virksomheten (avhendelser tilsvarende 25 prosent av sysselsatt kapital), kutt av variable kostnader med 20 prosent og en nedbemanning på 10 prosent innen utgangen av 2001. Dersom ledelsen hadde agert i henhold til agentteoriens hypoteser, ville det antagelig vært formålstjenlig å ventet med disse forbedringene til etter børsnotering, da dette ville gitt best uttelling rent privatøkonomisk. I stedet ble mye av potensialet tatt ut i forkant, til glede for staten som eier, som høstet en gevinst blant annet gjennom nedsalget.

5. Regnskap og lønnsomhetsmål

I det følgende gjennomgås sentrale lønnsomhetsmål som er vanlige i aksjemarkedet for å vurdere oljeselskapenes økonomiske prestasjoner. Når investorer, meglerselskaper og finanskonsern skal verdsette et selskap, vil de av regnskapsdata kun ha tilgang på selskapets eksterntregnskap. Av ulike grunner, eksempelvis periodisering av avskrivninger, vil resultatet som fremgår av eksterntregnskapet kunne avvike fra faktisk økonomisk resultat. Det vil derfor

reforhandlingssikre. Aksjer representerer et lineært insentivskjema som virker uansett. Aksjer krever derimot større initielt kapitalutlegg for lederen enn opsjoner.

også bli gjort rede for sentrale regnskapsmessige forhold. Fremstillingen bygger blant annet på Brealey og Myers (2001), og Gjesdal og Johnsen (1999).

Utover det rent regnskapsmessige finnes det andre informasjonskilder som kan være til betydelig hjelp ved verdsetting av oljeselskaper. Myndighetenes oversikt over lisensandeler og reserveanslag (blant annet i *Faktaheftet*), og kostnadsoverslag i Plan for Utbygging og Drift er aktuelle informasjonskilder på norsk sokkel. Tilsvarende kilder, ofte med lavere detaljeringsgrad, finnes i andre utvinningsland. Ressursdatabasen til Wood Mackenzie gir relativt detaljert oversikt på globalt nivå. Oversikt over selskapenes porteføljer kan gi et visst grunnlag for verdsetting gjennom å estimere selskapets forventede kontantstrøm. Datagrunnlaget som er tilgjengelig for eksterne analytikere vil imidlertid uansett være ufullstendig. I tillegg vil porteføljeanalyser kunne være ressurskrevende. Av disse årsaker er bruken av multipler og finansielle indikatorer relativt utbredt innen verdsetting.

6. Rentabilitet

Rentabilitet viser avkastningen på kapitalen som skytes inn i et selskap. Et sentralt resultatmålingsbegrep er definert som følger ¹⁰:

RoACE = *Return on average capital employed* = Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital = (driftsresultat + finansinntekter) / (totalkapital – rentefri gjeld)

Kapitalbinding inngår i nevneren på rentabilitetsformelen, og i telleren finner vi inntekten på den samme kapitalen. I resultatregnskapet går det et viktig skille ved resultat etter renteinntekter men før rentekostnader, nemlig skillet mellom verdiskapning og verdiutdeling. Dette er resultatet av virksomhetens samlede investeringer, som fordeles mellom kreditorer, eiere og det offentlige. Årsresultatet er den andelen som tilfaller egenkapitalen. Ved rentabilitetsberegninger må det være konsistens mellom teller og nevner. 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).

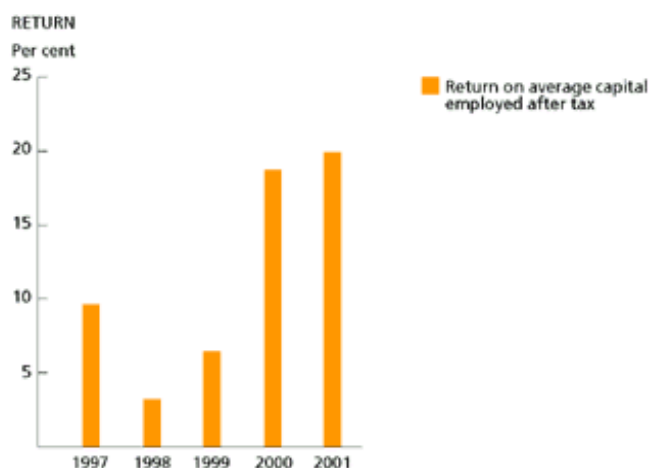
Skillet mellom verdiskapning og verdiutdeling er ikke alltid klart, ettersom drifts- og finanskostnader ofte blandes sammen. Leverandører yter for eksempel ofte kreditt til

⁹ Dette var eksempelvis ikke tilfelle i Kværner, der Almskog først kjøpte 10.000 aksjer etter kritikk fra Spetalen.

¹⁰ I formlene ser vi for enkelhets skyld vekk fra minoritetsinteresser.

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 totalkapitalen 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 kapital (*capital employed*). I oljesektoren skal man være spesielt oppmerksom på utsatt skatt, på grunn av en relativt lang effektiv kredittid og høye skattesatser. 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 helelr ikke gratis (det gjelder kun for offentlige skattekreditter 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.

RoACE er et sentralt måltall i Statoil. Målsettingen er å nå en RoACE på 12 prosent innen 2004. I rentabilitetsberegningen legger man til grunn en gjennomsnittlig realisert oljepris på 16 USD per fat (og en ekvivalent forutsetning for gassprisen) og dollarkursen i 2000. Målt i løpende priser og kurser er Statoils historiske RoACE for 1999, 2000 and 2001 lik 6.4 prosent, 18.7 prosent og 19.9 prosent.¹¹

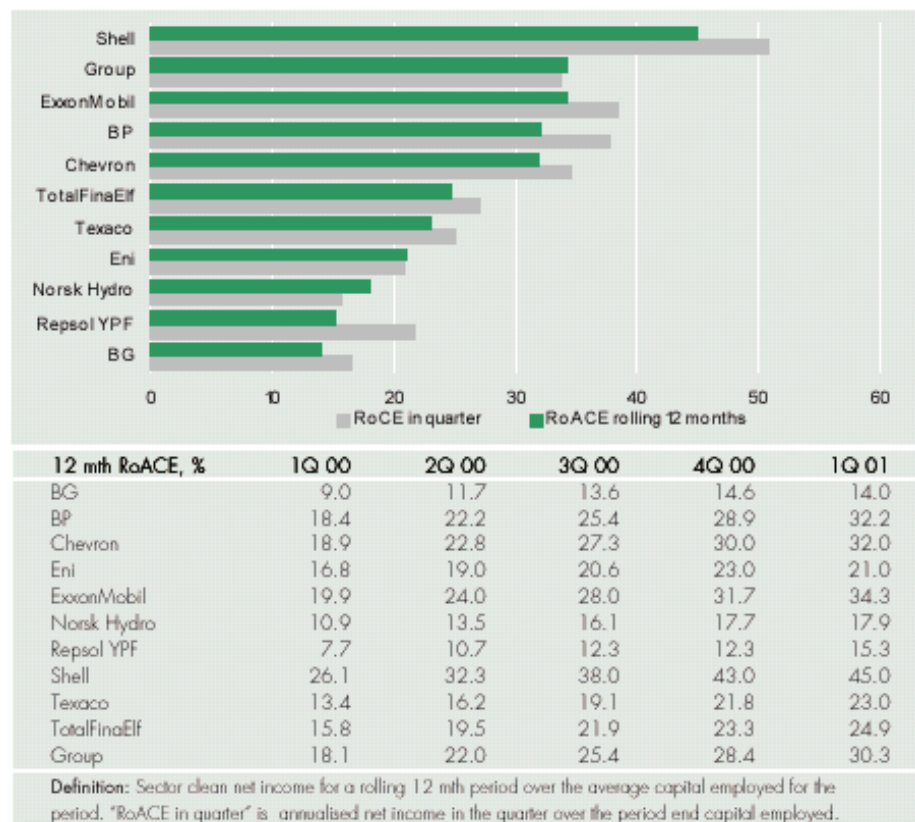


Figur 1: Avkastning på sysselsatt kapital i Statoil, til løpende oljepris. Kilde: Statoils Årsrapport 2001.

¹¹ Kilde: Statoils årsberetning, 2001.

Ved bruk av referanseprisen - 16 USD per fat – er RoACE lik 9,2 prosent i 2000 og 10,3 prosent i 2001.

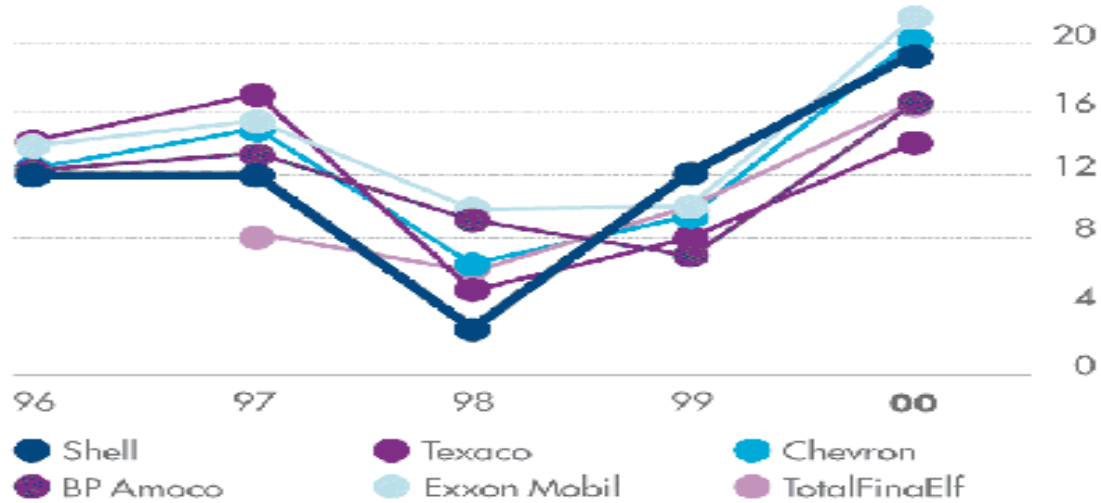
Figur 2 viser RoACE for et utvalg av sentrale oljeselskaper, for år 2000 og 1. kvartal 2001. Merk at det er i de største selskapene at forrentningen er høyest.



Figur 2: RoACE for oljeselskaper, 2000 og 1.kv. 2001.

Kilde: *Lehman Brothers, "Oil & Gas Quarterly Scoresheet"*.

Figur 3 viser RoACE-tall de siste fire årene for en del sentrale oljeselskaper.



Figur 3: RoACE for årene 1996-2000 for *oil majors*. Kilde: www.shell.com

Rentabilitetsmål benyttes til to hovedformål – verdsetting og kontroll. Eierkontroll er først og fremst en kontroll av ledelsens prestasjoner. Prestasjonene som måles og selve målemetodene vil generelt ha avgjørende innvirkning på insentivsystemets virkemåte.¹² I ekstern oppfølging brukes oftest regnskapstall, regnskapsmessig resultat og rentabilitet. I verdsetting brukes i tillegg diskontering av forventet kontantstrøm. Ledelsen vil med andre ord bli målt i henhold til ulike kriterier av markedet, og må søke å balansere bedriftens prestasjoner i flere dimensjoner. Brede insentivskjema har den fordelen at man unngår mulige vridninger som følge av rendyrking av ledelsens insentivsystem i kun én dimensjon.¹³

Strengt tatt er det ikke noen direkte kobling mellom RoACE og verdsetting, og Gjesdal og Johnsen (1999) mener at RoACE er egnet for kontrollformål, mens verdsetting bør baseres på neddiskontering av kontantstrøm. Forfatterne påpeker klare svakheter ved regnskapsmessige rentabilitetsmål. Rentabiliteten kan øke når det foretas ulønnsomme prosjekter. Motsatt kan den regnskapsmessige rentabiliteten gå ned når det iverksettes meget lønnsomme tiltak.

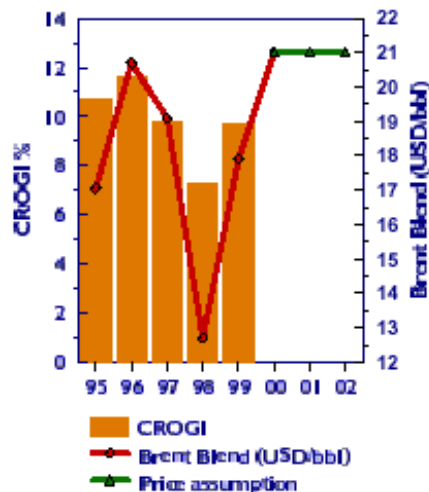
I praksis brukes imidlertid RoACE også i forbindelse med verdsetting. Dette er et sentralt forholdstall selskapene blir målt mot, og som de derfor må forholde seg til. Ved fremleggelse av nye regnskapstall måles eksempelvis et selskaps RoACE og sammenholdes

¹² Se Askildsen og Osmundsen (1998).

