

**Arbeidsnotat nr. 32/02**

**Styring etter finansielle indikatorer  
- er oljeselskapene kortsiktige?**

**av**

**Petter Osmundsen, Terje Sørenes,  
Morten E. Lindbäck, Arnstein O. Wigestrånd**

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.

## **Styring etter finansielle indikatorer**

### **–Er oljeselskapene kortsiktige? <sup>1</sup>**

Av

Petter Osmundsen\*, Terje Sørenes\*\*, Morten E. Lindbäck\*\*\*,  
og Arnstein O. Wigestrånd\*\*\*\*

*\* Professor i Petroleumsøkonomi, Høgskolen i Stavanger / Samfunns- og næringslivsforskning AS (SNF/NHH)*

*\*\* Rådgiver, Oljedirektoratet*

*\*\*\* Analytiker, Sector Asset Management ASA*

*\*\*\*\* Analytiker, Sektorsjef for Energi, Handelsbanken Securities*

### **Sammendrag**

*Med oljeselskaper som case, beskrives noen av verdsettingsmetodene som brukes av analytikere og investeringsbanker. De finansielle indikatorene markedet benytter danner en insentivstruktur for ledelsen i selskapene. I artikkelen diskuteres det hvordan dette påvirker selskapenes atferd. I forlengelse av dette diskuteres implikasjoner for ressursforvaltning.*

---

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

## 1. Innledning

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. Deler av norsk sokkel befinner seg etter hvert i denne kategorien. Hvilke konsekvenser har dette for selskapenes atferd på sokkelen? 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? Hvilke implikasjoner har dette 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. Finansielle indikatorer

Én måte å forstå insentiver på bedriftsnivå på, er at bedriften står overfor et insentivskjema bestående av ulike finansielle indikatorer. Dette er insentiver som eierne (prinsipal) utformer overfor bedriften (agent). Eierne gjør imidlertid dette ved hjelp av mellommenn, herunder investeringsbanker og analytikere.

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 i det følgende bli gjort rede for enkelte 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, om ikke et kontinuerlig oppdatert bilde. 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 finansielle indikatorer relativt utbredt innen verdsetting.

### 3. Rentabilitet

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

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

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).

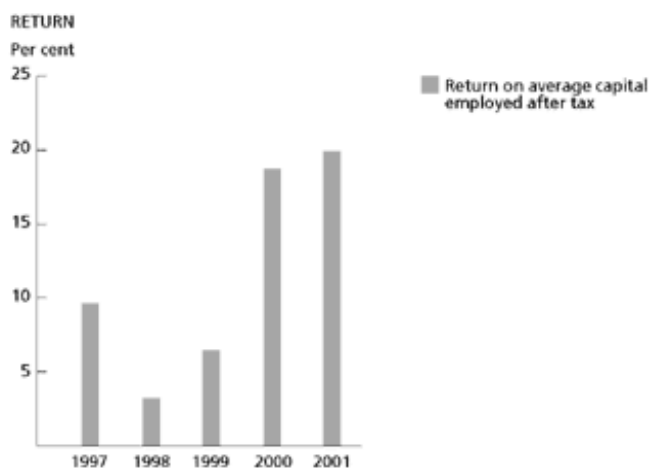
Skillet mellom verdiskapning og verdiutdeling er ikke alltid klart, ettersom drifts- og finanskostnader ofte blandes sammen. Leverandører yter for eksempel ofte kreditt til foretaket. Dette inngår oftest ikke på posten renteutgifter, men er heller bakt inn i innkjøpskostnaden fra leverandør (blir driftskostnad 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

---

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

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*).