¹³ I utforming av interne styringssystem har bedriften tilgang på langt mer detaljert informasjon, og kan derfor utforme mer treffsikre insentivsystemer.

med andre bedrifter det er naturlig å sammenligne med (referansegruppe eller *peer group*). UBS Warburg (2001) erkjenner svakhetene ved regnskapsmessige forholdstall. De påpeker at de gjerne ville benyttet kontantbaserte resultatmål. Få selskaper gir imidlertid nok data til at slike analyser kan utføres uten betydelige subjektive vurderinger. UBS Warburg fremholder også at så lenge selskapene bruker RoACE til å etablere målsettinger, må det antas at det vil være en korrelasjon med aksjeverdi. Dette er en interessant uttalelse, ettersom selskapene hevder at de legger stor vekt på RoACE fordi investeringsbanker og analytikere gjør det. Dette synes å utgjøre en sirkel der ingen er riktig fornøyd med resultatmålene som benyttes, og skylder på andre i valget av måltall. Rekkefølgen var imidlertid at investeringsbankene benyttet RoACE først.

Norsk Hydro har endret fokus til mer kontantstrømbaserte resultatmål. I stedet for RoACE rapporterer selskapet CROGI (*Cash Return on Gross Investment*), definert som brutto kontantstrøm etter skatt, delt på gjennomsnittlig brutto investert kapital (dvs. uten fradrag for avskrivninger).¹⁴ For sin samlede virksomhet har Norsk Hydro et mål om å nå 10 prosent CROGI i 2002. Bonusplanen for Generaldirektør Eivind reiten var for år 2001 knyttet opp mot et CROGI-mål på 9,5 prosent. Oppnådd CROGI var 9,1 prosent, og Reiten gikk glipp av en bonus på 900.000 kroner.¹⁵



Figur 4: CROGI-beregning for Norsk Hydro Olje og energi, sammenholdt med utvikling i oljepris. Kilde: *Investorforum*, <http://www.hydro.no/>

¹⁴ Brutto kontantstrøm er av Norsk Hydro definert som EBITDA minus estimert skatt, mens brutto investert kapital er definert som totale eierandeler (minus utsatt skattefordel) pluss akkumulerte av- og nedskrivninger minus all kortsiktig rentefri gjeld bortsett fra utsatt skatt og avsetning til betalbar skatt. EBITDA står for *earnings before interest, tax, depreciation and amortisation*.

¹⁵ *Dagens Næringsliv*, 12. mars 2002.

UBS Warburg (2001) berømmer Norsk Hydro for å gå foran med rapportering av forrentning på investert kapital. Goldman Sachs støtter også bruk av CROGI innen verdsetting av oljeselskaper.¹⁶ Ved å bruke historisk kost på investeringer søker man å unngå problemstillinger knyttet til periodiseringer av investeringskostnaden, som er en utfordring ved bruk av RoACE. RoACE-mål er svært følsom for valg av avskrivningsplan. CROGI vil følgelig i utgangspunktet være vanskeligere å manipulere av selskapene. Nunn (2001) betegner CROGI som et internrentemål på selskapsnivå, og blant foredelene oppgir han at målet er kontantstrømbasert, og at det ikke tillater ledelsen å springe fra gamle synder (ved RoACE-måling kan nedskrivning av aktiva gi bedret avkastning i gjenværende levetid). Ulemper som oppgis er at avkastningsmålet er svært sensitivt med hensyn på investeringsenes livsfase (leting/utbygging vs. platå vs. halefasen), og at man kan pynte på resultatmålet gjennom salg og gjenkjøp av aktiva.

Ved beregning av CROGI deler man altså løpende kontantstrøm på historisk kost av aggregerte investeringer. Det er vanskelig å se noen teoretisk begrunnelse for denne fremgangsmåten, og det synes ikke riktig å fremstille dette som et internrentemål. Ved RoACE vil man måle internrenten dersom avskrivninger er basert på internrentemetoden. RoACE-mål som benyttes er ved produksjonsenhetsmetoden en imperfekt tilnærming til dette. Med CROGI foretar man ingen avskrivninger, og CROGI vil følgelig overvurdere internrenten. Mangel på teoretisk bakgrunn gjør det også vanskelig å tolke måltallene som genereres. På den annen side kan også RoACE overvurdere avkastningen dersom selskapet har en overvekt av modne prosjekter, eller dersom man har benyttet konsolideringsmetoden ved oppkjøp eller fusjon.

Gjesdal (1997) viser til at et CROGI-mål benyttes av OECD for avkastningsdata basert på nasjonalregnskapstall for ulike land. Målet betegnes "gross return" eller "cash recovery rate". Gjesdal foreslår det norske begrepet bruttorentabilitet. Han påpeker at målet normalt vil overvurdere virkelig avkastning (feilen vil avta med prosjektlengden), og at mens RoACE-beregninger lider av målefeil er bruttorentabiliteten feil i teorien. Videre påpekes det at det kan være en illusjon at bruttorentabilitet ikke vil avhenge av regnskapsmessige forhold. Eksempelvis er det fundamentalt å kunne skille mellom kontantstrømmer fra drift og investering, noe som avhenger av regnskapsmessige konvensjoner, se Stark (1993). Videre er det essensielt å skille mellom aktive og utrangerte investeringer. Dette er spesielt vanskelig

¹⁶ Goldman Sachs: "Essential Oils", februar 2000.

ved gjentatte investeringer (vekst) og sammensatte investeringer (flere eiendeler med ulik levetid). Man unngår med andre ord ikke spørsmålet om økonomisk levetid.

Begrunnelsen for å anvende CROGI må ligge i implementeringsproblemer knyttet til mer adekvate metoder for måling av internrente. Ved RoACE-beregninger endrer både teller og nevner seg over tid, der sistnevnte (sysselsatt kapital) blant annet justeres gjennom avskrivninger. Ved CROGI-beregninger er det bare telleren som endres, nevneren er uforandret lik historisk kost. Dette gjelder helt til man fjerner innretningen eller avhender aktiva. Terminering av aktiva vil dermed kunne gi store diskrete forbedringer i CROGI. Bidraget til lønnsomhetsmålet fra en lønnsom investering (investering med positiv nåverdi) vil normalt være som følger: a) et midlertidig fall i CROGI i oppstarten, b) en forbedring i CROGI i platåfasen, c) et fall i CROGI i halefasen, og d) en økning i CROGI ved avvikling eller avhendelse. Sistnevnte avvik fra internrenteberegninger skiller seg fra RoACE-målet. Ved beregning av RoACE vil både teller og nevner falle i halefasen. I CROGI-beregninger holdes imidlertid nevneren uendret lik historisk kost, slik at økonomien i halefasen ser langt dårligere ut enn den reelt er. Isolert sett gir dette insentiver til å stenge ned felt for tidlig. Dette er imidlertid en problemstilling man er oppmerksom på. At dette lønnsomhetsmålet skulle bringe oss nærmere en måling av internrente er imidlertid vanskelig å se. Målet virker lite tilpasset en bransje med få og store prosjekter og med store svingninger i aktivitetsnivå.

Man kan argumentere for at syretesten for valg av finansielle indikatorer er i hvilken grad forholdstall samvarierer med selskapsverdien over tid. Bedre korrelasjon mellom profitt og aksjeprisutvikling enn for tradisjonelle måltall er argumentet som fremføres for å bruke CROGI.¹⁷ Gode prediksjoner vil imidlertid kreve et samspill mellom flere forklaringsvariabler, ikke bare ett enkelt forholdstall. Men dette er en innvending som også gjelder for selskaper som fokuserer på RoACE. Ved oppdatering av verdsettingsanalysene må det uansett være et problem at CROGI-målet svinger så sterkt med aktivitetsnivået. Ettersom de andre oljeselskapene baserer seg på RoACE, legger man heller ikke til rette for selskaps-sammenligninger.

Med regnskapsmessige forholdstall som RoACE og CROGI vil det være en utfordring for analytikerne å korrigere for regnskapsmessige tilpasninger selskapene kan foreta for å gi inntrykk av bedret lønnsomhet (*window dressing*). Hvilke balanseverdier er det eksempelvis rimelig å bruke ved gasslagring (*gas banking*)? Hvilke leasingforpliktelser har selskapet? Hvordan skal man korrigere for balanseslanking som skjer i forbindelse med disposisjoner ved årsslutt? Med RoACE-evaluering vil det eksempelvis være gunstig for selskapene i større

grad å være finansiert med rentefri gjeld. Dette vil imidlertid avhenge av omfanget på de implisitte kostnadene som kan følge med slik gjeld.

Svært viktig for verdsetting er regnskapsprinsippene som benyttes ved oppkjøp av eierandeler i andre selskaper. Ulike regnskapsprinsipper kan her eksempelvis generere ulike RoACE-tall. Resultatvurderingene må følgelig betinges med hensyn på regnskapsprinsippene som er anvendt. Etter nye USGAAP regler skal nå oppkjøpsmetoden anvendes. Denne vil produsere svakere RoACE-tall enn konsolideringsmetoden. Ved oppkjøpsmetoden legges hele kjøpssummen inn i balansen. I den grad det var skjulte verdier i det oppkjøpte selskapet (dvs. at regnskapsmessig nedskrevet verdi var lavere enn markedsverdien), vil dette føre til økte avskrivninger og økning i sysselsatt kapital. Begge forhold vil bidra til et fall i RoACE. I den grad selskapene er opptatt av sine RoACE-tall, kan dette svekke insentivene til ytterligere konsolidering.

7. Avskrivninger og lønnsomhet

Regnskapsmessige avskrivningsplaner har generelt en tendens til å være for degressive, dvs. for høy avskrivning i begynnelsen og tilsvarende for små mot slutten. Man får med andre ord økende regnskapsmessig rentabilitet over tid, selv om dette ikke speiles i driftsmessige forhold. Dette følger gjerne av et generelt prinsipp innen regnskapsføring, forsiktighetsprinsippet, som tolkes slik at det er bedre å skrive av for mye enn for lite (unngå å vise for høye verdier på aktiva). Regnskapsmessige avskrivninger i oljenæringen utmåles i forhold til forventet produksjonsmengde (produksjonsenhetsmetoden). Dette er analogt til lineære avskrivninger, men der produksjonsvolum erstatter tid som utmålingskriterium. Degressivitet vil i denne sammenheng dels tilsi at man er forsiktige (pessimistiske) når man anslår levetid og produksjonsprofil for et felt¹⁷, og dels at man selv ved riktige anslag for produksjonsprofil får for raske avskrivninger i forhold til internrentemetoden. I henhold til Gjesdal (1997) er resultatet gjerne at rentabiliteten varierer med investeringssyklusen. Den er lav i perioder med høye investeringer og i de perioder som følger umiddelbart etterpå. Den vil deretter øke og være høyest for virksomheter med sterkt nedskrevne eierandeler i periodene før en på nytt

¹⁷ Kilde; Norsk Hydros hjemmesider, <http://www.hydro.no/>, *Investorforum*.

¹⁸ Etter den nye regnskapsloven er denne typen forsiktighet ikke lenger lovlig. Avskrivningsplaner er imidlertid vanskelige å etterprøve, så det gjenstår å se hvor stort gjennomslag lovendringen vil få.

foretar større investeringer. Dette er et spesielt problem for oljebransjen, der investeringsnivået svinger sterkt med oljeprisen.

Avvikene mellom regnskapsmessige avskrivninger og avskrivninger i henhold til internrentemetoden, skaper at avvik mellom regnskapsmessig rentabilitet og internrenten; se Johnsen og Kinserdal (1984). Dette kan ha konsekvenser for verdsetting og for investeringsinsentivene i selskapene. Verdsettingsmessig kan det ha konsekvenser dersom selskapene har ulik fordeling mellom gamle og nye prosjekter. Ved balanse mellom gamle og nye prosjekter opphever skjevhetene hverandre. Når det gjelder investeringsinsentiver er spørsmålet hvordan nyinvesteringer slår ut på regnskapsmessig rentabilitet de kommende år. Virkningen av avskrivningsprofilen som følger av produksjonsenhetsmetoden er å svekke rentabiliteten i perioder med betydelige investeringer og styrke rentabiliteten mot slutten av levetiden på investeringsobjektene. Effekten forsterkes av relativt lange ledetider, samt det forhold at regnskapsmessige avskrivninger ikke begynner før produksjonsstart. Dette gir et insentiv til å holde igjen investeringene i perioder der rentabiliteten er presset, eksempelvis ved lave oljepriser. Dette vil imidlertid avhenge av om insentivsystemene er avanserte nok til å fange opp disse forhold. For å sikre langsiktighet og riktige investeringsbeslutninger vil bedriftenes interne insentivsystemer ikke være knyttet mot rentabiliteten i eksterntregnskapet. De enkelte oljeselskapene er godt kjent med sammenhengen mellom investeringsnivå og RoACE, og det er eksempler på at man differensierer kravet til RoACE etter hvor stor vekst man planlegger. Internt har selskapet alle muligheter til å unngå vridninger som følge av skjevheter i den eksterne resultatrapporteringen.

Et annet spørsmål er i hvilken grad aksjemarkedet fanger opp slike skjevheter, og i hvilken grad eventuell manglende markedskorreksjon igjen virker tilbake på selskapenes atferd. Analytikere vil være kjent med at RoACE faller midlertidig ved betydelig vekst i investeringene. Det er allikevel et åpent spørsmål om man justerer for slike forhold når man evaluerer selskapenes prestasjoner. Spørsmålet er om man har nok informasjon om selskapenes portefølje til å foreta slike justeringer, og om analyseselskapene - som oftest følger mange selskaper - har nok ressurser til å gå så detaljert til verks i analyser av enkeltsselskap.