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.<sup>3</sup>

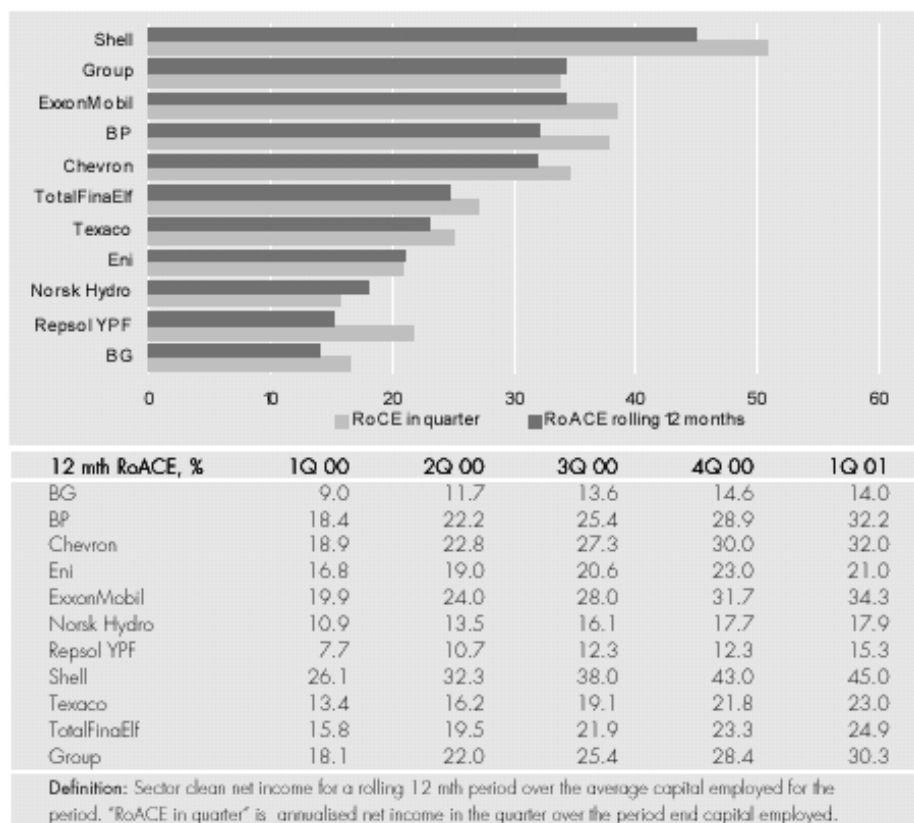


Figur 1: Avkastning på sysselsatt kapital i Statoil, til løpende oljepris. Kilde: *Statoils Årsrapport 2001*.

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.

<sup>3</sup> Kilde: Statoils årsberetning, 2001.



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

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

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.<sup>4</sup> 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.<sup>5</sup>

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

<sup>4</sup> Se Askildsen og Osmundsen (1998).

<sup>5</sup> I utforming av interne styringssystemer har bedriften tilgang på langt mer detaljert informasjon, og kan derfor utforme mer treffsikre insentivsystemer.

prosjekter. Motsatt kan den regnskapsmessige rentabiliteten gå ned når det iverksettes meget lønnsomme tiltak.

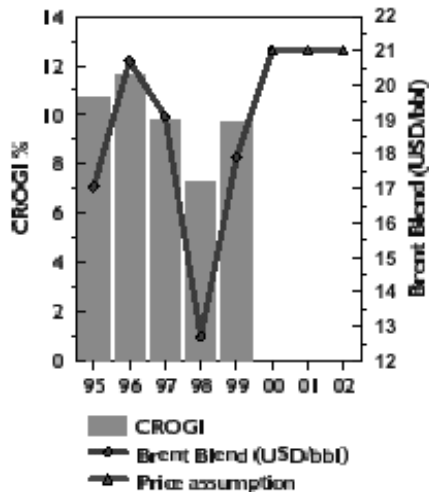
I praksis brukes imidlertid RoACE også i forbindelse med verdsetting. Dette er et sentralt forholdstall selskapene blir målt mot, og som de derfor må forholde seg til. Ved fremleggelse av nye regnskapstall måles eksempelvis et selskaps RoACE og sammenholdes med andre bedrifter det er naturlig å sammenligne 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).<sup>6</sup> 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.<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> 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*.

<sup>7</sup> *Dagens Næringsliv*, 12. mars 2002.