Young og Byrne (2001) redegjør for en rekke justeringer som bør gjøres i regnskapsmessige resultater for å generere mer troverdige tall for EVA. Jeg vil nevne to justeringer som spesielt gjelder oljebransjen:

- (a) Reversere den konservative skjevhet i GAAP som krever "successful efforts accounting". Prinsippet innebærer blant annet at kun letebrønner som indikerer drivverdighet blir aktivert. Men virksomheten er slik at man ikke kan finne olje eller gass uten også å bore tørre hull, noe som kan tale for aktivering. Dette vil gi større samsvar mellom regnskapsmessig forrentning og internrenten. Manglende aktivering gir en skjev fordeling av regnskapsmessig rentabilitet over tid. Dersom man eksempelvis borer fire tørre hull per funn vil man få svak rentabilitet i leteårene, men svært høy rentabilitet i utvinningsårene når 80 prosent av de virkelige leteutgiftene allerede er avskrevet.
- (b) Justere for produksjonsenhetsmetoden som innebærer for raske avskrivninger og dermed en regnskapsmessig forrentning som starter under internrenten og ender over internrenten.

Felles for disse to justeringene er at det krever tilgang på en del informasjon, og at det kan være arbeidskrevende for eksterne analysefirma å foreta fortløpende justeringer. For å implementere internrentemetoden for avskrivninger, eksempelvis, trenger man detaljert kunnskap om bedriftens fremtidige kontantstrøm.

Prinsippet for regnskapsføring av letebrønner kan kanskje være med å forklare de store svingningene i leteaktiviteten på norsk sokkel. Svingningene følger oljeprisen. Også andre investeringer på sokkelen har et sterkt syklisk forløp, se Osmundsen og Fevang (2000). Også her kan regnskapsmessige forhold og frykten for å svekke RoACE spille inn. For raske avskrivninger, samt det faktum at betydelige oppstartkostnader med nye prosjekter – eksempel etablering av prosjektteamet – utgiftsføres direkte, svekker RoACE på kort sikt. Dette burde imidlertid ikke være et problem dersom analytikere renset ut slike effekter. I tillegg kommer imidlertid det forhold at bedriftsledere normalt bryr seg om presentasjoner av regnskapsmessige resultat i media, og her er justeringsinnsatsen liten.

I fremstillingen ovenfor er det ikke tatt hensyn til skatt. For aksjonærene er det åpenbart avkastningen etter skatt som er av interesse, og skattejustering er åpenbart spesielt viktig i oljenæringen som i de fleste utvinningsland er pålagt ulike former for ekstraordinær grunnrentebeskatning. Skatt vil påvirke både teller og nevner i RoACE. Skattebetalinger svekker den frie kontantstrømmen (teller), men samtidig reduseres sysselsatt kapital gjennom skattecreditt (nevner). Også etter skatt vil det typisk være slik at regnskapsmessig rentabilitet svekkes på kort sikt ved nyinvesteringer, men i noe mindre grad ettersom utsatt skatt

reduserer sysselsatt kapital (nevneren i rentabilitetsmålet). I petroleumssektoren er normalt skattemessig avskrivning høyere enn regnskapsmessig avskrivning. Differansen i avskrivning, multiplisert med skattesatsen, betegnes utsatt skatt og føres som gjeld i balansen. Dette er en rentefri kreditt for selskapet.

8. Verdsetting

i det følgende gis en oversikt over teoretiske modeller for prissetting av aksjer, primært grovere former for prissetting som er i bruk basert på eksternt tilgjengelig regnskapsinformasjon.

Det må understrekes at en del av verdsettingsreglene som gjennomgås i avsnittet kun er tommelfingerregler, og ikke må oppfattes som noe annet. For å gjøre en skikkelig verdifastsettelse må man foreta mer dyptpløyende nåverdianalyser av selskapets forventede kontantstrøm. Tommelfingerreglene blir allikevel gjennomgått da disse er i aktiv bruk, spesielt blant analytikere som ikke har tilgang på all informasjon som vil være nødvendig for å gjøre en mer eksakt verdsetting.

Om vi ser vekk fra strategiske forhold (eierrettigheter i et selskap kan gi innflytelse på selskapets beslutninger, noe som kan ha en selvstendig verdi) er verdien av en aksje bestemt av kontantstrømmen etter skatt den genererer for eieren over tid. Avkastningen til aksjonærene kommer i to former, utbytte (dividende) og kursstigning. Forventet avkastningsrate som en investor kan forvente det kommende år er gitt ved dividende per aksje DIV_1 pluss forventet kursstigning på aksjen $P_1 - P_0$:

$$(1) \quad \text{Forventet avkastning} = r = \frac{DIV_1 + P_1 - P_0}{P_0}$$

Denne sammenhengen kan brukes som et utgangspunkt for verdsetting. Dersom vi har et estimat på selskapets kursutvikling og dividendebetaling, samt estimat på forventet avkastningsrate på aksjer med tilsvarende risiko (samme risikoklasse), kan vi predikere dagens aksjekurs. Dersom man løser (1) med hensyn på P_0 , får man

$$(2) \quad P_0 = \frac{DIV_1 + P_1}{1+r}$$

Dagens kurs er med andre ord den neddiskonterte verdien av betalt dividende pluss aksjekurs ved årets slutt.¹⁹ Når vi tar hensyn til at P_1 igjen vil avhenge av DIV_2 , og at P_2 vil avhenge av DIV_3 , osv., finner vi ved innsetting at aksjekursen i dag er gitt ved den neddiskonterte verdien av dividende som tilfaller aksjonæren over H år samt kursen etter H år:

$$(3) \quad P_0 = \frac{DIV_1}{1+r} + \frac{DIV_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{DIV_H + P_H}{(1+r)^H} = \sum_{i=1}^H \frac{DIV_i}{(1+r)^i} + \frac{P_H}{(1+r)^H}$$

Dersom man legger til grunn en uendelig tidshorisont ($H = \infty$), vil den neddiskonterte verdien av P_H være tilnærmet lik null, dvs at

$$(4) \quad P_0 = \sum_{i=1}^{\infty} \frac{DIV_i}{(1+r)^i}$$

I henhold til regneregler for uendelige geometriske rekker kan dette uttrykkes som

$$(5) \quad P_0 = \frac{DIV}{r},$$

såfremt utbyttebetalingene og diskonteringsrenten forventes å være konstante over tid. En aksje som forventes å gi et utbytte på 10 kroner per år og har et risikojustert avkastningskrav på 10 prosent, skal altså i henhold til disse prinsippene prises til 100 kroner. Dersom det derimot forventes en vekst i utbyttebetalingene, er åpenbart aksjen mer verd. Ved en vekstrate på g , er verdien gitt ved

$$(6) \quad P_0 = \frac{DIV_1}{r-g}$$

En vekstrate på fem prosent vil således gi en aksjekurs i dag på 200 kroner. Man bør være varsom med denne forenklete formelen, ettersom evig *forventet* vekst (gjennomsnittlig, dvs. at man tillater årlige avvik fra trenden) i mange tilfeller kan være en sterk forutsetning.

¹⁹ Vi inkluderer her bare dividende som tilfaller eksisterende aksjonærer (justerer for kapitalutvidelser).

Spesielt gjelder dette i konkurranseutsatte markeder, hvor høye vekstrater kan være vanskelig å opprettholde over tid.

Allerede fra denne enkle formelen ser vi at ledelsen i et oljeselskap må avveie mellom kortsiktige og langsiktige hensyn. Selskapet må, som førsteprioritet, forsøke å etablere en bra løpende lønnsomhet. I tillegg må selskapet forsøke danne troverdighet rundt uttalelser om at selskapet har vekstpotensiale. Med vekst menes ikke her primært vekst i omsetning, men derimot i inntjening per aksje, eller lønnsomhet. Man må følgelig skape tillit i markedet for forbedringer i flere dimensjoner, eksempelvis, funnrate, produksjon, og kostnadskontroll.

9. Beregning av vekstrate

Beregning av vekstraten er svært viktig, ettersom små justeringer i g kan gi store utslag i beregnet aksjeverdi. Å utforme vekstanslag er naturlig nok sterkt preget av skjønn, og ulike analytikere kan komme frem til nokså ulike anslag. Det finnes også her noen enkle tommelfingerregler man kan ta utgangspunkt i. Vekst vil ofte ha basis i tilbakeholdt overskudd, som investeres i nye prosjekter. Dersom vi antar at avkastning på egenkapitalen (return on equity, ROE) og andelen av overskuddet som holdes tilbake er konstant, vil veksten i dividende være gitt ved veksten i egenkapitalen. Denne er igjen bestemt av avkastningen i bedriften og tilbakeholdsraten (der sistnevnte er lik 1 minus dividenderaten). Vi får dermed følgende:

$$(7) \quad \text{Vekstrate for dividende} = g = \text{tilbakeholdsraten} \times ROE$$

10. Kobling mellom aksjekurs og inntjening per aksje

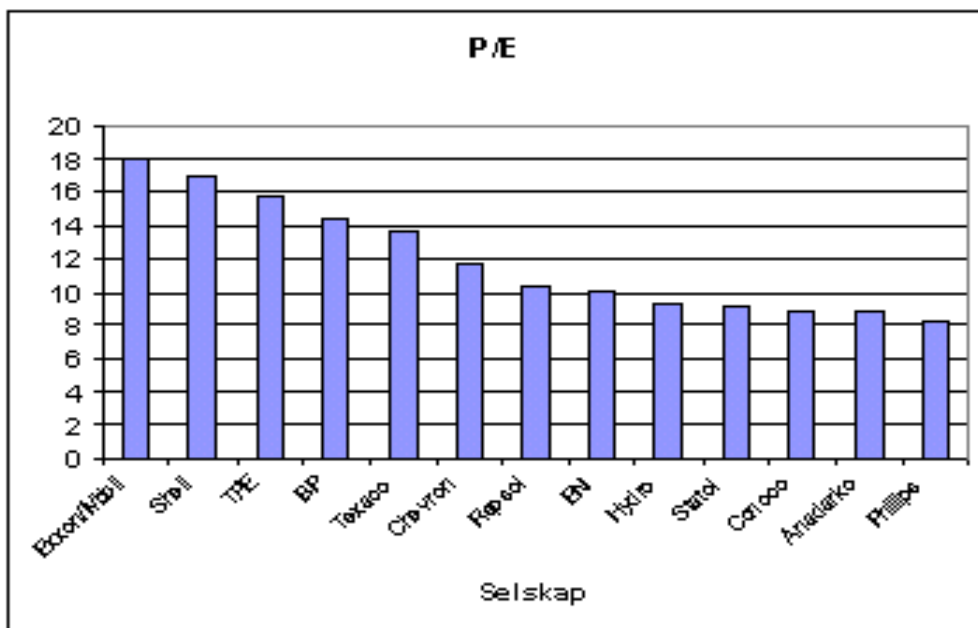
Tenk deg et selskap uten vekst. Det foretar ingen reinvesteringer, men bare genererer en konstant dividendebetaling. En slik aksje vil på mange måter ha samme egenskaper som en evigvarende obligasjon. Siden hele overskuddet deles ut er dividenden lik overskudd per aksje (*earning per share*, EPS), dvs. at aksjeverdien er gitt ved

$$(8) \quad P_0 = \frac{DIV_1}{r} = \frac{EPS_1}{r}$$

Generelt kan vi tenke oss at aksjekurser speiler nåverdien av gjennomsnittlig avkastning ved et nullvekst scenario, pluss nåverdien av vekstmulighetene (*present value of growth opportunities, PVGO*):

$$(9) \quad P_0 = \frac{EPS_1}{r} + PVGO$$

Sentralt i aksjeanalyse er begrepet **price-earnings ratio**, eller *P/E-tall*. Et høyt *P/E-tall* indikerer (1) at aksjemarkedet mener at selskapet har gode vekstmuligheter, dvs. en høy *PVGO*, (2) at aksjen har en sikker inntjening, dvs at *r* er liten, eller en kombinasjon av (1) og (2). De største transnasjonale oljeselskapene opererer med *P/E-tall* i størrelsesorden 15 til 20, se Figur 5.



Figur 5: P/E-tall for ulike oljeselskaper. Kilde: Petrofinance – pfc energy 50 – 2.q. update 2001.

P/E-tallet for Statoil per 2. halvår 2001 er 7-8 (ekstraordinære salgsgevinster tatt ut av inntjeningen). For Norsk Hydro var tilsvarende P/E-tall rundt 9-10. Forskjellen mellom de norske og de store internasjonale oljeselskapene er med andre ord meget stor. Forskjellene speiler aksjemarkedet 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 prisingmodell. I henhold til

Nunn (2001) tilsvarende dette negativ vekstforventning 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.

Forskjellen i P/E-tall mellom Norsk Hydro og Statoil skyldes blant annet at Statoil er et renere oppstrøms oljeselskap. Oljeprisen første halvår 2001 lå betydelig over langsiktig prisforventning, som medfører en nedskalering av P/E-tallet. Lønnsomheten ventes å falle i årene fremover, i takt med forventet prisnedgang. Med en oljepris rundt langsiktig forventning, omtrent 17 dollar per fat, vil P/E-tallet til Statoil kunne være rundt 14-15. Samme omfang på nedskaleringen er ikke naturlig for Norsk Hydro i gjeldende situasjon, ettersom det ikke er samme høykonjunktur inntjening i lettmetall og landbruk.

Med konglomerater som Norsk Hydro kan man stille spørsmål ved anvendbarheten av den tradisjonell P/E-metoden. Med ulike virksomhetsområder som har ulikt konjunkturforløp kan en mer partiell verdsetting ha noe for seg. Hvis en del av konsernet eksempelvis går med underskudd vil denne delen ha en negativ markedsverdi om man bruker en aggregert P/E-tilnærming. Dette kan virke urimelig, ettersom det normalt vil være oppsideopsjoner i fremtidig prisutvikling, og ettersom man uansett vil kunne legge om eller eventuelt legge ned driften. En partiell innfallsvinkel til prising av Norsk Hydro vil være å betrakte hvert av resultatområdene som et separat selskap. Resultater og forholdstall kan deretter sammenholdes med rendyrkede referanseselskaper. Dersom dette har noe for seg, skulle aksjekursen til Norsk Hydro følge et vektet gjennomsnitt av aksjekursutviklingen for de aktuelle referansegruppene av rendyrkede selskaper (oljeselskaper, aluminiumsselskaper, gjødselindustri etc.), hvor vektene representerer det enkelte resultatområdes betydning for Norsk Hydros virksomhet. På denne måten er det også mulig å lage en syntetisk aksjeindeks basert på internasjonale sektorindekser, for å vurdere utviklingen i Norsk Hydros aksjekurs. Ved aggregering må man imidlertid være oppmerksom på markedets konglomeratrabatt.

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. 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 være. 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*).

11. Kontantstrømtilnærminger

Et kjent problem med regnskapsmessige størrelser som *EPS* er at de er vanskelig å evaluere og sammenligne, ettersom en slik regnskapsstørrelse influeres av skjønnsbestemte beslutninger med hensyn til valg av regnskapsmetoder og regnskapsdata. Rapportert inntjening kan således påvirkes betydelig av selskapet, eksempelvis ved omlegging av avskrivningsrutiner.²⁰ Andre påvirkningsmåter ledelsen har er eksempelvis verdsetting av lager, beslutning om aktivering (balanseføring) versus direkte kostnadsføring av FoU-utgifter, samt konsernregnskapsmessige prosedyrer ved sammenslåing av selskap. For å få et mer reelt bilde av driften fokuserer derfor ofte analytikerne på kontantstrømmer, dvs. poster lenger oppe i resultatregnskapet der kalkulatoriske poster ikke er tatt med.

Kontanter som ikke reinvesteres i bedriften betegnes ofte **fri kontantstrøm**:

$$(10) \quad \text{Fri kontantstrøm} = \text{Innbetalinger} - \text{driftsutbetalinger} - \text{skatt} - \text{investeringer}$$

Mange analytikere mener at nåverdien av fri kontantstrøm vil være den beste verdsetting av en bedrift, ettersom man da unngår kalkulatoriske regnskapsposter. Den frie kontantstrømmen - dvs. midler som ikke reinvesteres - er de midlene som er tilgjengelig for aksjonærene i form av dividende. Med en erkjennelse av at ingen trær vokser inn i himmelen, er en vanlig fremgangsmåte å neddiskontere enkeltvis fri kontantstrøm (*FCV*) frem til en verdsettingshorisont H , hvorefter man legger mer normale vekstforutsetninger til grunn.

$$(11) \quad P_0 = \frac{FCV_1}{1+r} + \frac{FCV_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCV_H}{(1+r)^H} + \frac{PV_H}{(1+r)^H}$$

²⁰ Regnskapsmessige avskrivninger (avskrivningene i eksterntregnskapet) representerer kalkulatoriske kostnader, og sier ikke noe om selskapets økonomiske prestasjoner i perioden. Avskrivningene som foretas i skattemregnskapet, derimot, har betydning ettersom de påvirker betalt skatt.

I ligning (10) betegnes det siste leddet horisontverdi, og kan beregnes ved bruk av ligning (6).

Nåverdiberegninger av fri kontantstrøm kan bli omfattende og kompliserte. Tilsynelatende gir de også gode verdianslag. Anslagene er imidlertid ikke bedre enn alle forutsetningene slike beregninger nødvendigvis må bygge på, og det omfattende beregningsarbeidet kan gjerne gi et inntrykk av mindre usikkerhet i verdianslag enn det som reelt er tilfelle. Tommelfingerregler kan derfor være greie å ha som et supplement. Verdsetting av sammenlignbare/beslektede selskaper kan gi viktig tilleggsinformasjon, ved å introdusere et markedselement. Vanlig verdsettingspraksis er å bruke flere verdsettingsmetoder og deretter sammenholde disse. I den årlige verdivurderingen som Warburg Dillon Read foretok av Statoil i 1999, ble eksempelvis en rekke forholdstall og inntjeningsstørrelser beregnet, deriblant RoACE (*return on average capital employed*), EPS (*earning per share*), CEPS (*after tax cash flow per share*), og to hovedmetoder for verdsetting ble brukt, NAV (*net asset value*; neddiskontering av kontantstrøm) samt markedskomparativ evaluering ved bruk av EV/DACF multipler (se nedenfor).

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

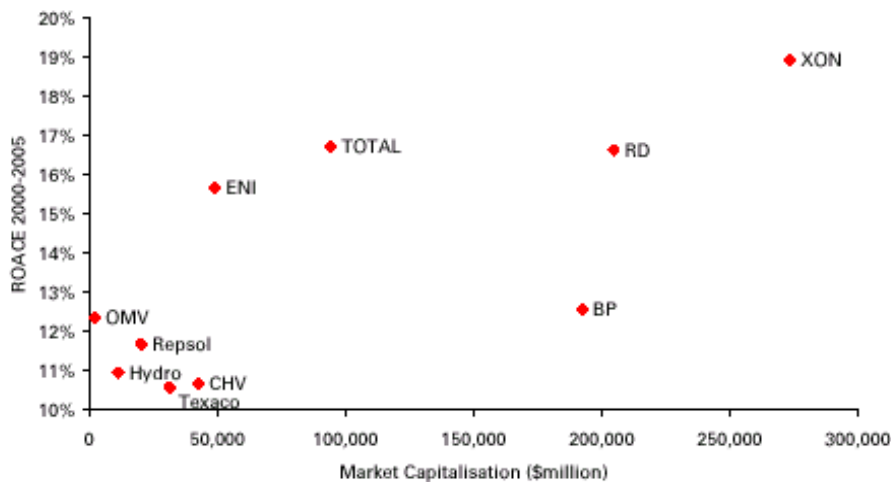
$EV = \text{Enterprise Value} = \text{markedsverdi av egenkapitalen pluss netto rentebærende gjeld, og}$
 $DACF = \text{debt-adjusted cash flow (gjeldsjustert kontantstrøm)} = \text{post-tax cash flow} + \text{post-tax interest charge, hvor}$
 $\text{post tax cash flow} = \text{net income} + \text{depreciation}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

EV brukes i stedet for markedskapitaliseringsverdi ettersom EV måler selskapets samlede markedsverdi, uavhengig av kapitalstruktur (dette er for eksempel ikke tilfelle for måltallet P/CEPS). 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". UBS Warburg 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 markedsmultippel. 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-multippel synes ikke urimelig, selv om regnskapsmål tidvis er imperfekte indikatorer på lønnsomhet. Regnskapsmessige tilpasninger kan imidlertid 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 (2001) - inkluderer ofte et diagram som viser en positiv sammenheng mellom selskapsstørrelse og lønnsomhet. Diagrammet fremkommer med å tegne inn punkter i et størrelse/lønnsomhet diagram for ulike selskap, i et gitt år, og deretter trekke en rett linje som best passer datamaterialet. 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. 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 er 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 6 – vil det ikke være en slik klar sammenheng mellom markedsverdi (størrelse) og lønnsomhet (RoACE).



Figur 6: Sammenheng mellom størrelse (markedsverdi, millioner USC) og lønnsomhet (gjennomsnittlig RoACE for 2000-05). Kilde: HSBC, Sector Report, Integrated Oil and Gas, "Exploding the Myth", februar 2001.

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 vekstpotensiale 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.²¹ 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 riskospredning antas også 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.

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. Ettersom 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.

²¹ Det er imidlertid mange usikkerhetsfaktorer her, eksempelvis når det gjelder beskatning, reguleringer (ressursregulering i Angola gir forsinket utbygging), og transport- og markedsføringsløsninger (Kaspi), så endelig lønnsomhet av disse feltene er ennå meget usikker.

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 være 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 vekst i reserver og produksjon (*organic growth*) 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 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.

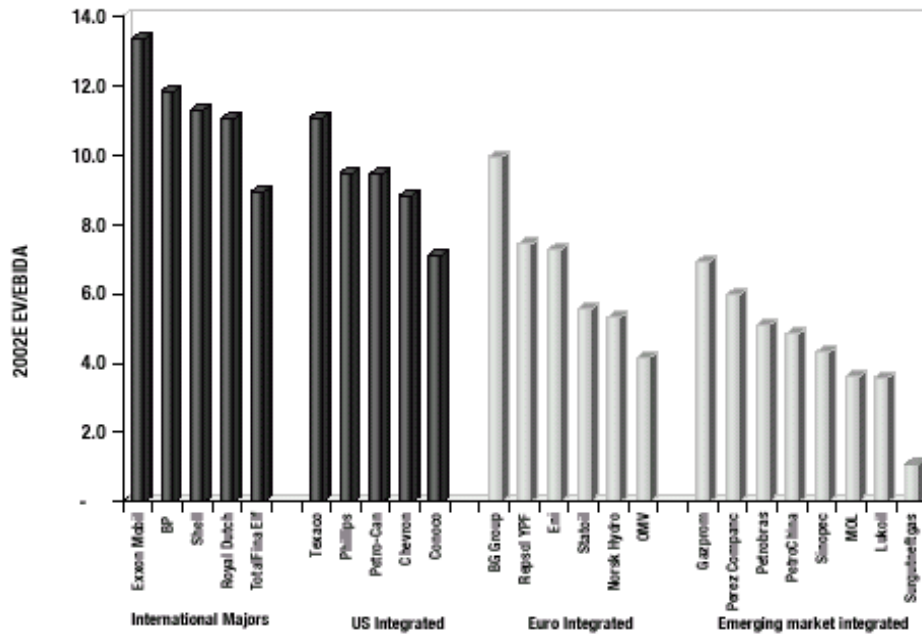
Analysen til HSBC reiser mange interessante spørsmål, og der er sunt å riste litt i vante forestillinger. Det kan imidlertid også være på sin plass med enkelte motforestillinger. Prosjektet i Saudi Arabia er antagelig kjennetegnet med betydelig lavere risiko (og med tilsvarende mindre oppsidemuligheter) – 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 sin 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. Prisingsmessig er det derimot tilstrekkelig at sentrale markedsaktører tror på en slik sammenheng.²² 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 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.

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 7, 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

²² 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.



Figur 7: EV/EBIDA for oljeselskaper, 2002-estimat.

Kilde: SchroderSolomonSmithBarney, 11. september, 2001

Igjen er det slik at de største selskapene har høyest markedsmultipl. 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 oljeselskap 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 oppstrømsselskap 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.

Warburg Dillon Read (1999) konstaterer at bedrifter i mange næringer, inkludert oljenæringen, verdsettes av kapitalmarkedene primært på basis av multipler av nærstående inntjening eller kontantstrøm. De argumenterer imidlertid for at slike typer analyser generelt ikke vil reflektere virkelige underliggende verdier av oljeselskaper, av følgende grunner:

- Lange ledetider i lete- og utbyggingsprosjekter skaper forsinkelse mellom investering og avkastning (pay-back)

- Ujevne investeringskrav, som typisk involverer svært store kapitalutlegg, genererer betydelige svingninger i den kortsiktige kontantstrømmen
- Sensitivitet overfor olje- og gasspriser samt valutakurser kan innebære høy volatilitet i kortsiktige inntjeningsfall
- Forskjeller i regnskapspraksis kan virke vridende på kortsiktige regnskapsmessige resultater og sammenligninger

Warburg Dillon Read påpeker at langsiktig diskontert kontantstrøm, hvis det lar seg implementere, skulle overvinne en del av disse problemene. Dette er ifølge investeringsbanken grunnen til at NAV (*net asset value*) er et sentralt redskap i verdsetting av oppstrømsorienterte oljeselskaper. Man har da en direkte kobling mot selskapenes egen praksis med å vektlegge nåverdimetoden ved investeringsbeslutninger. Begrensninger i offentlig tilgang på data kan imidlertid vanskeliggjøre pålitelige anslag på fremtidig kontantstrømmer. Dette er hovedsaken til at NAV-metoden er lite utbredt i USA. I verdsettingen av Statoil i 1999 benyttet Warburg Dillon Read følgende relasjon:

$$E\&P \text{ valuation} = \text{Total } E\&P \text{ NAV} + \text{as if quoted market premium / discount.}$$

Markedspremien ble satt til 10 %, som var gjennomsnittet av markedspremien i Enterprise, Lasmo og Saga. Men ved denne verdsettingen hadde investeringsbanken langt bedre tilgang til informasjon enn det som er tilfelle for eksterne analytikere.

12. 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.