Figur 3: CROGI-beregning for Norsk Hydro Olje og energi, sammenholdt med utvikling i oljepris. Kilde: *Investorfoun*, <http://www.hydro.no/>

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.<sup>8</sup> 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 investeringenes livsfase (leting/utbygging vs. platå vs. halefasen), og at man kan pynte på resultatmålet gjennom salg og gjenkjøp av aktiva.

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 man ved bruttorentabilitet ikke vil være avhengig av regnskapsmessige

<sup>8</sup> Goldman Sachs: "Essential Oils", februar 2000.



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 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 korrekte metoder for måling av internrente.

#### **4. Investeringsinsentiver ved CROGI**

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. Ved oppdatering av verdsettingsanalysene må det 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 selskapssammenligninger.

#### **5. Investeringsinsentiver ved RoACE**

Investeringsinsentivene til selskapene som ligger implisitt i markedets vektlegging av RoACE, avhenger kritisk av hvilke avskrivningsmetoder som er i bruk. 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 felt<sup>9</sup>, 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 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). 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 korrekte investeringsbeslutninger kan man argumentere for at bedriftenes interne insentivsystemer ikke bør være knyttet mot rentabiliteten i eksterntregnskapet. Men vi ser allikevel eksempler på at en slik kobling mot regnskapsmål gjøres. De enkelte oljeselskapene er imidlertid godt kjent med sammenhengen mellom investeringsnivå og RoACE, og det er eksempler på at man differensierer kravet til

---

<sup>9</sup> 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.

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.<sup>10</sup> 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 produksjonshetsmetoden 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

---

<sup>10</sup> EVA er et registrert varemerke tilhørende Stewart & Company. EVA måler differansen, målt i penger, mellom avkastningen på selskapets kapital og kostnaden til denne kapitalen. Verd å få med seg er at EVA ivaretar kostnaden på *all* kapital, også egenkapitalen, dvs. at man måler residualinntekten (profitten). En fordel med dette verdiskapningsbegrepet er blant annet at insentiver for ansatte på ulike nivåer i bedriften kan knyttes direkte til verdiskapning for aksjonærene. For en poengtert fremstilling om EVA og verdsetting, se Johnsen (1999).

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.

## **6. Er oljeselskapene kortsiktige?**

Deler av norsk sokkel anses å være i høstingsfasen, ergo er det forventninger om og krav til økende kapitaldisiplin og høy løpende avkastning. Det vil da eksempelvis kunne 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.

Effisiens er også intuitivt rimelig, ettersom det er mange aktører i dette markedet som har sterke finansielle incentiver til å følge med på - og handle i forhold til - kursrelevant informasjon. Eventuell kortsiktighet må da skyldes (1) asymmetrisk informasjon mellom

selskapsledelsen og markedet (jf. Enron-konkursen), 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.<sup>11</sup> 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).

---

<sup>11</sup> Dette gjelder i særlig grad dersom selskapene bruker samme høye avkastningskrav både ved seleksjon og dimensjonering av prosjekter.

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, dvs. at man beregner den inkrementelle effekten av et nytt prosjekt på selskapets RoACE over tid. Om dette ikke nødvendigvis påvirker enkeltprosjekt (som i hovedsak besluttes ut fra nåverdibetraktninger), 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.

## 7. 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 vekstposjoner 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 leteresultater, 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. Det ligger i saken natur at økt utvinning av eksisterende felt har begrenset tidshorisont og derfor ikke på samme måte som nye felt vil signalisere vekst gjennom vilje og evne til å finne og utvikle nye ressurser. På den annen side er fortløpende optimalisering av eksisterende portefølje avgjørende for å oppfylle eksisterende resultat- og produksjonsmål, herunder ROCE- og CROGI-mål. Ettersom eksisterende produksjon av markedet kan tolkes som et signal på fremtidig produksjon, kan selskapene ha

sterke incentiver til å gjennomføre IOR-prosjekt som krever små investeringer og raskt gir økning i produksjonen.

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.<sup>12</sup> –"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 Mobil har en sterk balanse fordi selskapet gjennom flere tiår har vist at det ivaretar aksjonærenes interesser. Men som påvist er det ikke

---

<sup>12</sup> 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.



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?

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. 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.<sup>13</sup> 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

---

<sup>13</sup> Se Asche, Osmundsen og Tveterrås (2000), og Osmundsen, Skjølingstad og Håland (2001).

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 enkeltsekskap å bestemme. Det er et innebygget kontrollsystem med at man trenger beslutningsflertall i lisensen, noe som begrenser mulighetene for skjevløfting. Uttaket til det enkelte sekskap reguleres også i form av produksjonstillatelser fra Olje- og Energi-departementet. Avvik fra dette bildet - der sekskapene har insentiver til å øke produksjonen - kan vi ha dersom sekskapet står i fare for å levere et overskudd under forventning. Sekskapet 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 sekskapene 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 satelitter for å spare utbyggingskostnader. I begge tilfelle sier man fra seg potensielt lønnsomme vekststøpsjoner.

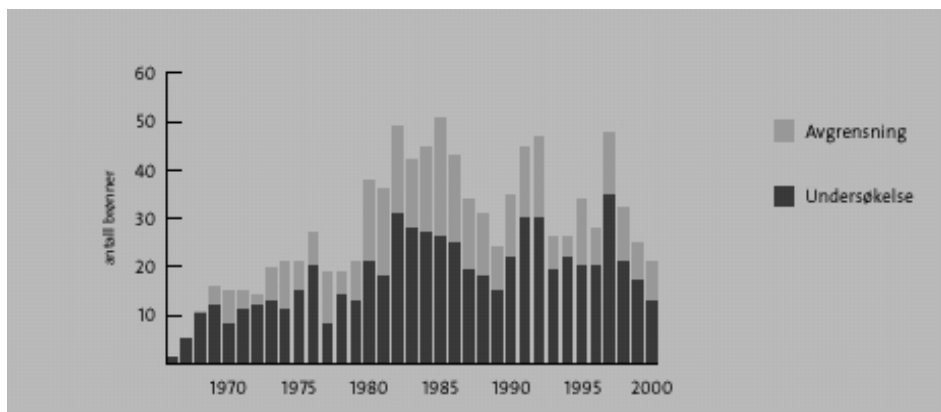
Et økende fokus på kortsiktige rentabilitetsmålinger vil i første rekke være en fare for langsiktige investeringer med betydelig ledetid. Dette er en type investeringer som vil svekke RoACE-målet i flere år etter besluttet prosjektstart. Det kan følgelig være en fare for underdimensjonering av langsiktige 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 vekststøpsjoner ikke lar seg realisere. Dette representerer både et bedriftsøkonomisk og et samfunnsøkonomisk problem. Staten vil imidlertid verdsette vekststøpsjonene høyere, ettersom den oftest opererer med lavere avkastningskrav enn sekskapene.

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.

## 8. 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.)

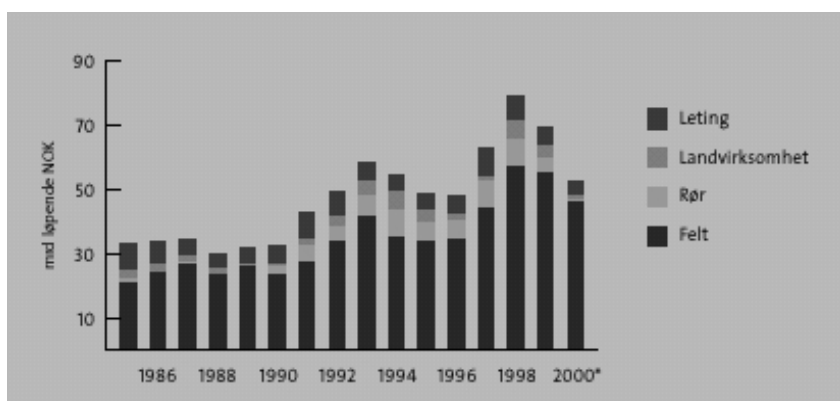
I oljebransjen ser man også store svingninger i aksjekursene når oljeprisen endrer seg, selv om kanskje underliggende prisforventning ligger relativt stabilt rundt 16-20 dollar per fat. Seriøse analytikere tar høyde for slike langsiktige forhold, mens aksjemarkedet er gjerne mer volatil. Sterke svingninger 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 avsluttet per år, 1965-2000.