Man skiller gjerne mellom vekstaksjer og inntektsaksjer. Fordelig av ulike aksjonærer på ulike typer aksjer betegnes klientelleffekt. Kjøpere av vekstaksjer kjøper disse primært ut fra forventninger om kapitalgevinst. De er mer opptatt av fremtidig avkastning enn kortsiktig avkastning. Kjøper man derimot en inntektsaksje er dette med forventning om løpende dividende. I tillegg har vi såkalte "value investors" som leter eller spesielt underprisede selskaper for å nyte godt av en forventet re-prising.

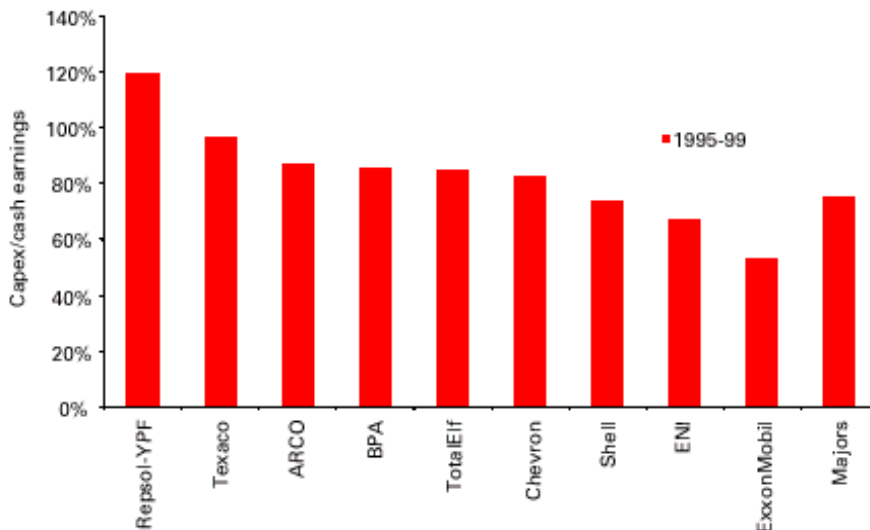
Om hovedvekt er på kortsiktig eller langsiktig avkastning, vil variere fra bransje til bransje, selv om det vel og merke kan finnes enkeltselskaper som har et annet forløp enn

bransjen for øvrig. Et selskap som velger en strategi som avviker betydelig fra bransjenormen kan imidlertid få problemer med å kommunisere dette effektivt til markedet. Det vil da antagelig være enklere å tilpasse seg bransjeforventninger og heller yte bra mot standard evalueringskriterier. Her kommer i tillegg risikovurderinger inn. Det er langt mer risikabelt å fravike konkurrentene enn å legge seg tett opptil. En risikoavers selskapsledelse kan dermed redusere sin egen fallhøyde ved stadig å etterligne konkurrentene (Volvo Ocean Race – tidligere Whitbread Round the World – gir gjentatte oppvisninger i nettopp dette).

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 kostnadskutt (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 kostnadskutt anses nå som begrenset ("...there has to be a point at which continued rationalisation requires companies to cut into muscle rather than fat."). Ytterligere konsolidering anses som vanskeligere enn før på grunn av reguleringer og offentlige inngrep. Antallet åpenbare oppkjøpskandidater er også redusert.²³ 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 kostnadskutt 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 kostnads-kutting. 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

²³ I henhold til BPs konsernsjef, John Brown, er perioden med store fusjoner (*mega-mergers*) over i oljenæringen (*Dagens Næringsliv*, 4. april 2002). 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.

(imperiebygging), eller at man legger seg til et høyt kostnadsnivå (*goldplating*). 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 8.



Figur 8: 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 metode er gjenkjøp av egne aksjer. Oljeselskapene har stått for de klart største tilbakekjøpene (Brealey og Myers, 2001). Sett fra aksjonærenes side er disse to formene for utbetaling i prinsippet likeverdige. Dersom det ikke er fullstendig harmonisering mellom person- og bedriftsbeskatning, kan det imidlertid være skattemessige årsaker bak utbetalingsvalget. Med fare for gjennomskjæring fra skattemyndigheten oppgir imidlertid alltid selskapene andre grunner. Ved tilbakekjøp får ikke eierne kontant utbetaling. Derimot står det nå færre aksjer bak selskapet, slik at hver aksje teoretisk sett får en verdistigning lik utbyttet man alternativt kunne mottatt. Investorene er for tiden positive til oljeselskaperens tilbakekjøp av aksjer, ettersom man er engstelig for at overskuddslikviditeten skal flomme ut i nye prosjekter med for svak lønnsomhet.

13. Relativ verdsetting

Det er et åpenbart problem knyttet til verdsetting basert på selskapssammenligninger (*peer group*). 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 markedene 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. Aksjene er da også relativt forsiktig priset. P/E-tallet for Statoil i 2001 var rundt 7-8 (med ekstraordinære salgsgevinster tatt ut av inntjeningen). For Norsk Hydro (som vel og merke er et konglomerat) var tilsvarende P/E-tall rundt 9-10. Bak slike P/E-tall ligger det ikke forventninger om særlig vekst. Med P/E-tall rundt 15 for *super-majors*, er det imidlertid implisitte vekstforventninger. Dersom man eksempelvis legger til grunn en uendelig horisont og en diskonteringsrente på 10 prosent, er den implisitte *permanente* 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. Dette indikeres av SchroderSalomonSmithBarney (2002), som har analysert de største oljeselskaperes produksjonsanslag for dypvannsfelt. Dypvannsfelt står for en stadig økende andel av selskaperes tilleggsreserver. SchroderSalomonSmithBarney viser til en del skuffende resultater på dette området i den senere tid (reduerte funnrater og fossinkede utbyggings-

prosjekter), og påpeker den høye risikoen - teknisk, geologisk - for slike reserver. I tillegg er det en ikke ubetydelig politisk risiko, eksemplifisert med utviklingen i Nigeria som bremses av OPEC-kvoter, og nyorienteringen i Angola i retning av en mer gradvis utbygging.

14. Usikkerhet i petroleumsnæringen

Risiko står sentralt innen verdsetting. Eksempelvis er det relevant for relativ prising av store og små oljeselskaper om disse har ulik risikoeksponering. I det følgende gis en kort presentasjon av den viktigste usikkerhetsfaktoren i oljenæringen, nemlig inntektsrisikoen. Viktigste systematiske risikofaktor i petroleumsnæringen er utvilsomt svingningene i olje- og gasspriser. Karakteristisk for energimarkeder er store kortsiktige prissvingninger grunnet begrensninger i (og kostnader forbundet med) lagerkapasitet, mens volatiliteten i forward-prisene faller betraktelig med kontraktens løpetid. Mens kortsiktige priser reflekterer (i tillegg til etterspørselsforhold) petroleum som er tilgjengelig på lager, speiler den langsiktige forwardprisen generelt sett forventet marginalkostnadsutvikling for petroleum, bestemt av mengden utvinnbar petroleum i bakken og teknologi. Petroleum representerer imidlertid ikke et frikonkurransemarked, selv ikke på lang sikt. De langsiktige forwardprisene vil derfor også være sterkt preget av forventningene til OPECs atferd. Det er mange forhold som taler for at oljeprisen etter å ha vært utsatt for etterspørsels- eller tilbudssjokk vender tilbake til gjennomsnittspris eller en deterministisk trend (*mean reversion*, se Dixit og Pindyck (1994) og Pilopovic (1998)).

Når en variabel $\tilde{X}$ er *mean reverting* vil den altså ha en deterministisk trend definert som

$$(11) \quad E_t[d\tilde{X}_t] = \alpha(\bar{X}_t - \tilde{X}_t)dt,$$

der α er en driftfaktor som gir et mål på tempoet i justeringsmekanismen, eller tilpasningen mot det historiske gjennomsnittet. Et brukbart norsk begrep er kanskje gjennomsnittspendling. $\bar{X}$ er verdien som $\tilde{X}$ svinger rundt. Økonomiske faktorer som drar i retning av en slik stabilisering er at lave priser vil gi reduksjon i leting og utbygging og vil medføre substitusjon på etterspørselssiden mot petroleum, mens høye priser vil gi økt utbygging og substitusjon på etterspørselssiden bort fra petroleum. En annen faktor som drar i retning av gjennomsnitts-

pendling er at stabiliteten i OPEC-kartellet er prisavhengig. Kartellstabiliteten styrkes ved lav pris, da man ser nødvendigheten for å samarbeide for å heve prisen, og svekkes ved høy pris, da medlemsland kan bli fristet til å jukse på kvotene ettersom gevinsten ved slik tilpasning er svært høy når oljeprisen er høy. Gjennomsnittspendling innebærer en kobling mellom periodene. Så lenge prisnivået er over forventningsverdien, vil forventet prisendring være negativ, dvs. prisen vil bevege seg ned mot forventningsverdien. Omvendt, ved prisnivå under forventningsverdien, vil forventet prisendring være positiv. Dersom man ser store avvik mellom dagens prisnivå og forventningsverdien, koblet med en ikke altfor sterk driftfaktor (*mean reversion rate*), kan en forvente en relativt lang periode med endringer i prisen i retning av forventningsverdien.

Pilopovic (1998) fremhever at råvaremarkeder er preget av gjennomsnittspendling. Hvor lang tid det vil ta før råvarepriser er tilbake til langsiktig trend vil avhenge av reaksjonstid og fleksibilitet i tilbudssiden, og hvor lang tid det tar for markedssjokkene å opphøre. Gjenoppretting av likevekt vil være bestemt ved den såkalte *driftfaktoren*, dvs. hastigheten i gjenoppretting av prissjokk. Dette er et empirisk spørsmål. Det har vist seg vanskelig å beregne dette økonometrisk. Pindyck (1999) finner imidlertid at oljeprisen synes å pendle rundt sitt gjennomsnitt, men at det tar tid før omfanget av gjenoppretting blir viktig (kan ta 10 år eller mer). Andre mener at man primært må basere seg på bransjeerfaringer og økonomisk intuisjon. Dersom gjenoppretting skal skje ved substitusjon, dvs. at brukerne substituerer seg til eller bort fra råvaren, vil det kunne ta tid ettersom en del former for substitusjon betinger nyinvesteringer hos brukerne. Hvis gjenoppretting derimot er et utslag av tilpasninger i OPEC-kartellet, vet vi at dette kan gå raskt. Et aktuelt eksempel er Gulfkrigen, der markedsprisene for fremtidige leveranser av olje inneholdt informasjon om hvor lang tid tilbudssiden ville trenge for å justere ubalansen mellom tilbud og etterspørsel. Spotpriser og forwardpriser for mellomlang sikt steg kraftig, mens langsiktige futurespriser holdt seg relativt stabile. Oljemarkedet anslås av Pilopovic (1998) til å få gjenopprettet markedsbalansen i løpet av tre til seks måneder etter et tilbuds- eller etterspørselssjokk, mens gjenopprettelse i (det amerikanske) gassmarkedet anslås å skje innen tre måneder.

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.²⁴ (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. 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 nettokjøpere 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.

15. Er oljeselskapene kortsiktige?

Norsk oljebransje anses å være i høstingsfasen, ergo er det forventninger om og krav til høy løpende avkastning. Skjerpet konkurranse om kapital og sviktende lønnsomhet i oljeindustrien det siste tiåret har medført at aksjemarkedet nå krever økende kapitaldisiplin og løpende avkastning fra oljeselskapene. Det vil da eksempelvis være vanskelig - relativt til andre bransjer - å få markedets aksept for flere år med lav løpende avkastning forbundet med store nyinvesteringer, selv om dette kan gi økning i fremtidig avkastning. Markedets krav til løpende avkastning vil legge et press på selskapene om å drive effektivt og levere gode resultater. Det er imidlertid også mulig at selskapene - sett ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv - vil opptre for kortsiktig.

Gjesdal (2001) mener det er grunn til å tro at kapitalmarkedene er effisiente, dvs. at *tilgjengelig* informasjon om selskapenes verdiutvikling vil være reflektert i aksjekursene. Isolert sett taler dette mot at selskapene vil foreta kortsiktige disposisjoner som skader langsiktig verdiskapning i selskapene. Effisiens støttes i henhold til Gjesdal av empiriske undersøkelser: (1) aksjemarkedet reagerer raskt på ny informasjon, (2) få analytikere eller aksjefond er i stand til å oppnå ekstraordinær avkastning over tid, og (3) passive investeringsstrategier har fått økende popularitet. En sentral observasjon i favør av et langsiktig tenkende aksjemarked er at en betydelig del av verdens FoU-innsats skjer i børsnoterte selskaper. Gjesdal mener også at det kan være problemer knyttet til langsiktighet, og viser her til den økonomiske krisen i Japan.

²⁴ Ulike begivenheter medførte imidlertid at et høyt prisnivå ble opprettholdt.

Effisiens er også intuitivt rimelig, ettersom det er mange aktører i dette markedet som har sterke finansielle insentiver til å følge med på - og handle i forhold til - kursrelevant informasjon. Eventuell kortsiktighet må da skyldes (1) asymmetrisk informasjon mellom selskapsledelsen og markedet, eller (2) ulike diskonteringsrenter for samfunn og privat sektor. For å begynne med (2), så er petroleumsnæringen kjennetegnet ved bruk av høye diskonteringsrenter. I en del beslutninger vil det derfor potensielt kunne være et avvik mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Den videre diskusjon vil konsentrere seg om (1).

På grunn av mangelfulle muligheter til å få verifisert informasjon om selskapene, vil investorer normalt ikke legge for stor vekt på selskapenes uttalte langsiktige planer, vekstprognoser, planer for kostnadsreduksjoner osv. Erfaringene er her delte, blant annet ble oljeselskapenes planlagte produksjonsvekst ikke realisert på 90-tallet. I en situasjon med asymmetrisk informasjon blir derfor observerbare størrelser tillagt tilsvarende større vekt, da disse representerer harde fakta. Realiserte produksjonstall og kostnadstall fungerer da som signaler på fremtidige prestasjoner i selskapet. Dette er behandlet i teoretiske signaliseringsmodeller, se for eksempel Copeland og Weston (1998).

Markedet responderer på uventede endringer i selskapenes kvartalsvise rapporteringer av regnskapsresultat og produksjon (reserver rapporteres normalt kun på årsbasis). I perioder med høy oljepris er man spesielt opptatt av om selskapene holder sine produksjonsanslag, og dermed utnytter markedsmulighetene. I perioder med lav pris er man spesielt opptatt av kostnadstall, ut fra en frykt om at det skal igangsettes ulønnsomme prosjekter. Ettersom kvartalsdata tillegges betydelig vekt i markedet, er det rimelig å reise spørsmål om det kan lede til kortsiktig tilpasning i selskapene.

Oljebransjen er i mindre grad preget av asymmetrisk eller skjevfordelt informasjon enn nystartede bransjer med nye selskaper og ukjent teknologi. I slike bransjer ser man store utslag i aksjemarkedet på overraskelser i tilknytning til kvartalsrapporteringer. I den etablerte oljebransjen, der informasjonsskjevhetene er mindre, er kursutslagene mer beskjedne i forbindelse med fremleggelse av kvartalsresultat. Oljebransjen er også i sin natur en langsiktig bransje, der det tar år før beslutninger om utbygging fattes til produksjonen starter, og der produksjonen på et felt kan vare i flere tiår. Mulighetene til påvirkninger på kort sikt er derfor beskjeden. Utbyggingene skjer også i joint ventures, der krav til flertall i henhold til beslutningsreglene i den enkelte lisens gir en viss garanti for langsiktighet. I perioder med lav oljepris ser man derimot kraftige aktivitetsreduksjoner i hele bransjen. Dette har en del negative konsekvenser, se Osmundsen og Fevang (2000).

Bruk av flere verdsettingsmetoder hos analytikerne speiles av at oljeselskapene også benytter flere metoder ved evaluering av investeringsprosjekter. Man vil være interessert i å se hvordan ulike prosjekter slår ut i forhold til de ulike prestasjonsmålene analytikerne benytter. Eksempelvis vil selskapene, i tillegg til nåverdianslag, være interessert i hvordan ulike prosjekter slår ut i forhold til RoACE-beregningene i årene fremover. Om dette ikke nødvendigvis påvirker enkeltprosjekt, vil den samlede porteføljen kunne pålegges føringer i forhold til målsettinger om RoACE. Disse målsettingene er ofte kommunisert til markedet, og man vil forsøke å leve opp til løftene. Eksempelvis vil et selskap med mange ferske prosjekter vise en RoACE som er lavere enn rentabiliteten. Dersom markedet ikke fullt ut justerer for slike forhold, vil selskapene ha insentiver til å ha en balansert portefølje av gamle og nye prosjekter. Dette vil kunne skape etableringshindre for nye selskaper, og det vil kunne svekke viljen til nye investeringer i etablerte selskaper når oljeprisen er lav. Dette er imidlertid et sammensatt bilde. Skattehensyn vil uansett trekke i retning av en balansert portefølje, og nye selskaper kan komme gunstig ut verdsettingsmessig dersom vekstanslagene deres er høye. Men det skal ikke utelukkes at slike markedshensyn kan legge tilleggsbeskrankninger på selskapenes porteføljesammensetning.

Intervjuundersøkelser Siew (2001) har foretatt hos de største oljeselskapene viser at nåverdimetoden er supplert av flere andre evalueringskriterier, herunder pay-back metoden. Prosjekter med kort tilbakebetalingstid vil normalt også være prosjekter som bidrar positivt til RoACE (avkastning på sysselsatt kapital) på kort til mellomlang sikt. Man kan kanskje argumentere for at bruk av payback-kriteriet, med de kjente svakheter dette har, er en indikasjon på kortsiktighet i selskapenes tilpasning. Her må det imidlertid påpekes at payback-kriteriet kun supplerer nåverdikriteriet i selskapenes investeringsevalueringer. Alt annet like vil man antagelig foretrekke prosjekter med kort inntjeningsstid. Bruken av dette kriteriet kan muligens også ses ut fra utfordringer innen økonomisk styring. Ulike avdelinger eller datterselskaper i et stort konsern kan ha insentiver til å overrapportere lønnsomheten av sine prosjekter, for å stille sterkere i konkurransen om det samlede investeringsbudsjettet i konsernet. En slik overrapportering er gjerne knyttet til anslagene et stykke frem i tid, som gjerne er mindre forpliktende. Et fokus på inntjeningen i tidligere deler av prosjektet kan tvinge frem større nøkternhet i anslagene.

16. Signalisering og insentiver til økt utvinningsgrad

For å sikre en høy aksjekurs må oljeselskapene godtgjøre en tilstrekkelig løpende inntjening samt signalisere at de har troverdige vekstspjoner i porteføljen. Vekst i dividende kan komme fra flere kilder, og selskapenes ledelse har i praksis bare kontroll over et begrenset utvalg av faktorene som bestemmer fremtidig dividende. Først og fremst er det følgende forhold som vil være bestemmende: produksjonsvekst, kostnadskutt og oljepris. Selskapene vil følgelig styre etter flere nøkkeltall som analytikere måler selskapets prestasjoner mot (i hovedsak leterresultater, produksjon og kostnader). Som sammenligningsgrunnlag etablerer analytikerne en gruppe av sammenlignbare selskaper (*peer group*), og det er prestasjonene relativt til referansegruppen som er bestemmende for evalueringen. Med slike brede kriterier, herunder produksjonsutvikling og reservevekst, vil ikke oljeselskapene få positiv evaluering dersom de utelukkende satset på kortsiktig lønnsomhet. En slik satsing ville normalt straffe seg ved at produksjons- og reservemål ikke innfris. Når det gjelder reservevekst vil eksempelvis en andel i et stort felt i Angola kunne være et formålstjenlig signal til markedet. At man ser for seg ressurstilvekst gjennom målrettede prosjekter på norsk sokkel innen økt utvinningsgrad (*increased oil recovery*, IOR), er kanskje et budskap som er vanskeligere å kommunisere effektivt til markedet. Årsakene til dette kan være flere. IOR-prosjekter er teknisk kompliserte og kanskje vanskelig å formidle til personer som ikke har teknisk bakgrunn. Her kan det imidlertid innvendes at det er den samlede reservetilveksten som er viktig. Bokførte reserver er bokførte reserver, enten man finner dem i Angola eller i Norge. Såfremt økt utvinningsgrad på norsk sokkel gir oppjustering av det bokførte reservegrunnlaget, skulle dette kunne la seg kommunisere. Aksjemarkedet har i tillegg vist seg effektivt til å skaffe risikokapital til selskaper har som strategi å drive med haleproduksjon.

Selv om man skulle lykkes i selve formidlingsarbeidet er det fortsatt utfordringer. Å gjøre det beste ut av eksisterende portefølje, gjennom tilleggsinvesteringer, kan virke mindre vekstrettet enn nyinvesteringer i lovende provinser. På den annen side er fortløpende optimalisering av eksisterende portefølje avgjørende for å oppfylle eksisterende resultat- og produksjonsmål. Ettersom eksisterende produksjon av markedet kan tolkes som et signal på fremtidig produksjon, kan selskapene ha sterke insentiver til å gjennomføre IOR-prosjekt som krever små investeringer og raskt gir økning i produksjonen. En illustrasjon på betydningen av produksjonstall er at Statoil-kursen falt ved fremlegging av et sterkt halvårsresultat i 2001, men der markedet ble skuffet over produksjonen gjennom 2. kvartal.

Aksjekurser er basert på de forventninger markedet har til et selskaps resultatutvikling over tid. I et effisient marked vil all tilgjengelig relevant informasjon om selskapsverdien være reflektert i aksjekursen. Vi sier gjerne at bestemte forhold er *diskontert* i kursen, dvs. at

de allerede er tatt høyde for. At et oljeselskap får et bra resultat når oljeprisen er høy vil således være som forventet. Det er allerede reflektert i kursen. Vi vil kun få en kursstigning dersom resultatet er bedre enn forventet. Halvårsresultatfremleggelse til Royal Dutch/Shell Group i fjor er her illustrerende. Selskapet kunne for annet kvartal rapportere en resultatfremgang på 12 prosent sammenlignet med samme periode i fjor, med et resultat på 3,53 milliarder dollar. Allikevel falt aksjekursen 3,33 prosent (*Dagens Næringsliv*, 2. august, 2001). Poenget er at oljeprisen hadde steget, og at deler av markedet forventet et enda sterkere resultatfremgang. Resultatet fra annet kvartal var eksempelvis svakere enn i første kvartal, da de kunne vise til et resultat på 3,855 milliarder dollar. Produksjonsveksten var på en prosent i selskapet, mot tre prosent i første kvartal. Selskapets egen målsetting var fem prosent i perioden.

Dette er interessant å sammenligne med BP, som rapporterte lignende resultater, men hvor aksjekursen faktisk steg noe i etterkant av resultatsfremleggelsen. Enkelte tilskriver dette BPs fantastiske evne til å kommunisere. John Brownes karismatiske resultatprestasjoner sammenlignes med tidligere president Clintons pressebriefinger, og folk går mann av huse for å få dem med seg. Mange analytikere mener at BPs vekstambisjoner ikke er bedre fundert enn Shells, men at BP lykkes i å etterlate et inntrykk av at ting går deres vei.²⁵ –"It's all about perception"? –Eller er det slik at BP har og John Browne har gjort seg fortjent til et bra omdømme gjennom å levere hva de har lovet over lang tid?

Man kan argumentere for at aksjemarkedet implisitt setter opp en rasjonell insentivstruktur for selskapene. Selskap med dårlig record og lav tillit får lite å gå på. Dette er ikke ulikt insentivstrukturer man ser i arbeidslivet. Opparbeidet tillit belønnes med større handlingsmessig frihet. Aksjemarkedet aksepterer i en del situasjoner at vekstinvesteringer kan ha negative følger for lønnsomhet på kort sikt. Så lenge det er tillit til selskapet er dette akseptabelt. Det samme gjelder for utbytte, markedet tåler å vente dersom de tror pengene blir fornuftig brukt. Det er således greit at Exxon har en sterk balanse fordi selskapet gjennom flere tiår har vist at det ivaretar aksjonærenes interesser. Men som påvist er det ikke alltid at de største oljeselskapene leverer hva de lover. Det ville være interessant å forsøke å gjøre systematiske studier av dette. Er det slik at selskaper med høy tillit i markedet - som kan avleses i finansielle indikatorer som for eksempel P/E-tall – også er de selskapene som konsistent har holdt hva de har lovet, og som har levert gode resultater over tid?

²⁵ Flere observatører bemerket at Statoil ikke gjorde det lett for seg selv ved å legge frem 2. kvartalsresultatet samme dag som BP, her var det en åpenbar fare for å falle gjennom.

Når markedet har priset en aksje ut fra en antatt gjennomsnittlig vekstbane, blir man vanligvis ikke så overrasket over kvartalsvise endringer i denne. Dette kan være normale svingninger rundt en trend. Først ved flere negative meldinger vil man for fullt nedjustere anslagene. Lave produksjonstall i dag tas da som et signal på at produksjonen vil bli lavere i årene fremover. Statoils kursfall etter annet kvartal i fjor er et eksempel på dette. Lavere produksjon enn forventet svekket Statoils tillit i markedet. I utgangspunktet er tillitsbygging spesielt viktig for ny-noterte selskaper. Det er imidlertid uklart hvor mye markedet vektla dette momentet. Statoil-kursen falt ikke mye, og markedet var også generelt dårlig på det tidspunktet. Det var også andre årsaker til kursfallet, primært at gjelden og skatteprosenten var høyere enn antatt. Produksjonsavviket ble i deler av markedet tolket som om at Statoil ikke hadde kontroll over produksjonsmengdene, eller at de hadde laget anslag mot bedre vitende. Statoil hadde imidlertid ikke kommunisert produksjonsmålsettinger for andre år enn 2004. Produksjonen i 2000 var 1004 millioner fat oljeekvivalenter, og målsettingen for 2004 er på 1120 millioner fat. Uten ytterligere detaljer hadde markedet lagt til grunn at veksten ville følge den rette linjen mellom disse punktene, dvs. en jevn vekstbane. Det har ikke vært tilfelle så langt. Statoil har erkjent at man tidligere burde ha sett den kommunikasjonsmessige utfordringen som ligger her, og gitt passende korrigerende signaler til markedet i forkant av resultatpresentasjonen for 2. kvartal.