Kilde *Oljedirektoratet, Faktaheftet 2001*

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



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.<sup>14</sup> Opphopning kan slå ut i høyere priser pga. begrenset kapasitet og i at man bruker mindre kvalifisert personell ettersom kompetansen spres tynt utover mange

<sup>14</sup> Årsaker til og problemer med sterkt svingende aktivitetsnivå i oljenæringen er behandlet i Osmundsen (1999a, 1999b, 1999c), og Osmundsen og Fevang (2000).

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 kjøp-stopp tilpasning i mange av selskapene. Dette kan gi andre beslutninger enn en langsiktig ressursforvaltning skulle tilsi, eksempelvis kutting av tidskritiske IOR-prosjekt ved lave oljepriser.<sup>15</sup> 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 leteboring<sup>16</sup> og for å skyte seismikk, når tilnærmet alle selskapene ønsker å utføre slik aktivitet samtidig (ved høy 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 reservegrunlaget 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).

## 9. Konklusjon

Aksjemarkedet har ikke tilgang til selskapenes interne lønnsomhetsberegninger. De må derfor slutte seg til selskapenes økonomiske utvikling gjennom årsregnskapet, som inneholder langt mindre informasjon. Kortsiktige finansielle indikatorer basert på eksternregnskapstall kan følgelig bli tillagt stor vekt av markedet, ettersom disse indikatorene kan oppfattes som et signal om den underliggende utviklingen i faktisk lønnsomhet. Det er en fare for at styring etter finansielle indikatorer kan innføre et element av kortsiktighet i oljeselskapenes disposisjoner. Ved måltall knyttet til avkastning på sysselsatt kapital eller bruttorentabilitet

---

<sup>15</sup> 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".

<sup>16</sup> Riggater svinger mellom 70.000 og 250.000 USD per dag.

kan det vises at selskapene i perioder med presset lønnsomhet kan ha incentiver til underinvestering. Spesielt gjelder dette for prosjekter med lang ledetid, der det er en fare for underdimensjonering av anlegg. Gitt informasjonsasymmetrien mellom selskapet og aksjonærene kan det være situasjoner der underinvestering være rasjonell atferd for selskapene, som ledd i en signaliseringsstrategi. Dette kan ha negative konsekvenser for ressursforvaltningen. Denne markedssvikten som ligger i informasjonsskjevheter kan gi effektivitetstap i den grad investeringene er irreversible og tidskritiske. Styring etter brutto-rentabilitet gir i tillegg incentiver til å stenge ned felt for tidlig, sett fra samfunnets synspunkt.

Omfanget av dette problemet vil avhenge av markedets evne til å fange opp eventuelle kortsiktige tilpasninger og korrigere incentivene til kortsiktighet. Markedet vil blant annet straffe et selskap som ikke oppfyller sine målsettinger om produksjonsvekst, og dette vil motvirke periodevise incentiver til underinvestering.

## Litteratur

Asche, F., Osmundsen, P., og R. Tveterås (2002), "European Market Integration for Gas? - Volume Flexibility and Political Risk", kommer i *Energy Economics*.

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

Aven, E., Løvås, K., og P. Osmundsen (2001), "Risikostyring versus incentiver", *Revisjon & Regnskap*, 5, 52-58

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.

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.

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.

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

Nunn (2001), "Can we keep the stock market happy and still make sensible investment decisions?", 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. og H.J. Fevang (2000), "Investeringsvingninger 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*.

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, 24<sup>th</sup> *IAEE International Conference*. April 25-27, 2001.

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

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.