Det ligger mange kompliserte forhold bak et produksjonsmål, forhold som det kanskje kan være vanskelig å få formidlet troverdig til markedet. Deler av produksjonsfallet skyldtes for eksempel lavt uttak av gass fra *take-or-pay* kontraktene som regulerer det meste av norsk gasseksport.²⁶ Gassprisen er i disse kontraktene koblet mot oljeprisen med et seks måneders tidsetterslep. Kundene, som har relativt stor kontraktsfleksibilitet med hensyn til uttakstidspunkt, utsatte derfor uttaket ettersom de visste med sikkerhet at kontraktsprisen skulle gå ned senere (oljeprisen falt).

Avvik fra forventede produksjonstall kan altså straffe seg for et selskap. Hvilke implikasjoner har så dette for ressursforvaltning? At selskapene bryr seg om produksjonstall er bra, da dette gir sterke insentiver til å utnytte eksisterende reserver effektivt. Dersom selskapet ligger an til ikke å oppfylle sine produksjonsmål, kan kanskje insentivene til produksjonsvekst være for sterke. Det kan da være fristende for selskapet å ta ut mer olje og gass i en periode enn det langsiktig reservoaroptimering tilsier. Dette er det imidlertid ikke opp til enkeltelskap å bestemme. Det er et innebygget kontrollsystem med at man trenger beslutningsflertall i lisensen, noe som begrenser mulighetene for skjevløfting. Uttaket til det

enkelte selskap reguleres også i form av produksjonstillatelser fra Olje- og Energi-departementet. Avvik fra dette bildet - der selskapene har insentiver til å øke produksjonen - kan vi ha dersom selskapet står i fare for å levere et overskudd under forventning. Selskapet kan da, midlertidig, være motvillig til å foreta tilleggsinvesteringer i økt utvinning fra produserende felt (*increased oil recovery*, IOR). I perioder med presset likviditet har også selskapene utvist ønske om å utsette en del lønnsomme investeringer. Dette kan være problematisk fra et ressursforvaltningssynspunkt i den grad dette er irreversible beslutninger (tidsvindu for tilleggsinvesteringer) og ikke utnyttede ressurser går tapt. Eksempler kan være tidskritisk letevirksomhet for å kartlegge ressurser i nærheten av eksisterende installasjoner, eller at man vurderer å bygge ut store funn som satellitter for å spare utbyggingskostnader. I begge tilfelle sier man fra seg potensielt lønnsomme vekstspjoner.

Et økende fokus på kortsiktige rentabilitetsmålinger vil i første rekke være en fare for langsiktige investeringer med betydelig ledetid. Dette er en type investeringer som vil svekke RoACE-målet i flere år etter besluttet prosjektstart. Det kan følgelig være en fare for underdimensjonering av langsiktige feltutbygginger. Dette kan være et problem ettersom senere ekspansjoner av anlegg (modifikasjoner) er langt dyrere enn om man planlegger høy kapasitet allerede fra starten. (Dette må imidlertid avveies mot reduksjonen i risiko man får ved en sekvensiell utbygging, ettersom ny informasjon om reservoar- og markedsforhold da gir et bedre beslutningsgrunnlag.) Underdimensjonering av opprinnelige anlegg kan også lede til at kostnaden ved senere ekspansjoner blir for høy, slik at vekstspjoner ikke lar seg realisere. Dette representerer både et bedriftsøkonomisk og et samfunnsøkonomisk problem. Staten vil imidlertid verdsette vekstspjonene høyere, ettersom den opererer med lavere avkastningskrav enn selskapene.

Prosjekter som gir økt utvinningsgrad på felt i produksjon, til sammenligning, vil typisk ha kortere inntjeningstid og dermed høyere RoACE. I slike prosjekter er det ikke en letefase, og gjennom driftsfasen har man samlet inn data slik at reservoar- og geologi-forståelsen allerede er bra. Usikkerheten kan også være mindre enn ved utbygginger av nye felt. Ledetiden i IOR-prosjekter er kort, initielle kostnader er ofte lave, og effekten på produksjonen er umiddelbar. Alt dette tilsier at IOR-prosjekt kan ha høy RoACE.

17. Lønnsomhetskrav

²⁶ Se Asche, Osmundsen og Tveterås (2000), og Osmundsen, Skjølingstad og Håland (2001).

Man kan registrere økende materialitetskrav i petroleumsnæringen. Materialitet (*materiality*) er et begrep som er knyttet til seleksjon av investeringsprosjekter i petroleumsnæringen når selskapet har et gitt investeringsbudsjett og begrensede ressurser i form av ledelse og ansatte med spesialkompetanse (f.eks. innen geologi og utvinningsteknologier).²⁷ Materialitet - også referert til som finansielt volum - impliserer at prosjekter må være over en viss kritisk økonomisk størrelse for at de skal være interessante for flernasjonale oljeselskaper. Et lite prosjekt kan være uinteressant selv om det kan oppvise en høy forrentning (internrente).

”In exploration and production, where 65 percent of its capital is employed, the enlarged BP is focusing on big projects”.

Sir John Browne, BP, Financial Times 17.02.01

”The super majors, in particular, have set tough financial criteria. Royal Dutch/Shell, for example, is looking for a minimum 14% return on capital at a \$14 per barrel Brent oil price before it commits to a project. Put simply, this financial rigor leads the super majors to a focus on big interests in big fields”.

Kilde: PIW 13.08.01

Skjerpede materialitetskrav og høyere avkastningskrav hos selskapene enn hos myndighetene gjør at det i utgangspunktet er en fare for underinvestering. Generelt vil det straffe hardest langsiktige prosjekter og prosjekter der det tar betydelig tid før inntjeningen starter. Prosjekter for økt utvinning, der det ofte er relativt kort tid før inntekter genereres, vil derfor normalt være mindre skadelidende enn ordinære feltutbygginger. Materialitet vil derimot kunne være viktigere for IOR-prosjekter enn for gjennomsnittsprosjektet på sokkelen, ettersom en del av disse prosjektene ofte er karakterisert ved en liten skala og marginal bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Her må man i så fall skille mellom marginale og ikke-marginale IOR-prosjekt, spredningen er her stor.

Vi har her kanskje en parallell til opprustning av eldre vannkraftverk versus utbygging av nye kraftverk. Bransjen kritiseres for å gjøre for lite av det førstnevnte, selv om dette etter sigende er lønnsomme prosjekter. Årsaken kan være at materialiteten er for svak i prosjektene, dvs. at nåverdien etter skatt er liten. Årsaken kan selvfølgelig også være at prosjektene rett og slett ikke er lønnsomme, selv ved beskjedne krav til materialitet. Svak lønnsomhet kan man også ha i IOR-prosjekter på sokkelen, og ulikt vannkraftprosjektene er

²⁷ Se Osmundsen, Emhjellen og Halleraker (2001a, 2001b), og Kind, Osmundsen og Tveterås (2000).

prosjekter som tar sikte på å øke utvinningsgraden ofte også beheftet med betydelig usikkerhet med hensyn til effekten av tiltakene. Det er derfor grunn til å foreta nøkterne analyser, også ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

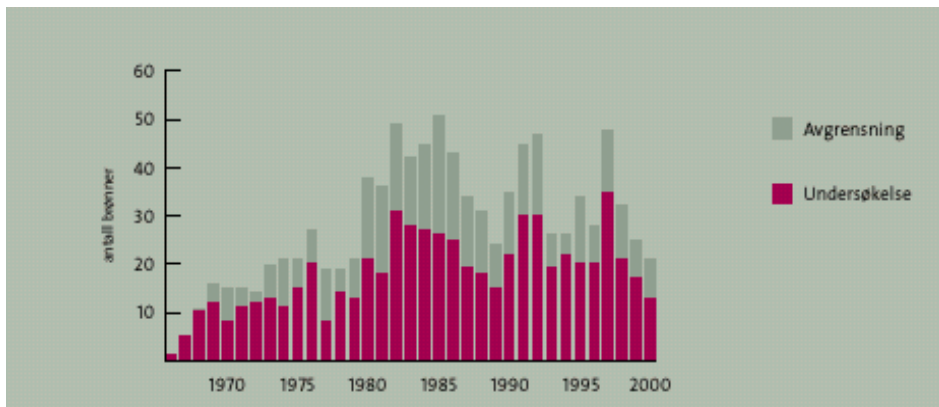
En annen bransje der finansielt volum spiller en stadig større rolle i sentrale markedssegmenter, er filmindustrien. Tendensen i Hollywood går mot stadig større satsinger, og med prioritering av de mest kjente skuespillerne og regissører. Samtidig har en del nye regissører etablert seg med en nyskapende filmtradisjon basert på lave budsjetter, med filmer som "Reservoir Dogs". Vi kan se på dette som en motreaksjon mot Hollywoods volumfiksering ("Pearl Harbor"), eller ganske enkelt at Hollywoods fokus på store prosjekter har åpnet opp et marked for mindre aktører. Disse aktørene lager ofte såkalte lavbudsjettfilmer. Noen av de såkalte alternative regissørene, eksempelvis Tarantino, har stor suksess og oppnår etter hvert volum på linje med de mer tradisjonelle Hollywood-produksjonene. Det vil være en utfordring for norske oljemyndigheter å stimulere til realisering av marginale prosjekter i regi av nye aktører²⁸, samtidig som man ikke svekker materialiteten til de eksisterende aktørene. Én mulighet vil være samarbeidskonstellasjoner mellom etablerte og nye selskaper, eksempelvis ved at nye selskaper overtar haleproduksjonen av eksisterende felt.

18. Svingninger i aksjekurser og aktivitetsnivå

I den foregående oppgangen for IT-aksjer oppviste aksjemarkedet svært høye P/E-tall. Ofte hadde heller ikke selskapene inntjening eller nevneverdige eiendeler, hele verdsettingen var basert på forventninger om høy fremtidig inntjening. Man benyttet derfor P/S-brøk for verdsetting, der S står for salgsinntekter. Dette er siden blitt karakterisert som en boble, som luften nå er gått ut av (om luften er helt ute er imidlertid uklart). Er dette så et tegn på at markedet er irrasjonelt eller ineffisient? Her er meningene delte. Det kunne jo være rasjonelt å investere i et IT- eller dot-com-selskap som man visste var overvurdert, dersom også alle andre investerte i selskapet. Man snakker da om et pyramidespill der det gjelder å komme seg ut i tide. Mer fundamentalt orienterte analytikere vil derimot si at hvis du ikke er bekvem med å eie en aksje i 10 år, så bør du heller ikke eie den i 10 minutter. Det er nesten umulig å hoppe av i tide. Man må nesten være synsk. Nøktern prissetting er dette imidlertid ikke, og markedene har vel gjerne den effekt at kursene fluktuerer mer enn underliggende økonomiske

forhold skulle tilsi (*overshooting*). (Det er vel dette, tross alt, som kan gjøre det lukrativt og spennende å spekulere.)

I oljebransjen ser man også store svingninger i aksjekursene når oljeprisen endrer seg, selv om kanskje underliggende prisforventning ligger relativt stabilt rundt 16-20 dollar per fat. Seriøse analytikere tar høyde for slike langsiktige forhold, mens aksjemarkedet er gjerne mer volatil. Sterke svingninger i aksjekursen er noe ledelsen i oljeselskapene må respondere på, og finansmarkedene er derfor kanskje én av faktorene bak det sterke konjunkturpreget i oljebransjen, der aktivitetsnivået til en viss grad speiler oljeprisen, eller rettere sagt den frie kontantstrømmen i selskapene. Når selskapene er tvunget til å fremlegge kvartalsresultater, og det i praksis vil være vanskelig å troverdig forklare svakere resultatutvikling enn andre selskaper analytikerne sammenligner med (*peer group*), vil det i perioder med presset lønnsomhet kunne være insentiver til midlertidig å holde igjen på investeringer og driftsutgifter. I 1999 boret eksempelvis Norsk Hydro kun én letebrønn på norsk sokkel. Svingningene i leteaktivitet fremgår av Figur 9.

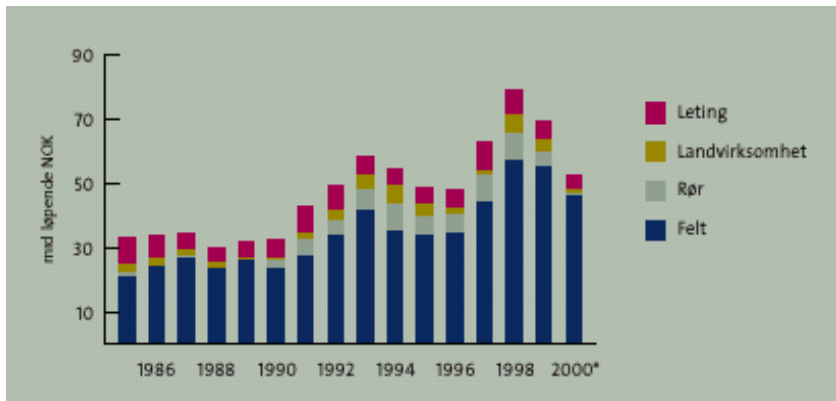


Figur 9: Antall letebrønner avslutet per år, 1965-2000.

Kilde *Oljedirektoratet*, Faktaheftet 2001

Petroleumsinvesteringene tilsvarende rundt 30 prosent av de samlede investeringene i Fastlands-Norge. Store svingninger i aktivitetsnivået i oljenæringen - se Figur 10 - representerer derfor et makroøkonomisk stabiliseringsproblem.

²⁸ Oppkjøpsbølgen vanskeliggjør dette, jf. Shells oppkjøp av Enterprise.



Figur 10: Investeringer i oljevirksomhet, i milliarder løpende NOK, 1985-2000.

Kilde SSB, Faktaheftet 2001.

Opphopning av utbygginger kan ha konsekvenser for mange ledd i petroleumsnæringen, eksempelvis for boreselskapene, for utbyggingskompetansen i petroleumsselskapene, og for leverandørindustrien.²⁹ Opphopning kan slå ut i høyere priser pga. begrenset kapasitet og i at man bruker mindre kvalifisert personell ettersom kompetansen spres tynt utover mange prosjekter. Utbyggingstoppene avløses gjerne av perioder med ledig kapasitet og sysselsettingsproblemer. Ujevn kapasitetsutnyttelse i leverandørindustrien innebærer også tap for myndighetene som - i tillegg til økte investeringsuttellinger, lavere skatteinntekter og lavere dividende - også får lønnspress ved sprengt kapasitet og ledighet i perioder med få utbygginger.

Sterke svingninger i samlet aktivitet er forårsaket av en kjør-stopp tilpasning i selskapene. Dette kan gi andre beslutninger enn en langsiktig ressursforvaltning skulle tilsi, eksempelvis kutting av tidskritiske IOR-prosjekt ved lave oljepriser.³⁰ Et eventuelt samfunnsøkonomisk tap ved slik tilpasning vil avhenge av hvor tidskritiske prosjektene reelt er. Hva er eksempelvis den samfunnsøkonomiske kostnaden ved sterke svingninger i leteaktiviteten? - Er det kostnader utover de økte utgiftene man får knyttet til økte rater for leteboring³¹ og for å skyte seismikk, når tilnærmet alle selskapene ønsker å utføre slik aktivitet samtidig (ved høy

²⁹ Årsaker til og problemer med sterkt svingende aktivitetsnivå i oljenæringen er behandlet i Osmundsen (1999a, 1999b, 1999c), og Osmundsen og Fevang (2000).

³⁰ I 1999 og 2000 hadde vi relativt lav aktivitet (etter oljeprisfallet) parallelt med en økende oljepris. Kombinasjonen av høye oljepriser og reduserte investeringer (klassisk konjunkturrespons på fallende oljepris) førte til en meget betydelig kontantstrøm i selskapene. Det er derfor ikke umiddelbare utsikter til generell underinvestering. UBS Warburg (2001) frykter det motsatte: "...we expect history will repeat itself, as chasing higher growth in an essentially mature industry will inevitably pull down investment returns".

³¹ Riggater svinger mellom 70.000 og 250.000 USD per dag.

oljepris)? Dette vil klart være tilfelle dersom mulighetene for økt utvinning har et begrenset tidsvindu. Dersom et selskap står overfor en situasjon der det ikke evner fullt ut å utnytte mulighetene i eksisterende portefølje vil de imidlertid ha muligheter til å selge deler av porteføljen. Dette forutsetter imidlertid at ikke informasjonsasymmetri reduserer salgsverdien betydelig, samt at selskapet klarer å erstatte reservegrunnlaget på annet vis. Det kan også være et problem med kjøpers marked ved lav oljepris. Ved en effektiv risikostyring i selskapene vil man derimot kunne unngå kortsiktige disposisjoner under finansielt stress, se Aven, Løvås og Osmundsen (2000).

19. Risikostyring

Ved en strategi for overordnet risiko- og likviditetsstyring i selskapene, kan man i større grad unngå at investeringsbeslutningene styres av kortsiktige likviditetshensyn. Dette vil gjøre selskapet bedre i stand til å beskytte langsiktig optimale investeringsprogram. En annen fordel med en overordnet styring av konsernets kontantstrøm er reduksjon i forventede kostnader knyttet til finansielt stress, det vil si situasjoner der man må foreta kortsiktige tilpasninger. Eksempler på dette er at man ser seg nødt til å selge ut aktiva på et lite gunstig tidspunkt (lave priser). Det vil tvert i mot kunne være fordelaktig å ha en sterk finansiell situasjon når andre står svakt, slik at man dra fordel av motsyklisk handel i aktiva. Andre ulemper ved finansielt stress er at man ikke evner å utnytte sine aktiva godt nok (tilleggsinvesteringer og driftsmidler). En finansielt presset situasjon kan også gi dårligere credit rating, og dermed høyere lånerente. Sist, men ikke minst, er det skattemessig ugunstig å falle ut av skatteposisjon (ikke-lineær selskapsbeskatning). Det er begrensninger på antall år man kan fremføre underskudd, og fremføringen blir oftest ikke godskrevet med rente.³²

Miller-Modigliani teoremet sier at under ideelle betingelser har ikke bedriftens finansielle tilpasning betydning for investeringsbeslutningen. I virkelighetens finansmarkeder er det imidlertid mange brudd på disse betingelsene, blant annet ved ufullstendige finansielle markeder og asymmetrisk informasjon (dvs. det faktum at bedriftene ledelse ofte vet mer om bedriftens økonomi enn aksjonærene).

³² I henhold til forslag i Ot.prp. nr. 86 (2000-2001), vedtatt av Stortinget i juni, vil oljeselskaper på norsk sokkel nå få fremføre underskudd med renter, men kun til risikofri rentesats.

Risikostyring vil spesielt kunne ha en realøkonomisk verdi i sykliske næringer, eksempelvis at man kan benytte seg av økonomiske muligheter som oppstår ved lav oljepris, herunder oppkjøp. Eller motsatt, man unngår å havne i en finansielt presset situasjon som fremtvinger kortsiktige disposisjoner. Ved en effektiv risikostyring som fokuserer på nedsidebeskyttelse skjermes bedriften mot betydelige tap. Det betyr at en betaler en "forsikringspremie" i gode år for å kunne motta midler i dårlige tider. God soliditet eller god evne til å tåle tap kjennetegnes ofte med høy egenkapitalandel. Risikostyring i form av nedsidebeskyttelse reduserer dermed det effektive egenkapitalbehovet. Sagt på en annen måte skaper risikostyringen en virtuell egenkapital.³³

Asymmetrisk informasjon innebærer imidlertid at bedriftens finanstilpasning kan ha betydning for aksjekursen, fordi det kan oppfattes som et signal på bedriftens finansielle styrke. Eksempelvis blir et jevnt utbytte – som for sykliske næringer kun lar seg realisere ved aktiv risikostyring – i henhold til signaliseringsteori oppfattet som et positivt signal; bedriften er i stand til å betale utbytte til tross for f.eks. lav oljepris. Teori kan imidlertid ikke avgjøre spørsmålet om signalisering. Den avgjørende faktor er her hvilken praksis analytikerne og investorene til enhver tid følger. I den grad analytikerne justerer for risikostyringen i sine analyser, har ikke nødvendigvis risikostyring en positiv signaliseringsverdi. Det burde utgjøre en forskjell, sett fra analytikernes side, om evnen til å opprettholde utbytte skyldes en underliggende sterk økonomi i selskapet eller om det skyldes gevinst på terminhandel. Regnskapsføringen av terminhandler, samt noteinformasjon, vil avgjøre hvorvidt analytikerne vil være i stand til å gjøre slike korreksjoner.

³³ Risikostyring er nærmere beskrevet i Froot et al. (1994) og Tufano (1998).

Litteratur

Asche, F., Osmundsen, P., og R. Tveterås (2000), "European Market Integration for Gas? - Volume Flexibility and Political Risk", kommer i *Energy Economics*.

Askildsen, J.E. og P. Osmundsen (1998), "Økonomisk styring og insentivproblemer i helsesektoren: Noen forskningsutfordringer", *Sosialøkonomen* 3, 16-20.

Aven, E., Løvås, K., og P. Osmundsen (2001), "Risikostyring versus insentiver", kommer i *Revisjon & Regnskap*.

Baker, G.P., Jensen, M.C., and K.J. Murphy (1988), Compensation and Incentives: Practice vs. Theory, *The Journal of Finance* XLIII, 3, 593-616.

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

Copeland, T.E., og J.F. Weston (1998), *Financial Theory and Corporate Policy*, Addison-Wesley Publishing Company.

Dixit, A.K. og R.S. Pindyck (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press.

Froot, K.A., D.S. Scharfstein, og J.C. Stein (1994), "A New Approach to Risk Management", *Harvard Business Review*, november-desember, 91-102.

Gjesdal (2001), "Er kortsiktighet et problem", foredrag på Seminar i Petroleumsøkonomi, Norsk Petroleumsforening (NPF), Solstrand, 10. oktober, 2001.

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

Gjesdal, F (1997), *Rentabilitet: Mål, datagrunnlag og feilkilder*, SNF-rapport 96/97.

Goldman Sachs (2000), "Essential Oils", februar 2000.

Greve, H.R. (1995), *Hvem styrer styret? Styrets rolle i offentlig eid forretningsvirksomhet*, SNF-rapport 56/95.

Hagen, K.P., Ekern, S., Johnsen, T., og U. Pedersen (1992), *Det Offentlige som investor*, SNF-rapport 92/92.

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

Johnsen, T.(1999), "Verdiskapning I: EVA, risiko og markedsverdi", *Praktisk Økonomi og Finans* 4, 83-89.

Johnsen, T. og A. Kinserdal (1984), *Finansregnskap*, 2. Utg., Bedriftsøkonomens forlag, Oslo, 1984.

Kind, H.J., Osmundsen, P., og R. Tveterås (2000), "Sentrale lokaliseringsfaktorer for flernasjonale oljeselskaper - Klynger og materialitet", *Beta, Tidsskrift for Bedriftsøkonomi*, 1, 30-44.

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

McMillan, J. (1992), *Games, Strategies & Managers*, Oxford University Press; Kapittel 8-11 og 13.

Milgrom, P. & J. Roberts (1992), *Economics, Organization and Management*, Prentice-Hall International; Kapittel 5,6,7.

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

Osmundsen, P. (1999a), "Norsok og kostnadsoverskridelser sett ut i fra økonomisk kontrakts og insentivteori", vedlegg til investeringsutvalgets utredning, *Analyse av*

investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen, NOU 1999: 11, oppnevnt av Olje- og energidepartementet 28. august 1998.

Osmundsen, P. (1999b), "Risikodeling og anbudsstrategier ved utbyggingsprosjekter i Nordsjøen; en spillteoretisk og insentivteoretisk tilnærming", *Praktisk Økonomi & Finans* 1, 94-103.

Osmundsen, P. (1999c), "Kostnadsoverskridelser på sokkelen; noen betraktninger ut i fra kontrakts- og insentivteori", *Beta*, 1/99, 13-28.

Osmundsen, P. (1999d), *Effektivitet, Insentiver og Proveny*, Vitenskapelig vedlegg til Oljemeldingen, St.meld. nr. 39 (1999-2000), "Olje- og gassvirksomheten", Tilråding fra Olje- og Energidepartementet av 9. juni 2000

Osmundsen, P. (2001), "Optimal Petroleum Taxation - Subject to Mobility and Information Constraints", mimeo, Høgskolen i Stavanger, kommer i Glomsrød, S. og P. Osmundsen, red., *Current Issues in Petroleum Taxation, Regulation and Wealth Management*.

Osmundsen, P., og B. Torgrimsen (2000), "Aksjeopsjoner som insentivinstrument for ledere under skiftende skatteregimer", *Skatterett*, 18, 62-87.

Osmundsen, P., Emhjellen, M. og M. Halleraker (2001a), "Transnational Energy Companies' Investment Allocation Decisions", *Papers and Proceedings*, Annual Conference of International Association of Energy Economics (IAEE), Houston, 25-27 april, 2001.

Osmundsen, P., Emhjellen, M. og M. Halleraker (2001b), "Investeringsallokering og valg av strategisk kjerne -Teori og praksis", kommer i *Beta, Tidsskrift for Bedriftsøkonomi*, 2001/2.

Osmundsen, P. og H.J. Fevang (2000), "Investeringssvingninger og risikostyring i petroleumsnæringen", *Magma, Tidsskrift for Økonomi og Ledelse*, 3(2), 96-103.

Osmundsen, P., R. Skjølingstad og Ø. Håland (2001), " Implisitte opsjoner i gassomsetning", under revisjon for *Norsk Økonomisk Tidsskrift*.

Pilopovic, D. (1998), "Energy Risk, Valuing and Managing Energy Derivatives", McGraw-Hill.

Pindyck, R. S. (1999), "The Long-Run Evolution of Energy Prices", *The Energy Journal*, 20, 2, s. 1-27.

SchroderSalomonSmithBarney (2002), Oil Companies – International, "Deepwater dilemma?", mai 2002.

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

Siew, Wei-Hun (2001), "The investment appraisal techniques used to assess risk in the oil industry", Conference Proceedings, 24th *IAEE International Conference*. April 25-27, 2001.

Stark, A.W. (1993), "Problems in measuring the cash recovery rate and measurement error in estimates of the firm IRR", *European Accounting Review*.

Tufano, P. (1998), "Agency Costs of Corporate Risk Management", *Financial Management* 27, 1, 67-77.

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

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

Young, S.D. og S.F. O'Byrne (2001), *EVA® and Value Based Management*, McGraw-Hill.

